



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA LARGE SCALE DE 53 MWp EN LLERENA (BADAJOZ)

Autor: Daniel Pablo Panizo

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

12 de Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Proyecto básico de una planta fotovoltaica large scale de 53 MWp en Llerena (Badajoz)** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 4ºGITI, es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Apoyo en la fase de planificación y estructuración de la memoria, en concreto organización de capítulos y lluvia de ideas. Además, la Inteligencia Artificial se ha empleado para investigación general previa a la redacción de la memoria relacionada con el funcionamiento de una planta solar fotovoltaica, así como para el aprendizaje del citado de referencias en estilo IEEE.



Firmado (alumno): Daniel Pablo Panizo

Fecha: 12/07/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

La Directora del Proyecto	El co-Director del Proyecto
ALONSO ALONSO CONSOLACIO N - 05408293G Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.07.15 13:18:15 +02'00'	
Fdo: Consolación Alonso Alonso	Fdo:
Fecha: 12/07/2026	Fecha:

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mi familia y amigos, por su apoyo y acompañamiento a lo largo de esta etapa. Además, me gustaría agradecer a la Universidad Pontificia Comillas – ICAI por la calidad académica impartida. Por último, a Consuelo, mi directora de TFG, por su ayuda y dedicación durante el proceso de este proyecto.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA LARGE SCALE DE 53 MWp EN LLERENA (BADAJOZ)

Autor: Daniel Pablo Panizo

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

12 de Julio de 2026

PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA LARGE SCALE DE 53 MWP EN LLERENA (BADAJOZ)

Autor: Pablo Panizo, Daniel.

Directora: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo consiste en el proyecto básico de una planta solar fotovoltaica ubicada en Llerena (Badajoz), de 47,355 MW de potencia nominal y 52,874 MWp de potencia pico. Por medio de simulaciones con el programa PVsyst se ha obtenido una producción promedio estimada de 106.048 MWh/año durante los 30 años de vida útil de la planta. El diseño eléctrico incluye los niveles de tensión 1500V en corriente continua, 675V en corriente alterna BT, 30 kV en MT y 66 kV en AT. Los resultados de viabilidad económica muestran un VAN para el proyecto positivo en los dos escenarios planteados, confirmándose la rentabilidad desde el punto de vista tanto del proyecto como del accionista.

Palabras clave: Energía Solar, Planta Solar Fotovoltaica, Large Scale, Diseño Eléctrico, PVsyst, Viabilidad Económica.

1. Introducción

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), fija como objetivo que las renovables formen el 81% del mix energético en 2030 [1], siendo en España de un 56,8% [2]. Esta situación hace necesario el desarrollo de nuevos proyectos de generación renovable como el del presente TFG que, a su vez, se alineen con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

2. Definición del proyecto

El Proyecto abarca las siguientes fases, mostrándose en paralelo algunos de los resultados más notables:

1. Estudio del recurso solar. Se ha llevado a cabo una comparativa detallada entre tres bases de datos: Meteonorm, NREL y PVGIS, analizando variables como la radiación global horizontal, la radiación difusa horizontal, la temperatura media y la velocidad del viento. El estudio concluyó con la elección de la base de datos PVGIS que, a falta de proporcionar la velocidad del viento, se adoptó dicho valor de la base Meteonorm.
2. Selección del emplazamiento. Contemplando variables como el recurso solar, distancia hasta la subestación y evitando espacios naturales en el mapa, se han seleccionado tres emplazamientos: Pedro Martínez, Granada; Llerena, Badajoz; Madridejos, Toledo. Para la elección del emplazamiento óptimo, se ha hecho un estudio detallado incluyendo variables relevantes como el tipo de suelo, recurso solar, orografía e interconexión eléctrica, entre otros. Se seleccionó mediante un sistema de puntuación multicriterio el emplazamiento ubicado en Llerena, Badajoz.

3. Selección de equipos. Los equipos fundamentales del proyecto se han seleccionado mediante la simulación energética con el programa PVsyst. Mediante el análisis de sensibilidad de ratio, módulo, inversor, distancia entre seguidores, configuración de los mismos y otros criterios relevantes, se han decidido los equipos críticos de la planta.
4. Producción estimada para la vida útil de la planta. Con la selección de equipos completa, se lleva a cabo una simulación por medio del programa PVsyst con el fin de estimar la producción anual para cada año durante toda la vida útil de la planta solar (30 años).
5. Diseño Eléctrico. La planta cuenta con 4 niveles distintos de tensión desde que se genera la energía eléctrica hasta que se evacúa en la subestación de conexión. Es por ello que se seleccionan los conductores para todos los niveles de tensión, que conectarán la aparamenta también diseñada, como las cajas de conexión, los transformadores o las celdas de media tensión.
6. Análisis de viabilidad económica. Se estudiará, para la producción estimada de la planta a lo largo de su vida útil, la rentabilidad tanto a nivel de proyecto, como desde el punto de vista de un accionista, donde se confirma la viabilidad económica del presente proyecto por medio de los indicadores financieros VAN y TIR.

3. Descripción del sistema

Tras la optimización de los equipos mediante iteración en PVsyst, la configuración final del sistema queda definida en la *Tabla 1*.

Módulo PV	Longi Solar LR8-66HYD-655M (655Wp, bifacial)
Nº de módulos	80.724 totales
Nº de strings	2.883, con 28 módulos en serie por cada string
Potencia pico total	52,874 MWp
Inversor	Ingeteam Ingecon Sun 3600TL C675 (3,157 MW)
Nº de inversores	15
Potencia nominal total	47,355 MW
Seguidores	1V (panel vertical)
Distancia entre seguidores	6 metros

Tabla 1. Resultados principales de la configuración final obtenida en PVsyst

Los 80.724 módulos se organizan en 2883 cadenas (strings) de 28 módulos en serie cada una. Los strings se agrupan en 24 cajas de conexión en corriente continua, a las que les corresponden 8 strings a cada una y se conducen hasta los 15 inversores por medio de conductores de cobre de 120 mm². Los inversores se conectarán formando 5 líneas de generación de 3 bloques (inversor + transformador) conectados en cadena cada una. Cada línea de generación se conecta con las celdas de MT a través de un conductor de aluminio

de 240 mm². Por último, la planta evacuará la energía eléctrica generada a la subestación de distribución EDRD mediante un conductor de aluminio con alma de acero con designación LA-280.

4. Resultados

Los resultados muestran la configuración óptima de equipos para los criterios planteados. Con dicha selección y el estudio de producción de la planta por medio del programa PVsyst, se resumen los resultados en la *Tabla 2*.

Producción año 1	112,5138 GWh
Producción media 30 años	106,048 GWh/año
Horas equivalentes	2006 h
Factor de Capacidad	23,1%
Performance Ratio medio	81,17%

Tabla 2. Resultados principales de la producción de la planta en PVsyst

De la misma forma, se muestran en la *Tabla 3* los resultados obtenidos tras el estudio de viabilidad económica de la planta.

	Escenario 1	Escenario 2
Precio de venta de la Energía	46,087 €/MWh	52,5175 €/MWh
CAPEX total	33.141.880€	
OPEX año 1	808.959€	
WACC	5,4%	
VAN del proyecto	15.006.989,70 €	22.945.167,73 €
TIR del proyecto	8,5%	10%
VAN para el accionista	6.885.226,83 €	11.970.408,98 €
TIR para el accionista	15,2%	20,1%

Tabla 3. Resultados principales del estudio de viabilidad económica

5. Conclusiones

El presente proyecto demuestra la viabilidad técnica de una planta fotovoltaica de gran potencia en el emplazamiento de Llerena. La selección del mismo mediante un método de puntuación multicriterio confirma la localización como la óptima entre las 3 planteadas. El equipo analizado mediante iteraciones en el programa PVsyst, asegura la maximización de la producción contemplando criterios adicionales.

El estudio económico confirma la rentabilidad desde el punto de vista de proyecto para ambos escenarios de precio, justificándose con un VAN positivo y una TIR mayor a la tasa de descuento (5,4%). Desde el punto de vista del accionista, la viabilidad para una rentabilidad exigida de 9% se cumple para el escenario más conservador, el Escenario 1, resultando así, también rentable para cualquier escenario más realista, como el Escenario 2, con una TIR de 20,1% muy superior a la rentabilidad exigida para las acciones (9%).

BASIC PROJECT OF A LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC PLANT OF 53 MWP IN LLERENA (BADAJOZ)

Author: Pablo Panizo, Daniel.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This document presents the basic project of a photovoltaic solar plant located in Llerena (Badajoz), with a nominal power of 47.355 MW and a peak power of 52.874 MWp. Through simulations carried out with the PVsyst software, an estimated average production of 106,048 MWh/year has been obtained over the 30 year lifespan of the plant. The electrical design includes the voltage levels of 1500V DC, 675V LV AC, 30 kV MV, and 66 kV HV. The economic viability results show a positive NPV for the project in both scenarios considered, confirming the profitability of the project from both the project's and the shareholder's point of view.

Keywords: Solar Energy, Photovoltaic Solar Plant, Large Scale, Electrical Design, PVsyst, Economic Feasibility.

1. Introduction

The National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) sets a target for renewables to conform the 81% of the energy mix by 2030 [1], with Spain standing at 56.8% [2]. This situation makes necessary the development of new renewable generation projects, such as the one presented in this thesis, which are in turn aligned with the Sustainable Development Goals.

2. Project definition

The project is divided in the following phases, with some of the most notable results shown in parallel:

1. Solar resource study. A detailed comparison was carried out between three databases: Meteonorm, NREL, and PVGIS, analysing variables such as global horizontal irradiance, diffuse horizontal irradiance, average temperature, and wind speed. The study concluded with the selection of the PVGIS database, which, since it does not provide wind speed data, this value was adopted from the Meteonorm database.
2. Site selection. Taking into account variables such as solar resource, distance to the substation, and avoiding natural areas on the map, three sites were selected: Pedro Martínez, Granada; Llerena, Badajoz; and Madridejos, Toledo. For the choice of the optimal site, a detailed study was carried out including relevant variables such as soil type, solar resource, terrain, and grid connection, among others. The site located in Llerena, Badajoz, was selected by means of a multicriteria scoring system.
3. Equipment selection. The fundamental equipment of the project was selected through energy simulation using the PVsyst software. Through sensitivity

analysis of the ratio, module, inverter, tracker spacing, tracker configuration, and other relevant criteria, the critical equipment of the plant was determined.

4. Estimated production over the plant's lifespan. Once the equipment selection was complete, a simulation was performed using PVsyst in order to estimate the annual production for each year over the entire useful life of the solar plant (30 years).
5. Electrical design. The plant has 4 different voltage levels from the point of electricity generation to the point of evacuation at the connection substation. Conductors are therefore selected for all voltage levels, connecting the equipment also designed in this project, such as the combiner boxes, the transformers, and the medium voltage switchgear cells.
6. Economic feasibility analysis. For the estimated production of the plant over its useful life, the profitability will be studied both at the project level and from the point of view of a shareholder, confirming the economic feasibility of this project by means of the financial indicators NPV and IRR.

3. System description

After optimising the equipment through iterations in PVsyst, the final system configuration is defined in *Table 1*.

PV Module	Longi Solar LR8-66HYD-655M (655Wp, bifacial)
Number of modules	80.724 total
Number of strings	2.883, with 28 modules in series per string
Total peak power	52,874 MWp
Inverter	Ingeteam Ingecon Sun 3600TL C675 (3,157 MW)
Number of inverters	15
Total nominal power	47,355 MW
Trackers	1V (vertical panel)
Tracker spacing	6 meters

Table 1. Main results of the final configuration obtained with PVsyst

The 80.724 modules are arranged into 2.883 strings of 28 modules connected in series each. The strings are grouped into 24 DC combiner boxes, with 8 strings corresponding to each one, and are guided to the 15 inverters through 120 mm² copper conductors. The inverters will be connected forming 5 generation lines of 3 generation blocks each (inverter + transformer), chained together. Each generation line connects to the MV switchgear cells through a 240 mm² aluminium conductor. Finally, the plant will evacuate the generated electrical energy to the EDRD distribution substation through an aluminium conductor with a steel core, designated LA-280.

4. Results

The results show the optimal equipment configuration for the criteria established. With this selection and the plant's production study carried out using PVsyst, the results are summarized in *Table 2*.

Year 1 production	112.5138 GWh
30 year average production	106.048 GWh/year
Equivalent hours	2,006 h
Capacity Factor	23.1%
Average Performance Ratio	81.17%

Table 2. Main results of the production of the plant in PVsyst

Likewise, *Table 3* shows the results obtained from the economic feasibility study of the plant.

	Scenario 1	Scenario 2
Energy sale price	46,087 €/MWh	52,5175 €/MWh
Total CAPEX	33.141.880€	
Year 1 OPEX	808.959€	
WACC	5,4%	
Project NPV	15.006.989,70€	22.945.167,73€
Project IRR	8,5%	10%
Shareholder NPV	6.885.226,83€	11.970.408,98€
Shareholder IRR	15,2%	20,1%

Table 3. Main results of the economic feasibility study

5. Conclusions

This project demonstrates the technical feasibility of a large scale photovoltaic plant at the Llerena site. Its selection through a multicriteria scoring method confirms this location as the optimal among the three considered. The equipment, analysed through iterations in the PVsyst software, ensures maximum production while taking into account additional criteria.

The economic study confirms the project's profitability under both price scenarios, justified by a positive NPV and an IRR higher than the discount rate (5,4%). From the shareholder's point of view, feasibility for a required return of 9% is met even under the more conservative scenario, Scenario 1, meaning that it is therefore also profitable under any more realistic scenario, such as Scenario 2, with an IRR of 20,1%, well above the required return on equity (9%).

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	13
1. Motivación del proyecto.....	13
2. Estado de la cuestión	14
3. Objetivos y estructura del proyecto	16
Capítulo 2. Recurso solar	18
1. La energía del Sol.....	18
2. Radiación solar	18
3. Optimización del recurso solar	20
4. Medición del recurso solar	21
5. Bases de datos de radiación solar	23
Capítulo 3. Descripción de las tecnologías	27
1. La célula solar	27
2. Tecnologías de módulos fotovoltaicos	28
2.1. Módulos de silicio monocristalino	29
2.2. Módulos de silicio policristalino	29
2.3. Módulos de silicio amorfo	29
2.4. Módulos bifaciales.....	30
3. Funcionamiento de un inversor	30
4. Funcionamiento de un transformador.....	31
5. Seguidores solares	32
6. Protocolos de referencia	33
Capítulo 4. Emplazamiento	34
1. Descripción del emplazamiento	34
Capítulo 5. Elección de equipos	40
1. Parámetros de pérdidas del sistema.....	41
2. Ratio de la planta.....	44
3. Distancia entre seguidores	46
4. Configuración del seguidor	48
5. Módulo fotovoltaico	50

6. Inversor.....	51
7. Configuración final de la planta	54
Capítulo 6. Producción energética estimada para la vida útil de la planta.....	58
Capítulo 7. Diseño Eléctrico	62
1. Módulos fotovoltaicos.....	62
2. Cajas de conexión en corriente continua.....	63
3. Inversor.....	63
4. Transformador BT/MT.....	64
5. Celdas de media tensión.....	65
6. Transformador MT/AT.....	66
7. Ubicación de los equipos.....	68
8. Diseño de conductores.....	70
8.1. Conductores en corriente continua	71
8.2. Conductores en corriente alterna.....	72
9. Subestación Eléctrica de Transformación	74
9.1. Configuración de la subestación.....	74
Capítulo 8. Obra civil.....	79
1. Movimiento de tierras	79
2. Vallado perimetral.....	80
3. Sistemas de seguridad	81
4. Viales.....	81
5. Zanjas	82
6. Edificaciones y cimentaciones	83
Capítulo 9. Estudio de viabilidad económica	84
1. Producción de la planta solar fotovoltaica.....	84
2. Precio medio anual de la energía eléctrica en España	85
3. Inversión total.....	87
4. OPEX	88
5. Flujo de Caja Libre (FCF).....	89
6. Coste Medio Ponderado de Capital (WACC)	90
7. Análisis de rentabilidad de la planta.....	91

8. Flujo de caja para el accionista.....	91
9. Análisis de rentabilidad para el accionista	92
Capítulo 10. Planificación de las actividades	94
Capítulo 11. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	95
1. Energía asequible y no contaminante (ODS 7)	95
2. Industria, innovación e infraestructura (ODS 9)	96
3. Acción por el clima (ODS 13).....	96
Conclusiones y resultados	98
Bibliografía	100
Anexo I: Selección del emplazamiento	103
1. Elección de emplazamientos candidatos	103
2. Criterios de puntuación	105
2.1. Recurso solar.....	105
2.2. Orografía.....	114
2.3. Tipo de terreno	115
2.4. Vegetación.....	116
2.5. Interconexión eléctrica.....	116
2.6. Accesibilidad.....	117
2.7. Forma del terreno.....	118
2.8. Capacidad de proyecto.....	119
2.9. Medioambiente	119
2.10. Otros.....	120
3. Resumen de las características de los emplazamientos candidatos	121
3.1. Emplazamiento A: Pedro Martínez, Granada.....	121
3.2. Emplazamiento B: Llerena, Badajoz.....	123
3.3. Emplazamiento C: Madridejos, Toledo.....	124
4. Elección del emplazamiento.....	125
Anexo II: Cálculos del diseño eléctrico	127
1. Metodología del diseño de conductores	127
2. Criterios de selección de conductores	127

2.1.	<i>Criterio de intensidad máxima admisible.....</i>	<i>127</i>
2.2.	<i>Criterio de intensidad de cortocircuito</i>	<i>128</i>
2.3.	<i>Criterio de caída de tensión máxima admisible</i>	<i>129</i>
3.	<i>Cálculos de la sección de los conductores.....</i>	<i>131</i>
3.1.	<i>Cálculos de conductores de baja tensión.....</i>	<i>131</i>
3.2.	<i>Cálculos de conductores de media tensión.....</i>	<i>136</i>
3.3.	<i>Cálculos de conductores de alta tensión.....</i>	<i>138</i>
<i>Anexo III: Planos</i>		<i>140</i>
<i>Anexo IV: Cálculos del estudio de viabilidad económica</i>		<i>151</i>
1.	<i>Escenario 1</i>	<i>152</i>
2.	<i>Escenario 2</i>	<i>156</i>
<i>Anexo V: Catálogos de los equipos.....</i>		<i>160</i>

Índice de figuras

Figura 1. Potencia fotovoltaica instalada en 2024. IEA PVPS Snapshot 2025 [4]	13
Figura 2. Evolución de los costes del panel solar. Our World in Data [6]	15
Figura 3. Esquema visual de la división de la radiación global. IEA [9]	19
Figura 4. Esquema visual de la masa de aire. IEA [9].....	20
Figura 5. Distribución de la irradiación global horizontal (GHI) en Europa. Global Solar Atlas 2026.....	21
Figura 6. Piranómetro CMP3-L [11]	22
Figura 7. Pirheliómetro CHP1 [12]	23
Figura 8. Anillo de sombra o banda. Darrea [13].....	23
Figura 9: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Pedro Martínez .	24
Figura 10: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Llerena.....	25
Figura 11: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Madridejos.....	25
Figura 12. Efecto fotoeléctrico en una célula solar. Mikitsolar [14].....	27
Figura 13. Esquema eléctrico simplificado de un inversor trifásico y onda PWM [18]	31
Figura 14. Detalle de la parcela seleccionada. Google Earth Pro.....	35
Figura 15. Vista satélite del acceso a la parcela a través de la N-432. Google Earth Pro ...	36
Figura 16. Subestación eléctrica (SE)-Llerena extraída de Google Earth (Streetview)	37
Figura 17. Nudo Llerena, localización exacta. Extraído directamente del mapa de e-distribución (EDRD)	38
Figura 18. Detalles del nudo Llerena proporcionado por e-distribución (EDRD)	38
Figura 19. Dibujo lineal del horizonte proporcionado por el programa PVsyst	43
Figura 20. Ejemplo de seguidor 1V [1]	48
Figura 21. Ejemplo de seguidor 2V [23]	48
Figura 22 Diagrama de pérdidas para la simulación de la configuración final en PVsyst..	57
Figura 23. Representación gráfica de la producción de la planta durante su vida útil	61
Figura 24. Layout aproximado de la planta. Google Earth Pro	68
Figura 25. Ejemplo de vallado típico en plantas fotovoltaicas [27]	80
Figura 26. Ejemplo de sistema de seguridad para plantas fotovoltaicas [28].....	81

Figura 27. Precio medio diario de la energía eléctrica para cada año.	86
Figura 28. Mapa de irradiación global horizontal (GHI) de la Península Ibérica con los tres emplazamientos candidatos. Global Solar Atlas, 2026	104
Figura 29: Parcela en las proximidades de Pedro Martínez y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026).....	121
Figura 30: Parcela en las proximidades de Llerena y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026).....	123
Figura 31: Parcela en las proximidades de Madridejos y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026).....	124

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados principales de la configuración final obtenida en PVsyst.....	11
Tabla 2. Resultados principales de la producción de la planta en PVsyst.....	12
Tabla 3. Resultados principales del estudio de viabilidad económica	13
Tabla 4. Resumen de resultados de la puntuación total de los emplazamientos	35
Tabla 5. Caso base de simulación en PVsyst.....	41
Tabla 6. Resultados de la variación del ratio en PVsyst.....	45
Tabla 7. Comparativa según variación de distancia entre seguidores en PVsyst.....	47
Tabla 8. Comparativa entre configuración 2V vs 1V en PVsyst.....	49
Tabla 9. Comparativa de módulos fotovoltaicos en PVsyst.....	51
Tabla 10. Comparativa de inversores en PVsyst	54
Tabla 11 Configuración final de la planta	55
Tabla 12. Producción media anual de la planta, estimada en el programa PVsyst	60
Tabla 13. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.....	62
Tabla 14. Características técnicas del inversor seleccionado	64
Tabla 15. Producción media de la planta durante los 30 años de vida útil.....	85
Tabla 16. Precio promedio de la Energía Eléctrica según el escenario	87
Tabla 17. Costes principales de la planta	87
Tabla 18.CAPEX de la planta.....	88
Tabla 19. Inversión total de la planta	88
Tabla 20. Ratios asumidos para el cálculo del OPEX	89
Tabla 21. Valores empleados en el cálculo del WACC y resultado.....	91
Tabla 22. Resultados VAN y TIR de la planta	91
Tabla 23. Resultados del VAN y TIR para el accionista.....	92
Tabla 24. Criterio de puntuación para la irradiación global horizontal estimada en la parcela	105
Tabla 25: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Pedro Martínez.....	106
Tabla 26: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Llerena	107
Tabla 27: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Madridejos	108

Tabla 28: Resultados PVGIS para el emplazamiento Pedro Martínez.....	109
Tabla 29: Resultados PVGIS para el emplazamiento Llerena	110
Tabla 30: Resultados PVGIS para el emplazamiento Madridejos	111
Tabla 31: Resultados NREL para el emplazamiento Perdo Martínez	112
Tabla 32: Resultados NREL para el emplazamiento Llerena.....	113
Tabla 33: Resultados NREL para el emplazamiento Madridejos.....	114
Tabla 34: Criterio de puntuación para la orografía de las parcelas	115
Tabla 35: Criterio de puntuación para el tipo de terreno de las parcelas.....	116
Tabla 36: Criterio de puntuación para la vegetación en las parcelas.....	116
Tabla 37: Criterio de puntuación para la interconexión eléctrica de los emplazamientos	117
Tabla 38: Criterio de puntuación para la accesibilidad a las parcelas	118
Tabla 39: Criterio de puntuación para la forma de las parcelas	119
Tabla 40: Criterio de puntuación para la potencia pico estimada de cada emplazamiento	119
Tabla 41: Criterio de puntuación para la distancia de la parcela a espacios naturales	120
Tabla 42: Criterio de puntuación para otras características de las parcelas	120
Tabla 43: Resumen de las puntuaciones de cada emplazamiento planteado.....	125
Tabla 44: Intensidades máximas admisibles (Tabla 39 del LRZ001 proporcionado por ENDESA)	138

Listado de Acrónimos

AIS: Subestación asilada en aire, del inglés Air Insulated Switchgear

AM: Masa de Aire, del inglés, Air Mass

AR: Antirreflectante, del inglés, Anti-Reflective

AT: Alta Tensión

BHI: Irradiancia horizontal directa, del inglés, Direct Beam Horizontal Irradiance

BT: Baja Tensión

CAPEX: Gastos de capital, del inglés, Capital Expenditure

CCTV: Circuito Cerrado de Televisión, del inglés, Closed Circuit Television

CT: Centro de Transformación

DC: Corriente Continua, del inglés, Direct Current

DHI: Irradiancia horizontal difusa, del inglés, Diffuse Horizontal Irradiance

EBITDA: Resultado bruto de explotación. Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, del inglés, Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

EDRD: e-distribución Redes Digitales

EVA: Etileno-Vinil-Acetato

FCF: Flujo de caja libre, del inglés, Free Cash Flow

FEM: Fuerza Electromotriz

G: Irradiancia Global

GHI: Irradiancia global horizontal, del inglés, Global Horizontal Irradiance

GIS: Subestación asilada en gas (SF₆), del inglés Gas Insulated Switchgear

HIS: Subestación híbrida, del inglés Hybrid Insulated Substation

HV: Alta Tensión, del inglés, High Voltage

IAM: Modificador del ángulo de incidencia, del inglés, Incidence Angle Modifier

IGBT: Transistor Bipolar de Puerta Aislada, del inglés, Insulated Gate Bipolar Transistor

IRR: Tasa Interna de Retorno, del inglés, Internal Rate of Return

ITC-BT: Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión

ITC-LAT: Instrucción Técnica Complementaria de Líneas de Alta Tensión

LID: Degradación inducida por la luz, del inglés, Light-Induced Degradation

LV: Baja Tensión, del inglés, Low Voltage

MOSFET: Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor, del inglés, Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor

MT: Media Tensión

MV: Media Tensión, del inglés, Medium Voltage

NOF: Necesidades Operativas de Fondos

NPV: Valor Actual Neto, del inglés, Net Present Value

NRER: Núcleo de Resiliencia Energética y Renovables

OFAF: Aceite impulsado por bombas (convección forzada) y aire exterior forzado mediante ventiladores (convección forzada), del inglés Oil Natural, Air Forced

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

ONAF: Aceite con circulación natural (convección natural) y aire exterior forzado mediante ventiladores (convección forzada), del inglés Oil Natural, Air Forced

ONAN: Aceite con circulación natural (convección natural) y aire exterior con circulación natural (convección natural), del inglés Oil Natural, Air Natural

OPEX: Gastos operacionales, del inglés, Operational Expenditure

O&M: Operación y Mantenimiento

PERC: Célula con emisor y contacto posterior pasivado, del inglés, Passivated Emitter and Rear Cell

PN: Potencia Nominal

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

POE: Elastómero de Poliofina, del inglés, Polyolefin Elastomer

PV: Fotovoltaico, del inglés, Photovoltaic

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

PWM: Modulación por ancho de pulsos, del inglés, Pulse Width Modulation

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

REE: Red Eléctrica

RLAT: Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión

SCADA: Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, del inglés, Supervisory Control and Data Acquisition

SE: Subestación Eléctrica

SET: Subestación Eléctrica de Transformación

STC: Condiciones Estándar de Medida, del inglés, Standard Test Conditions

TFG: Trabajo Fin de Grado

TIR: Tasa Interna de Retorno

TOPCon: Contacto pasivado con óxido de túnel, del inglés, Tunnel Oxide Passivated Contact

USD: Dólar estadounidense, del inglés, United States Dollar

VAN: Valor Actual Neto

WACC: Coste Medio Ponderado del Capital, del inglés, Weighted Average Cost of Capital

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía primaria más importantes hoy en día. En el año 2024 se instalaron 602 GW de potencia fotovoltaica en todo el mundo, aumentando la potencia total instalada hasta los 2.260 GW [3].

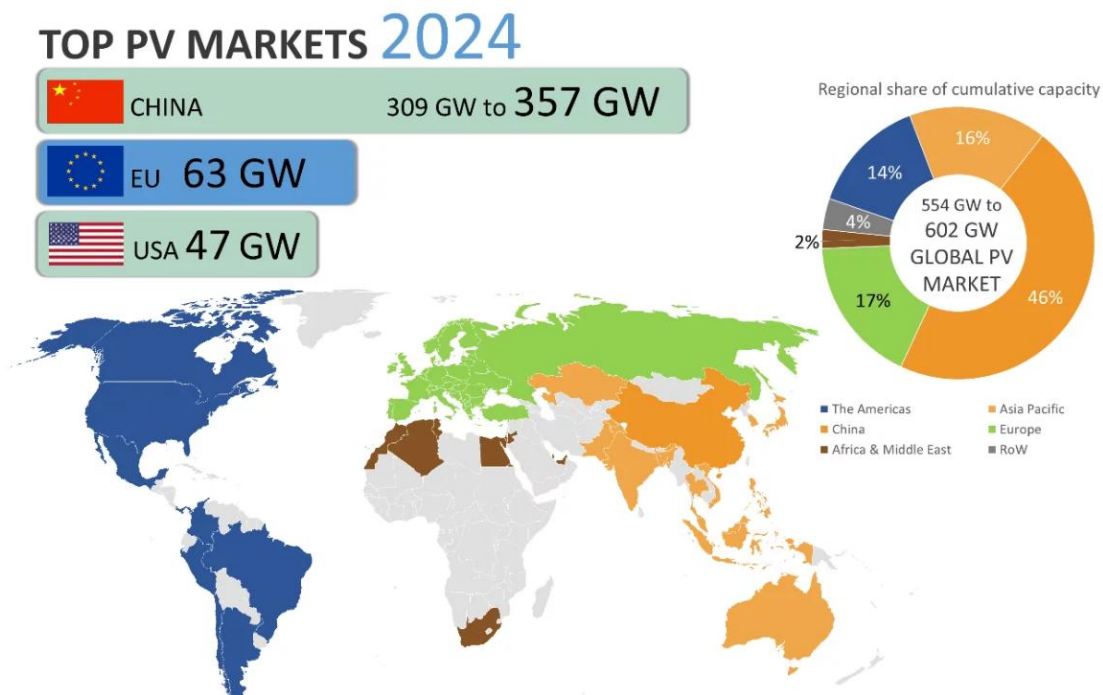


Figura 1. Potencia fotovoltaica instalada en 2024. IEA PVPS Snapshot 2025 [4]

Esta cifra corresponde al mayor valor de potencia instalada fotovoltaica nunca antes registrado. Es por ello que la fotovoltaica se ha situado como la fuente de generación de energía eléctrica con mayor crecimiento durante cuatro años seguidos. Este insistente aumento en la potencia fotovoltaica instalada no es sin precedente, el potencial técnico, económico y factible de las energías renovables es varios ordenes superior al de cualquier otra fuente de energía. Conforme indica el PNNL (Pacific Northwest National Laboratory), el potencial energético total de todas las energías renovables es de entre 164 y 27.200

[PWh/año], lo que supone entre 6,6 y 1.101 veces la demanda eléctrica mundial del año 2021 [5]. Esto implica que la transición energética hacia un sistema eléctrico alimentado por renovables en mayor medida, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, es posible y no está limitado por la disponibilidad del recurso. Ampliando en el mencionado artículo del PNNL, se justifica que la energía fotovoltaica es, con diferencia, la fuente más abundante, superando los 100 PWh/año, lo que sitúa al recurso solar como uno de los principales candidatos para esta transición.

Seguidamente, España ocupa una elevada posición a nivel europeo y global en lo que se refiere a potencia fotovoltaica instalada, situándose el tercer puesto mundial en cuanto a penetración fotovoltaica cubriendo el 24% de su demanda con energía solar [4]. Cuenta con 8,7 GW de nueva potencia instalada en 2024, suponiendo un total de 48,3 GW para ese mismo año [4].

Es por ello que nace la motivación del presente Trabajo de Fin de Grado, desarrollar el proyecto básico de una planta solar fotovoltaica de gran tamaño en Llerena, abordando todas las fases de un proyecto de tal envergadura, desde la selección del emplazamiento, la simulación energética, el diseño eléctrico, hasta el análisis de viabilidad económica.

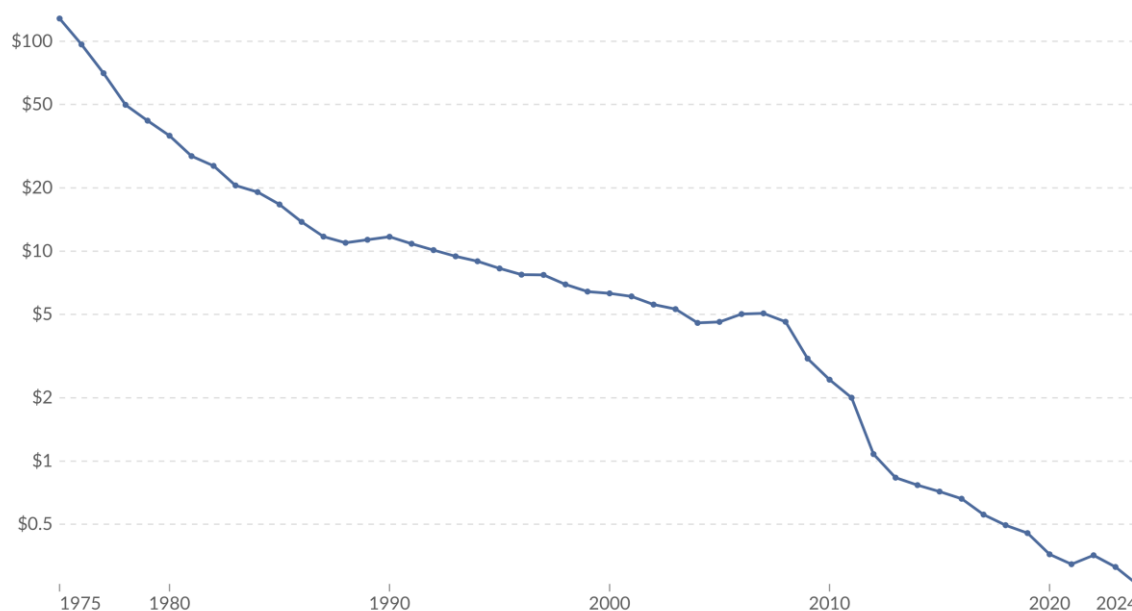
2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Una de las causas principales del creciente auge de la energía fotovoltaica es la gran reducción de sus costes a lo largo de las últimas décadas. Desde el año 1975 hasta 2025, el precio del panel se ha reducido en casi un 100% como se muestra en la *Figura 2*.

Solar photovoltaic panel prices



Average price of solar modules, expressed in US dollars per watt, adjusted for inflation.



Data source: IRENA (2025); Nemet (2009); Farmer and Lafond (2016)

OurWorldinData.org/energy | CC BY

Note: Costs are expressed in constant 2024 US\$ per watt. Global estimates are used before 2010; European market benchmarks thereafter due to limited data availability.

Figura 2. Evolución de los costes del panel solar. Our World in Data [6]

Esta tendencia continúa en la actualidad, siendo el precio de módulos fotovoltaicos en diciembre de 2024 de 0,078 USD/W [3]. Desde el punto de vista de planta, el coste total de la instalación de proyectos “utility scale” ha caído de 5.283 USD/kW en 2010 a 691 USD/kW en 2024 [7], es decir, se ha reducido un 87% en 14 años. Esto convierte a la fotovoltaica en la fuente de generación eléctrica más económica en la mayor parte del mundo.

La reducción de los costes relacionados con las tecnologías fotovoltaicas han supuesto una consecuencia directa. La rentabilidad de la mayor parte de los proyectos han dejado de depender de subvenciones para ser económicamente viables, en concreto, la gran mayoría de proyectos en España venden directamente la energía en el mercado eléctrico al operador del mercado (OMIE) o, ya en menor medida, a grandes consumidores por medio de contratos de compra a largo plazo. Esta situación es una de las principales causas del gran aumento en la potencia fotovoltaica en España con 8,7 GW anuales en 2024 [4].

3. OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO

El objetivo principal de este presente Trabajo de Fin de Grado es el desarrollo del proyecto básico de una planta solar fotovoltaica de gran tamaño en la localidad de Llerena, en Badajoz, con una potencia nominal de 47,355 MW y una potencia pico de 52,874 MWp. Además del desarrollo técnico del proyecto, se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica.

Con el fin de alcanzar este objetivo, el proyecto se ha estructurado en los siguientes pasos:

1. Estudiar el recurso solar en España. En concreto, se llevará a cabo un estudio exhaustivo del recurso para los tres emplazamientos planteados, justificando la base de datos empleada.
2. Seleccionar el emplazamiento óptimo. Para ello, se plantearán tres candidatos con mejores recursos solares en España, sin formar parte de espacios naturales. Posteriormente, conforme un estudio según diversas variables como el recurso solar, la vegetación, la orografía o la interconexión eléctrica, se puntuarán según unos criterios de puntuación y se seleccionará finalmente el de mayor puntuación.
3. Optimizar la configuración de la planta. Esta optimización se hará por medio del programa PVsyst, un estándar en el sector para el diseño de plantas fotovoltaicas. Se determinarán variables como el ratio DC/AC, el módulo fotovoltaico, el inversor, la configuración de los seguidores y la distancia entre ellos mediante estudio de sensibilidad, económico y otros factores. Además, se simulará también la producción anual de la planta a lo largo de su vida útil.
4. Diseñar el sistema eléctrico completo. El diseño de la planta incluye un circuito en corriente continua a 1500V entre los seguidores y el inversor, un circuito en corriente alterna a media tensión entre el inversor y el transformador de potencia principal MT/AT y, por último, un circuito de corriente alterna en alta tensión que unirá el transformador principal con la subestación de conexión a la red de distribución.
5. Analizar la viabilidad económica del proyecto. A partir de los datos de producción media, se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica tanto a nivel de proyecto,

como desde el punto de vista del accionista. Se determinará la rentabilidad del proyecto atendiendo a los indicadores financieros VAN y TIR.

Capítulo 2. RECURSO SOLAR

1. LA ENERGÍA DEL SOL

La fuente de energía primaria de la planta solar fotovoltaica es la energía proveniente del Sol. El Sol es un cuerpo gaseoso compuesto en mayor medida de hidrógeno y es la estrella más cercana a la Tierra. La energía solar se genera en el núcleo del Sol mediante reacciones de fusión nuclear en las que los átomos de hidrógeno se fusionan para formar helio liberando enormes cantidades de energía. Esta reacción supone una pérdida de masa, que se transforma en la energía que se libera con la (*Ecuación 1*), siendo c la velocidad de la luz.

$$E = m \cdot c^2 \quad (\text{Ecuación 1})$$

Esta energía se libera al espacio en forma de fotones que se desplazan a gran velocidad (300.000 km/h) hasta alcanzar la superficie de la tierra, tardando un total de aproximadamente 8 minutos en el proceso. Al atravesar la atmósfera terrestre la radiación solar sufre tres procesos, reflexión, adsorción y difusión causados por la interacción entre los fotones y componentes atmosféricos como el ozono o las nubes. Es por ello que del total de la radiación emitida por el Sol llega a la superficie terrestre un promedio de 340 W/m² [8].

2. RADIACIÓN SOLAR

Se denomina radiación solar a las ondas electromagnéticas o fotones provenientes del sol debido a sus reacciones internas de fusión. Los términos más relevantes en lo que se refiere a radiación son: la irradiancia y la irradiación.

La irradiancia o radiación solar global representa el valor instantáneo del recurso solar en un instante determinado y se calcula como la radiación solar incidente por unidad de superficie

[W/m²]. La irradiación es la energía por unidad de superficie para un período de tiempo [kWh/m²], es decir, representa el valor promedio de la irradiancia en el tiempo.

La radiación solar global (G) se descompone en tres componentes fundamentales: la radiación directa (BHI), la radiación difusa (DHI) y la radiación reflejada.

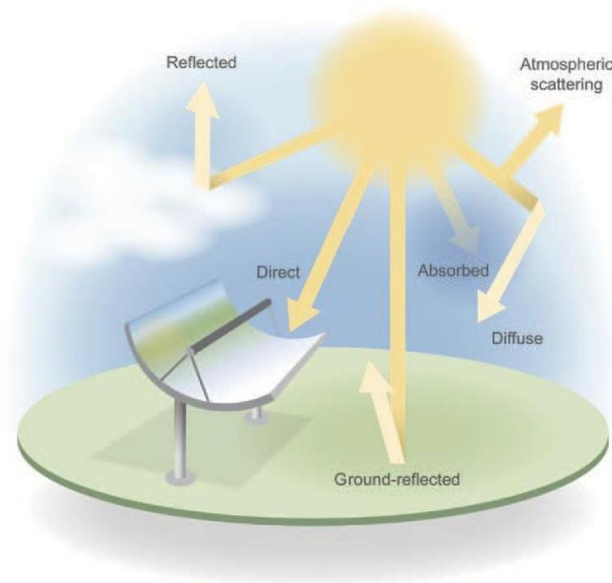


Figura 3. Esquema visual de la división de la radiación global. IEA [9]

- La radiación directa es la que llega directamente del sol a la superficie terrestre sin dispersión.
- La radiación difusa es la parte de la radiación global que se dispersa debido al efecto de la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre.
- La radiación reflejada, también denominada albedo en el sector, es la radiación procedente de la reflexión sobre superficies en el entorno.

La distancia que recorren los rayos solares cuando atraviesan la atmósfera se define como masa de aire (AM) y varía según el ángulo de elevación del Sol respecto del horizonte tal y como se expresa en la (Ecuación 2), siendo θ el ángulo entre la dirección perpendicular a la superficie terrestre y la posición del Sol.

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Cuando la masa de aire tiene valor 1, supone una posición del Sol en la dirección perpendicular a la superficie en la que incide y corresponde con la distancia mínima que recorren los rayos en su trayectoria por la atmósfera. El valor $AM = 1,5$ y una irradiancia global de 1.000 W/m^2 corresponde con las denominadas Condiciones Estándar de Medida o condiciones STC, que coinciden con las condiciones adoptadas para el diseño de módulos fotovoltaicos.

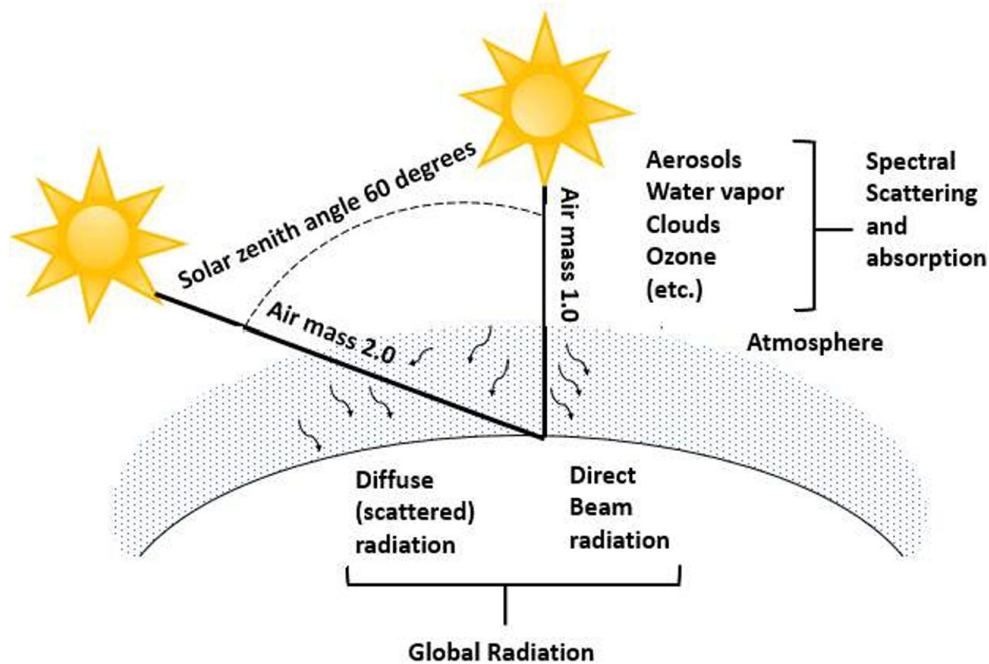


Figura 4. Esquema visual de la masa de aire. IEA [9]

3. OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

La cantidad de radiación solar que incide sobre un módulo fotovoltaico no solo depende de la cantidad de recurso en el emplazamiento, sino también de dos factores importantes, la orientación y la inclinación que se tenga. En lo que se refiere a estos factores, la irradiancia

será máxima cuando incida de forma perpendicular a la superficie, como se desarrolló en la (Ecuación 2).

La orientación que maximizará la irradiación anual incidente en un módulo fotovoltaico depende de la ubicación geográfica en el mapa. Una planta ubicada en el hemisferio norte, maximizará su irradiación orientándose dirección sur. La ubicación que maximizará la irradiación incidente se denomina Sunbelt y es la franja de la superficie terrestre donde los rayos inciden de forma perpendicular y, por lo tanto, recorren menor distancia. España y, en concreto, el emplazamiento seleccionado para la planta (Llerena), se encuentran en la parte norte de esta franja, con valores de GHI entre los más elevados de Europa, como se aprecia en la *Figura 5*.

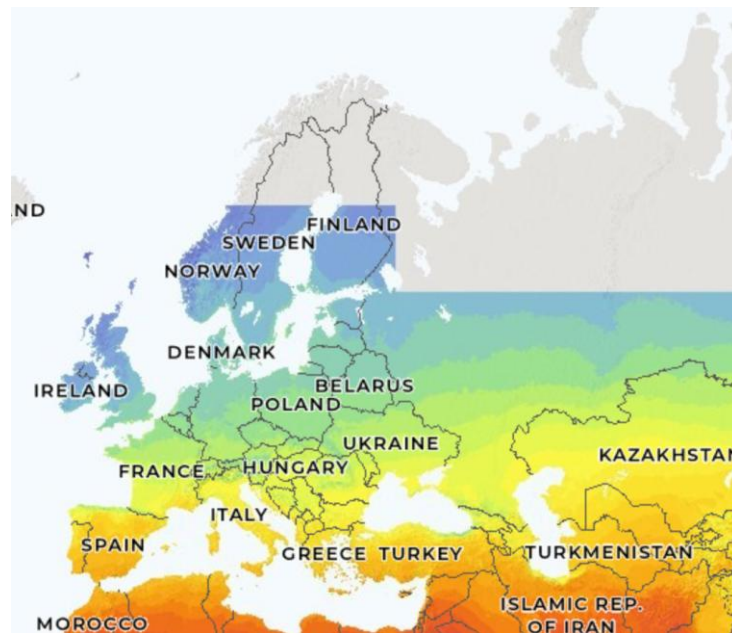


Figura 5. Distribución de la irradiación global horizontal (GHI) en Europa. Global Solar Atlas 2026

4. MEDICIÓN DEL RECURSO SOLAR

La medida precisa de la radiación solar en un emplazamiento requiere de una estación meteorológica provista de equipos concretos tales como:

- El piranómetro. Mide la irradiación global sobre una superficie. En una posición horizontal proporciona el valor de la irradiancia global horizontal (GHI), si se coloca en una posición inclinada, generalmente en el plano del módulo fotovoltaico, mide la irradiancia sobre el plano inclinado.



Figura 6. Piranómetro CMP3-L [11]

- El pirheliómetro con seguidor solar mide la radiación directa sobre una superficie completamente perpendicular a la dirección del Sol (DNI) mediante un sistema de seguimiento.



Figura 7. Pirheliómetro CHP1 [12]

- El piranómetro con banda mide únicamente la componente difusa horizontal (DHI) de la radiación global horizontal, mediante una banda que bloquea la radiación directa del Sol.



Figura 8. Anillo de sombra o banda. Darrea [13]

Sin embargo, en la práctica, se suele prescindir de mediciones directas y se recurre a bases de datos construidas a partir de imágenes satelitales y modelos de estimación que permiten obtener una medida precisa del recurso solar sin la necesidad de la inversión que conlleva la instalación de una estación de medida meteorológica.

5. BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

La metodología usada para la selección de la base de datos empleada para evaluar el recurso solar de los emplazamientos planteados en el *Anexo I: Selección del emplazamiento*, consiste en la búsqueda según tres bases de datos. El motivo de la elección de tres bases de datos tiene como fin obtener una comparación objetiva entre bases para posteriormente determinar la más precisa y llevar a cabo una comparación final rigurosa del recurso solar para los tres emplazamientos.

Las bases de datos planteadas para la comparativa son Meteonorm, PVGIS y NREL. Éstas, proporcionan valores como la GHI, la DHI, la temperatura media o la velocidad del viento para las coordenadas introducidas según la localización que se estudie.

Con objeto de decidir cuál de las bases de datos muestra los valores más precisos de los parámetros proporcionados por las mismas, se comparará, arbitrariamente, la GHI de las tres bases de datos para cada uno de los emplazamientos. Los resultados detallados de las tres bases de datos para los tres emplazamientos se detalla en el *Anexo I: Selección del emplazamiento*. A continuación se muestra la representación gráfica con los resultados de dicha comparativa.

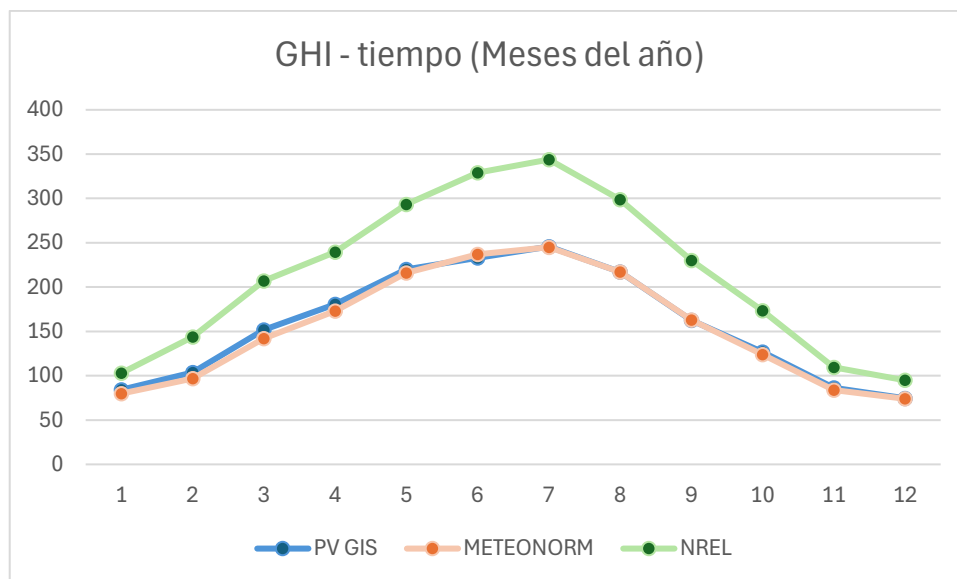


Figura 9: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Pedro Martínez

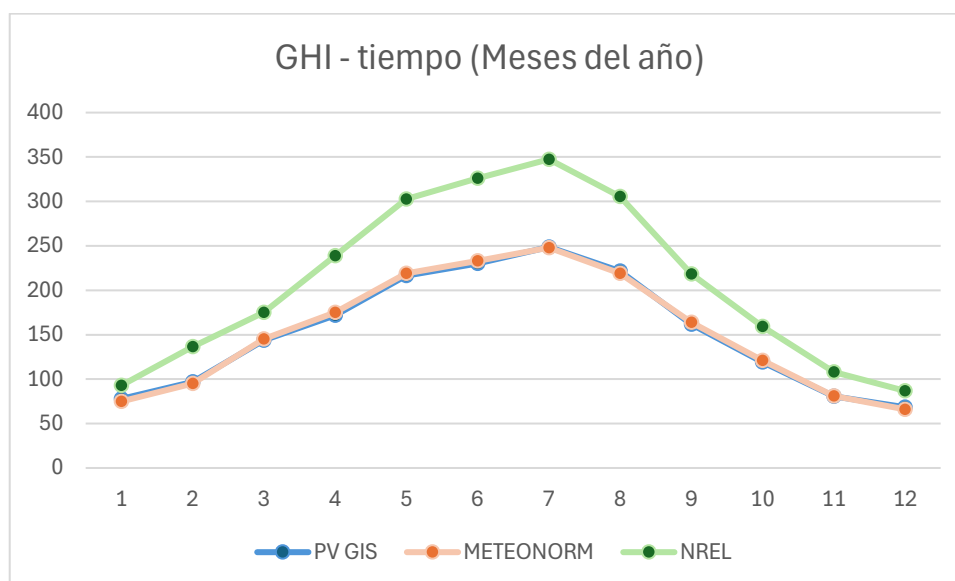


Figura 10: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Llerena

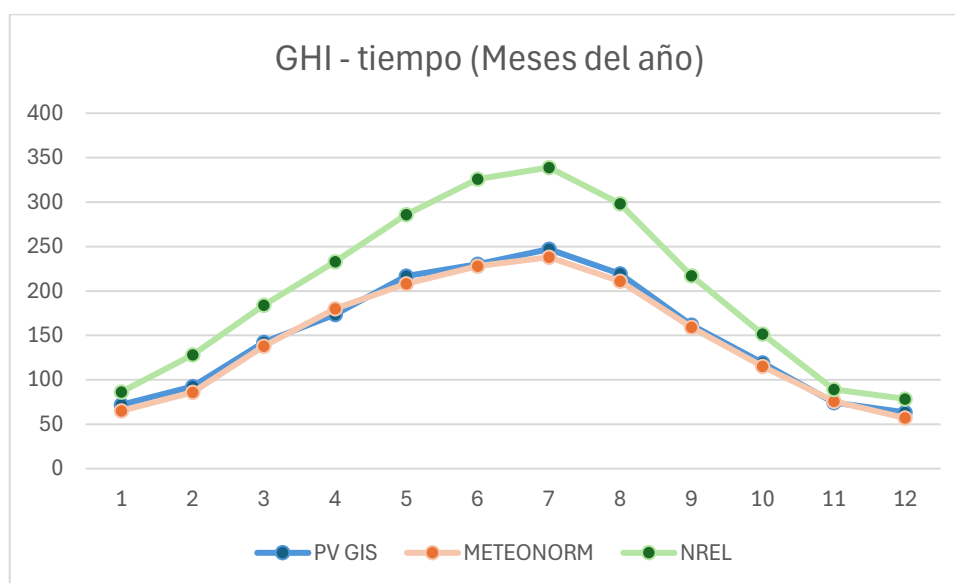


Figura 11: Gráfica comparativa de bases de datos para el emplazamiento Madridejos

Como se puede apreciar en la Figura 9, Figura 10 y Figura 11, la base de datos NREL dista en mayor medida del resto de bases de datos, por lo que se descarta como candidata para la elección de la base de datos final que definirá el recurso solar de cada emplazamiento. En lo que se refiere a las bases de datos PVGIS y Meteonorm, ambas dan valores realmente similares, sin embargo, se ha optado por PVGIS como base de datos final debido a su mayor

influencia europea, a pesar de que ambas bases de datos serían opciones completamente viables y justificables. Como la base PVGIS no proporciona valor para velocidad del viento, se tomará el valor de la base Meteonorm que, como se ha mencionado, tiene valores similares a PVGIS para el resto de parámetros.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

1. LA CÉLULA SOLAR

La conversión de energía solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula solar y el proceso se basa en el efecto fotoeléctrico. Este fenómeno fue descubierto por Alexandre-Edmond Becquerel en 1839, demostrando la aparición de una diferencia de potencial eléctrico entre la cara iluminada y la oscura al ser expuesto a la radiación solar. Posteriormente, el proceso fue demostrado de forma matemática por Albert Einstein en 1905, por lo que recibiría el Premio Nobel de Física en 1921. Este fenómeno físico fue adaptado y optimizado progresivamente con el fin de generar energía eléctrica, hasta formar lo que hoy en día se conoce como célula solar, cuya agrupación en serie y paralelo da lugar a los módulos fotovoltaicos. Es decir, se aprovecha la propiedad que tienen semiconductores como el silicio o el germanio, de liberar electrones cuando son alcanzados por la radiación solar, para hacerlos circular por un circuito exterior.

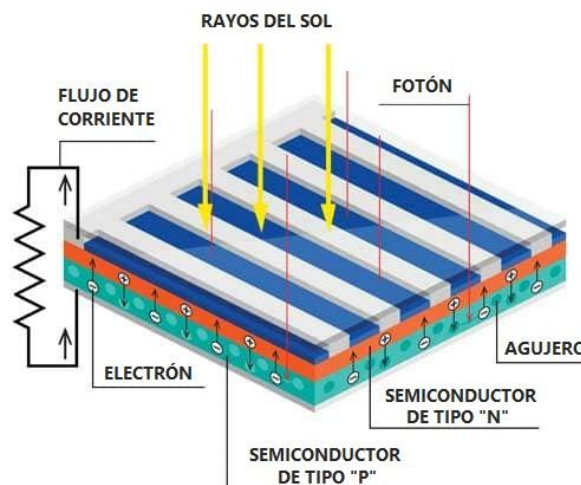


Figura 12. Efecto fotoeléctrico en una célula solar. Mikitsolar [14]

Ampliando en este concepto, cuando un fotón incide sobre la célula, cede su energía a un electrón situado en la banda de valencia (la banda que une los átomos del silicio), si este fotón incide con suficiente energía, mayor a 1,1 eV para el silicio [15], el electrón saltará de la banda de valencia a la banda de conducción, generándose un potencial positivo en la banda de valencia debido a la ausencia del electrón y un potencial negativo en la banda de conducción debido a la presencia de un nuevo electrón. Esta diferencia de potencial, actúa de forma semejante al de una batería, pudiendo conectar un circuito de forma externa. La corriente generada al conectar un conductor en esta diferencia de potencial es corriente continua. La tensión generada en una célula entre la cara iluminada y la cara oscura es de aproximadamente 0,7 para el silicio cristalino [16], por lo que para aumentar la corriente, las células se agrupan en paralelo y, para aumentar la tensión, se conectan en serie.

El semiconductor elegido en mayor medida por la industria es el silicio que, al no ser un buen conductor en estado puro, es habitual el proceso de dopado. En la cara iluminada, se añaden átomos de elementos de volumen similar pero con un electrón más de valencia, en el caso del silicio se añaden átomos de fósforo. En la cara oscura, ésta se dopa con átomos de un electrón menos de valencia como el aluminio para el silicio.

2. TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células solares, que se encuentran recubiertas de una lámina de vidrio en la cara frontal, normalmente EVA o POE. La cara que no recibe radiación directa del sol se suele recubrir de una lámina opaca o, en el caso de los módulos bifaciales, de una segunda lámina de vidrio.

Estos módulos se clasifican de forma general por el tipo de semiconductor empleado para las células, distinguiéndose así, módulos de silicio monocristalino, de silicio policristalino y de silicio amorfo.

2.1. MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO

Están formados por un único cristal con una red atómica perfectamente ordenada. Esto supone un mayor rendimiento de entorno al 20% [3], pero mayores costes de fabricación y por lo tanto módulos menos económicos desde el punto de vista de proyecto. Sin embargo, debido a sus elevados rendimientos y a la fuerte disminución de los precios mencionada en el *Capítulo 1*, es el módulo que predomina en el sector con un 98% de la producción mundial [3].

La evolución de las tecnologías fotovoltaicas ha llevado al reemplazamiento de la arquitectura PERC por la arquitectura TOPCon. La arquitectura PERC utiliza silicio dopado con boro (tipo p) en las células, de forma que se reflejen los electrones no capturados, ampliando la probabilidad de generar corriente. Sin embargo, la arquitectura TOPCon, utiliza silicio dopado con fósforo (tipo n) y una fina capa de óxido de silicio en la cara posterior, de forma que se reduce la probabilidad de que un electrón que ha salido a la banda de conducción, regrese a la banda de valencia. Es por ello que esta arquitectura es la más empleada en el sector.

2.2. MÓDULOS DE SILICIO POLICRISTALINO

Los módulos de silicio policristalino se fabrican de forma mucho más simple que los de silicio monocristalino, debido a que no requieren de la precisión para formar una única estructura cristalina. Esta simplificación en el proceso de producción, se ve también reflejado en el precio de este tipo de módulos, siendo este mucho menor, sacrificando la eficiencia del módulo con un rendimiento mucho menor al de silicio monocristalino.

2.3. MÓDULOS DE SILICIO AMORFO

Este tipo de módulos se caracteriza por una estructura aun más desordenada que la de silicio policristalino. Es por ello que su fabricación es aún más sencilla, abaratando los costes de estos módulos. Sin embargo, los rendimientos de los mismos son los más reducidos del mercado, siendo del orden de un 7% [17].

2.4. MÓDULOS BIFACIALES

El uso de módulos bifaciales ha aumentado en los últimos años, suponiendo en 2025 más del 75% de la producción total de módulos según indica IEA [3]. Este aumento en la instalación de este tipo de módulos se debe al mayor rendimiento que proporcionan ya que tanto la cara frontal, como la trasera del módulo están cubiertas por vidrio, permitiendo así aprovechar la parte de la radiación reflejada por el terreno y el entorno.

3. FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR

El circuito exterior por el que se hacen circular los electrones mediante la diferencia de potencial generada por los módulos, es la red que, generalmente se caracteriza por una corriente alterna trifásica a 50 Hz. Por ello, será necesaria una conversión adicional para aprovechar la energía generada. La inyección de potencia a la red mediante plantas fotovoltaicas suele realizarse a través de inversores, que permitirán dicha conversión de corriente continua a corriente alterna con un cierto control de variables importantes como la tensión de salida a la red y la corriente inyectada a la misma.

La conversión de los inversores de corriente continua a corriente alterna, se realiza mediante el uso de semiconductores de potencia, generalmente un tipo de transistor conocido como IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). El IGBT, es un interruptor electrónico de potencia que combina la capacidad de control del MOSFET con la capacidad de manejar grandes corrientes en alta tensión de los transistores bipolares.

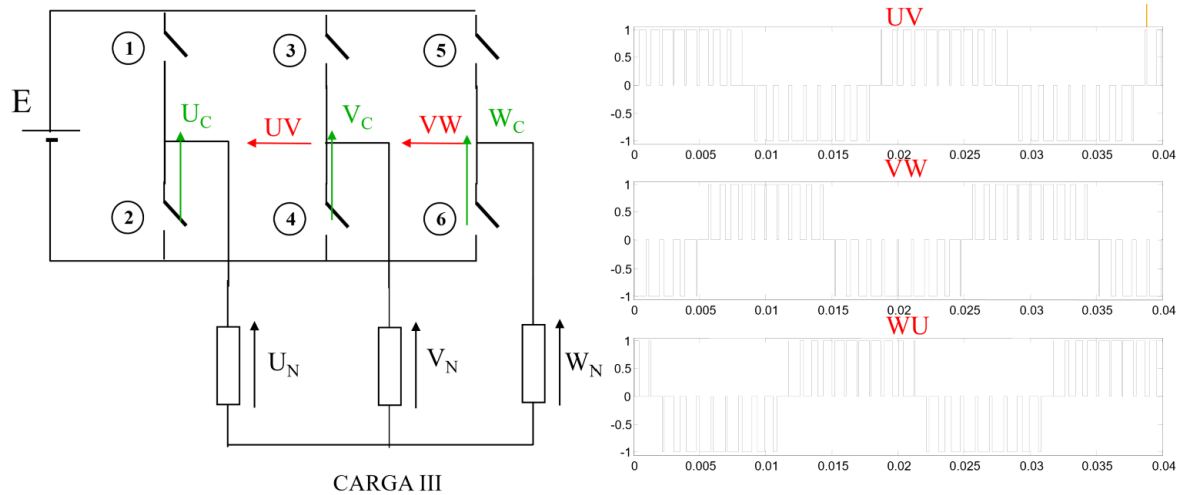


Figura 13. Esquema eléctrico simplificado de un inversor trifásico y onda PWM [18]

Para generar una onda de corriente alterna trifásica a partir de una señal de corriente continua, los IGBTs se dividen en tres ramas de dos transistores cada una, conocido como puente trifásico de seis IGBTs, como se muestra en la *Figura 13*. Los transistores abren y cierran el circuito de dos en dos de forma alterna, consiguiendo una tensión en la salida que oscila entre el valor positivo y negativo de la tensión pico del bus de corriente alterna. Esta técnica es conocida como modulación PWM (Pulse Width Modulation), gracias a la cual se consigue una corriente alterna trifásica. Aunque la señal es alterna, no corresponde con una senoidal perfecta como la red de conexión, es por ello que es habitual la conexión de un filtro LC a la salida del inversor, obteniéndose así una señal senoidal trifásica a 50 Hz.

4. FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Un transformador es un dispositivo eléctrico que permite el transporte de potencia entre dos circuitos a distinto nivel de tensión. Se compone de tres elementos principales:

- Núcleo de hierro. Es el material por el que circula el campo magnético. Se suele seccionar en varias láminas con el fin de disminuir las conocidas corrientes parásitas o de Foucault.
- Bobinado primario y secundario, se encuentran enrollados sobre el núcleo y por ellos circula la corriente eléctrica de los circuitos a distinto nivel de tensión.

- El aislante tiene la crucial función de separar eléctricamente los circuitos de ambos bobinados y del núcleo. Los aislantes más empleados son aceite y aire, según los niveles de tensión y potencia nominal de los mismos.

El funcionamiento del transformador se debe al principio de inducción electromagnética. Se hace circular una corriente alterna por el circuito primario y, debido a la Ley de Faraday, se genera un flujo variable por el interior del bobinado, así como un campo magnético en el interior del material ferromagnético. Este campo viaja por el núcleo de hierro hasta llegar al bobinado secundario, donde por el mismo principio de inducción, se genera una Fuerza Electromotriz (FEM) que, al conectar una carga, da lugar a la corriente del circuito secundario. La relación entre la tensión inducida en el secundario (U_2) y la tensión en bornes del bobinado primario (U_1) está directamente relacionada con el cociente entre el número de espiras de ambos bobinados (N_1 y N_2), siendo esta relación la mostrada en la (Ecuación 3).

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Cabe destacar que otra función principal del transformador es la protección de los equipos, ya que proporciona aislamiento galvánico entre el circuito primario y secundario, es decir, no existirá una conexión física entre ambos circuitos.

5. SEGUIDORES SOLARES

Como se ha detallado en el *Capítulo 2*, se maximiza la irradiancia que incide sobre la superficie de un módulo cuando los rayos solares llegan de forma perpendicular a la misma. Sin embargo, la posición del Sol varía a lo largo del día y del año, es por ello que se hace uso de seguidores solares que permitan orientar los módulos de forma que la irradiancia incida de forma perpendicular el mayor tiempo posible. Se pueden clasificar en tres tipos según el número de grados de libertad de giro:

- Con un total de cero grados de libertad, las estructuras fijas mantienen los módulos en una única posición constante. Esta posición está optimizada para maximizar la irradiación total anual y ahorro de costes relacionados con los sistemas de seguimiento y el consumo energético anual que suponen.
- Con un grado de libertad, los seguidores de un eje permiten un único giro para llevar a cabo el seguimiento del Sol durante las horas del día, sin contemplar la posición del mismo durante el año.
- Los seguidores de dos ejes cuentan con dos grados de libertad que permiten llevar un seguimiento completo de la posición del Sol, tanto durante el día, como durante el año.

6. PROTOCOLOS DE REFERENCIA

La selección de equipos, no corresponde únicamente a criterios técnicos, también influirán otros factores como el espacio disponible, la viabilidad económica y la capacidad del proyecto de obtener financiación bancaria. En lo que se refiere al último criterio, los bancos a la hora de pactar un préstamo, precisan de garantías en cuanto a la solidez financiera e histórico de los fabricantes de los equipos principales. Es por ello que hacen uso de clasificaciones creadas por organismos de referencia en el sector.

Para los módulos fotovoltaicos, la clasificación de referencia es el Tier 1 Bloomberg NEF [19], elaborado por la consultora Bloomberg New Energy Finance. En esta clasificación se incluyen, entre otros fabricantes, Longi Solar, Jinko Solar, Trina Solar y Canadian Solar [20].

Para los inversores, la clasificación equivalente es Wood Mackenzie, que publica anualmente un listado con los fabricantes mejor valorados. Entre ellos se encuentran Huawei, Sungrow y SMA [21].

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

La ubicación concreta de la planta, es uno de los pasos más críticos a la hora de llevar a cabo el proyecto de una planta solar fotovoltaica. Éste, definirá muchas de las características generales de la misma, como, cuanta producción anual de energía hay en función de los parámetros de irradiación solar en el terreno, cuánta potencia instalada se tendrá, qué equipos se utilizarán, el coste de la obra, entre otros.

1. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para sistematizar el proceso de elección del emplazamiento de la planta y llevar a cabo una elección objetiva, se compararán los tres candidatos según una evaluación multicriterio, entre los cuales se incluyen, el recurso solar, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad, forma del terreno, capacidad de proyecto, medioambiente y otros. Para cada criterio, se especificará tanto su importancia técnica en el contexto de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, como una tabla explicativa que resumirá la puntuación según posibles características generales. En total se considerarán diez criterios, con una puntuación máxima de 3 en cada criterio, resultando una puntuación máxima de 30. El razonamiento completo de la elección del emplazamiento se ha desarrollado en el *Anexo I: Selección del emplazamiento*.

En la *Tabla 4*, se muestra el resumen con los resultados de las puntuaciones para los tres emplazamientos planteados.

Emplazamientos	Puntuación total
Pedro Martínez, Granada	23
Llerena, Badajoz	25

Madridejos, Toledo	19
--------------------	----

Tabla 4. Resumen de resultados de la puntuación total de los emplazamientos

Tal y como se comenta en dicho anexo, la parcela seleccionada es la opción B, que corresponde a un emplazamiento situado a escasos 2km de la localidad de Llerena.

Llerena pertenece a la provincia de Badajoz, en Extremadura, con un recurso solar excepcional de 1837,2 kWh/m². Las coordenadas decimales específicas de la parcela son: 38.237370°; -5.966882°.



Figura 14. Detalle de la parcela seleccionada. Google Earth Pro



Figura 15. Vista satélite del acceso a la parcela a través de la N-432. Google Earth Pro

La parcela que se muestra en la *Figura 14*, describe un área poligonal cerrada, conformada por 12 vértices dando lugar a un área total de 79,3 ha. Este área, corresponde con una potencia pico esperada de 52,87 MWp. Las características específicas de la parcela se encuentran detalladas en el apartado 3.2. del *Anexo I: Selección del emplazamiento*.

En la *Figura 15*, se muestra el acceso a la parcela, a través de un camino que conecta con la carretera nacional N-432. Desde dicha carretera, la parcela se conecta al puerto más cercano (Puerto fluvial de Sevilla), por medio de la EX-103 y posteriormente la autovía A-66 conocida como Ruta de la Plata.



Figura 16. Subestación eléctrica (SE)-Llerena extraída de Google Earth (Streetview)

La carretera nacional N-432, además conecta de forma directa con la subestación eléctrica (SE-Llerena), a menos de 3km, donde se conectará a la red de distribución de EDRD (e-distribución Redes Digitales) a 66kV. En la *Figura 16* se muestra la imagen de la subestación mencionada.

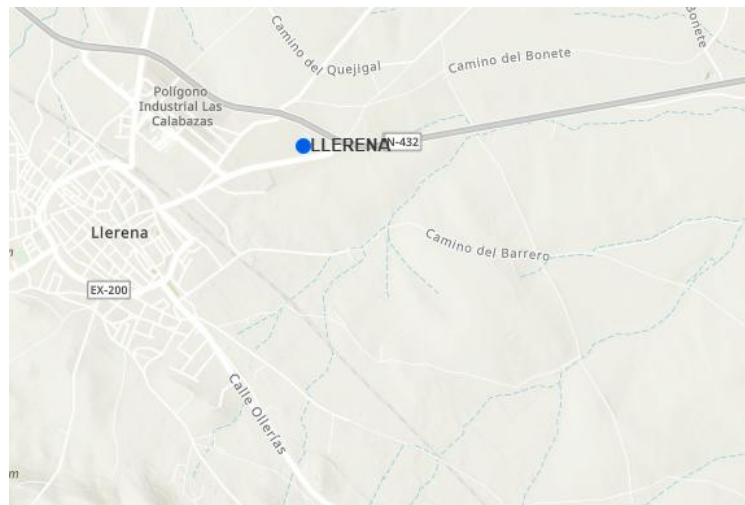


Figura 17. Nudo Llerena, localización exacta. Extraído directamente del mapa de e-distribución (EDRD)

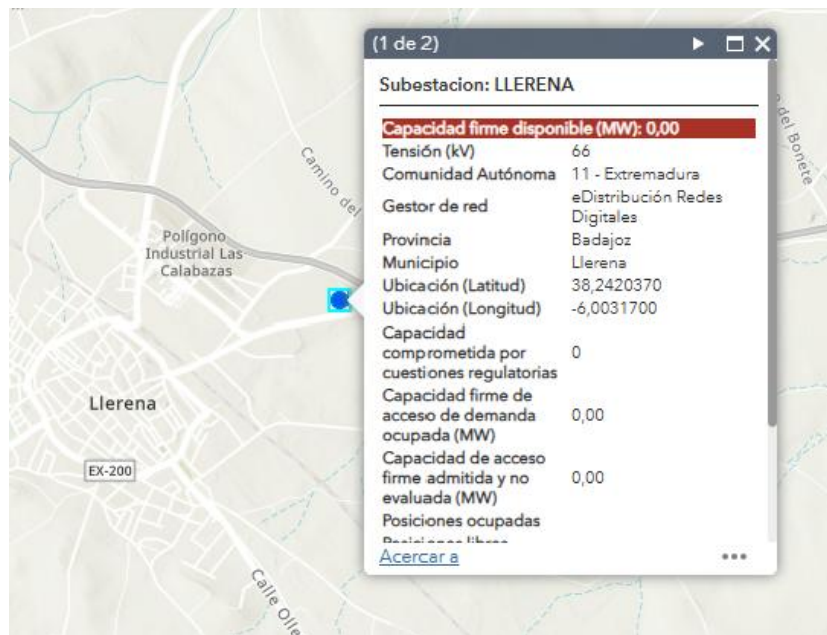


Figura 18. Detalles del nudo Llerena proporcionado por e-distribución (EDRD)

Se puede comprobar en la figura *Figura 18*, como el nudo de distribución de Llerena pertenece a EDRD (e-distribución Redes Digitales), con una tensión admitida de 66kV. A pesar de no aceptar capacidad de acceso de potencia actualmente, posiblemente por

saturación en el nudo, se supondrá que existe la posibilidad de conectar una planta de 52,87 MWp para llevar a cabo el proyecto.

Capítulo 5. ELECCIÓN DE EQUIPOS

Una vez seleccionado el emplazamiento de la planta, con el objeto de concretar todos los equipos necesarios para llevar a cabo el proyecto, se hará uso del estandarizado programa PVsyst. A partir de los datos meteorológicos del emplazamiento, extraídos previamente a partir de distintas bases de datos (irradiación global horizontal, irradiación directa horizontal, temperatura y velocidad media del viento), este programa permite simular la producción de la planta en función de los equipos que se elijan, permitiéndose así, encontrar la combinación óptima de equipos que maximice la producción de la misma.

Para llevar a cabo una simulación en PVsyst, previamente se requiere definir los principales parámetros del sistema (el módulo FV y el tipo de inversor), el diseño del sistema de seguimiento solar y la caracterización de pérdidas del sistema (sombreados cercanos y lejanos, degradación temporal de la planta, suciedad, pérdidas óhmicas en los circuitos de corriente continua y alterna, entre otros). La metodología que se seguirá será la siguiente:

Inicialmente, se partirá de un caso base, definiendo dichos parámetros con valores razonables. Seguidamente, se irán variando individualmente los parámetros y se elegirán los que permitan maximizar la producción de la planta, siempre teniendo en cuenta factores como el precio, viabilidad de mantenimiento y de diseño o incluso la optimización del espacio. Por último, una vez obtenido el modelo óptimo de la planta, se llevará a cabo una simulación para una vida útil de la planta de 30 años y se evaluará su producción media final.

El caso base del que partirán el resto de simulaciones se define en la *Tabla 5*.

Panel FV	Trina Solar TSM-NEG-21C-20-695Wp Vertex Si-mono (bifacial)
Nº de módulos en serie (strings)	28

Nº de cadenas en paralelo	2.717
Potencia pico de la planta [MWp]	52,873
Inversor	Power Electronics FS4200MU CE 20220610 (4,2 MW, trafo integrado 24,5kV)
Nº de inversores	12
Potencia nominal de la planta [MW]	50,4
Ratio	1,049
Seguidores	2V, orientación vertical
Distancia entre seguidores [m]	12
Red MT [kV]	30 kV

Tabla 5. Caso base de simulación en PVsyst

1. PARÁMETROS DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA

Con el caso base definido, antes de realizar la primera simulación es importante definir todo el conjunto de pérdidas del sistema. Estas pérdidas serán fundamentales, ya que la gran mayoría se mantendrán constantes durante todas las simulaciones para cada variación que se haga. Se pueden distinguir las siguientes:

- Pérdidas térmicas. Son las perdidas más relevantes del sistema, ya que muchos de los parámetros de los módulos están referidos a una temperatura de funcionamiento de 25°C. La realidad es que los paneles funcionarán en temperaturas 20°C superiores a la especificada, lo que supondrá una disminución en la potencia pico efectiva del

panel. A pesar de que estas pérdidas se expresan de diversas formas, en el programa PVsyst se expresan conforme a la (*Ecuación 4*).

$$U = U_c + U_v \cdot V_v \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde U es el coeficiente global de pérdidas térmicas del módulo y representa la capacidad que tiene el módulo de intercambiar calor, por lo que para un mayor valor de U, más rápido se enfriaría el módulo. U_c es la componente referida a las pérdidas térmicas constantes del módulo y U_v está referida a la convección forzada, multiplicada por V_v , la velocidad del viento. El propio programa proporciona automáticamente el valor de U_c en función del panel seleccionado. U_v se supondrá con valor 0, ya que en la realidad, la ayuda del viento al intercambio de calor es prácticamente nula.

- Pérdidas por desacople o mismatch. Para un conjunto de paneles en serie, el valor de intensidad que circula por el conjunto será el correspondiente al peor panel. Por ello, un valor razonable para pérdidas por mismatch es 2%.
- Pérdidas por suciedad. La producción de energía de los módulos se verá reducida si la superficie de los mismos está cubierta por polvo o suciedad. Como la limpieza de los paneles se realiza entre 1 y 2 veces al año, es coherente contemplar las pérdidas causadas por el periodo de tiempo que se podría encontrar el panel cubierto de suciedad. En este caso, se ha establecido un 2% de pérdidas anuales.
- Pérdidas angulares (IAM). Como los seguidores no son ideales, no siempre se encontrarán en una posición completamente perpendicular a la irradiación incidente, por lo que se contemplaran dichas pérdidas en el programa. PVsyst permite seleccionar un modelo para estas pérdidas. Se puede emplear el modelo proporcionado por el fabricante siempre que se proporcione un informe acreditado, como no es el caso, se empleará el modelo Fresnel con revestimiento AR (reflectante).
- Pérdidas por la calidad del módulo (LID). Durante el proceso de producción de los módulos es habitual que queden partículas de oxígeno en el silicio de los mismos,

conllevando pérdidas desde el primer segundo de funcionamiento. De manera conjunta, a estas pérdidas se les dará un valor de 0,6%.

- Pérdidas por envejecimiento y degradación. Como es de esperar, los módulos pierden rendimiento a lo largo que avanza su vida útil. Estas pérdidas se contemplan en el software de PVsyst con un factor de degradación lineal promedio de 0,4%.
- Pérdidas por sombreado lejano. Estas pérdidas modelan los períodos en los que el panel se encuentra obstruido de la irradiación por sombras provenientes de edificios o montañas en la lejanía. En el programa se simularán por medio de un modelo proporcionado por PVGIS, incluido en el software de PVsyst. Se presenta un ejemplo para el modelo de la planta en el caso base de este proyecto en la *Figura 19*.

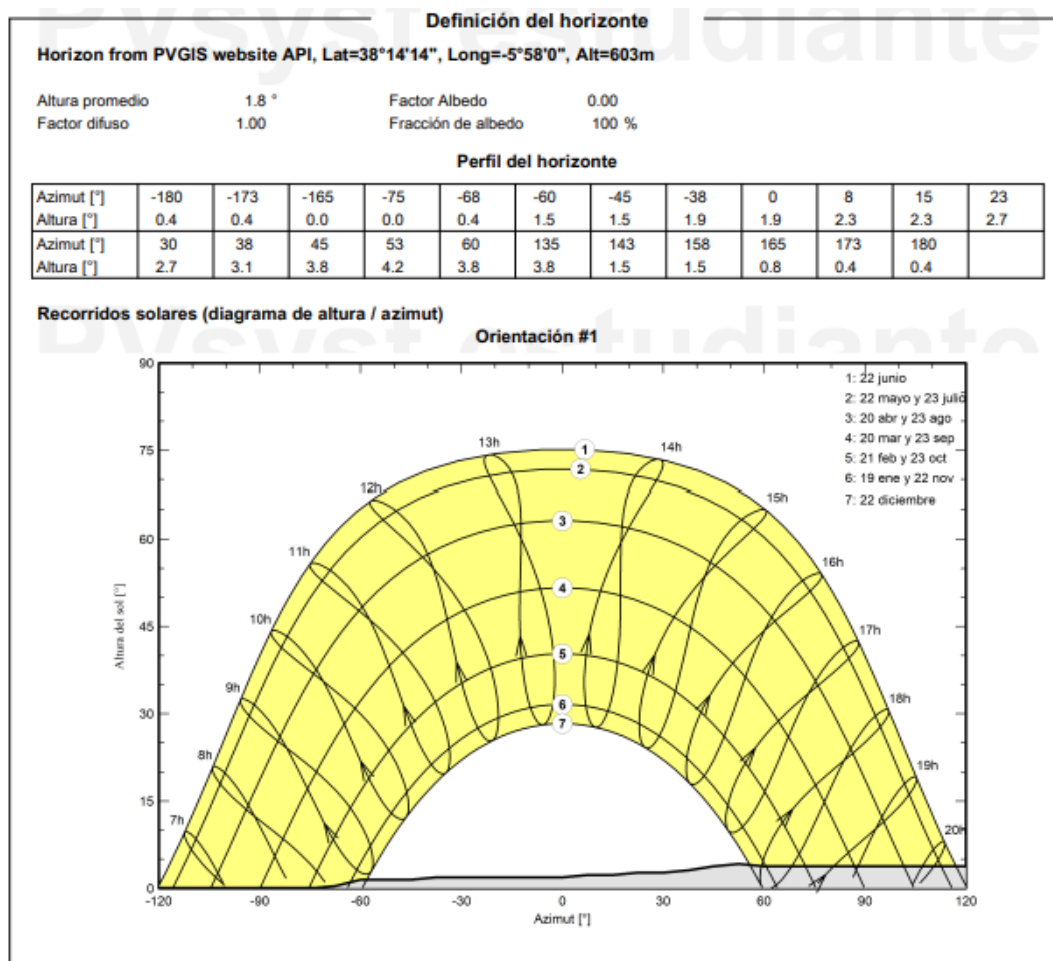


Figura 19. Dibujo lineal del horizonte proporcionado por el programa PVsyst

- Pérdidas por sombreado cercano. También es posible proyectar sombras en los módulos debido a edificaciones dentro de la propia parcela o incluso por otros paneles en determinadas horas del día. El programa modela estas pérdidas de manera automática en función de la altura del seguidor, de la cantidad de los mismos, de su configuración (1V o 2V) y de las dimensiones de los propios módulos.
- Pérdidas por indisponibilidad y mantenimiento. Como no se tienen ni los días ni el tiempo exacto en el que la planta se someterá a mantenimiento, estas pérdidas no se pueden simular directamente por medio del programa, se tendrán en cuenta posteriormente en el *Capítulo 6*, con un valor de 2% en pérdidas anuales.
- Las pérdidas en la eficiencia del inversor y equipos, las simula automáticamente PVsyst a partir de las curvas de eficiencia proporcionadas por cada fabricante para cada modelo en particular.
- Pérdidas óhmicas. Estas pérdidas se dividen en pérdidas en corriente continua, pérdidas en corriente alterna en BT y en pérdidas en corriente alterna en MT. Se establecerá un valor de 1% en pérdidas para el bus de corriente continua. Para el circuito de alterna, se tendrán un 0,1% de pérdidas en BT y un 0,5% de pérdidas en MT. Para los transformadores BT/MT, se establece 0,2% de pérdidas en el hierro y 0,8% de pérdidas en el cobre.

2. RATIO DE LA PLANTA

Este es el cociente entre la potencia pico total de la planta y la potencia nominal de la planta. Es notable destacar que, tanto la potencia pico de la planta ($P_{p\ TOTAL}$) como la potencia nominal de la misma ($P_{N\ TOTAL}$), dependen únicamente del tipo y número de paneles e inversores, respectivamente. En el caso de la potencia pico, también dependerá del tipo de conexión entre paneles, es decir, el número de paneles en serie (strings) y en paralelo (cadenas).

$$Ratio = \frac{P_{p\ TOTAL}}{P_{N\ TOTAL}} \left[\frac{MWp}{MW} \right] \quad (Ecuación\ 5)$$

El ratio óptimo, se localizará partiendo del caso base con un ratio de valor 1. Mediante la variación del número de inversores, se irá modificando el ratio y comparando la producción anual de la planta en el primer año.

	CASO BASE	VARIANTE 1	VARIANTE 2
P_p [MWp]	52,873	52,873	52,873
P_N [MWp]	50,4	46,2	42
Ratio	1,049	1,144	1,259
Nº de inversores	12	11	10
Pérdidas del inversor por superar P_N [%]	0	0,49	2,81
Producción en año 1 [MWh/año]	112.384,278	111.786,213	109.240,45
Variación relativa de producción anual frente al caso base [%]	-	-0,532	-2,797

Tabla 6. Resultados de la variación del ratio en PV_{syst}

A la vista de los resultados, se ha elegido como ratio 1,144 con 11 inversores para el caso base debido a que por un 0,532% menos de producción, se consigue un inversor menos en el diseño. Es decir, con un inversor menos, se consigue prácticamente la misma producción. No se selecciona la opción de 10 inversores, no por la variación de producción, ya que una disminución de 2,797% sería aceptable, sino por las pérdidas en el inversor por superar la potencia nominal. Estas pérdidas no deben superar en ningún momento un 3%. En este

proyecto, se ha decidido no superar el 2% debido a que, con variaciones posteriores de paneles, podrían aumentar y superar el 3%.

3. DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

La distancia entre seguidores supondrá un factor importante a optimizar, ya que, influirá en aspectos importantes como el aprovechamiento de la parcela para maximizar la producción y, también, en las pérdidas por sombreado cercano que, al reducir el espacio entre seguidores, los paneles se encontrarán más cerca los unos de los otros, creando mayor área de sombras proyectadas y, consecuentemente, reduciendo la producción.

Otros conceptos relevantes que influirán en la selección de la distancia óptima entre seguidores serán el GCR (Ground Coverage Ratio) y la ganancia del plano de seguimiento. El GCR será la proporción de la superficie de la planta ocupada por paneles fotovoltaicos, expresándose de la siguiente forma:

$$GCR = \frac{Sup. \text{ paneles}}{Sup. \text{ planta}} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ecuación 6})$$

La ganancia del plano de seguimiento [%] es el incremento porcentual de irradiación que recibe el plano del seguidor con respecto a un seguidor estático puramente horizontal.

Los resultados tras variar la distancia entre seguidores en el programa PVsyst son los mostrados en la *Tabla 7*.

	VARIANTE 1	VARIANTE 3	VARIANTE 4
Distancia entre seguidores [m]	12	10	14
Ratio	1,144	1,144	1,144
GCR [%]	39,9	47,9	34,2

Superficie de paneles [ha]	23,632	23,632	23,632
Superficie total de la planta [ha]	59,228	49,336	69,099
Ganancia del plano de seguimiento [%]	37,1	32,9	39,7
Pérdidas por sombreado cercano [%]	1,58	1,56	1,54
Producción en año 1 [MWh/año]	111.786,213	107.858,643	114.252,625
Variación relativa de producción anual frente a la variante 1 [%]	-	-3,51	2,21

Tabla 7. Comparativa según variación de distancia entre seguidores en PVsyst

Con los resultados expuestos en la *Tabla 7*, se descartará la opción de 10 metros de distancia entre seguidores ya que reduce la producción un 3,51% respecto al caso base. A pesar de que distanciar los seguidores a 14 metros aumenta un 2,21% la producción en año 1, un análisis de sensibilidad muestra que un incremento del 16,7% en la superficie total de la planta únicamente se traduce en un aumento del 2,21% en la producción. Este valor de sensibilidad bajo en la producción respecto a la distancia entre seguidores indica que, a partir de cierto valor, aumentar la separación entre filas tiene un rendimiento cada vez menor, al igual que las ganancias por reducción de sombreado. Sin embargo, el coste de terreno, cableado y obra civil, sigue creciendo proporcionalmente. Por lo tanto, se elige la distancia de 12 metros del caso base como solución óptima.

4. CONFIGURACIÓN DEL SEGUIDOR

La configuración del seguidor hace referencia al número de módulos dispuestos en la dirección perpendicular del eje de rotación del seguidor. Una configuración 1V consiste en una única fila de módulos, es decir, medio panel por encima del eje de rotación y medio por debajo.



Figura 20. Ejemplo de seguidor 1V [1]

Sin embargo, una configuración 2V, implicará dos filas de módulos en paralelo, o lo que es lo mismo, un panel por encima del eje y otro por debajo.

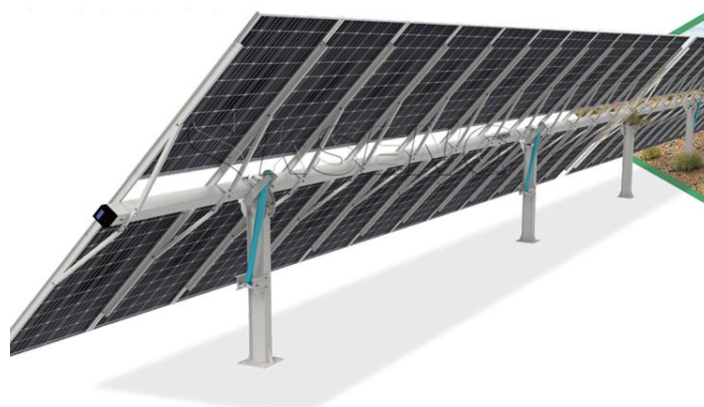


Figura 21. Ejemplo de seguidor 2V [23]

La comparativa entre ambas configuraciones se muestra en la *Tabla 8*.

	VARIANTE 1 (2V)	VARIANTE 5 (1V)
Distancia entre seguidores [m]	12	6
Ratio	1,144	1,144
GCR [%]	39,9	39,7
Superficie de paneles [ha]	23,632	23,632
Superficie total de la planta [ha]	59,228	59,526
Ganancia del plano de seguimiento [%]	37,1	37,2
Pérdidas por sombreado cercano [%]	1,58	1,6
Producción en año 1 [MWh/año]	111.786,213	112.000,5
Variación relativa de producción anual frente a la variante 1 [%]	-	0,192

Tabla 8. Comparativa entre configuración 2V vs 1V en PVsyst

Con una diferencia de producción tan pequeña, se elegirá la configuración 1V, ya que, aunque se tendrán el doble de estructuras con configuración 1V respecto a la configuración 2V, son estructuras de menor tamaño, con 1,3 metros de anchura, frente a 2,3 metros para una configuración 2V. Esta diferencia significativa en sus dimensiones, implicará menor carga de viento, cimentaciones más económicas, al igual que la posterior operación y mantenimiento, obteniendo así, una configuración más económica en su globalidad.

5. *MÓDULO FOTOVOLTAICO*

El mercado de módulos fotovoltaicos hoy en día destaca por una elevada competitividad, es decir, una amplia oferta por parte de los fabricantes y gran similitud en las prestaciones entre marcas para una misma potencia. Es por esto, que la metodología que se seguirá para la selección del módulo consistirá en comparar el módulo del caso base (Trina Solar 695 Wp) con módulos de potencia equivalente de otros fabricantes. Seguidamente, se evaluará el efecto de aumentar o reducir la potencia pico del módulo en la producción del año 1 para contemplar la posibilidad de que exista otra potencia óptima diferente a la del caso base. Para dicho aumento y disminución de potencia, se han contemplado opciones para la misma tensión nominal que el caso base (34V) para mantener coherencia técnica en la comparativa, ya que de lo contrario, sería necesario reconfigurar el número de módulos en serie por string, alterando la igualdad en la comparativa.

	VARIANTE 5	VARIANTE 6	VARIANTE 7	VARIANTE 8	VARIANTE 9
Panel solar	Trina Solar TSM-NEG- 21C-20-695 Vertex Si-mono bifacial	Canadian Solar CS7N- 690TB-AG Si-mono bifacial	JA Solar JAM66- D46-695-LB Si-mono bifacial	Trina Solar TSM-NEG- 21C-20-710 Vertex Si-mono bifacial	Longi Solar LR8- 66HYD- 655M Si-mono bifacial
P _p del módulo [Wp]	695	690	695	710	655
Ratio	1,1444	1,1442	1,1436	1,1442	1,1444

P_p [MWp]	52,873	52,860	52,834	52,861	52,874
P_N [MWp]	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
Producción en año 1 [MWh/año]	112.000,502	111.838,072	111.553,974	112.018,329	112.415,923
Variación relativa de producción anual frente a la variante 5 [%]	-	-0,145	-0,399	0,016	0,371

Tabla 9. Comparativa de módulos fotovoltaicos en PVsyst

Como se ha explicado previamente, se puede apreciar en la *Tabla 9* cómo no hay una variación significativa en cuanto a la producción de los distintos módulos. Cabe destacar que, aumentar la potencia del módulo de 695 Wp a 710 Wp, no produce una mejora proporcional en la producción que justifique dicho aumento de potencia. Al reducir la potencia a 655 Wp, se puede ver como la producción iguala e incluso mejora ligeramente la producción del caso base en un 0,371%. Este aumento no es notablemente significativo, pero se ha de tener en cuenta que la potencia pico del módulo se ha reducido casi un 6%, lo que convierte al módulo de Longi Solar (655 Wp) en el módulo seleccionado para el proyecto.

6. INVERSOR

Para la elección del inversor, se seguirá una metodología muy similar a la empleada para elegir el módulo fotovoltaico. En primer lugar, se plantearán inversores con la misma potencia nominal que la del caso base (4.200 kW). A continuación, se plantearán opciones

de menor potencia nominal para comprobar si es posible tener la misma o mayor producción que el caso base con menos potencia instalada. Se ha de tener en cuenta que algunas de las opciones que se plantean, incluyen transformador integrado con el inversor. Esto puede ser una ventaja respecto al precio de instalarlos por separado, sin embargo, se comparará su producción previamente. Antes de la comparativa, se debe corregir la producción del año 1 para los inversores con transformador integrado, ya que el modelo de PVsyst incluye las pérdidas del transformador en la simulación. Por ello, para llevar a cabo una comparación equitativa, se eliminarán dichas pérdidas a través de la configuración de PVsyst y se expresarán los resultados en la *Tabla 10* con y sin pérdidas en el transformador.

	VARIANTE 9	VARIANTE 10	VARIANTE 11	VARIANTE 12
Inversor	Power Electronics FS4200MU CE 20220610	SMA Sunny Central 4200 UP	Ingeteam IngeconSun 3600TL	Ingeteam: Ingecon Sun 3600TL C675
P_N del inversor [MW]	4,2	4,2	3,227	3,157
Tension de salida del inversor	34,5 kV	670 V	20 kV	675 V
Incluye transformador BT/MT	Sí	No	Sí	No
Ratio	1,144458874	1,144458874	1,1703484	1,116545243
P_p [MWp]	52,874	52,874	52,874	52,874
P_N [MWp]	46,2	46,2	45,178	47,355
Pérdidas del inversor por superar P_N [%]	0,85	1,1	0,17	0,02
Producción en año 1 [MWh/año]	112.415,923	113.864,347	114.674,336	114.805,549

Producción en año 1 sin pérdidas en los transformadores [MWh/año]	113.963,949	113.864,347	116.249,383	114.805,549
Variación relativa de producción anual frente a la variante 9 [%]	-	-0,087%	2,005%	0,738%

Tabla 10. Comparativa de inversores en PVsyst

Comparando los resultados, se puede concluir que disminuir la potencia es la opción óptima, ya que supondrá inversores de menor precio que tendrán una producción igual o mayor al del caso base. Se descartará la variante 11 (Ingeteam 3,227 MW), a pesar de tener una producción anual mayor. Esto es porque atendiendo al posterior diseño eléctrico, se elegirá una red de MT de 30kV con el fin de minimizar las pérdidas en los conductores. Una red de 20kV supondrá un aumento notable en la corriente del circuito de MT, lo que aumentará las pérdidas por efecto Joule y la sección requerida de cables, encareciendo el coste del cableado y la obra civil del proyecto. Por tanto, el inversor seleccionado es el proporcionado por el fabricante Ingeteam, el modelo Ingecon Sun 3600TL C675 de 3,157 MW.

7. CONFIGURACIÓN FINAL DE LA PLANTA

Con los resultados obtenidos del análisis comparativo de los distintos equipos en los apartados previos, se obtiene la configuración óptima que maximiza la producción de energía de la planta, teniendo en cuenta a su vez, otros criterios tanto técnicos como económicos. Ésta se encuentra resumida en la *Tabla 11*.

MODELO DEL PANEL SOLAR	Longi Solar: LR8-66HYD-655M Si-mono bifacial
POTENCIA PICO DEL PANEL [Wp]	655
Nº DE PANELES SOLARES	80.724
POTENCIA TOTAL PICO [MWp]	52,874
Nº DE PANELES POR STRING	28
Nº DE STRINGS	2883
MODELO DE INVERSOR	Ingeteam: Ingecon Sun 3600TL C675
POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR [MW]	3,157
Nº DE INVERSORES	15
POTENCIA NOMINAL TOTAL DE LA PLANTA [MW]	47,355
RATIO [MWp/MW]	1,116545243
TIPO DE SEGUIDORES	1V (Panel vertical)
DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES [m]	6
PRODUCCIÓN AÑO 1 [MWh/año]	114.805,549

Tabla 11 Configuración final de la planta

A través del programa PVsyst, se simula esta configuración final y se muestra el conocido diagrama de Sankey. Cabe destacar que las entradas de este diagrama son irradiaciones con unidades [kWh/m²] y las pérdidas [%] se expresan en dos bloques. En el bloque superior se

expresan las pérdidas porcentualmente respecto a la irradiación incidente. En el bloque inferior se expresan las pérdidas porcentualmente respecto a la energía nominal del conjunto generador en condiciones STC. La salida es la energía producida expresada en [kWh] para el primer año de funcionamiento de la planta, es decir, sin tener en cuenta pérdidas por degradación acumulada a lo largo de la vida útil ni por operación y mantenimiento. Como se aprecia en la *Figura 22*, el programa realiza la conversión de unidades por medio de la eficiencia del módulo fotovoltaico elegido, en condiciones STC (24,31%).

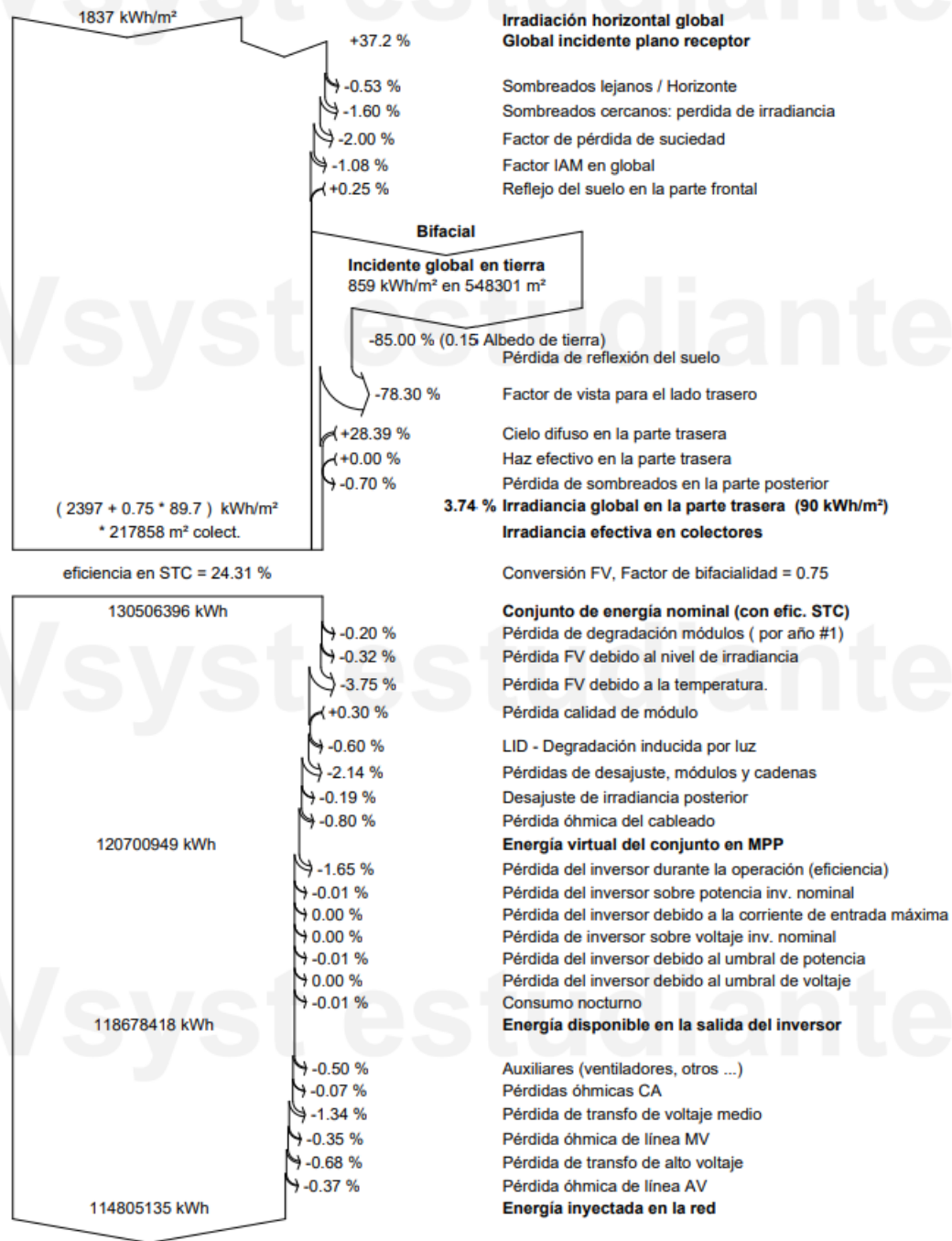


Figura 22 Diagrama de pérdidas para la simulación de la configuración final en PVsyst

Capítulo 6. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

ESTIMADA PARA LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA.

A partir de la configuración definitiva de la planta, se llevará a cabo otra simulación. Esta simulación no se realizará únicamente para el primer año de funcionamiento de la planta, sino que se simulará la producción para toda la vida útil de la planta solar, es decir, 30 años. La finalidad será apreciar factores como la degradación de los paneles a lo largo del tiempo. A partir de los valores de producción anual proporcionados por el programa, se calculará el valor promedio para los 30 años. Es de gran importancia aplicar las pérdidas por operación y mantenimiento en este momento, ya que no se tuvieron en cuenta en la configuración de PVsyst como se ha comentado previamente en *Parámetros de pérdidas del sistema*.

Las horas equivalentes se calculan como el cociente entre la energía producida anualmente (E_{PROD}) y la potencia pico total de la planta (P_P) e indica las horas de irradiación a 1000 W/m² que serían necesarias para conseguir la producción de energía anual de la planta.

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{E_{PROD} [GWh]}{P_P [GW]} [h] \quad (\text{Ecuación 7})$$

El factor de capacidad (FC) muestra la el cociente entre la energía producida anualmente y la energía máxima que produciría la planta de forma teórica si operase todas las horas del día durante todo el año (8700 h). Se calcula con la fórmula mostrada en la (Ecuación 8).

$$FC = \frac{\text{Horas equivalentes} [h]}{8.700 [h/año]} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ecuación 8})$$

A continuación se mostrará la producción anual a lo largo de los 30 años de vida útil de la planta, las horas equivalentes y el factor de capacidad. Además, se mostrará el valor promedio de cada uno de los tres parámetros mencionados. La tabla ya cuenta con los valores

corregidos de producción anual, es decir teniendo en cuenta el 2% de pérdidas anuales por operación y mantenimiento.

AÑO	PRODUCCIÓN (GWh/año)	Horas Equivalentes (h)	Factor de Capacidad (%)
1	112,5138	2128	24,5%
2	112,063	2119	24,4%
3	111,622	2111	24,3%
4	111,181	2103	24,2%
5	110,7302	2094	24,1%
6	110,2892	2086	24,0%
7	109,8384	2077	23,9%
8	109,3974	2069	23,8%
9	108,9564	2061	23,7%
10	108,5056	2052	23,6%
11	108,0548	2044	23,5%
12	107,6138	2035	23,4%
13	107,163	2027	23,3%
14	106,722	2018	23,2%

15	106,2712	2010	23,1%
16	105,8302	2002	23,0%
17	105,3794	1993	22,9%
18	104,9384	1985	22,8%
19	104,4876	1976	22,7%
20	104,0466	1968	22,6%
21	103,5958	1959	22,5%
22	103,145	1951	22,4%
23	102,704	1942	22,3%
24	102,2532	1934	22,2%
25	101,8122	1926	22,1%
26	101,3614	1917	22,0%
27	100,9106	1909	21,9%
28	100,4696	1900	21,8%
29	100,0188	1892	21,7%
30	99,568	1883	21,6%
PROMEDIO	106,0480867	2006	23,1%

Tabla 12. Producción media anual de la planta, estimada en el programa PVsyst

Cabe destacar que, de los resultados proporcionados por el programa PVsyst, se ha calculado un valor promedio de Performance Ratio (PR) o rendimiento de 81,17%. A continuación, se muestra la representación gráfica de la producción de la planta durante su vida útil.

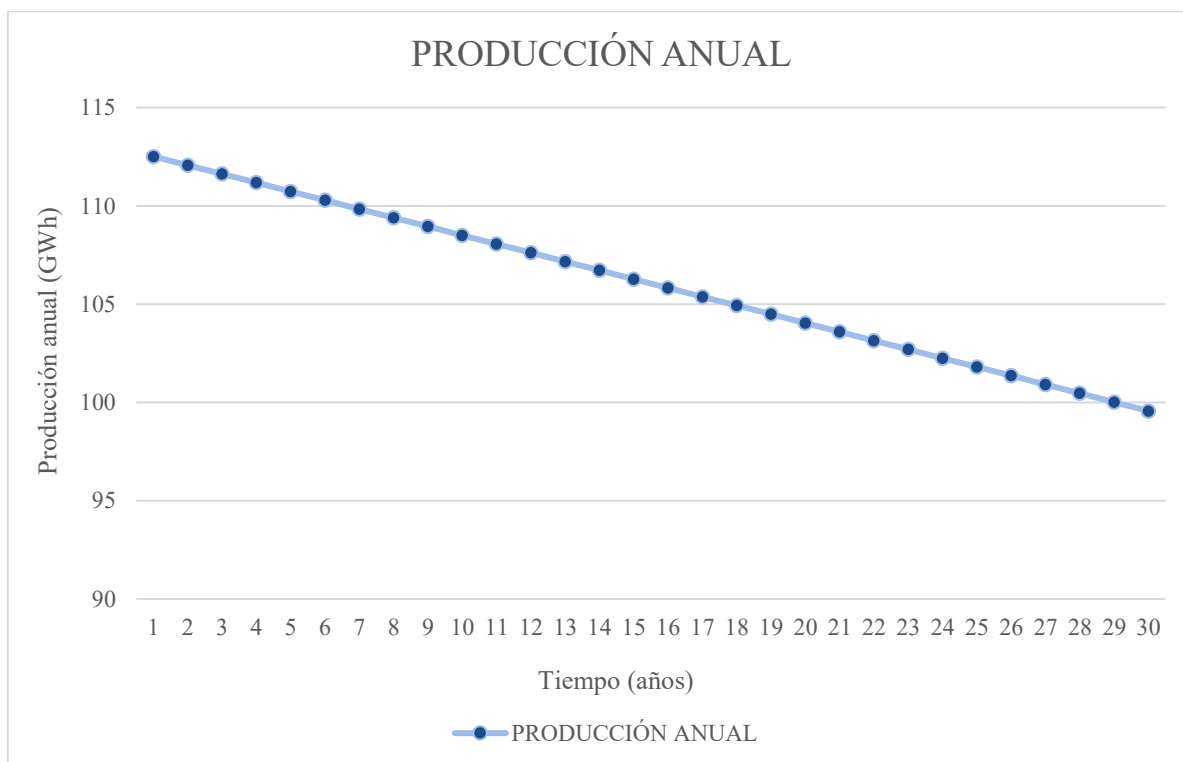


Figura 23. Representación gráfica de la producción de la planta durante su vida útil

Capítulo 7. DISEÑO ELÉCTRICO

En este capítulo se especificarán las elecciones tomadas en el diseño eléctrico en lo que se refiere a equipos y conductores.

1. *MÓDULOS FOTOVOLTAICOS*

Como ya se optimizó en el *Capítulo 5*, el módulo seleccionado es el correspondiente al fabricante Longi Solar, con 655Wp. En la *Tabla 13* se especifican las características técnicas del módulo fotovoltaico.

Modelo del módulo	Longi Solar: LR8-66HYD-655M
Potencia Nominal	655 Wp
Tensión Nominal	34 V
Tensión a 60°C	37,2 V
Tensión a -10°C	53,3 V
Intensidad Nominal	15,9 A
Corriente de cortocircuito	16,62 A

Tabla 13. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado

La planta constará de 28 módulos en serie por string y 2883 strings conectados en paralelo, es decir, se instalarán un total de 80.724 paneles.

2. CAJAS DE CONEXIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

El fabricante del inversor elegido, Ingeteam, indica un número máximo de entradas de 24. Por lo que con este valor de referencia, se calcularán cuantas cajas serán necesarias para agrupar los 2883 strings totales.

$$\frac{\text{strings}}{\text{inversor}} = \frac{2883 \text{ strings totales}}{15 \text{ inversores totales}} = 192 \text{ strings}$$

$$\frac{\text{strings}}{\text{entrada de inversor}} = \frac{192 \text{ strings}}{24 \text{ entradas}} = 8 \text{ strings}$$

Es decir, a cada entrada del inversor (de las 24 totales), le corresponden 8 strings. Como al inversor solo puede llegar un cable por entrada, esos 8 strings son los que entrarán en una caja de conexión, uniéndose las intensidades en un único conductor de salida que es el que llegará a una única entrada del inversor. Por lo tanto, si cada caja de conexión agrupa 8 strings y hay un total de 192, habrá un total de 24 cajas de conexión por inversor, es decir, 360 en total.

3. INVERSOR

El inversor seleccionado en el *Capítulo 5*, es el modelo de Ingeteam: Ingecon Sun 3600TL C675. La *Tabla 14* resume las características técnicas del inversor.

Modelo del Inversor	Ingeteam: Ingecon Sun 3600TL C675
Potencia de CA Nominal	3,157 MVA
Potencia de CA Máxima	3,507 MVA
Tensión de salida (CA)	675 V
Tensión de entrada (CC)	1.500V

Corriente Nominal en CA	2.700 A
Corriente Máxima en CA	3.000 A
Número de entradas	24

Tabla 14. Características técnicas del inversor seleccionado

4. TRANSFORMADOR BT/MT

Este transformador será el encargado de elevar la tensión de 675 V a 30 kV en media tensión. La planta contará con un total de 15 transformadores BT/MT, uno por cada inversor. El diseño de los transformadores en la industria, suele ser hecho a medida por el fabricante a partir de las especificaciones requeridas. Es por esto, que se diseñarán todas las características técnicas del transformador para el correcto dimensionamiento de los mismos. Se partirá de la relación de transformación y de la potencia aparente nominal.

$$N = \frac{30.000}{675} = 44,78$$

$$S_N = \frac{P_{INVERSORES}}{\cos\phi \cdot n_{inversores}} = \frac{47,355}{0,9 \cdot 15} = 3,507 \text{ [MVA]} \text{ por transformador}$$

Se puede observar como, de forma coherente, la potencia nominal del transformador coincide con la potencia máxima del inversor, ya que éste deberá tener la capacidad de transportar dicha potencia en caso de que el inversor esté funcionando en condiciones de máxima potencia.

En cuanto a la refrigeración del transformador se ha optado por una refrigeración tipo ONAN, como es habitual para este tipo de transformadores. Refrigeraciones tipo ONAF (convección forzada a través de ventiladores) u OFAF (circulación del aceite mediante bombas y convección forzada del aire a través de ventiladores), son soluciones más complejas que están destinadas a transformadores para subestaciones de potencias muy superiores a 3,5 MVA.

El grupo de conexión del transformador será Dyn11. Es decir, estará conectado en triángulo en el lado de MT. De esta forma, en caso de falta a tierra crítica en el lado de media tensión, el triángulo actuará como una barrera frente a la corriente homopolar, impidiendo así dañar los equipos de corriente continua (módulos e inversores). En cuanto al índice horario, es estándar el uso de los índices 1 y 11 para este tipo de transformadores, en este caso, se ha optado por el 11 debido a que es el habitual en la mayoría de fabricantes para transformadores de este tamaño.

En cuanto a la tensión de cortocircuito, esta característica muestra la impedancia de cortocircuito del transformador en bases del mismo. Este valor suele ser proporcionado por el fabricante una vez diseñado el transformador, en este caso, se ha decidido un 6% como valor arbitrario y común en la industria.

5. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión se organiza en líneas de generación que conectan varios centros de transformación en cadena, con el fin de reducir el número de conductores que se encontrarán en las zanjas. El diseño trata de buscar un equilibrio entre la sección de los conductores que llegarán a la SET y la intensidad que circulará por los mismos.

Las celdas de media tensión, son los elementos que permiten llevar a cabo esta configuración, así como la maniobra y protección de los equipos conectados a la red de media tensión. Se distinguen dos tipos de celdas de media tensión en el diseño. En primer lugar, se encontrarán las celdas de media tensión que agruparán los inversores y transformadores en cadena y en segundo lugar, las celdas de media tensión ubicadas en la SET, que conectarán las líneas de generación con el transformador principal MT/AT a través del embarrado de 30 kV.

Se comenzará con el diseño de la intensidad nominal de las celdas. Para ello, se tomará el valor más elevado de potencia aparente, que corresponderá a la potencia aparente máxima del inversor:

$$I_{MÁX\ MT} = \frac{3,507 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30.000} = 67,49 [A]$$

La tensión nominal de las celdas será la misma que la del circuito de media tensión, 30 kV. Además, le corresponderá una tensión asignada de 36 kV.

En cuanto a la corriente de cortocircuito, se ha tomado como valor de referencia 25 kA durante 1 segundo. Este valor lo proporciona ENDESA en el documento NRZ104, donde se indica que se tomará como valor de referencia 25 kA de valor eficaz durante un segundo [24], en caso de no conocer el valor exacto en el nudo de conexión.

Como ya se ha mencionado, el número exacto de líneas de generación será un equilibrio entre la sección del conductor y la intensidad que circulará por los mismos. Es por ello, que con el fin de no elevar en exceso la sección de los conductores, se optará por tres bloques inversor + transformador conectados en cadena (“entrada-salida”), quedando una intensidad a la salida de cada celda de tres veces la de un cable de entrada, en concreto, 202,47 A. Puesto que salen 15 conductores de los 15 grupos, si se agrupan de tres en tres, resulta un número total de 5 líneas de generación.

En cuanto a las celdas ubicadas en la SET, serán un total de 5 que recogerán las líneas de generación, a las que se deberán añadir las celdas destinadas a la protección y maniobra del parque de media tensión. En primer lugar se dispondrá de una celda equipada con un interruptor automático con relés de protección de sobreintensidad y diferencial. Además, se instalará una celda de medida, a la que se conectarán los transformadores de tensión e intensidad necesarios para la medida de las variables de control. Como ya se ha descrito, estas celdas conectarán las líneas de generación con el transformador MT/AT a través del embarrado de 30 kV.

6. TRANSFORMADOR MT/AT

Este transformador será el encargado de elevar la tensión de 30 kV a 66 kV, que darán lugar a la línea aérea de conexión con la subestación de distribución de ENDESA, nudo Llerena.

El proceso de diseño se llevará a cabo con la misma metodología que el transformador BT/MT, por lo que en primer lugar, se calcula su potencia aparente nominal. Este transformador es el que evacuará toda la potencia generada por la planta.

$$S_N = \frac{47,355}{0,9} = 52,62 \text{ [MVA]}$$

Su relación de transformación será 30/66 kV, con un grupo de conexión YNd11. Es decir, el circuito de media tensión queda en triángulo y el de alta tensión en estrella con acceso a neutro. Esta conexión se debe a que la distribuidora (ENDESA), exige tener neutro accesible en el punto de conexión a su red. De forma análoga al diseño del transformador BT/MT, se opta por un índice horario 11. A pesar de que queda fuera del alcance del proyecto, es notable destacar que el circuito de media tensión carece de un neutro físico accesible debido a que tanto los transformadores BT/MT como el transformador de potencia principal (MT/AT) están conectados en triángulo para el circuito de media tensión. Es por esto, que será necesaria una puesta a tierra a través de un neutro artificial o impedancia zig-zag para el correcto funcionamiento de las protecciones de media tensión, ya que de lo contrario, el sistema de protecciones de media tensión no actuaría frente a defectos a tierra.

La refrigeración del transformador principal será híbrida ONAN/ONAF. Una refrigeración de tipo ONAN podría ser suficiente en condiciones normales de operación, sin embargo, en condiciones de mayor carga, sería necesaria una refrigeración ONAF.

Para cumplir con la orden TED/82/2026, en la que se especifica que se debe tener capacidad de control de tensión e inyección de reactiva en el nudo de conexión con el fin de compensar las fluctuaciones y caídas de tensión de la línea de evacuación, este transformador deberá contar con regulación de tensión por tomas $\pm 10\%$.

El nivel de aislamiento del transformador corresponde a una tensión del material de 72,5 kV para 66 kV nominales.

Se supondrá un valor de tensión de cortocircuito del 12% respecto a la nominal.

7. UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Con el fin de conseguir un dimensionamiento de conductores lo más preciso posible, se diseñará un layout aproximado de la planta, mostrado en la *Figura 24*.

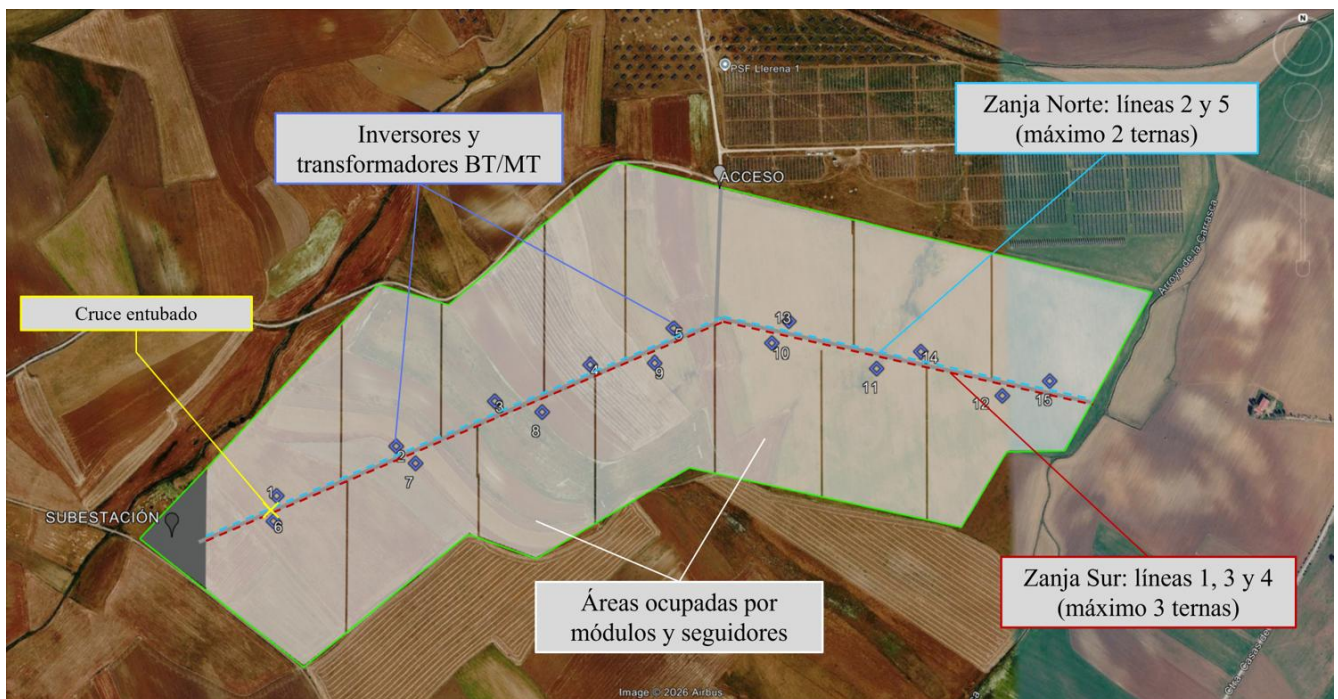


Figura 24. Layout aproximado de la planta. Google Earth Pro

Los viales principales que muestra la *Figura 24*, son representados en color gris oscuro. Por estos viales, los camiones y vehículos de transporte pesados traerán los equipos de gran tonelaje a la planta. La Subestación Eléctrica de Transformación se encuentra ubicada en el oeste del terreno para minimizar la longitud del conductor aéreo a 66 kV, ya que es el punto más cercano al nudo Llerena, a 2,4 km. Esta subestación incluirá las celdas de media tensión y el transformador de potencia principal.

Con la división de los caminos y el espacio que ocupa la subestación (1 ha), se ha dividido el área restante (≈ 77 ha) en 15 subparcelas, ya que hay 15 inversores idénticos que recibirán los circuitos de 192 strings cada uno, por lo que, extrapolándolo a áreas, cada inversor cubrirá

aproximadamente el mismo área restante, dividiendo así el terreno en 15 áreas iguales de aproximadamente 5 ha.

Nótese la diferencia entre el área restante (≈ 77 ha) y el área que ocupará la planta (54,88 ha), dato que proporciona PVsyst. Esta diferencia de 22,12 ha es el espacio que ocupará el vallado, los viales, la subestación, los inversores y transformadores y zonas en las que, por geometría del terreno, resulte imposible la instalación de módulos.

El principal motivo por el que las subdivisiones de la parcela son puramente verticales, es porque los seguidores llevan un movimiento en el eje Este-Oeste según la orientación del sol a lo largo del día, por lo que los strings se disponen en la dirección Norte-Sur.

Los inversores se instalarán justo en el límite de su área correspondiente, colindando con el vial principal debido a que, por el peso de estos equipos, no es posible la instalación de los mismos sobre el terreno natural, éstos requieren de una cimentación específica, la cual no tendría espacio físico entre los seguidores y paneles. Asimismo, la ubicación de los mismos cerca del vial principal, facilitará el acceso de maquinaria pesada como camiones y grúas para la instalación y posibles mantenimientos en el futuro.

Estos inversores se agruparán a través de celdas de media tensión de tres en tres en cadena, formando un total de 5 líneas de generación, que llegarán a las 5 celdas de media tensión ubicadas en la SET, por medio de las zanjas. En concreto las líneas de generación son:

- La línea de generación 1 está formado por los inversores y transformadores 1, 2 y 6 de la *Figura 24*.
- La línea de generación 2 está formado por los inversores y transformadores 3, 4 y 5.
- La línea de generación 3 está formado por los inversores y transformadores 7, 8 y 9.
- La línea de generación 4 está formado por los inversores y transformadores 10, 11 y 12.
- La línea de generación 5 está formado por los inversores y transformadores 13, 14 y 15.

Las zanjas en la parcela, se distribuirán en paralelo con los viales internos de la planta. En total serán dos zanjas, una a cada lado del vial principal. Se ha optado por dos zanjas en lugar de una de mayor tamaño, debido a la elevada penalización por varios conductores enterrados en el mismo conducto, que harían necesarias secciones de conductores mucho mayores. La zanja norte llevará un máximo de dos ternas en la zona más cercana a la SET, siendo éstas las correspondientes a las líneas de generación 2 y 5. La zanja sur, llevará un máximo de tres ternas, en concreto las líneas 1, 3 y 4. Es por ello que, para el diseño de los conductores de media tensión, se empleará la zanja más restrictiva, la zanja sur. Cabe destacar que, para formar la línea de generación 1, será necesario unir los grupos de inversor y transformador 1 y 2 con el 6, cruzando de forma subterránea el camino principal.

8. DISEÑO DE CONDUCTORES

Para el correcto diseño de los conductores de la instalación, se deberá seguir la norma que corresponda al nivel de tensión del cableado que se esté diseñando. Para el circuito de baja tensión, se seguirán las indicaciones del reglamento REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), en concreto, la norma ITC-BT-07 [25] principalmente, e ITC-BT-40 [25] para indicaciones relacionadas con la caída de tensión e hipótesis previas. Para el circuito de media tensión, se seguirá la norma ITC-LAT-06 [26]. En ambas, el proceso de diseño de los conductores se divide en tres criterios: intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito y caída de tensión máxima admisible. Para el circuito de alta tensión se seguirá la norma ITC-LAT-07 [26], aunque no se especifican directamente secciones de conductores según los tres criterios planteados, ya que las secciones para conductores aéreos desnudos dependen en gran medida de otros factores como la velocidad del viento, temperaturas exteriores, y otros aspectos relacionados con esfuerzos mecánicos.

Los cálculos detallados y decisiones para la elección de las secciones correspondientes a cada conductor se encuentran en detalle en el *Anexo II: Cálculos del diseño eléctrico* en el apartado *1. Metodología del diseño de conductores*.

8.1. CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos será transportada hasta los inversores a través de conductores. Este tramo de conductores se divide en dos subtramos principales, ambos en corriente continua. El primer tramo, es el correspondiente a los conductores que unirán eléctricamente los seguidores con la cajas de conexión en corriente continua. El segundo tramo corresponde a los conductores que conectan la caja de conexión con los inversores. Como se ha justificado en el apartado 2. *Cajas de conexión en corriente continua*, las cajas de conexión se instalan debido a que a cada inversor le corresponden 192 strings pero solo cuentan con 24 entradas, por lo que se agruparán los strings de 8 en 8 por medio de las 24 cajas de conexión.

Para el tramo entre los seguidores y las cajas de conexión, tal y como se detalla en el *Anexo II: Cálculos del diseño eléctrico*, se han seleccionado conductores de cobre de sección igual a 10 mm^2 aislados por polietileno reticulado (XLPE). La designación comercial normalizada de estos conductores corresponde con H1Z2Z2-K (*Anexo V: Catálogos de los equipos*), aptos para una tensión nominal del circuito de corriente continua de 1.500 V. El total de conductores para este tramo en toda la instalación será de 2883.

Para el tramo entre las cajas de conexión y los inversores, serán necesarios un total de 24 conductores con una sección nominal de 120 mm^2 . El material del conductor es cobre y el tipo de aislamiento también es XLPE. El nombre comercial también corresponde con H1Z2Z2-K, pero de mayor sección.

Las secciones de los conductores resultan ligeramente superiores con el fin de cumplir el requerimiento especificado en la norma ITC-BT-40 [25] del RBT, en la que se especifica una caída de tensión total máxima de 1,5% respecto a la tensión nominal. Con esta configuración de conductores, se obtiene una caída e tensión total de 1,44%.

8.2. CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA

8.2.1. Conductores en baja tensión (CA)

El tramo en baja tensión y corriente alterna, comprende la unión entre los inversores con sus correspondientes transformadores de potencia o CT's (Centros de transformación). Debido al reducido nivel de tensión (675 V), la intensidad resulta extraordinariamente alta. Esta elevada intensidad lleva a secciones muy superiores a las incluidas en la tabla de la norma, haciendo necesario dividir el conductor en varios conductores en paralelo

La división en varios conductores hace necesaria la corrección de la máxima intensidad admisible por medio del factor de corrección correspondiente al número de cables por zanja. Esta nueva corrección del factor de corrección por proximidad entre conductores enterrados, aumenta de nuevo el valor de la intensidad admisible calculada, elevando su valor exponencialmente.

Esta situación, imposibilita el cálculo de este tramo para conductor enterrado en zanja, por lo que se plantean como opciones posibles: la conexión a través de un embarrado de cobre o de conductores entubados al aire.

El embarrado es la solución más empleada, ya que, actualmente muchos fabricantes venden como bloque preinstalado el conjunto inversor + transformador, como se pudo ver en la comparativa de inversores en el programa PVsyst en el *Capítulo 5*.

Por otro lado, llevar a cabo la conexión a través de conductores entubados al aire, al estar refrigerados por convección natural del aire, reduce considerablemente los coeficientes de corrección por proximidad entre cables, convirtiendo esta opción en una posible solución. Como el dimensionamiento analítico de embarrados queda fuera del alcance de este proyecto, se diseñará para el caso de conductores entubados al aire, a pesar de no ser la opción más habitual en la industria con el fin de garantizar la viabilidad y el cálculo propio de la instalación.

De esta forma, la sección resultante para este tramo es de 300mm^2 de sección de cobre, con una caída de tensión de 0,046%, siendo menor al 1,5% estipulado por la ITC-BT-40 [25].

8.2.2. Conductores en media tensión (CA)

Este circuito a 30 kV comprende la conexión entre los transformadores de potencia BT/MT, con las celdas de media tensión ubicadas en la SET al oeste de la parcela, siendo un total de 5 líneas de generación. Se ha tomado como distancia de referencia para el cálculo de la caída de tensión la distancia entre la SET y el bloque de inversor y transformador más lejano, a 1,13 km. Para el cálculo de la sección, se ha dimensionado para la situación de tres ternas por zanja, siendo éste el caso más conservador y aplicando la corrección correspondiente, detallada en el *Anexo II: Cálculos del diseño eléctrico*. La unión entre los grupos de inversor y transformador 1, 2 y 6, se hará de forma subterránea y se llevarán entubados cruzando el camino principal. Sin embargo, según indica la norma ITC-LAT-06 [26], las canalizaciones tubulares rellenas con aglomerados especiales que no superen los 15 metros, no procede aplicar coeficiente de corrección de intensidad.

Los conductores diseñados para este tramo son conductores de aluminio enterrados bajo zanja, con una sección de 240 mm^2 para una tensión asignada de 18/30 kV con tensión más elevada del material de 36 kV. Su designación normalizada corresponde con RHZ1-OL. Este conductor resulta en una caída de tensión máxima de 0,31% para condiciones de máxima generación.

8.2.3. Conductores en alta tensión (CA)

Toda la potencia eléctrica generada por la planta fotovoltaica será evacuada a la subestación de distribución (nudo Llerena) a 66 kV por medio de una única línea aérea en alta tensión. Para ello, se ha seleccionado un conductor de aluminio con alma de acero de sección total de aproximadamente 280 mm^2 , con designación normalizada LA-280. Este conductor, además de garantizar la capacidad de transporte de la corriente para evacuar la potencia de la planta, debe también dimensionarse para soportar esfuerzos mecánicos y las condiciones meteorológicas más adversas del emplazamiento, como temperaturas máximas y mínimas, altas velocidades de viento, aumento de peso del conductor por acumulación de hielo, entre

otros. Es por ello que la norma ITC-LAT-07 [26] especifica según la zona (A, B o C) qué condiciones deberá soportar el conductor. Como Llerena se encuentra a una altitud de aproximadamente 600m sobre el nivel del mar, por lo que técnicamente se considerará zona B, el conductor debe aguantar velocidades del viento de 120 km/h a 15°C, sobrecarga de hielo para una temperatura de -5°C y los esfuerzos debidos a la contracción térmica para una temperatura mínima de -15° establecidos por la norma.

9. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE TRANSFORMACIÓN

El alcance de la Subestación Eléctrica de Transformación se define de forma simplificada, omitiendo los detalles propios de proyectos de transporte. Esta subestación está formada por el transformador de potencia principal, las celdas de media tensión, la posición de Alta Tensión de salida, así como por los sistemas de protección y control.

9.1. CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La configuración de la subestación elevadora de MT a AT es una simple barra de tecnología AIS (Air Insulated Switchgear) aislada de forma natural por aire, frente a otras soluciones como GIS (Gas Insulated Switchgear) o HIS (Hybrid Insulated Substation) que, a pesar de ocupar menor espacio, son menos económicas y no resultan necesarias dado el tamaño de la subestación. Otras configuraciones habituales como interruptor y medio o doble barra, cuentan con mejores prestaciones en cuestiones de flexibilidad y continuidad del suministro ante faltas o mantenimientos. Sin embargo, puesto que esta subestación cuenta con un único transformador de potencia, y una única línea de evacuación (sin redundancia de equipos en paralelo), no existen alternativas para evacuar la potencia eléctrica generada ante cualquier indisponibilidad en la planta, haciendo redundante cualquier configuración que no sea la simple barra, siendo ésta la solución óptima y eficiente para este proyecto.

9.1.1. Interruptores automáticos (21)

El interruptor es un elemento de protección y maniobra crucial en una subestación, ya que son los encargados de aislar los defectos y proteger los equipos en caso de falta. Su

característica principal es su capacidad de cortar, no solo bajo carga en condiciones normales de operación, sino también ante una falta, extinguiendo el arco eléctrico.

Se encontrará un interruptor automático por cada posición del parque de 66 kV, uno asociado a la posición de transformación y otro a la posición de línea. Estos interruptores se encontrarán rodeados (aguas arriba y aguas abajo) por seccionadores.

9.1.2. Seccionadores (89)

A diferencia de los interruptores, los seccionadores cumplen la función de garantizar la seguridad de las personas, ya que carecen de la capacidad de apertura en carga. Su principal utilidad es la apertura física del circuito, de modo que la apertura quede visible, garantizando una operación segura del tramo aislado una vez haya actuado el interruptor principal de la posición.

9.1.3. Transformadores de medida

Los transformadores de medida están compuestos por los transformadores de tensión (TT) y por los transformadores de intensidad (TI). Su función principal es la de convertir las magnitudes eléctricas a controlar (tensión en el caso de los TT e intensidad en el caso de los TI) de la forma más precisa posible, para que posteriormente, otros elementos de protección puedan utilizar dicha magnitud.

Conceptualmente, funcionan bajo el mismo principio físico al de un transformador de potencia. Sin embargo, mientras que un transformador de potencia está diseñado para maximizar la potencia que transporta, con las menores pérdidas posibles, los transformadores de medida, puesto que prácticamente no transportan potencia, se dimensionan para garantizar la precisión de las magnitudes a medir.

Los sistemas de protección no se conectan directamente al circuito principal, puesto que por motivos económicos y de dimensionamiento, no se emplean equipos capaces de medir valores de tensión e intensidad de las magnitudes de transporte. Es por esto, que la gran mayoría de protecciones cuelgan de los secundarios de los transformadores de intensidad, midiendo un valor proporcional a la intensidad real que se da en el circuito primario. Algunas

de las protecciones principales que dependen de los TI son las protecciones de sobreintensidad (50, 51), protección diferencial (87), entre otras. Algunos sistemas de protección, como por ejemplo las protecciones direccionales de sobreintensidad (67), requieren adicionalmente la referencia de tensión del circuito primario, empleando para ello los transformadores de tensión.

9.1.4. Autoválvulas

Las autoválvulas o pararrayos, son los elementos encargados de proteger la aparamenta crítica frente a ondas de impulso tipo rayo de origen atmosférico. El principio de funcionamiento de estos equipos se asemeja al de una resistencia variable frente a las sobretensiones transitorias. En condiciones normales de operación, la autoválvula actuará como una resistencia de valor extraordinariamente elevado frente a tierra. Por el contrario, en caso de sobretensión, su resistencia cae de forma rápida actuando como un cortocircuito a tierra, derivando así toda la corriente de falta hacia la misma.

9.1.5. Sistemas de protección

Los sistemas de protección son los encargados de procesar continuamente las señales proporcionadas por los transformadores de medida y, en caso de detectar una falta, enviar la orden de disparo a los interruptores correspondientes con el objetivo de aislar el defecto.

A continuación, se definen los elementos de protección más relevantes en la subestación.

9.1.5.1. Protección de sobreintensidad de fase (50/51)

Mide las corrientes de línea de cada fase y envía señal de disparo en caso de superar el valor de la intensidad de arranque ajustada. Se divide en dos tipos, la protección de sobreintensidad instantánea (50) y la protección de sobreintensidad temporal (51).

La protección de sobreintensidad instantánea, manda señal de apertura en caso de superar el valor de la intensidad de arranque ajustada de forma prácticamente instantánea, del orden de pocos milisegundos.

La protección de sobreintensidad temporal, si detecta una intensidad superior al valor de la intensidad de arranque, no actúa de manera inmediata, sino que esperará un tiempo t determinado mediante las curvas características del relé, ajustadas a través del dial T. Si transcurrido dicho tiempo el defecto se mantiene, el relé envía la señal de disparo. La principal aplicación de esta protección es la de selectividad y respaldo, ya que concede tiempo de actuación a otras protecciones posiblemente más cercanas a la falta y ésta solo actuará en caso de que no hayan actuado el resto.

9.1.5.2. Protección de sobreintensidad de neutro (50N/51N)

Funciona de forma análoga a la protección de sobreintensidad de fase, pero con el único objetivo de aislar las faltas con tierra involucrada. El relé medirá la suma de las tres intensidades de fase y actuará cuando dicha suma sea distinta de cero. En condiciones normales de operación, debido a que el sistema eléctrico está idealmente equilibrado, la suma vectorial de las tres intensidades de fase será nula. Sin embargo, en caso de defecto a tierra, esta suma será distinta de cero, correspondiéndose dicho valor con tres veces el valor de la corriente homopolar. Esta protección también se divide en protección de sobreintensidad de neutro instantánea (50N) y temporal (51N), que tienen el mismo principio de funcionamiento que las protecciones de sobreintensidad de fase.

9.1.5.3. Protección diferencial de transformador (87T)

Esta protección es la encargada de proteger al transformador de potencia principal de la planta. Su funcionamiento se basa en la medida, a través de transformadores de intensidad, de la corriente de entrada y de salida del transformador. En condiciones normales de operación, o siempre que la falta sea externa, es decir, que esté fuera de la zona entre los bornes de los TI del transformador, la intensidad de entrada será la misma que la de salida del transformador. Por el contrario, si la falta se encuentra dentro de dicha zona, parte de la intensidad se pierde para alimentar el defecto interno y, en consecuencia, la diferencia entre la corriente de entrada y la de salida será distinta de cero, provocando la actuación de la protección diferencial.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

Además de los equipos e instalación eléctrica diseñada en los capítulos anteriores, la construcción y operación de la planta fotovoltaica requiere de actuaciones de obra civil previas a la instalación de los mismos. Aunque no forman parte del objeto principal del presente TFG, son necesarias para la preparación del terreno, los soportes físicos de los equipos y un correcto funcionamiento de la instalación en general a lo largo de toda su vida útil estimada en 30 años.

1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Previamente, antes de instalar las estructuras y del movimiento de tierras, será necesario eliminar la cubierta vegetal en la parcela. Una vez eliminada toda la cubierta vegetal, se llevará a cabo un movimiento de tierras. Como la parcela cuenta con una pendiente media de 1,625%, el movimiento de tierras, aunque limitado, garantizará una superficie llana y homogénea para la instalación de los seguidores y estructuras.

Como se mencionó en el *Anexo I: Selección del emplazamiento*, el terreno de la zona sur de Extremadura es característico por su consistencia arcillosa, conocida como “tierra de barros”, lo que en principio hace posible la instalación de los seguidores mediante hinca directa de los postes, sin ser necesarias cimentaciones de hormigón para la instalación de las estructuras de los seguidores. No obstante, será necesaria la confirmación de la viabilidad de la hinca en las condiciones reales del terreno mediante un estudio geotécnico previo. Evitar las cimentaciones de hormigón permitirá que, una vez finalizada la vida útil de la planta, pueda reutilizarse el terreno y además favorecer un desmantelamiento más sencillo y económico.

2. VALLADO PERIMETRAL

Con el objetivo de impedir el acceso a la planta a personas no autorizadas, se cuenta con un vallado que recorre el perímetro exterior de la parcela de 79,3 ha. Como ya se razonó en el *Capítulo 7*, el espacio que ocuparán realmente los seguidores y módulos fotovoltaicos, será de 54,88 ha del total, quedando una diferencia de 24,42 ha destinada a los viales principales, la Subestación Eléctrica de Transformación, inversores y centros de transformación y al vallado perimetral.

Este espacio reservado para el vallado perimetral no es únicamente lo que ocupa físicamente la valla, sino que también un margen de distancia a lo largo de todo el perímetro de la parcela. Este margen servirá como un vial perimetral que facilitará labores de operación y mantenimiento, actuando a la vez que como medida de prevención contra incendios.



Figura 25. Ejemplo de vallado típico en plantas fotovoltaicas [27]

3. SISTEMAS DE SEGURIDAD

Será necesario incluir un sistema de seguridad que permita la detección y disuasión de accesos no autorizados con el fin de proteger los equipos con elevado valor económico de la planta, como los conductores de cobre y aluminio, transformadores, entre otros.

Es por ello que se respaldará el vallado perimetral con el uso en paralelo de un sistema de videovigilancia (CCTV), formado por cámaras distribuidas a lo largo del vallado junto con un sistema de detección de intrusión, como por ejemplo sensores volumétricos que en caso de acceso no autorizado, activen un alarma y se comuniquen con una central receptora de alarmas, notificando de forma inmediata a la empresa de seguridad y a las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad en caso de confirmarse dicha intrusión.



Figura 26. Ejemplo de sistema de seguridad para plantas fotovoltaicas [28]

4. VIALES

El acceso a la planta y los caminos principales en el interior de la misma, se han definido en el *Capítulo 7*. Estos caminos, dividen el área total de la parcela en 3 grandes zonas, dentro de las cuales se reparten las 15 subáreas asociadas a cada inversor donde, a su vez, se instalarán los seguidores y módulos PV. Como se definió en el mismo apartado, estos viales

deberán soportar el elevado peso de los vehículos y grúas encargados de transportar y ubicar los equipos de gran tonelaje en la planta.

En segundo lugar, se cuenta también con viales secundarios que permitan el acceso a todas las zonas de la instalación, tanto en la fase de construcción como durante la explotación de la planta. Estos viales engloban los viales perimetrales y los viales de acceso a los módulos y seguidores.

5. ZANJAS

El tendido de los conductores de corriente continua, media tensión y comunicaciones se realiza por medio de cableado enterrado en zanjas excavadas junto a los viales. El objetivo principal de las zanjas es la protección del cableado frente a las condiciones medioambientales exteriores y evitar interferencias con otras señales de la instalación.

La profundidad de estas zanjas será de 0,7 metros para el cableado de corriente continua, que quedará enterrado en los viales secundarios entre los seguidores, y de 1 metro de profundidad para el cableado de media tensión. Se distribuirá en dos zanjas paralelas que irán recogiendo los conductores salientes de las líneas de generación bajo el vial principal de este a oeste. De forma análoga a lo que se indica en la norma ITC-LAT-06 [26], las zanjas cuentan con una capa de arena de 10 cm de espesor respecto a los 5cm que exige la norma como mínimo. Además, contará con una serie de placas y cintas que permitan soportar impactos puntuales de 20 J y señalizar la existencia de un cable de alta tensión enterrado en las zanjas.

Es decir, en total las zanjas para el cableado de media tensión tendrán una profundidad de 1,2m, excepto el cruce subterráneo, que tendrá una profundidad total de 1,3m, debido a las dimensiones de la placa de hormigón que envuelve los tubos, quedando las ternas para ambos casos a 1 metro de profundidad. Este cruce cuenta con la placa de hormigón puesto que al cruzar el vial principal, deberá poder soportar el elevado peso de la maquinaria de transporte que pasará por el mismo. Además, los tubos de esta zanja, contendrán tanto los conductores

como el material aglomerado de baja resistencia térmica como se especificó en el *Anexo II: Cálculos del diseño eléctrico*.

Para la zanja de cruce del vial principal, que es el único tramo con cable enterrado bajo tubo, se cumple también la restricción adicional de la norma ITC-LAT-06, contando con un diámetro de 200mm, superior a 1,5 veces el diámetro de la terna de cables (40mm).

6. EDIFICACIONES Y CIMENTACIONES

La planta contará con un único edificio ubicado al oeste de la parcela, dentro de la hectárea reservada para la SET, definida en el *Capítulo 7*. Este edificio se diseñará en una única planta que incluirá las celdas de MT con las protecciones de media tensión integradas, una sala destinada a operación, mantenimiento y almacenaje, y una sala que incluirá el sistema de monitorización de la planta (SCADA).

El edificio, al igual que el transformador de potencia principal, inversores y centros de transformación, se instalarán sobre su propia cimentación debido al peso de estos equipos. En el caso de los inversores y CT, se instalarán sobre una losa de hormigón ubicada de forma colindante con el vial principal para no sacrificar espacio destinado a los seguidores y módulos.

Capítulo 9. ESTUDIO DE VIABILIDAD

ECONÓMICA

En este capítulo, se estudiará la viabilidad económica del presente proyecto, así como la rentabilidad de la planta desde el punto de vista de los posibles accionistas. Para ello, se calcularán los Flujos de Caja Libre (FCF) y Flujos de Caja para el accionista (FCac). A partir de los resultados obtenidos, se calcularán los indicadores financieros VAN y TIR, tanto para la planta como para el accionista y se analizarán los resultados para evaluar la rentabilidad económica del proyecto.

El horizonte temporal del modelo económico será de 30 años, coincidiendo con la vida útil de la planta, que se estimó en 30 años en el modelo de PVsyst. Se considerará que los activos del proyecto (inmovilizado material) se amortizarán en un periodo de 20 años.

1. PRODUCCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como ya se estimó en el *Capítulo 6* a partir del programa PVsyst, en la *Tabla 12*, se encuentra detallada la producción media anual para cada año durante toda la vida útil de la planta. Cabe destacar que dicha producción ya incluye las pérdidas por degradación de los equipos, así como las pérdidas de producción por operación y mantenimiento. A continuación, se muestra en la *Tabla 15*, los resultados de la producción media durante la explotación de la planta, las horas equivalentes y el factor de capacidad promedio.

Producción media en 30 años [MWh]	Horas equivalentes [h]	Factor de Capacidad [%]
106.048,0867	2006	23,1%

Tabla 15. Producción media de la planta durante los 30 años de vida útil

2. PRECIO MEDIO ANUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

El precio medio al que se vende la energía eléctrica será un factor de elevada relevancia para la posterior evaluación de la rentabilidad de la planta. Esto es debido a que los ingresos dependerán únicamente de la producción estimada y del precio al que se venda la energía en el mercado eléctrico diario en España. Como la producción de la planta es un valor ya calculado, considerado como dato, se deberá tener especial cuidado en el valor promedio que se escoja como precio medio de la energía eléctrica, ya que, como se ha planteado, este valor será el que determine los ingresos que se obtendrán de la producción, tal y como se muestra en la (*Ecuación 9*), definiendo finalmente, si el proyecto resulta rentable.

$$\text{Ingresos [€]} = \text{Producción media [MWh]} \cdot \text{Precio medio anual} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (\text{Ecuación 9})$$

Para la obtención del precio medio anual de la energía eléctrica, se ha acudido al portal oficial del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) [29], que publica los resultados históricos del mercado diario del MIBEL para cada año.

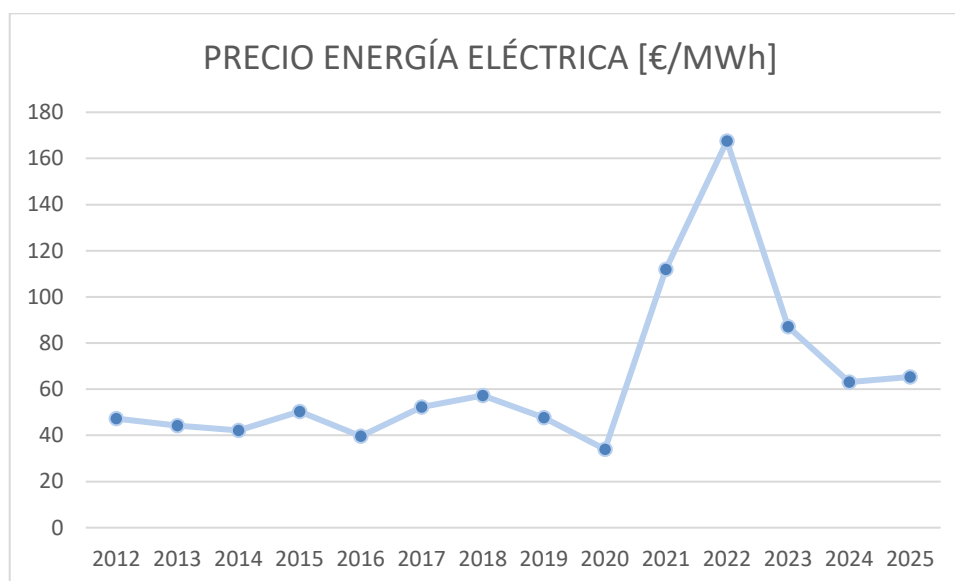


Figura 27. Precio medio diario de la energía eléctrica para cada año.

Tal y como se aprecia en la *Figura 27*, los años 2021 y 2022 cuentan con un precio medio notablemente superior al del resto de años, posiblemente causado por la influencia del COVID-19. Debido a la gran influencia del precio medio en la rentabilidad final del proyecto, se plantearán dos posibles escenarios a estudiar. El primer escenario (Escenario 1) será más conservador, obteniendo el valor promedio únicamente de los datos correspondientes a los años comprendidos entre el 2012 y el 2020, descartando los últimos años con mayor precio debido a acontecimientos socioeconómicos tales como el COVID-19 y el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania. El segundo escenario (Escenario 2) contemplará un análisis más realista y actual, descartando únicamente los dos valores con mayor varianza, es decir, los correspondientes a los años 2021 y 2022. Por tanto, los valores promediados del precio de la energía eléctrica para los dos escenarios planteados, se encuentran detallados en la *Tabla 16*.

	Precio Promedio de la Energía Eléctrica [€/MWh]
Escenario 1	46,087
Escenario 2	52,5175

Tabla 16. Precio promedio de la Energía Eléctrica según el escenario

3. INVERSIÓN TOTAL

La inversión inicial necesaria para la construcción de la planta fotovoltaica (CAPEX, Capital Expenditure) se ha estimado mediante los ratios de coste que se muestran en la *Tabla 17*, *Tabla 18* y *Tabla 19*. Se incluyen todos los costes necesarios para la puesta en marcha de la planta, incluyendo todos los equipos principales, costes de desarrollo e ingeniería, licencias, entre otros.

	Coste [€]	Ratio [€/Wp]
Paneles solares	5.287.400	0,1
Seguidores	4.229.920	0,08
Transformadores	3.436.810	0,065
BOP	15.862.200	0,3
Subestación MT/AT	1.850.590	0,035
Ingeniería y costes de desarrollo	2.114.960	0,04
Total	32.781.880	-

Tabla 17. Costes principales de la planta

	Coste [€]	Ratio [€/km]
Línea de interconexión aérea	360.000	150.000
CAPEX de la planta	33.141.880	-

Tabla 18. CAPEX de la planta

	Coste [€]	Ratio [€/Wp]
CAPEX de la planta	33.141.880	0,62
Ingeniería	1.771.279	0,0335
Licencias-DEVEX	1.506.909	0,0285
Contingencias	1.586.220	0,03
Inversión total	38.006.288	-

Tabla 19. Inversión total de la planta

4. OPEX

Los costes asociados a la operación y mantenimiento de la planta incluyen los gastos necesarios para el correcto mantenimiento y funcionamiento durante toda su vida útil, al igual que el coste del alquiler del terreno, y aplicándose un 2,5% de inflación interanual respecto al año previo. Se muestran los ratios aplicados para el cálculo del OPEX en la *Tabla 20*.

Potencia pico (Wp)	52.874.000
--------------------	------------

Superficie ocupación (ha)	79,3
Ratio Alquiler terreno (€/ha)	1.200
Ratio de O&M (€/Wp)	0,0135
Alquiler terreno (€/año)	95.160
O&M	713.799
Inflación interanual	2,5%

Tabla 20. Ratios asumidos para el cálculo del OPEX

Se detalla en el *Anexo IV: Cálculos del estudio de viabilidad económica*, el valor de los costes operativos (OPEX) para cada año de forma detallada.

5. FLUJO DE CAJA LIBRE (FCF)

El Flujo de Caja Libre corresponde con el balance económico anual que supone el proyecto en su globalidad sin tener en cuenta la financiación, deuda e intereses que asumirá el accionista.

$$FCF = EBITDA - t - Inv_{inmovilizado} - Inv_{NOF}$$

$$EBIDA = \text{Ingresos de explotación} - \text{Costes de explotación} - I_{generación}$$

t : Impuestos de Sociedades (25%)

$Inv_{inmovilizado}$: Inversión del Inmovilizado

Inv_{NOF} : Inversión de Necesidades Operativas de Fondos

$I_{generación}$: Impuesto de Generación (7% sobre los ingresos)

El desarrollo completo del cálculo del Flujo de Caja Libre se encuentra detallado en el *Anexo IV: Cálculos del estudio de viabilidad económica*.

6. COSTE MEDIO PONDERADO DE CAPITAL (WACC)

El coste medio ponderado de capital es el porcentaje de rentabilidad mínimo del proyecto para compensar a los prestamistas y accionistas, incluyendo la deducción fiscal del impuesto de sociedades (25%) .

$$WACC = \frac{(E \cdot ke) + [D \cdot kd \cdot (1 - t)]}{E + D}$$

E: Valor del mercado de las acciones

ke: Rentabilidad exigida a las acciones

D: Valor del mercado de la deuda

kd: Rentabilidad exigida a la deuda

t: Tasa de impuestos sobre beneficios

Los valores empleados para el cálculo del WACC y el resultado del mismo se muestran en la *Tabla 21*.

E	20%
D	80%
ke	9%
kd	6%
t	25%

WACC	5,4%
-------------	-------------

Tabla 21. Valores empleados en el cálculo del WACC y resultado

7. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA PLANTA

Para el análisis de la rentabilidad de la planta, se emplearán los indicadores financieros VAN y TIR. Esto es debido a que la inflación durante la explotación de la planta causará que el valor del dinero en el año en que se hace la inversión inicial (año 0), difiera del valor en los siguientes años.

El VAN (Valor Actual Neto), muestra la suma de los flujos de caja, proyectados en el presente, es decir, el año 0, descontando la inversión inicial.

Para que un proyecto resulte rentable, el VAN deberá ser mayor que 0 y el TIR mayor a la tasa de descuento. La tasa de descuento empleada para el cálculo del VAN y con la que se comparará el valor del TIR será el WACC. Los resultados del cálculo del VAN y TIR, para los dos escenarios planteados, se encuentran en la *Tabla 22*.

	VAN [€]	TIR [%]
Escenario 1	15.006.989,70	8,5
Escenario 2	22.945.167,73	10

Tabla 22. Resultados VAN y TIR de la planta

Se puede comprobar como el proyecto resulta rentable para ambos escenarios, ya que el VAN es positivo y el TIR es superior a la tasa de descuento (5,4%).

8. FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA

El flujo de caja para el accionista corresponde con la suma del Flujo de Caja Libre y el Flujo de Caja para la Deuda a lo largo de toda la vida útil de la planta.

El Flujo de Caja para la Deuda se calcula aplicando el método francés, en el que en los primeros años se pagará mayor cantidad de intereses, con un valor menor del amortizado, y los últimos años se amortizará la mayor parte del activo, pagando una cantidad mínima de intereses. Cabe destacar que la cuota anual (C) será constante durante todo el periodo de devolución de la deuda (n) y se calcula conforme a la (Ecuación 10), donde P representa el valor total de la deuda en [€].

$$C = P \cdot \frac{kd}{1 - (1 + kd)^{-n}} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Como se ha mencionado previamente, la deuda corresponderá con el 80% de la inversión total de la planta, con un periodo de devolución de la misma supuesto en 20 años desde la inversión inicial. El cálculo en detalle del Flujo de Caja para el Accionista se encuentra en el *Anexo IV: Cálculos del estudio de viabilidad económica*, donde se incluye también el ahorro fiscal correspondiente al 25% de los intereses.

9. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD PARA EL ACCIONISTA

Para este análisis se emplearán los mismos indicadores financieros que para el cálculo de la rentabilidad de la planta. Sin embargo, para evaluar la rentabilidad desde el punto de vista del accionista, se tomará una tasa de descuento distinta al WACC, correspondiendo a la rentabilidad exigida a las acciones ($k_e=9\%$).

	VAN [€]	TIR [%]
Escenario 1	6.885.226,83	15,2
Escenario 2	11.970.408,98	20,1

Tabla 23. Resultados del VAN y TIR para el accionista

Tal y como se muestra en la *Tabla 23*, el Escenario 1 corresponde a la hipótesis más conservadora del análisis, al excluir el precio medio de venta de todos los años posteriores al 2020, con precios notablemente superiores a los del período 2012-2020. Aún asumiendo dicha hipótesis, el accionista consigue una rentabilidad superior a la rentabilidad exigida para las acciones (9%), en concreto, un 15,2% de TIR. Es por ello que, como al tomar un límite inferior en el precio de la energía el proyecto resulta rentable desde el punto de vista del accionista, cualquier escenario más realista, como el Escenario 2, siempre implicará un proyecto rentable para el mismo. Como se ha podido comprobar, para un precio medio de venta de la energía eléctrica de 52,52 [€/MW] correspondiente con el Escenario 2, se obtiene una TIR aún superior al del Escenario 1, un 20,1% sobre el 9% exigido para las acciones, lo que confirma que se trata de un proyecto atractivo para el accionista y rentable en su conjunto.

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19	M20	M21	M22	M23	M24	M25	M26	M27	M28	M29	M30	M31	M32	M33	M34	M35
Estudios previos y desarrollo																																			
Estudios Geotécnico y Topográfico																																			
Estudio de impacto ambiental																																			
Ingeniería y Diseño																																			
Ingeniería básica de la planta fotovoltaica																																			
Proyecto básico de obra civil																																			
Estudio de viabilidad económica																																			
Ingeniería de detalle																																			
Tramitación administrativa																																			
Solicitud de acceso y conexión a red																																			
Autorización Administrativa Previa																																			
Autorización Administrativa de Construcción																																			
Licencia de obra municipal																																			
Aprovisionamiento																																			
Construcción y montaje																																			
Vallado perimetral y accesos																																			
Explanación y movimiento de tierras																																			
Construcción y edificaciones																																			
Excavación de zanjas																																			
Construcción de Subestación Elevadora																																			
Montaje de estructuras y módulos																																			
Instalación de inversores y CT																																			
Tendido de circuitos de CC y CA en media y baja tensión																																			
Tendido línea de evacuación																																			
Instalación de equipos de seguridad y sistema SCADA																																			
Puesta en marcha																																			
Pruebas y ensayos eléctricos																																			
Energización Progresiva de la planta																																			

Capítulo 11. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 objetivos aprobados por los 193 Países miembros de la Organización las Naciones Unidas (ONU) en el año 2015. Estos objetivos, son el núcleo del documento oficial La Agenda 2030. Este documento centra su atención principalmente en la transición energética hacia fuentes renovables para la generación de energía con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y construir un modelo energético más sostenible.

Debido a la gran relevancia de la transición energética en la Agenda 2030, el proyecto de una planta solar fotovoltaica se alineará con varios de los objetivos que incluye. A continuación, se desarrollan los ODS con mayor relevancia en este proyecto.

1. ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE (ODS 7)

Este objetivo tiene como propósito garantizar el acceso a una energía sostenible, asequible y segura para las personas. Algunas de las metas que engloba el ODS 7 [31] incluyen, el aumento significativo de la proporción de energía renovable en el mix energético (meta 7.2.) y garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos (meta 7.1.).

En cuanto a la primera meta mencionada, el presente proyecto se alinea directamente debido a la generación sostenible y libre de emisiones, que con una potencia pico de 52,87 MWp, aumentaría la potencia instalada en renovables, promoviendo la energía renovable en el mix energético con 106 GWh generados anualmente (*Capítulo 6*).

En lo que se refiere a la segunda meta mencionada, este proyecto contribuirá a una energía más asequible para los consumidores debido a que el coste de la tecnología fotovoltaica es

actualmente uno de los más competitivos del mercado, logrando que esto se refleje en los precios hacia los consumidores finales.

2. INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA (ODS 9)

Durante el diseño eléctrico y la selección de equipos de la planta desarrollada en el proyecto, se han contemplado los fabricantes con tecnologías más fiables y de mayor reconocimiento en el sector como, por ejemplo, el fabricante de inversores español, Ingeteam o el fabricante de módulos Longi Solar, contemplado en el Tier 1 de Bloomberg. Esto se relaciona directamente con las metas 9.1. y 9.4. del ODS 9 [32], que promueven el desarrollo de infraestructuras modernas, fiables, sostenibles y de calidad al igual que un empleo de recursos más eficaz para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano.

Por otro lado, la meta 9.2. promueve el aumento del empleo en la industria. Tanto en la fase de construcción y desarrollo de la planta como durante el período de explotación de la misma, será necesario el contrato de personal para distintos ámbitos como la construcción, la ingeniería, la operación y mantenimiento o el transporte de equipos, entre otros.

3. ACCIÓN POR EL CLIMA (ODS 13)

Las normas empleadas para el diseño de conductores como, por ejemplo, la norma ITC-LAT-07 para conductores aéreos en AT, hacen referencia a requerimientos mecánicos específicos que resistan condiciones climáticas adversas como velocidades del viento superiores a 120 km/h o temperaturas extremas de -15°C. Dichos requerimientos se asocian directamente con la meta 13.1. que tiene como objetivo fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales.

Otra de las metas incluida en el ODS 13 [33], es la incorporación de medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales. La instalación de una planta fotovoltaica como la del presente TFG, conlleva una disminución notable en cuanto

a las emisiones de CO₂. En concreto, empleando el factor de emisiones proporcionado por Red Eléctrica [30]:

$$CO_2 = 0,102 \left[\frac{t \text{ de } CO_2}{MWh} \right] \cdot 106.048 \text{ MWh producidos al año} = 10.816,9 \text{ t de } CO_2$$

Es decir, a lo largo de la vida útil de la planta, se evitará la emisión de aproximadamente 10.816,9 toneladas de CO₂ al año y un total de 324.507 toneladas.

CONCLUSIONES Y RESULTADOS

Después del estudio exhaustivo desarrollado a lo largo del presente Trabajo de Fin de Grado, se ha demostrado la viabilidad técnica de la instalación. En lo que se refiere a la viabilidad económica, la instalación resulta rentable a nivel de proyecto en ambos escenarios analizados, así como desde el punto de vista del accionista. Se ha demostrado como, para un escenario más conservador de precio de venta de la energía eléctrica, el accionista recuperaría la rentabilidad exigida sobre las acciones ($k_e=9\%$), con una Tasa Interna de Retorno de 15,2%, concluyendo de esta forma que, conforme a la trayectoria del precio OMIE de los últimos años, el proyecto resultaría también rentable desde el punto de vista del accionista, tal y como se muestra en el Escenario 2, con una TIR de 20,1% muy superior al 9% exigido.

Se ha podido concluir también como la localización del emplazamiento es óptima para la generación de energía solar. Llerena cuenta con una irradiación global horizontal promedio de 1837 kWh/m² con la posibilidad de conexión a la red de distribución a 66kV a solo 2,4 km. Presenta además un terreno con características compatibles con la hinca directa para la futura instalación de los seguidores, sin invadir ningún espacio natural, así como una vegetación mínima en la ubicación de la parcela.

El recurso solar en España se encuentra entre los más elevados de Europa, como se pudo comprobar en el *Capítulo 2*, con irradiaciones globales horizontales medias superiores a 1.800 kWh/m²año. En ese mismo capítulo, se estudió la evolución del precio de los módulos fotovoltaicos así como de la potencia solar instalada, resultando en una disminución del precio del panel de casi el 100% desde 1976 hasta la actualidad y un aumento anual de 8,7 GW en potencia fotovoltaica registrado en España para el año 2024. Este auge en la tecnología fotovoltaica sumado a los reducidos precios de la misma, justifica la elevada competitividad en el sector desde el punto de vista de los fabricantes. En consecuencia, durante la elección de los equipos principales se pudo comprobar como la diferencia de

producción entre fabricantes reconocidos es mínima, trasladando la decisión final hacia criterios como el precio de adquisición o las relaciones comerciales con el fabricante.

Finalmente, se obtuvo una configuración final de la planta de 47,355 MW nominales y 52,874 MWp, generada por un total de 80.724 módulos fotovoltaicos Longi Solar LR8-66HYD-655M. Estos módulos se disponen en 2883 strings de 28 módulos en serie conectados en paralelo, que se agruparán en 24 cajas de conexión para formar 24 conductores de entrada por inversor. La potencia generada por los paneles se lleva al bus de corriente alterna por medio de 15 inversores Ingecon Sun 3600TL C675 del fabricante español Ingeteam. El encargado de elevar la tensión a la salida del inversor desde 675V hasta los 30kV será el transformador BT/MT. Se instala un transformador BT/MT por cada inversor y se unen en líneas de generación de 3 bloques (inversor y transformador) en cadena, obteniéndose 5 líneas de generación que se conectarán con el transformador principal MT/AT a través de las celdas de media tensión. Por último, la potencia generada por la planta solar fotovoltaica, se transportará a la subestación de distribución propiedad de EDRD, por medio de una línea aérea de alta tensión de aluminio con alma de acero de sección 280mm², con designación LA-280.

De esta forma, se han cumplido todos los objetivos propuestos inicialmente para el proyecto, alineándose además con los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Agenda 2030 y evitándose una emisión de CO₂ de 324.507 toneladas a lo largo de su vida útil.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Disponible en:
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>.
- [2] *Informes del sistema eléctrico español 2024*. Ree.es. Disponible en:
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>.
- [3] G. Masson, M. de l'Epine, I. Kaizuka, y J. Okazaki, *Trends in PV applications 2025*, IEA-PVPS, 14-oct-2025. Disponible en: https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2025/
- [4] G. Masson, A. Van Rechem, M. de l'Epine, y A. Jäger-Waldau, *Snapshot 2025*, IEA-PVPS, 15-abr-2025. Disponible en: <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2025/>
- [5] *The global technical, economic, and feasible potential of renewable electricity*, PNNL, 30-abr-2024. Disponible en: <https://www.pnnl.gov/publications/global-technical-economic-and-feasible-potential-renewable-electricity>.
- [6] *Solar photovoltaic panel prices*, Our World in Data. Disponible en:
<https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices?time=earliest..2024>
- [7] Irena.org. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf
- [8] K. Ward, *Climate and Earth's energy budget*, NASA Science, 14-ene-2009. Disponible en:
<https://science.nasa.gov/earth/earth-observatory/climate-and-earths-energy-budget/>.
- [9] *PVPS-Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications*. IEA-PVPS. Disponible en: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/06/IEA_PVPS_T16_Solar_Res_Handbook_2021-080621.pdf
- [10] Solargis, *Global Solar Atlas*, Globalsolaratlas.info. Disponible en:
<https://globalsolaratlas.info/map>
- [11] *CMP3-L - Piranómetro con protector solar*, Campbellsci.es. Disponible en:
<https://www.campbellsci.es/cmp3-l>.

- [12] *CHP1 Pyrheliometer*, Kintech Engineering - Sistemas de medición eólica y solar. Disponible en: <https://www.kintech-engineering.com/es/catalogue/solar-es/chp1-pyrheliometer/>.
- [13] *Anillo de Sombra*, Darrera, 09-abr-2018. Disponible en: <https://www.darrera.com/es/producto/lpring12-anillo-sombra/>.
- [14] *Principio de funcionamiento del autoconsumo*, Mikitsolar.es. Disponible en: <https://www.mikitsolar.es/blog/principio-de-funcionamiento-del-autoconsumo-n214>.
- [15] *4.1 photovoltaic effect*, Psu.edu. [En línea]. Disponible en: <https://courses.ems.psu.edu/eme812/node/534>.
- [16] *Open-circuit voltage*, Pveducation.org. Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/open-circuit-voltage>.
- [17] *Amorphous Silicon Solar Cell*. Sciencedirect.com. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/amorphous-silicon-solar-cell>.
- [18] Fernández Bernal, F. (2025). *Capítulo 4: El PWM y sus efectos sobre la máquina de inducción* [Material docente]. ICAI, Universidad Pontificia Comillas.
- [19] BloombergNEF. (2025). *Tier 1 PV Module Maker List Q1 2025*. Bloomberg Finance L.P. <https://assets.bnef.com/public/tiering/solarmodules.pdf>
- [20] VICO. *Tier 1 solar panel manufacturers list – Q4 2025*, Vico Export Solar Energy, 17-dic-2025. Disponible en: <https://www.vicoexport.com/en/64212/tier-1-solar-panel-manufacturers-list-q4-2025/>.
- [21] *Huawei, Sungrow lead Wood Mackenzie's inverter market ranking*. Pv magazine. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2026/01/05/huawei-sungrow-lead-wood-mackenzies-solar-inverter-market-ranking/>.
- [22] *Trackers*. (2025, septiembre 26). Braux; Braux Energy Group. <https://braux.es/trackers/>
- [23] *Sistema de seguimiento solar de un solo eje horizontal de doble retrato KST-2P*. (s/f). Xmkseng.com. Recuperado el 8 de junio de 2026, de https://es.xmkseng.com/kst-2p-double-portrait-horizontal-single-axis-solar-tracking-system_p55.html
- [24] *Publicación de especificaciones técnicas particulares de la compañía Endesa Distribución Eléctrica S.L.U*, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-antteriores/detalle-participacion-publica-k-27.html>.

- [25] *BOE-A-2002-18099 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*, BOE-A-2002-18099, Boletín Oficial del Estado (BOE). [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099>.
- [26] *BOE-A-2008-5269 Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*, BOE-A-2008-5269, Boletín Oficial del Estado (BOE). [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269>.
- [27] *Vallado plantas Fotovoltaicas - Metalfence - Cerramientos, Vallados, Cercados en Talavera*, Metalfence - Cerramientos, Vallados, Cercados en Talavera, 30-ene-2024. [En línea]. Disponible en: <https://metalfence.es/servicios/vallado-plantas-fotovoltaicas/>.
- [28] *Sistemas de seguridad para plantas fotovoltaicas*, Empresa de Seguridad - VIBA Seguridad Inteligente, 25-abr-2024. [En línea]. Disponible en: <https://vibaseguridad.es/sistemas-de-seguridad-para-plantas-fotovoltaicas/>.
- [29] *OMIE*, Omie.es. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual?page=0>.
- [30] *Ree.es*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [31] *Objetivo 7*, Naciones Unidas (ONU), 07-ene-2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.
- [32] *Objetivo 9*, Naciones Unidas (ONU), 07-ene-2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>.
- [33] *Objetivo 13*, Naciones Unidas (ONU), 07-ene-2015.. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

1. ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS CANDIDATOS

La elección del emplazamiento es uno de los pasos clave para la realización de este TFG. El emplazamiento, definirá cual es la irradiación real que recibirán los paneles, el tipo de suelo, las pérdidas eléctricas por la distancia hasta la subestación, pérdidas por temperatura, entre otras. En definitiva, será crítica la decisión de dónde se sitúe finalmente la planta.

Para acotar todas las infinitas posibles ubicaciones de la planta, se ha asumido que se realizará en España, dentro de la península. Además, se han elegido tres posibles emplazamientos, contemplando las zonas de España con mayor irradiación solar horizontal media (GHI), mediante el uso del programa Global Solar Atlas. Esta web, permite localizar los puntos con mayor GHI media de forma muy visual, encontrando dichas zonas con un color rojo y, de forma contraria, las zonas con menor GHI media se encontrarán con color amarillo/verde.

Como se aprecia en la *Figura 28*, además de elegir los tres posibles emplazamientos en función de las zonas en la península con mayor GHI, con el fin de acotar, se han elegido parcelas dentro de dichas zonas, con una distancia cercana a subestaciones eléctricas. Estos nudos de la red, deben cumplir que las posibles plantas se puedan conectar a un nivel de tensión razonable, para la potencia pico estimada que generará la planta.



Figura 28. Mapa de irradiación global horizontal (GHI) de la Península Ibérica con los tres emplazamientos candidatos. Global Solar Atlas, 2026

En primer lugar, la opción A será la referida a un emplazamiento localizado en los alrededores de Granada con coordenadas decimales: $37,467286^\circ$; $-3,271795^\circ$. Para ubicar la parcela, se ha elegido una considerablemente cerca de Pedro Martínez, por su proximidad a su subestación eléctrica (SE), a 4,9km, con una GHI aproximada de $1904,6 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

En segundo lugar, la opción B, será la referida al emplazamiento localizado próximo al poblado de Llerena, en Badajoz, Extremadura, a escasos 2,46km de su subestación. Esta parcela tiene como coordenadas decimales: 38.237370° ; -5.966882° . Además, consta de una irradiación global horizontal de aproximadamente $1819,4 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

Por último, la opción C, se encuentra ubicada prácticamente dentro de la localidad de Madrideo, perteneciente a la provincia de Toledo, en Castilla-La-Mancha. En concreto se ubica en las coordenadas decimales: $39,489494^\circ$; $-3,548272^\circ$. Es la más cercana a su SE, a 1,12km de distancia y se caracteriza por una GHI aproximada de $1800 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

2. CRITERIOS DE PUNTUACIÓN

2.1. RECURSO SOLAR

El recurso solar, supondrá la característica más crítica de todas, ya que la principal fuente de energía de este proyecto básico de una planta fotovoltaica será la irradiación proveniente del sol. Esta irradiación influirá directamente en factores clave en el diseño de este proyecto. En general, una mayor GHI implicará mayor producción de energía anual, mayor potencia inyectada a la red y, consecuentemente, tanto un menor coste nivelado de la energía, como mayor VAN y TIR, que supondrán un aumento de los ingresos por venta de energía.

El criterio de evaluación para la característica de recurso solar para los tres emplazamientos se muestra en la *Tabla 24*.

RECURSO SOLAR	
GHI(kWh/m ²)	PUNTUACIÓN
MENOR a 1400	0
1400<GHI<1700	1
1700<GHI<1850	2
MAYOR a 1850	3

Tabla 24. Criterio de puntuación para la irradiación global horizontal estimada en la parcela

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con cada base de datos para cada uno de los emplazamientos. Los resultados mostrarán el valor promedio de GHI, de la irradiación difusa horizontal (DHI), de la temperatura (T) y de la velocidad del viento (V). Estos dos últimos valores no se encuentran disponibles para todas las bases de datos, por lo que se incluyen únicamente en las que lo proporcionen.

Una vez seleccionada la base de datos, se comparará la característica GHI de los tres emplazamientos y se puntuarán. Las tres bases elegidas para comparación son: Meteonorm, PVGIS y NREL.

2.1.1. Resultados: base de datos METEONORM

PEDRO MARTÍNEZ	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)	V(m/s)
Enero	80	29	4	1.4
Febrero	97	33	5.7	1.9
Marzo	142	54	8.8	2.1
Abril	173	65	11.8	2.3
Mayo	216	70	16.1	2.3
Junio	237	63	21.6	2.4
Julio	245	59	24.2	2.3
Agosto	217	59	23.8	2.1
Septiembre	163	50	19.1	1.7
Octubre	124	40	14.2	1.5
Noviembre	84	30	7.8	1.5
Diciembre	74	24	4.7	1.3
TOTAL	1848	576	13.5	1.9

Tabla 25: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Pedro Martínez

LLERENA	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)	V(m/s)
Enero	75	29	8.6	2.8
Febrero	95	31	9.6	3.1
Marzo	145	51	12.2	3.4
Abril	175	65	14.3	3.3
Mayo	219	67	18.1	3.2
Junio	233	63	22.6	3.3
Julio	248	53	24.5	3.5
Agosto	219	55	25	3.2
Septiembre	164	48	22.1	2.9
Octubre	121	41	17.6	2.8
Noviembre	81	29	11.9	2.9
Diciembre	66	26	9.3	2.8
TOTAL	1839	558	16.3	3.1

Tabla 26: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Llerena

MADRIDEJOS	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)	V(m/s)
Enero	65	27	6.4	2.3

Febrero	86	34	8.2	2.8
Marzo	138	49	11.4	3.1
Abril	180	60	14.3	3.1
Mayo	208	69	19	2.7
Junio	228	64	24.9	2.9
Julio	238	64	28.1	2.8
Agosto	211	56	27.5	2.7
Septiembre	159	48	22.6	2.4
Octubre	115	40	16.8	2.2
Noviembre	76	25	10.2	2.4
Diciembre	57	26	6.9	2.2
TOTAL	1757	563	16.4	2.6

Tabla 27: Resultados Meteonorm para el emplazamiento Madrideojos

2.1.2. Resultados: base de datos PVGIS

PEDRO MARTÍNEZ	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)
Enero	84,15947368	25,95655346	5,068421053
Febrero	103,7794737	30,53301357	6,210526316

Marzo	151,8042105	44,26291191	8,957894737
Abril	180,7394737	52,50957341	12,22631579
Mayo	220,0021053	57,20054737	17,00526316
Junio	233,0131579	51,75344875	22,09473684
Julio	245,7110526	46,6851	26,51578947
Agosto	217,2173684	43,44347368	25,78947368
Septiembre	162,7278947	41,02455873	20,27894737
Octubre	126,8636842	34,58704654	15,70526316
Noviembre	86,48631579	26,40108587	8,847368421
Diciembre	74,58578947	22,68978227	6,331578947
TOTAL	1887,09	477,0470956	14,58596491

Tabla 28: Resultados PVGIS para el emplazamiento Pedro Martínez

LLERENA	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)
Enero	77,69894737	24,5365097	7,257894737
Febrero	96,89105263	28,96532521	8,594736842
Marzo	143,8442105	42,92614072	11,09473684
Abril	171,9784211	51,14095152	13,99473684

Mayo	216,6426316	54,50272521	18,44210526
Junio	230,0331579	49,15445374	23,03157895
Julio	248,7236842	42,02121191	26,87894737
Agosto	221,6736842	38,85122992	26,63157895
Septiembre	161,5605263	37,8391759	21,84210526
Octubre	119,2721053	32,14069363	17,3
Noviembre	80,51947368	24,57962881	11,04736842
Diciembre	68,36947368	21,37445651	8,5
TOTAL	1837,207368	448,0325028	16,21798246

Tabla 29: Resultados PVGIS para el emplazamiento Llerena

MADRIDEJOS	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)	T(C°)
Enero	71,78263158	25,53950471	4,805263158
Febrero	92,54105263	30,53854737	6,589473684
Marzo	142,11	45,25081579	9,615789474
Abril	173,6347368	54,28370194	12,88947368
Mayo	216,8552632	59,57813019	17,91052632
Junio	230,1078947	53,53036288	23,22105263

Julio	247,0247368	45,89459584	27,28947368
Agosto	219,1673684	41,52644875	26,39473684
Septiembre	161,4921053	39,43807202	20,95263158
Octubre	119,2178947	33,06727922	15,75789474
Noviembre	74,38578947	25,83927424	9,084210526
Diciembre	63,41210526	22,16086205	6,036842105
TOTAL	1811,731579	476,647595	15,04561404

Tabla 30: Resultados PVGIS para el emplazamiento Madrideojos

2.1.3. Resultados: base de datos NREL

PEDRO MARTÍNEZ	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)
Enero	102,8985215	40,3797043
Febrero	143,874256	56,65625
Marzo	207,1747312	70,42204301
Abril	239,5833333	102,3645833
Mayo	293,4596774	105,0127688
Junio	329,0861111	91,85972222
Julio	343,8870968	76,73051075

Agosto	298,7466398	75,10752688
Septiembre	229,9479167	72,27569444
Octubre	173,375672	61,50336022
Noviembre	109,5666667	44,33472222
Diciembre	94,89919355	31,81384409
TOTAL	2566,499816	828,4607303

Tabla 31: Resultados NREL para el emplazamiento Perdo Martínez

LLERENA	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)
Enero	92,80376344	32,99865591
Febrero	136,5334821	47,26190476
Marzo	175,1827957	63,37567204
Abril	238,7229167	81,88888889
Mayo	302,6780914	84,51008065
Junio	326,0444444	74,975
Julio	347,4603495	55,85685484
Agosto	305,3192204	61,46169355
Septiembre	218,3194444	64,36319444

Octubre	159,1431452	47,21438172
Noviembre	107,9555556	32,95
Diciembre	86,80981183	24,14986559
TOTAL	2496,973021	671,0061924

Tabla 32: Resultados NREL para el emplazamiento Llerena

MADRIDEJOS	GHI(kWh/m2)	DHI(kWh/m2)
Enero	86,28830645	34,80712366
Febrero	128,2708333	55,32291667
Marzo	184,0739247	67,12836022
Abril	233,0819444	97,41597222
Mayo	286,0060484	105,8864247
Junio	326,0229167	99,0625
Julio	338,9489247	71,76209677
Agosto	298,1538978	73,53629032
Septiembre	217,2451389	66,76597222
Octubre	151,6223118	61,95698925
Noviembre	89,34722222	39,50972222

Diciembre	78,57258065	31,03897849
TOTAL	2417,63405	804,1933468

Tabla 33: Resultados NREL para el emplazamiento Madrideojos

Tal y como se ha concluido en el *Capítulo 2*, la base de datos seleccionada finalmente para el emplazamiento es la base de datos PVGIS, tomando el dato de la velocidad del viento que proporciona la base de datos METEONORM debido a su similitud.

2.2. OROGRAFÍA

La pendiente del terreno es un importante factor a determinar debido a su influencia tanto en la dificultad como en el precio del proyecto. El caso ideal es una pendiente inferior al 5%, esto es porque pendientes superiores a dicho valor, encarecerán la obra civil por un mayor volumen de movimiento de tierras, dificultará la posibilidad de instalar posibles seguidores, que requieren pendientes mínimas e incluso podría traer problemas con el tendido del cableado de corriente continua.

OROGRAFÍA	
PENDIENTE MEDIA DEL TERRENO [%]	PUNTUACIÓN
P<5	3
5<P<10	2
10<P<17	1
P>17	0

Tabla 34: Criterio de puntuación para la orografía de las parcelas

Se calculan a continuación las pendientes medias de cada una de las parcelas a través del programa Google Earth Pro. Se trazarán varias líneas en distintas direcciones de la parcela con el fin de calcular un valor promedio de la pendiente.

2.2.1. Pendiente media de la parcela ubicada en Pedro Martínez

$$\text{ÁREA 1: } P1 = \frac{1,3\% + 2,5\% + 2,9\% + 1\%}{4} = 1,925\%$$

$$\text{ÁREA 2: } P2 = \frac{1,1\% + 0,3\% + 2,5\%}{3} = 1,3\%$$

$$\text{PONDERACIÓN POR ÁREAS: } P = \frac{50[\text{ha}] \cdot 1,925\% + 26,8[\text{ha}] \cdot 1,3\%}{76,8[\text{ha}]} = 1,71\%$$

2.2.2. Pendiente media de la parcela ubicada en Llerena

$$P = \frac{1,7\% + 1,8\% + 1,9\% + 1,1\%}{4} = 1,625\%$$

2.2.3. Pendiente media de la parcela ubicada en Madridejos

$$P = \frac{1,4\% + 1,6\% + 0,9\% + 0,9\%}{4} = 1,2\%$$

2.3. TIPO DE TERRENO

Se busca, en la medida de lo posible, la instalación de seguidores mediante hincado directo, ya que es la solución más económica y sencilla. Para ello, se requiere de una consistencia de suelo blanda o normal que no esté compuesto por roca madre.

TIPO DE TERRENO	
CONSISTENCIA	PUNTUACIÓN
Consistencia Blanda	3

Consistencia Normal	2
Consistencia normal con presencia de rocas	1
Consistencia dura con principal presencia de roca	0

Tabla 35: Criterio de puntuación para el tipo de terreno de las parcelas

2.4. VEGETACIÓN

Se atenderá, también, a la vegetación para la puntuación de las parcelas debido a la importancia que esta supone en cuanto al coste de la obra. Un terreno con gran presencia de árboles y vegetación densa, supone un gran incremento económico de la obra, incluyendo gastos adicionales relacionados con la tala de árboles y el posterior tratado de la madera.

VEGETACIÓN	
TIPO DE CUBIERTA VEGETAL	PUNTUACIÓN
Sin vegetación (terreno árido o cultivo de cereal)	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Monte bajo con árboles abundantes	1

Tabla 36: Criterio de puntuación para la vegetación en las parcelas

2.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Como ya se ha mencionado previamente, la distancia hasta la subestación es uno de los criterios más importantes, ya que una gran distancia desde la parcela hasta la subestación,

conlleva un aumento significativo de costes por instalación de líneas aéreas de gran distancia y un considerable aumento de pérdidas eléctricas, sobre todo en media y baja tensión.

A su vez, se valorará positivamente la conexión a la subestación a niveles de tensión menores. Esto se debe a que, conectarse a la red de transporte en alta tensión supondría, entre otros problemas, un encarecimiento del equipo eléctrico de la subestación elevadora de la propia planta. Una relación de transformación mucho mayor haría obligatorio equipo con mayor potencia aparente nominal, es decir, de mayor tamaño y, por lo tanto, más caro.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA		
DISTANCIA	NIVEL DE TENSIÓN	PUNTUACIÓN
>50 km	>220 kV	0
25<V<50 km	>220 kV	1
25<V<50 km	<220kV	2
<25 km	<220 kV	3
<25 km	>220 kV	2

Tabla 37: Criterio de puntuación para la interconexión eléctrica de los emplazamientos

2.6. ACCESIBILIDAD

Las carreteras durante el proceso de obra civil y futuros mantenimientos o averías, deben ser capaces de aguantar el volumen y el peso de los equipos que se transportarán desde el puerto más cercano hasta la parcela de forma segura. Restricciones de peso o dimensionales en las carreteras, harían imposible o muy complicado el transporte de los equipos necesarios.

ACCESIBILIDAD

CARRETERAS Y PUERTOS DE LLEGADA	PUNTUACIÓN
Buenas carreteras y puertos	3
Reforma puntual de carretera y buen puerto	2
Reforma carreteras y sin puerto factible	0

Tabla 38: Criterio de puntuación para la accesibilidad a las parcelas

2.7. FORMA DEL TERRENO

Una geometría compacta y regular del terreno facilita la posterior instalación de seguidores y layout. Además, dicha geometría será imprescindible para minimizar las pérdidas en el circuito de corriente continua. Sin una morfología regular del terreno, podría resultar imposible la correcta conexión de los paneles o la instalación de seguidores, reduciéndose la potencia generada resultante con respecto a los valores esperados.

FORMA DEL TERRENO	
FORMA	PUNTUACIÓN
Forma del terreno completamente compacta y regular	3
Forma compacta pero división o vértices agudos	2
Forma completamente irregular	1

Tabla 39: Criterio de puntuación para la forma de las parcelas

2.8. CAPACIDAD DE PROYECTO

La potencia pico de cada parcela, se estimará aplicando un ratio estándar de 1,5 [ha/MWp], por lo que el tamaño de la parcela definirá de manera aproximada la potencia pico que generará la planta. Es por esto, que a mayor tamaño de parcela, mayor potencia, diluyendo los costes fijos entre un valor mayor de megavatios, resultando en un proyecto más rentable.

CAPACIDAD DE PROYECTO	
POTENCIA [MWp]	PUNTUACIÓN
$P < 20$	0
$30 < P < 50$	1
$50 < P < 100$	2
$P > 100$	3

Tabla 40: Criterio de puntuación para la potencia pico estimada de cada emplazamiento

2.9. MEDIOAMBIENTE

Los espacios naturales, no son un criterio de elección para el emplazamiento de la planta, sino que son un criterio obligatorio. En ninguno de los casos es posible la construcción de instalaciones de generación de energía eléctrica en espacios naturales, por lo que ninguna de las opciones planteadas debe encontrarse dentro de los mismos.

MEDIOAMBIENTE	
DESCRIPCIÓN	PUNTUACIÓN

No afecta a espacios naturales y el espacio natural más cercano está a más de 15 km	3
No afecta a espacios naturales y el espacio natural más cercano está entre 5 y 15 km	2
No afecta a espacios naturales y el espacio natural más cercano está a menos de 5 km	1
Afecta a un espacio natural	0

Tabla 41: Criterio de puntuación para la distancia de la parcela a espacios naturales

2.10. OTROS

Además de los criterios ya mencionados, se tendrán en cuenta otros criterios adicionales que no se incluyen dentro de ninguna de las características anteriores, entre los que se incluyen los mencionados en la *Tabla 42*.

OTROS	
DESCRIPCIÓN	PUNTUACIÓN
Existencia de instalación TV	0
Existencia instalación telefonía móvil	1
Existencia propiedad privada crítica	0
Ningún impedimento	3

Tabla 42: Criterio de puntuación para otras características de las parcelas

3. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EMPLAZAMIENTOS CANDIDATOS

3.1. EMPLAZAMIENTO A: PEDRO MARTÍNEZ, GRANADA



Figura 29: Parcela en las proximidades de Pedro Martínez y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026)

La primera opción de parcela se encuentra en la provincia de Granada, muy cerca de una localidad llamada Pedro Martínez. En concreto, se sitúa en las coordenadas decimales 37,467286°; -3,271795°. El terreno se ha delimitado con varias líneas de color amarillo en la Figura 29, conformando una parcela con forma trapezoidal alargada que podría dificultar un layout ortogonal o dejar inservibles los vértices agudos. Cuenta con una superficie

disponible de 76,8 hectáreas, repartidas en dos áreas, que supone un valor aproximado de potencia pico de 51,2 MWp empleando la conversión mencionada previamente (1,5ha/MWp). La pendiente media se ha calculado con el programa Google Earth Pro, la misma aplicación empleada para la definición del terreno de la parcela. Se han trazado varias rectas en distintas direcciones de la parcela para ambas áreas y se ha calculado el valor promedio de las mismas y ponderado según el tamaño del área, resultando una pendiente media ponderada de 1,71%.

El terreno presenta una consistencia blanda, que permitirá una hinca directa. La cubierta vegetal de la zona es principalmente cereal de secano y baldíos, es decir, no presenta vegetación densa ni árboles. La accesibilidad a la parcela se hará desde el Puerto de Motril o desde el Puerto de Almería, ambos a aproximadamente 100km de la parcela, a través de las autovías A-44 y A-92. Estas autovías cuentan con infraestructura compatible con el transporte de los equipos previstos.

La conexión a la subestación se realizará a 400kV en la SE de Pedro Martínez, debido a la falta de existencia de nudos a menos tensión en las proximidades. La distancia hasta la misma, se ha representado en la *Figura 29*, a través de una línea recta bajo el mismo color que la delimitación de la parcela, con un grosor de línea mayor, siendo esta de 4,9km. En lo que se refiere al recurso solar, el GHI promedio anual, calculado a partir de PVGIS es de $1887 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

3.2. EMPLAZAMIENTO B: LLERENA, BADAJOZ



Figura 30: Parcela en las proximidades de Llerena y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026)

La segunda opción de parcela se encuentra próxima a la localidad de Llerena, Badajoz. Las coordenadas decimales de la parcela son 38.237370° ; -5.966882° . Tiene un área total de 79,3 hectáreas con una potencia pico de aproximadamente 52,87 MWp. La morfología del terreno es la más compacta y regular entre las tres opciones planteadas, permitiendo optimizar el layout. La pendiente media se ha calculado de la misma forma para los tres emplazamientos, siendo en este caso de 1,625%.

El suelo característico de la zona del sur de Badajoz es blando, y es conocido como “tierra de barro”, debido a su consistencia arcillosa, además, carece de presencia de roca madre, por lo que también permitiría el hincado directo. En cuanto a la vegetación, no hay presencia de zonas de árbol denso, sino principalmente cereal de secano y algún olivo característico de la zona. El acceso a la parcela desde el Puerto de Sevilla, a 130 km, se hará por medio de la A-66.

Se conectará a la red a través de la subestación nombrada como SE-Llerena, a una tensión de 66kV a través de la red de distribución de Endesa (EDRD). También se ha planteado la opción de conectarse a la red a 400kV en el nudo Maguilla, propiedad de REE (Red Eléctrica), sin embargo, se ha descartado esta opción debido al menor coste de la instalación y equipo a 66kV. En cuanto al recurso solar, la GHI media anual calculada por medio de PVGIS para este emplazamiento es de $1837 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

3.3. EMPLAZAMIENTO C: MADRIDEJOS, TOLEDO

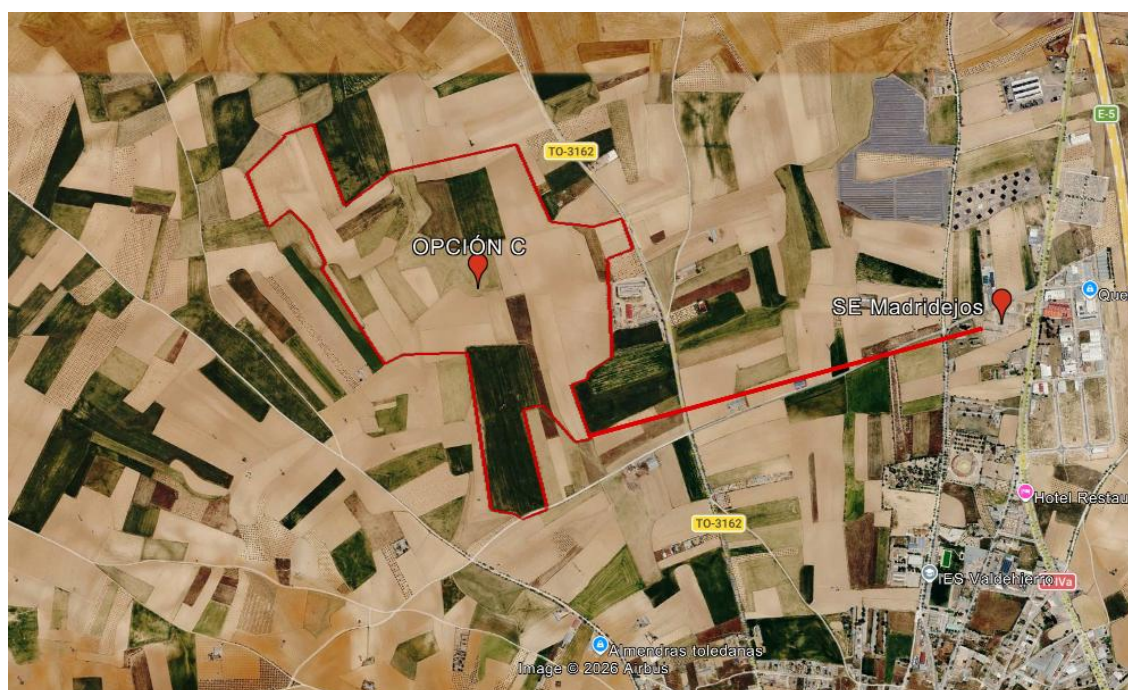


Figura 31: Parcela en las proximidades de Madridejos y distancia a la subestación. (Fuente: Google Earth Pro, 2026)

La última alternativa planteada se encuentra en las coordenadas decimales 39.489494° ; -3.548272° , que corresponden a un emplazamiento a 1km de la localidad de Madridejos, en la provincia de Toledo. La forma del terreno es considerablemente irregular y conforma un área de 76,96 hectáreas, suponiendo una potencia pico aproximada de 49,97MWp. La pendiente media del terreno es de 1,2%.

El suelo es principalmente arcilloso y arenoso aunque en la zona de Castilla-La-Mancha, es habitual la presencia de caliche, una roca sedimentaria que podría impedir la hinca directa. En cuanto a la vegetación, es propio de la zona el cultivo de vid y olivo además de encontrar cereal de secano, es decir sin presencia de grandes masas de árboles. El puerto más cercano apto para el transporte de equipos pesados es el Puerto de Valencia, a 280km. Se conecta al terreno a través de las autovías A-3 y A-4, compatibles con las dimensiones y peso del equipo que se espera transportar.

Para la prevista conexión a la red de una potencia pico esperada de 49,97MWp, existe la posibilidad de llevarse a cabo a 45kV, sin embargo, este nivel de tensión para la potencia estimada, podría superar límites técnicos de carga, por lo que finalmente se conectará a 220kV en la Subestación Madrardejos, a 1,38km de la parcela. La irradiación global horizontal anual promedio calculada a partir de la base de datos PVGIS es de $1812 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

4. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Partiendo del análisis descriptivo ejecutado en el punto 3, se ha realizado una tabla resumen donde se muestran las puntuaciones para cada campo de cada una de las opciones planteadas.

	Recursos solar	Interconexión eléctrica	Espacio natural	Vegetación	Orografía	Tipo de Terreno	Forma de terreno	Potencia Estimada	Accesibilidad	Puntuación
A	3	2	3	3	3	2	2	2	3	23
B	2	3	3	3	3	3	3	2	3	25
C	1	2	3	3	3	1	1	1	3	19

Tabla 43: Resumen de las puntuaciones de cada emplazamiento planteado

A la vista de los resultados mostrados en la *Tabla 43*, la Opción B destaca de forma consistente en prácticamente todos los criterios evaluados. Presenta el mejor tipo de suelo para los criterios de puntuación planteados, es decir, un tipo de suelo blando que garantiza la viabilidad de la hinca directa para los seguidores con menos costes de cimentación. Su

interconexión eléctrica es la más favorable, ya que, existe la posibilidad de conectar a 66 kV en la red de distribución con propietario Endesa (EDRD) a una distancia inferior a 25 km, siendo así, la solución óptima tanto de forma técnica como económica para una potencia de 53 MWp, evitando los sobrecostes que conllevaría la conexión en alta tensión (220 kV o 400 kV).

Su morfología es la más compacta y regular de los tres candidatos, lo que maximiza el aprovechamiento de la superficie disponible y minimiza los costes de la red en el bus de corriente continua. La accesibilidad es buena, se accederá a partir de la N-432 gracias a la A-66 y al Puerto de Sevilla.

Finalmente, aunque su GHI anual ($1.837 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$) no alcanza el máximo de la Opción A, tiene un valor realmente cercano y se sitúa en un nivel de recurso solar muy competitivo para un proyecto de esta envergadura.

ANEXO II: CÁLCULOS DEL DISEÑO ELÉCTRICO

1. METODOLOGÍA DEL DISEÑO DE CONDUCTORES

Para la elección de la sección final para cada tramo de conductor, la metodología a seguir consistirá en calcular la sección de los conductores bajo el criterio de intensidad máxima admisible y comprobar para los criterios de intensidad de cortocircuito y caída de tensión máxima admisible, que dicha sección sea suficiente. En caso de no serlo para alguno de los criterios, se aumentará la sección hasta que se cumplan todos, resultando en una sección que cumpla los criterios establecidos por los reglamentos de baja y alta tensión.

2. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES

2.1. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Bajo este criterio, se calculará la intensidad máxima que circulará por el conductor en condiciones normales de funcionamiento industrial y se llevarán a cabo las correcciones necesarias según las condiciones de funcionamiento del cable. En alta, media y baja tensión para conductores enterrados, conforme indican ambas normas (ITC-BT-07 [25] e ITC-LAT-06 [26]), las condiciones especiales son: temperatura del terreno (K1), resistividad térmica del terreno (K2), profundidad de la zanja (K3) y número de cables por zanja (K4). Por tanto, la intensidad máxima admisible corregida se calculará conforme a la (Ecuación 11). Nótese que los factores de corrección dividen a la corriente en vez de multiplicar, ya que la función principal de estos factores es aumentar el valor de la sección requerida debido a condiciones del terreno más exigentes.

$$I_{Máx\ Adm\ Corregida} = \frac{I_{Máx\ Adm}}{K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4} \quad (Ecuación\ 11)$$

Siendo,

$I_{M\acute{a}x\ Adm}$: La intensidad máxima que podrá circular por el conductor en condiciones normales de funcionamiento. [A]

K1, K2, K3, K4: Los factores de corrección indicados previamente. [adimensionales]

$I_{M\acute{a}x\ Adm\ Corregida}$: La intensidad máxima que podrá circular por el conductor en condiciones normales de funcionamiento corregida con los factores de corrección. [A]

El REBT además, exige una corrección adicional para los conductores instalados en BT, incluida en la norma ITC-BT-40 [25], en la que se indica que la máxima intensidad admisible deberá ser corregida con un factor del 125% adicional.

$$I_{M\acute{a}x\ Adm\ BT} = 1,25 \cdot I_{M\acute{a}x\ Adm} \quad [A] \quad (\text{Ecuación 12})$$

Una vez calculada la máxima intensidad admisible corregida, se seleccionará en la tabla de intensidades máximas admisibles de la norma que corresponda, la primera sección que cumpla con una intensidad máxima admisible superior a la calculada. Esto garantizará que el conductor elegido soporte dicha intensidad máxima admisible calculada.

2.2. CRITERIO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

La principal función de este criterio es comprobar que los conductores, bajo condiciones de cortocircuito, soporten la corriente de cortocircuito que circulará por los mismos. Por tanto, la comprobación se llevará a cabo conforme la (Ecuación 14).

$$I_{cc\ \acute{m}ax\ que\ soporta\ el\ conductor} = \frac{K}{\sqrt{t}} \cdot S \quad (\text{Ecuación 13})$$

Y siempre cumpliéndose que:

$$I_{cc\ \acute{m}ax\ que\ soporta\ el\ conductor} > I_{cc} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Siendo,

I_{cc} *máx que sporta el conductor*: La intensidad de cortocircuito máxima que soporta el conductor para la sección elegida. [A]

K : La constante del material , con valor 94 para aluminio y 143 para el cobre. $\left[\frac{A \cdot \sqrt{s}}{mm^2}\right]$

t : El tiempo que tardan las protecciones en actuar y despejar la falta o defecto. [s]

S : La sección calculada del conductor. [mm²]

I_{cc} : Corriente de cortocircuito máxima en la instalación. [A]

El factor $\frac{K}{\sqrt{t}}$ también se proporciona directamente en forma de tabla según el material en la norma.

2.3. CRITERIO DE CAÍDA DE Tensión MÁXIMA ADMISIBLE

Este criterio tiene como objeto principal limitar la caída de tensión por los conductores. Cobra principal importancia para los circuitos de baja tensión, en mayor medida en el de corriente continua, debido a que a menor tensión, mayor intensidad circula por el cable. Esta intensidad multiplicada por la impedancia del cable, de manera simplificada resulta en la caída de tensión por el conductor. En concreto, la expresión general para corriente alterna es la mostrada en la (*Ecuación 15*).

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (\text{Ecuación 15})$$

Siendo,

ΔU : La caída de tensión por el conductor para un tramo determinado. [V]

I : Intensidad máxima de operación en condiciones normales de funcionamiento. [A]

L : Longitud del conductor que se está diseñando. [km]

R : Resistencia del material del conductor. $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$

X : Reactancia del material del conductor. $[\frac{\Omega}{km}]$

Será necesario, además, corregir la resistencia del material, ya que el valor proporcionado por los fabricantes se encuentra ensayado para 20°C, sin embargo, el valor a introducir en la (Ecuación 15) debe ser a 90°C. Es por esto que el valor de la resistencia se corregirá con la expresión:

$$R_{90^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} \cdot (1 + \alpha \cdot (90 - 20)) \quad (\text{Ecuación 16})$$

Siendo α , el coeficiente de temperatura de la resistencia. Es un valor constante para cada material y para el aluminio tiene un valor de 0,00403 $[\frac{1}{^{\circ}C}]$.

La ecuación para calcular la caída de tensión admisible en corriente continua se muestra en la (Ecuación 17).

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I_N}{\gamma \cdot S} \quad (\text{Ecuación 17})$$

Siendo,

I_N : La intensidad nominal del circuito de corriente continua.

γ : La conductividad eléctrica del material. $[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}]$. Tiene un valor de 56 para el cobre.

Para obtener el valor porcentual de la caída de tensión, simplemente se dividirá la caída de tensión entre la tensión nominal y se multiplicará por cien:

$$\Delta U[\%] = \frac{\Delta U}{U_N} \cdot 100 \quad (\text{Ecuación 18})$$

El REBT añade una restricción adicional para la caída de tensión admisible. En la norma ITC-BT-40 [25], se especifica una caída de tensión máxima total de 1,5% respecto a la tensión nominal. Es por esto, que se deberá comprobar que no se supere dicho valor en el circuito de baja tensión, tanto en corriente continua, como en corriente alterna.

3. CÁLCULOS DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

3.1. CÁLCULOS DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN

El circuito de baja tensión se dividirá a su vez en los circuitos de corriente continua y alterna en BT.

3.1.1. Circuito de corriente continua

En primer lugar, se indicarán los valores nominales de la fuente generadora de energía eléctrica (módulos fotovoltaicos). Los valores nominales extraídos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado (Longi Solar LR8-66HYD-655M) se muestran en el *Anexo V: Catálogos de los equipos* y son los siguientes:

- Potencia máxima: $P_{MÁX} = 655 \text{ [Wp]}$ por módulo
- Corriente de cortocircuito máxima: $I_{cc} = I_{sc} = 16,62 \text{ [A]}$ por módulo
- Tensión máxima en condiciones de potencia máxima de operación: $V_{mp} = 41,08 \text{ [V]}$

La intensidad más restrictiva para este tramo será la intensidad de cortocircuito máxima de un panel, que como en cada string, los 28 módulos se encuentran conectados en serie, coincidirá con la intensidad de salida de cada string.

En primer lugar, se calcularán las secciones de los conductores para el tramo desde los seguidores hasta la caja de conexión o “combiner box”.

3.1.1.1. Conductores desde el string hasta la caja de conexión

Para el criterio de corriente máxima admisible, se aplicará la (*Ecuación 12*) y se tomará como valor de corriente máxima admisible corregida:

$$I_{Máx\ Adm} = 1,25 \cdot 16,62 = 20,78 \text{ [A]}$$

Se asumirá una temperatura media del terreno de 25°C, una resistividad térmica de 1km/W y una profundidad de la zanja de 0,7m. De esta forma, se obtienen los valores de los factores de corrección de la norma ITC-BT-07B [25]: $K1=K2=K3=1$. Para el factor de corrección

del número de cables por zanja, se tomará un valor promedio de $K_4=0,8$ para los dos tramos, desde los seguidores hasta la caja de combinación y desde la caja de combinación hasta el inversor.

$$I_{M\acute{a}x\ Adm\ corregida} = \frac{20,78}{0,8} = 25,98\ [A]$$

De esta forma, la primera sección de cobre que cumple una intensidad mayor a la admisible corregida es $6\ mm^2$.

A continuación, se comprobará dicha sección bajo el criterio de máxima corriente de cortocircuito.

$$I_{cc\ m\acute{a}x\ que\ soporta\ el\ conductor} = \frac{K}{\sqrt{t}} \cdot S = \delta \cdot S = 201 \cdot 6 = 1.206\ [A]$$

$$1.206 > 25,98\ [A]$$

Como la intensidad máxima de cortocircuito que soporta el cable es mayor a la que circulará por el conductor, se cumple correctamente el criterio.

La caída de tensión máxima en corriente continua se calculará con la intensidad nominal del módulo fotovoltaico, es decir, sin aplicar la corrección de 125%, con un valor de 15,94 A extraído de la ficha técnica del módulo. Además, la longitud será de forma conservadora 100m.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I_N}{\gamma \cdot S \cdot U_N} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 100 \cdot 15,94}{56 \cdot 6 \cdot 1150} \cdot 100 = 0,83\%$$

Como la caída de tensión en el siguiente tramo en corriente continua (caja de conexión-inversor) llevará más intensidad y tendrá mayor longitud, es muy probable que tenga una caída de tensión superior a 0,83%, por lo que la suma de ambos tramos superaría el límite establecido por la norma de un valor máximo de 1,5%. Es por esto, que se aumentará la sección a $10\ mm^2$.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 100 \cdot 15,94}{56 \cdot 10 \cdot 1150} \cdot 100 = 0,49\%$$

Este valor de caída de tensión es razonable para, posteriormente, no superar el límite de 1,5% de caída de tensión total.

3.1.1.2. Conductores desde la caja de conexión hasta el inversor

La intensidad máxima admisible corregida en el tramo de conductor entre la caja de conexión y el inversor será la suma de intensidades ya corregidas de los 8 cables que agrupa la caja de conexión:

$$I_{M\acute{a}x\ Adm} = 8 \cdot 20,78 = 166,24\ [A]$$

Con los mismos factores de corrección que el tramo anterior, la primera sección que cumple con una intensidad admisible superior a la calculada es la sección de 50mm², con una intensidad admisible de 230 A.

$$I_{M\acute{a}x\ Adm\ corregida} = \frac{8 \cdot 20,78}{0,8} = 207,84\ [A]$$

Como indica la norma, se comprueba que la máxima intensidad de cortocircuito es menor que la máxima intensidad de cortocircuito que soportará el conductor para una sección de 50mm².

$$I_{cc\ m\acute{a}x\ que\ porta\ el\ conductor} = 201 \cdot 50 = 10.050\ [A]$$

$$10.050 > 207,84\ [A]$$

En el peor caso posible, en caso de que el fusible del inversor fallara, la intensidad máxima que llegaría por parte del inversor en caso de falta en este tramo sería de 398 A, que sigue siendo mucho menor a la máxima que soporta el conductor en caso de cortocircuito.

La distancia más extensa desde la caja de conexión hasta el inversor, correspondería a la de los inversores numero 4, con una distancia de aproximadamente 290m. Por lo que se tomará

esta distancia como longitud de los conductores para el criterio de máxima caída de tensión admisible. Se tendrá en cuenta que la suma de las caídas de tensión deberá ser menor a 1,5% para el cálculo, por lo que si la caída de tensión del tramo anterior era de 0,49%, este tramo puede tener un máximo de 1,01% de caída de tensión. La intensidad nominal será 8 veces la de un string, es decir, 127,5 A.

$$\text{Para la sección de } 50\text{mm}^2: \Delta U = \frac{2 \cdot 290 \cdot 127,5}{56 \cdot 50 \cdot 1150} \cdot 100 = 2,3\%$$

$$\text{Para la sección de } 70\text{mm}^2: \Delta U = \frac{2 \cdot 290 \cdot 127,5}{56 \cdot 70 \cdot 1150} \cdot 100 = 1,6\%$$

$$\text{Para la sección de } 95\text{mm}^2: \Delta U = \frac{2 \cdot 290 \cdot 127,5}{56 \cdot 95 \cdot 1150} \cdot 100 = 1,2\%$$

$$\text{Para la sección de } 120\text{mm}^2: \Delta U = \frac{2 \cdot 290 \cdot 127,5}{56 \cdot 120 \cdot 1150} \cdot 100 = 0,95\%$$

Finalmente la sección para el tramo caja de conexión - inversor será de 120mm², cumpliéndose así: 0,49% + 0,95% = 1,44% < 1,5%.

3.1.2. Circuito de corriente alterna en baja tensión

Este circuito corresponde al tramo del conductor que une cada inversor con cada transformador BT/MT.

La intensidad nominal del inversor proporcionada por el fabricante Ingeteam, es de 2700 A y la intensidad máxima en el bus de corriente alterna, es de 3000 A. Se ha tomado la decisión de establecer 8 conductores en paralelo debido a los altos valores de corriente, ya que con menor valor de conductores en paralelo, el valor de las secciones aumentan hasta llegar a la sección máxima. Siguiendo la norma ITC-BT-07 [25], la intensidad máxima admisible resulta:

$$I_{M\acute{a}x\ Adm} = \frac{1,25 \cdot 3000}{8} = 468,75\ [A]$$

Para la corrección por temperatura distinta a la ambiente, se establece un valor de $K1=1$ ya que la temperatura ambiente en la localidad de Llerena será inferior a 40°C . Atendiendo al factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos, corresponde un factor conservador de $K2=0,8$. De este modo, la intensidad admisible corregida resulta:

$$I_{\text{Máx Adm corregida}} = \frac{468,75}{0,8} = 585,94 \text{ [A]}$$

La primera sección con una intensidad admisible superior es la de 300mm^2 con 615 A.

Seguidamente, se comprueba la sección bajo el criterio de máxima corriente de cortocircuito. La máxima intensidad que puede aportar el inversor en caso de falta es 3000 A, que con la corrección del 125% de la norma ITC-BT-40 [25] resulta en 3750 A.

$$I_{cc \text{ máx que sporta el conductor}} = 201 \cdot 300 = 60.300 \text{ [A]}$$

$$60.300 > 3750 \text{ [A]}$$

A continuación, se calcula la caída de tensión máxima en corriente alterna conforme a la (Ecuación 15). Debido al reducido valor de tensión y a la corta distancia de este conductor ($L=10\text{m}$), se simplificará la expresión, resultando en la (Ecuación 19). Se ha considerado para todo el diseño eléctrico un valor de $\cos\varphi = 0,9$ como valor conservador.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S} \quad (\text{Ecuación 19})$$

Sustituyendo los valores y dividiendo entre la tensión nominal (675 V) y entre los 8 conductores en paralelo que repartirán la corriente, se obtiene:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 2700 \cdot 10 \cdot 0,9}{56 \cdot 300} \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{100}{675} = 0,046\%$$

El resultado obtenido es un valor mucho menor al 1,5% máximo, por lo que la sección de 300mm^2 será suficiente para cumplir los tres criterios.

3.2. CÁLCULOS DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

El circuito de media tensión comprende desde la salida del transformador BT/MT a 30kV, hasta las celdas de MT.

Para el cálculo de la sección óptima de conductor para el circuito de media tensión, se seguirá el RLAT, específicamente la norma ITC-LAT-06 [26]. Ésta, especifica una tensión asignada a partir de la tensión nominal del circuito de media tensión, para 30kV, corresponde una tensión asignada de 18/30 kV, donde 18 corresponde a la tensión simple asignada (entre fase y neutro) y 30 a la tensión compuesta asignada (fase-fase).

Los bloques de inversor y transformador se unirán de tres en tres en cadena, formando 5 líneas de generación, desde donde los conductores partirán hasta la SET (Subestación Eléctrica de Transformación) a través de la zanja. Como hay dos zanjas en paralelo y $15/3 = 5$ conductores totales, el caso más conservador corresponde a la zanja que lleve 3 conductores en el tramo más cercano a la SET.

La intensidad asignada correspondiente al circuito de media tensión se calcula a partir de la potencia aparente máxima del inversor, proporcionada por el fabricante Ingeteam y la tensión a la que opera dicho inversor en el bus de corriente continua:

$$I_{\text{saliente de 1 peine}} = 3 \cdot I_{\text{máx saliente de 1 grupo generador}} = 3 \cdot \frac{S_{\text{MÁX inversor}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{MÁX}}}$$

$$I_{\text{saliente de 1 peine}} = I_{\text{Máx Adm}} = 3 \cdot \frac{3,507 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^6} = 202,48 \text{ [A]}$$

El factor de corrección para conductores enterrados directamente en zanja y con una distancia entre las ternas de 0,2m es $K_4=0,73$. El resto de factores, al igual que en los cálculos de baja tensión, tendrán un valor de 1, debido a que la profundidad de la zanja será de 1m y las condiciones de temperatura y conductividad se corresponden con los 25°C y 15 Km/W respectivamente. La intensidad admisible corregida resulta:

$$I_{M\acute{a}x\ Adm\ corregida} = \frac{202,48}{0,73} = 277,37\ [A]$$

La primera sección XLPE de Aluminio con intensidad admisible superior a 277,37 A en la tabla correspondiente a una tensión asignada 18/30 es de 185mm² con una intensidad de 295 A.

A continuación, se comprobará que dicha sección sea válida para la corriente de cortocircuito de corta duración (1 s) de 25 kA, especificada por ENDESA en el documento NRZ104 [24], distribuidora del nudo nudo Llerena al que se conecta la planta a 66 kV. Se supondrá un tiempo conservador de despeje de la falta por las protecciones de 0,5s para los cálculos.

$$I_{cc\ máx\ que\ sporta\ el\ conductor} = \frac{94}{\sqrt{0,5}} \cdot 185 = 24.593,17\ [A]$$

Al ser una corriente ligeramente inferior, se optará por la siguiente sección de la tabla, 240mm².

$$I_{cc\ máx\ que\ sporta\ el\ conductor} = \frac{94}{\sqrt{0,5}} \cdot 240 = 31.904,7\ [A]$$

A pesar de que la caída de tensión no es restrictiva en media y alta tensión, se calculará como comprobación adicional. La caída de tensión se ha calculado para el bloque inversor + CT situado a mayor distancia de la SET, a 1,13 km. Previamente, se deberá corregir el valor de la resistencia a 90°C a partir de la (Ecuación 16). Los valores de resistencia (0,125 Ω/km) y reactancia (0,122 Ω/km) del aluminio a 20°C se han extraído directamente del catálogo de Prysmian (*Anexo V: Catálogos de los equipos*), tomando como conductor de referencia el modelo AL RHZ1-OL de media tensión (18/30 kV) y sección 240mm², normalizado por ENDESA.

$$R_{90^{\circ}C} = 0,125 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (90 - 20)) = 0,16 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 202,48 \cdot 1,13 \cdot (0,16 \cdot 0,9 + 0,122 \cdot 0,436)}{30.000} \cdot 100 = 0,26\%$$

3.3. CÁLCULOS DE CONDUCTORES DE ALTA Tensión

Este conductor corresponde a la línea aérea a 66 kV que une la SET de la planta con la subestación de distribución (nudo Llerena). Atendiendo a la norma ITC-LAT-07 [26], del RLAT, para una tensión nominal de 66 kV, la tensión máxima del material será 72,5 kV, correspondiéndole una tensión asignada de 36 kV (tensión simple), es decir, aproximadamente 66 kV de tensión compuesta asignada.

La intensidad máxima admisible de la línea de evacuación se calculará a partir de la potencia aparente máxima de cada inversor multiplicada por los 15 inversores:

$$I_{Máx Adm} = \frac{3,507 \cdot 10^6 \cdot 15}{\sqrt{3} \cdot 66 \cdot 10^6} = 460,17 \text{ [A]}$$

Los requerimientos del conductor en alta tensión, son especificados por la distribuidora de conexión (ENDESA), en el documento LRZ001 [24], donde se proporciona una tabla orientativa de intensidades máximas admisibles según la denominación del conductor y tensión asignada, basada en la norma ITC-LAT-07 [26].

Conductor		Intensidad máxima (A)
147-AL1/34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	806,7
188-AL2 (D180)		443,9
279-AL2 (D280)		575,4
381-AL2 (D400)		701
454-AL2 (D450)		793,4

Tabla 44: Intensidades máximas admisibles (Tabla 39 del LRZ001 proporcionado por ENDESA)

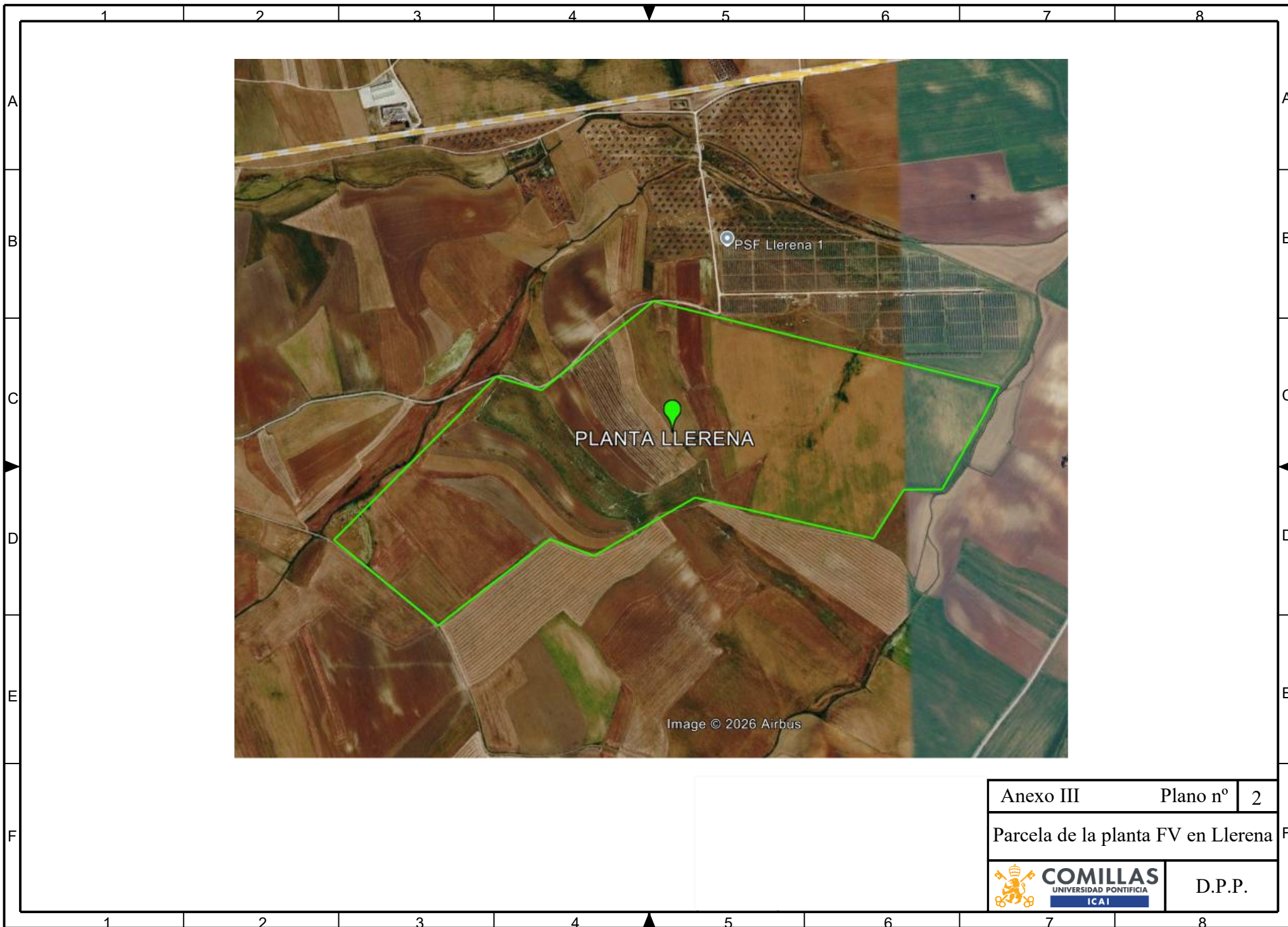
Conforme indica la Tabla 44, el primer conductor que cumple con una intensidad admisible superior a 460,17 A es el LA-280 (242-AL1/39-ST1A) con una intensidad admisible de 581

A. Este conductor tiene una sección de aproximadamente 280mm^2 , formados por 242mm^2 de aluminio y el alma de acero de 39mm^2 .

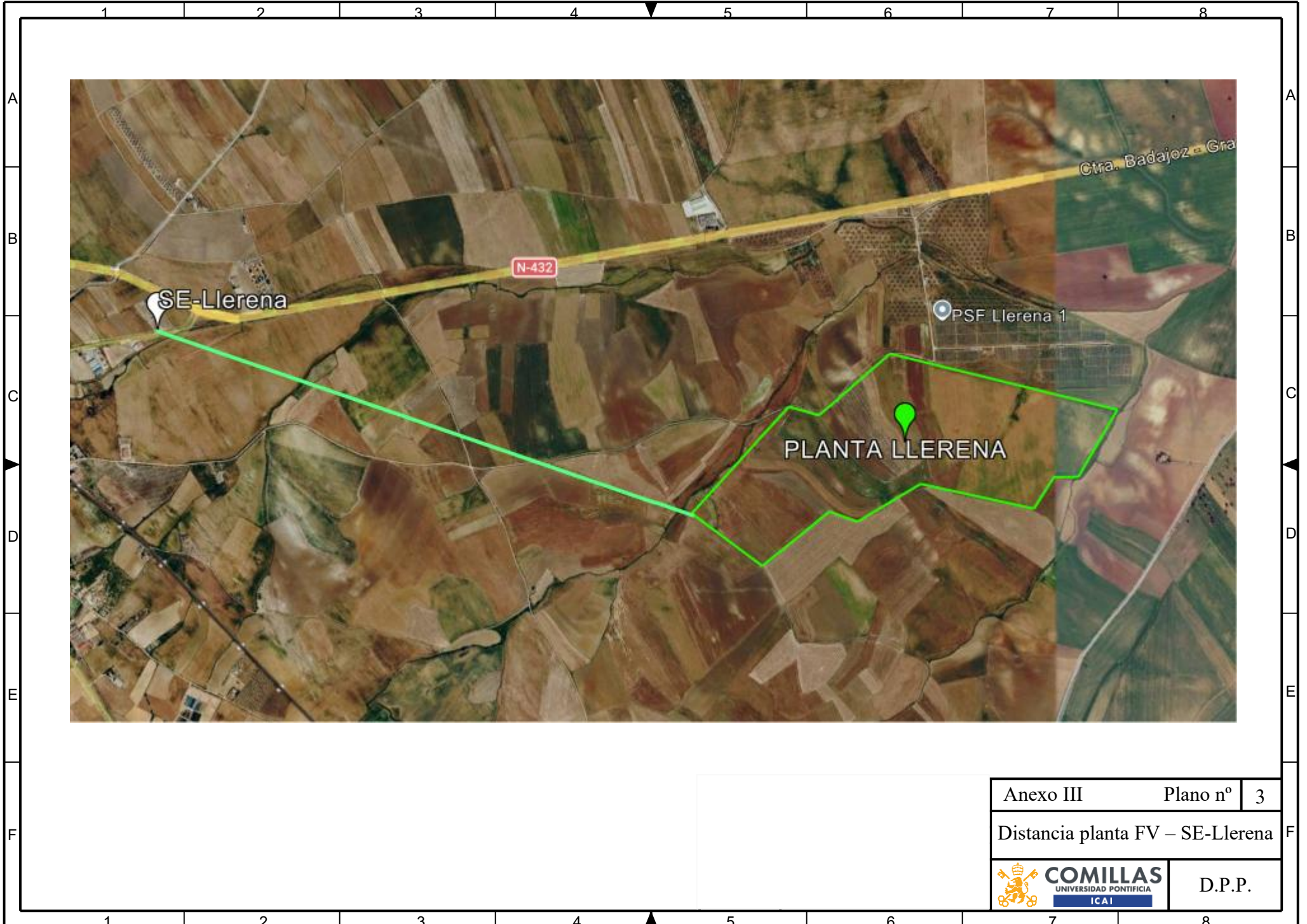
ANEXO III: PLANOS



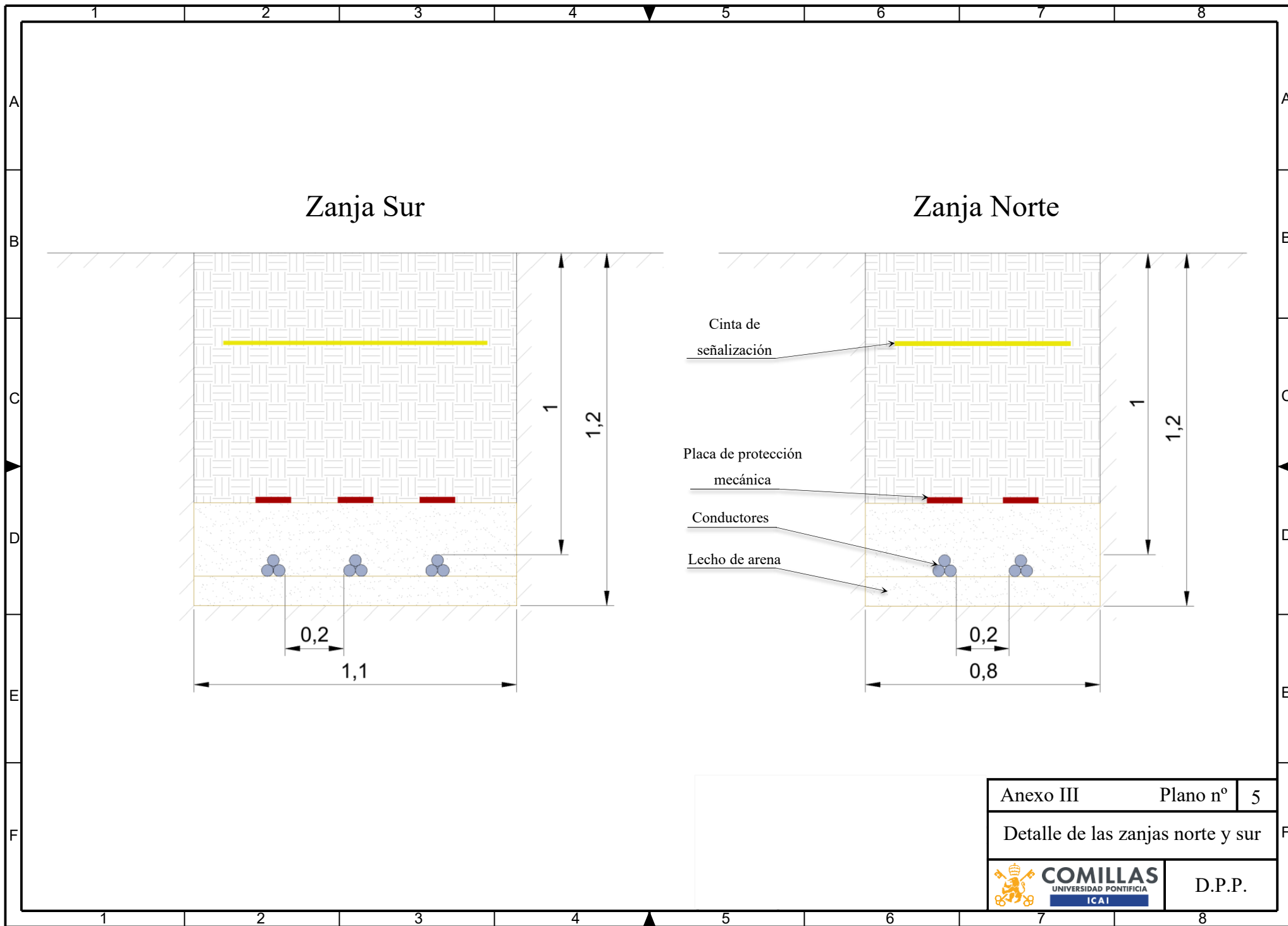
Anexo III	Plano nº	1
Localización planta FV Llerena		
 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI		D.P.P.

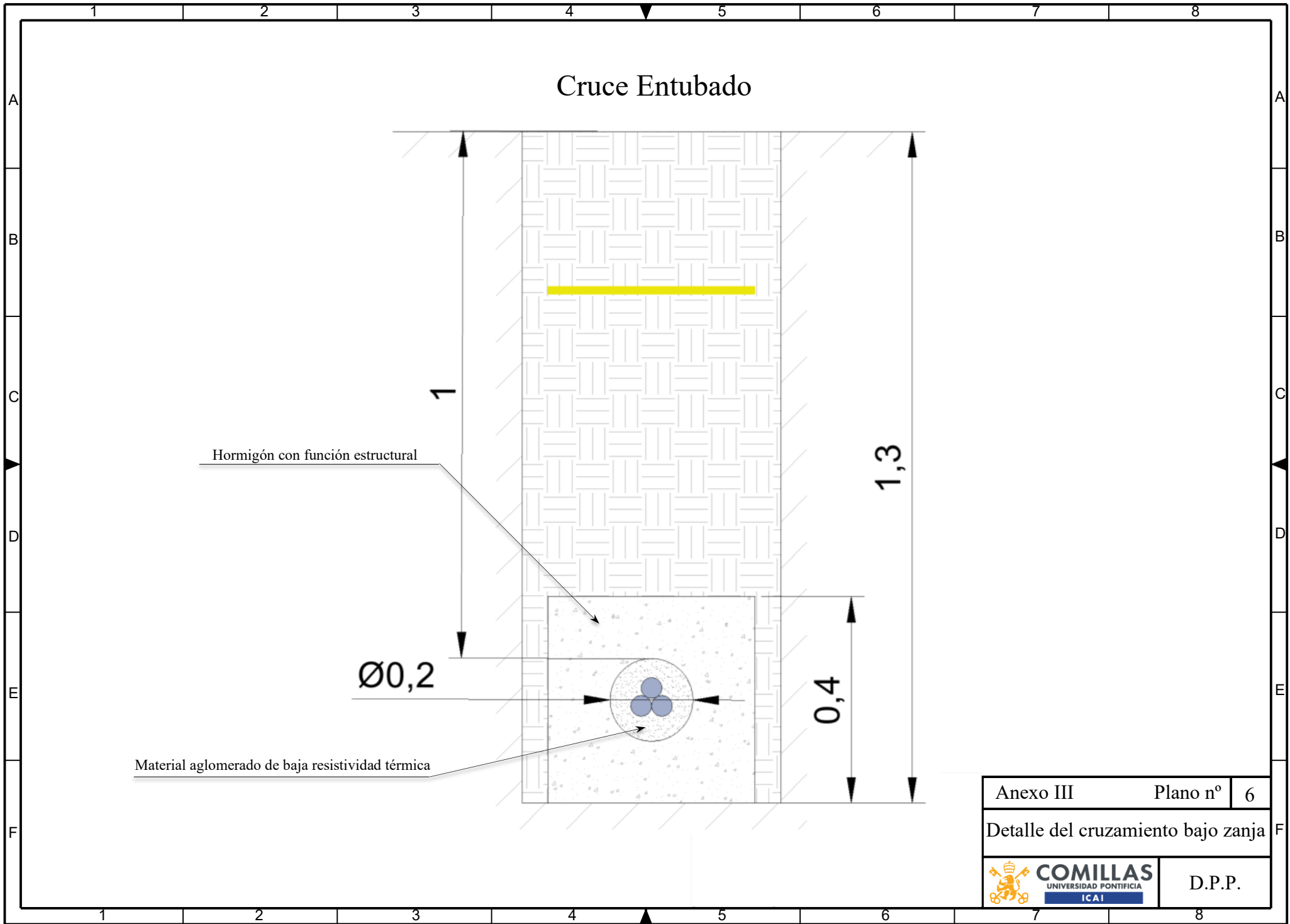


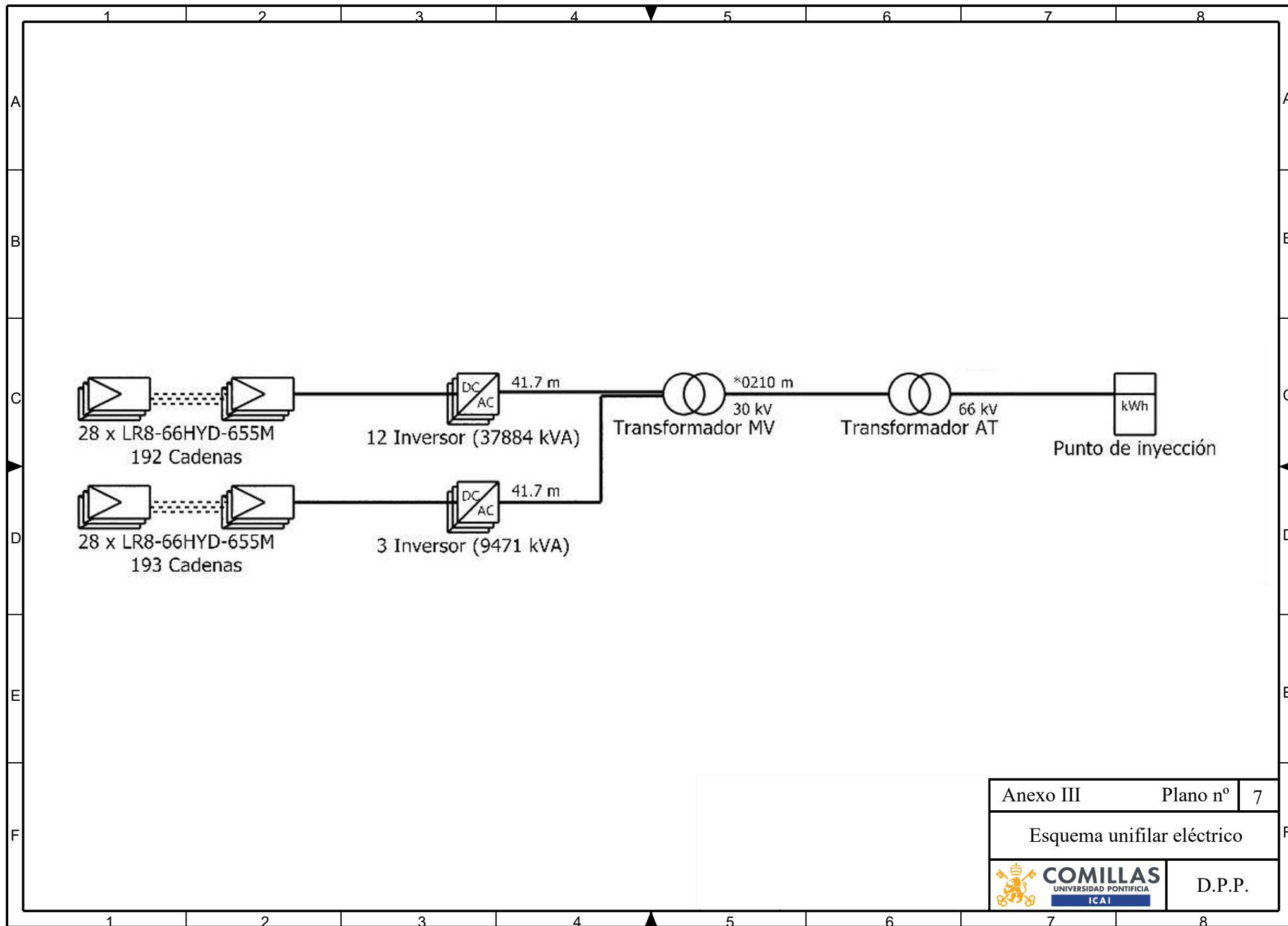
Anexo III	Plano nº	2
Parcela de la planta FV en Llerena		
		D.P.P.

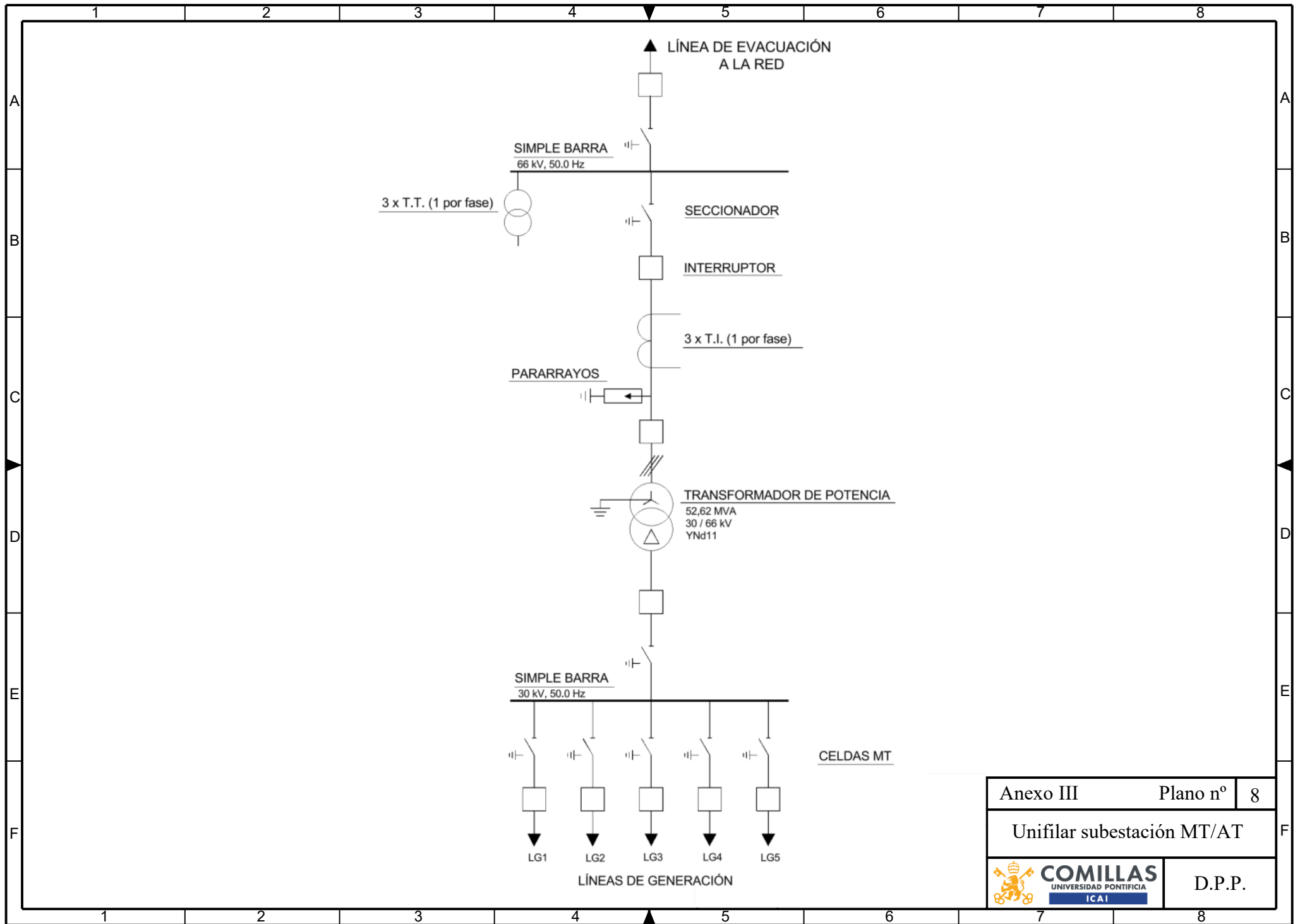


Anexo III	Plano nº	3
Distancia planta FV – SE-Llerena		
		D.P.P.

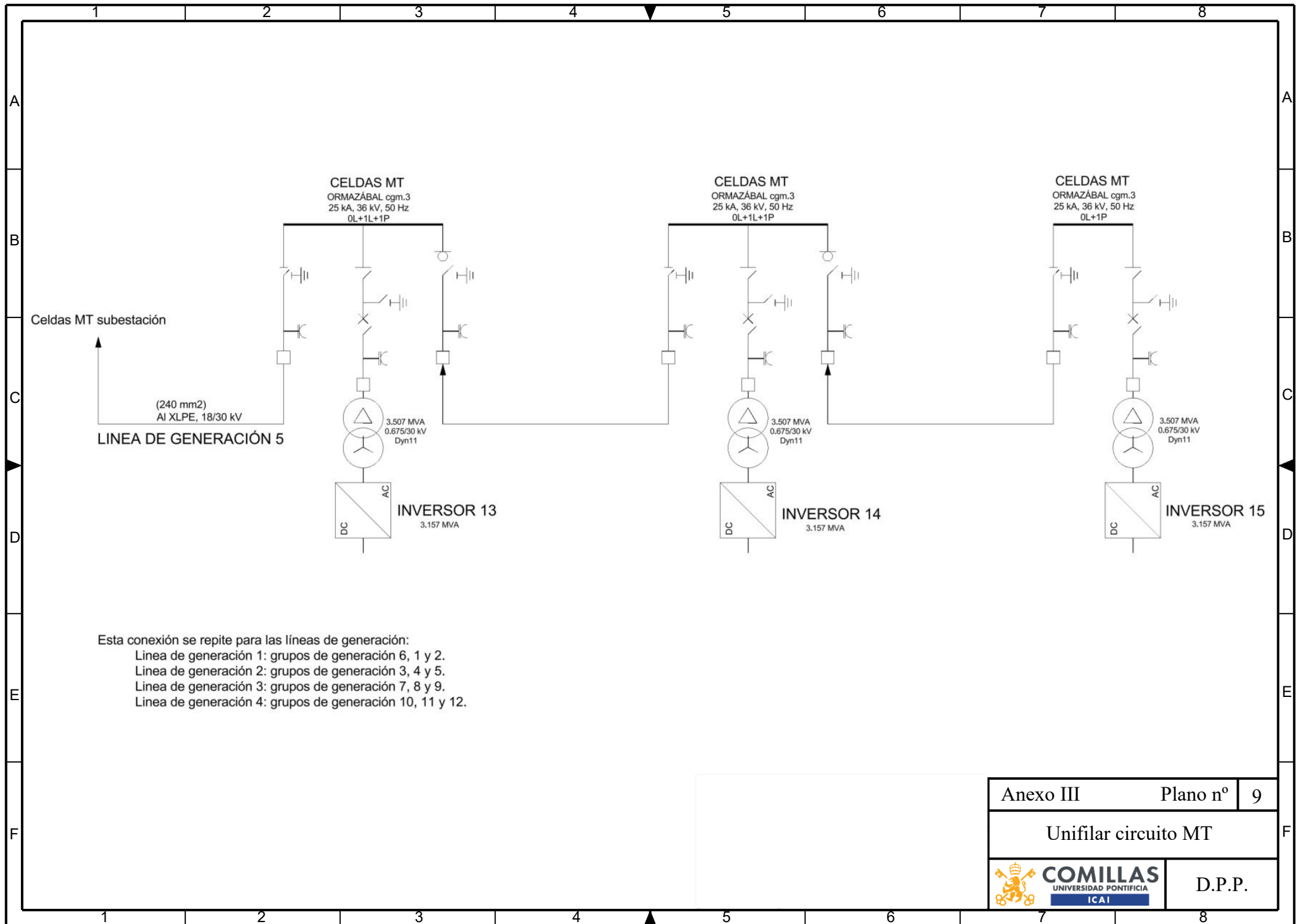


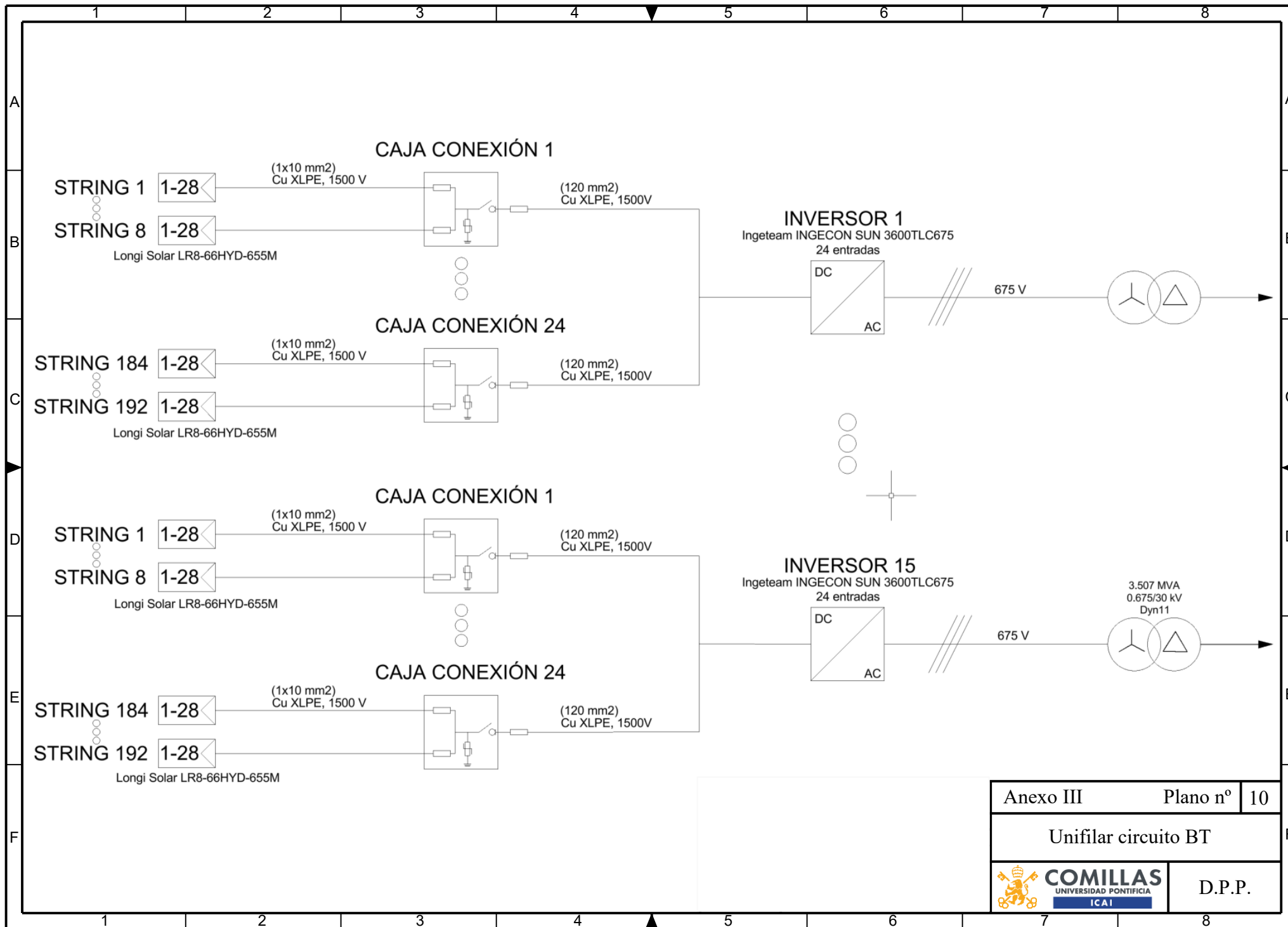






Anexo III	Plano nº	8
Unifilar subestación MT/AT		
 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI		D.P.P.





ANEXO IV: CÁLCULOS DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

1. ESCENARIO 1

Potencia Nominal [MW]	47,355
Potencia Pico [MWp]	52,874
Producción [MWh/año]	106.048,09
Horas equivalentes [h/año]	2.006,00
Factor de Capacidad	23,10%

PERIODO DE AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES	20 años
TASA IMPOSITIVA SOBRE BENEFICIOS	25%
TIPO DE INTERÉS DEUDA	kd= 6%
INFLACIÓN INTERANUAL	2,50%
WACC	5,4%

PRECIO MEDIO ENERGÍA [€/MWh]	46,09
INVERSIÓN TOTAL [€]	38.006.288,00

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		4.887.402,82	5.009.587,89	5.134.827,59	5.263.198,28	5.394.778,24	5.529.647,69	5.667.888,89
COSTES DE EXPLOTACIÓN		808.959,00	829.182,98	849.912,55	871.160,36	892.939,37	915.262,86	938.144,43
IMPUESTO DE GENERACIÓN (7% sobre ingresos)		342.118,20	350.671,15	359.437,93	368.423,88	377.634,48	387.075,34	396.752,22
EBITDA		3.736.325,62	3.829.733,77	3.925.477,11	4.023.614,04	4.124.204,39	4.227.309,50	4.332.992,24
AMORTIZACIÓN		1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (BAII)		1.836.011,22	1.929.419,37	2.025.162,71	2.123.299,64	2.223.889,99	2.326.995,10	2.432.677,84
IMPUESTOS DE SOCIEDADES (25% sobre BAII)		459.002,81	482.354,84	506.290,68	530.824,91	555.972,50	581.748,77	608.169,46
BENEFICIO ANTES DE INTERESES		1.377.008,42	1.447.064,52	1.518.872,03	1.592.474,73	1.667.917,49	1.745.246,32	1.824.508,38
AMORTIZACIONES		1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
INVERSIÓN DEL INMOVILIZADO (Construcción y Desarrollo)	38.006.288,00							
INVERSIÓN EN NOF (Necesidades Operativas de Fondos) (7% sobre ingresos)		342.118,20	350.671,15	359.437,93	368.423,88	377.634,48	387.075,34	396.752,22
FLUJO DE CAJA LIBRE (FCF)	- 38.006.288,00	2.935.204,62	2.996.707,77	3.059.748,50	3.124.365,25	3.190.597,41	3.258.485,38	3.328.070,55

VAN	15.006.989,70 €
TIR	8,5%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
PRÉSTAMO	30.405.030,40							
CUOTA MÉTODO FRANCÉS		2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11
INTERESES		1.824.301,82	1.774.708,99	1.722.140,58	1.666.418,07	1.607.352,21	1.544.742,39	1.478.375,99
AMORTIZACIÓN		826.547,28	876.140,12	928.708,53	984.431,04	1.043.496,90	1.106.106,71	1.172.473,12
AMORTIZACIÓN ACUMULADA		826.547,28	1.702.687,40	2.631.395,92	3.615.826,96	4.659.323,86	5.765.430,57	6.937.903,69
CAPITAL PENDIENTE DE AMORTIZAR		29.578.483,12	28.702.343,00	27.773.634,48	26.789.203,44	25.745.706,54	24.639.599,83	23.467.126,71
AHORRO FISCAL		456.075,46	443.677,25	430.535,15	416.604,52	401.838,05	386.185,60	369.594,00
FLUJO DE CAJA PARA LA DEUDA	30.405.030,40	- 2.194.773,65	- 2.207.171,86	- 2.220.313,96	- 2.234.244,59	- 2.249.011,05	- 2.264.663,51	- 2.281.255,11
FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA	- 7.601.257,60	740.430,97	789.535,91	839.434,54	890.120,66	941.586,36	993.821,88	1.046.815,45

VAN ACCIONISTA	6.885.226,83 €
TIR ACCIONISTA	15,2%

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
5.809.586,11	5.954.825,76	6.103.696,40	6.256.288,81	6.412.696,03	6.573.013,44	6.737.338,77	6.905.772,24	7.078.416,55	7.255.376,96	7.436.761,38	7.622.680,42	7.813.247,43	8.008.578,62
961.598,04	985.637,99	1.010.278,94	1.035.535,91	1.061.424,31	1.087.959,92	1.115.158,92	1.143.037,89	1.171.613,84	1.200.904,18	1.230.926,79	1.261.699,96	1.293.242,46	1.325.573,52
406.671,03	416.837,80	427.258,75	437.940,22	448.888,72	460.110,94	471.613,71	483.404,06	495.489,16	507.876,39	520.573,30	533.587,63	546.927,32	560.600,50
4.441.317,04	4.552.349,97	4.666.158,72	4.782.812,68	4.902.383,00	5.024.942,58	5.150.566,14	5.279.330,29	5.411.313,55	5.546.596,39	5.685.261,30	5.827.392,83	5.973.077,65	6.122.404,60
1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
2.541.002,64	2.652.035,57	2.765.844,32	2.882.498,28	3.002.068,60	3.124.628,18	3.250.251,74	3.379.015,89	3.510.999,15	3.646.281,99	3.784.946,90	3.927.078,43	4.072.763,25	6.122.404,60
635.250,66	663.008,89	691.461,08	720.624,57	750.517,15	781.157,04	812.562,94	844.753,97	877.749,79	911.570,50	946.236,73	981.769,61	1.018.190,81	1.530.601,15
1.905.751,98	1.989.026,68	2.074.383,24	2.161.873,71	2.251.551,45	2.343.471,13	2.437.688,81	2.534.261,92	2.633.249,36	2.734.711,49	2.838.710,18	2.945.308,82	3.054.572,44	4.591.803,45
1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	-
406.671,03	416.837,80	427.258,75	437.940,22	448.888,72	460.110,94	471.613,71	483.404,06	495.489,16	507.876,39	520.573,30	533.587,63	546.927,32	560.600,50
3.399.395,35	3.472.503,27	3.547.438,89	3.624.247,90	3.702.977,13	3.783.674,59	3.866.389,49	3.951.172,26	4.038.074,61	4.127.149,51	4.218.451,28	4.312.035,60	4.407.959,52	4.031.202,94

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11
1.408.027,60	1.333.458,31	1.254.414,86	1.170.628,81	1.081.815,59	987.673,58	887.883,05	782.105,09	669.980,45	551.128,33	425.145,08	291.602,84	150.048,06	
1.242.821,50	1.317.390,79	1.396.434,24	1.480.220,29	1.569.033,51	1.663.175,52	1.762.966,05	1.868.744,02	1.980.868,66	2.099.720,78	2.225.704,03	2.359.246,27	2.500.801,04	
8.180.725,19	9.498.115,98	10.894.550,22	12.374.770,52	13.943.804,03	15.606.979,56	17.369.945,61	19.238.689,63	21.219.558,29	23.319.279,07	25.544.983,09	27.904.229,36	30.405.030,40	
22.224.305,21	20.906.914,42	19.510.480,18	18.030.259,88	16.461.226,37	14.798.050,84	13.035.084,79	11.166.340,77	9.185.472,11	7.085.751,33	4.860.047,31	2.500.801,04	-	
352.006,90	333.364,58	313.603,72	292.657,20	270.453,90	246.918,40	221.970,76	195.526,27	167.495,11	137.782,08	106.286,27	72.900,71	37.512,02	
- 2.298.842,20	- 2.317.484,53	- 2.337.245,39	- 2.358.191,90	- 2.380.395,21	- 2.403.930,71	- 2.428.878,34	- 2.455.322,83	- 2.483.353,99	- 2.513.067,02	- 2.544.562,84	- 2.577.948,40	- 2.613.337,09	
1.100.553,15	1.155.018,75	1.210.193,50	1.266.055,99	1.322.581,92	1.379.743,88	1.437.511,15	1.495.849,43	1.554.720,61	1.614.082,48	1.673.888,44	1.734.087,20	1.794.622,43	4.031.202,94

22	23	24	25	26	27	28	29	30
8.208.793,08	8.414.012,91	8.624.363,23	8.839.972,31	9.060.971,62	9.287.495,91	9.519.683,31	9.757.675,39	10.001.617,27
1.358.712,85	1.392.680,68	1.427.497,69	1.463.185,14	1.499.764,76	1.537.258,88	1.575.690,36	1.615.082,61	1.655.459,68
574.615,52	588.980,90	603.705,43	618.798,06	634.268,01	650.124,71	666.377,83	683.037,28	700.113,21
6.275.464,71	6.432.351,33	6.593.160,11	6.757.989,11	6.926.938,84	7.100.112,31	7.277.615,12	7.459.555,50	7.646.044,39
6.275.464,71	6.432.351,33	6.593.160,11	6.757.989,11	6.926.938,84	7.100.112,31	7.277.615,12	7.459.555,50	7.646.044,39
1.568.866,18	1.608.087,83	1.648.290,03	1.689.497,28	1.731.734,71	1.775.028,08	1.819.403,78	1.864.888,87	1.911.511,10
4.706.598,53	4.824.263,50	4.944.870,08	5.068.491,84	5.195.204,13	5.325.084,23	5.458.211,34	5.594.666,62	5.734.533,29
-	-	-	-	-	-	-	-	-
574.615,52	588.980,90	603.705,43	618.798,06	634.268,01	650.124,71	666.377,83	683.037,28	700.113,21
4.131.983,02	4.235.282,59	4.341.164,66	4.449.693,77	4.560.936,12	4.674.959,52	4.791.833,51	4.911.629,35	5.034.420,08

22	23	24	25	26	27	28	29	30
4.131.983,02	4.235.282,59	4.341.164,66	4.449.693,77	4.560.936,12	4.674.959,52	4.791.833,51	4.911.629,35	5.034.420,08

2. ESCENARIO 2

Potencia Nominal [MW]	47,355
Potencia Pico [MWp]	52,874
Producción [MWh/año]	106.048,09
Horas equivalentes [h/año]	2.006,00
Factor de Capacidad	23,10%

PERIODO DE AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES	20 años
TASA IMPOSITIVA SOBRE BENEFICIOS	25%
TIPO DE INTERÉS DEUDA	kd= 6%
INFLACIÓN INTERANUAL	2,50%
WACC	5,4%

PRECIO MEDIO ENERGÍA [€/MWh]	52,52
INVERSIÓN TOTAL [€]	38.006.288,00

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		5.569.380,39	5.708.614,90	5.851.330,28	5.997.613,53	6.147.553,87	6.301.242,72	6.458.773,79
COSTES DE EXPLOTACIÓN		808.959,00	829.182,98	849.912,55	871.160,36	892.939,37	915.262,86	938.144,43
IMPUESTO DE GENERACIÓN (7% sobre ingresos)		389.856,63	399.603,04	409.593,12	419.832,95	430.328,77	441.086,99	452.114,16
EBITDA		4.370.564,77	4.479.828,88	4.591.824,61	4.706.620,22	4.824.285,73	4.944.892,87	5.068.515,19
AMORTIZACIÓN		1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (BAII)		2.470.250,37	2.579.514,48	2.691.510,21	2.806.305,82	2.923.971,33	3.044.578,47	3.168.200,79
IMPUESTOS DE SOCIEDADES (25% sobre BAII)		617.562,59	644.878,62	672.877,55	701.576,46	730.992,83	761.144,62	792.050,20
BENEFICIO ANTES DE INTERESES		1.852.687,77	1.934.635,86	2.018.632,66	2.104.729,37	2.192.978,50	2.283.433,85	2.376.150,59
AMORTIZACIONES		1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
INVERSIÓN DEL INMOVILIZADO (Construcción y Desarrollo)	38.006.288,00							
INVERSIÓN EN NOF (Necesidades Operativas de Fondos) (7% sobre ingresos)		389.856,63	399.603,04	409.593,12	419.832,95	430.328,77	441.086,99	452.114,16
FLUJO DE CAJA LIBRE (FCF)	- 38.006.288,00	3.363.145,55	3.435.347,22	3.509.353,94	3.585.210,82	3.662.964,12	3.742.661,26	3.824.350,83

VAN	22.945.167,73 €
TIR	10,0%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
PRÉSTAMO	30.405.030,40							
CUOTA MÉTODO FRANCÉS		2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11
INTERESES		1.824.301,82	1.774.708,99	1.722.140,58	1.666.418,07	1.607.352,21	1.544.742,39	1.478.375,99
AMORTIZACIÓN		826.547,28	876.140,12	928.708,53	984.431,04	1.043.496,90	1.106.106,71	1.172.473,12
AMORTIZACIÓN ACUMULADA		826.547,28	1.702.687,40	2.631.395,92	3.615.826,96	4.659.323,86	5.765.430,57	6.937.903,69
CAPITAL PENDIENTE DE AMORTIZAR		29.578.483,12	28.702.343,00	27.773.634,48	26.789.203,44	25.745.706,54	24.639.599,83	23.467.126,71
AHORRO FISCAL		456.075,46	443.677,25	430.535,15	416.604,52	401.838,05	386.185,60	369.594,00
FLUJO DE CAJA PARA LA DEUDA	30.405.030,40	- 2.194.773,65	- 2.207.171,86	- 2.220.313,96	- 2.234.244,59	- 2.249.011,05	- 2.264.663,51	- 2.281.255,11
FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA	- 7.601.257,60	1.168.371,90	1.228.175,36	1.289.039,98	1.350.966,23	1.413.953,07	1.477.997,76	1.543.095,72

VAN ACCIONISTA	11.970.408,98 €
TIR ACCIONISTA	20,1%

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
6.620.243,13	6.785.749,21	6.955.392,94	7.129.277,76	7.307.509,71	7.490.197,45	7.677.452,39	7.869.388,69	8.066.123,41	8.267.776,50	8.474.470,91	8.686.332,68	8.903.491,00	9.126.078,27
961.598,04	985.637,99	1.010.278,94	1.035.535,91	1.061.424,31	1.087.959,92	1.115.158,92	1.143.037,89	1.171.613,84	1.200.904,18	1.230.926,79	1.261.699,96	1.293.242,46	1.325.573,52
463.417,02	475.002,44	486.877,51	499.049,44	511.525,68	524.313,82	537.421,67	550.857,21	564.628,64	578.744,35	593.212,96	608.043,29	623.244,37	638.825,48
5.195.228,07	5.325.108,77	5.458.236,49	5.594.692,41	5.734.559,72	5.877.923,71	6.024.871,80	6.175.493,60	6.329.880,94	6.488.127,96	6.650.331,16	6.816.589,44	6.987.004,17	7.161.679,28
1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40
3.294.913,67	3.424.794,37	3.557.922,09	3.694.378,01	3.834.245,32	3.977.609,31	4.124.557,40	4.275.179,20	4.429.566,54	4.587.813,56	4.750.016,76	4.916.275,04	5.086.689,77	5.261.000,00
823.728,42	856.198,59	889.480,52	923.594,50	958.561,33	994.402,33	1.031.139,35	1.068.794,80	1.107.391,63	1.146.953,39	1.187.504,19	1.229.068,76	1.271.672,44	1.314.286,22
2.471.185,25	2.568.595,78	2.668.441,57	2.770.783,50	2.875.683,99	2.983.206,98	3.093.418,05	3.206.384,40	3.322.174,90	3.440.860,17	3.562.512,57	3.687.206,28	3.815.017,33	3.946.825,48
1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	1.900.314,40	-
463.417,02	475.002,44	486.877,51	499.049,44	511.525,68	524.313,82	537.421,67	550.857,21	564.628,64	578.744,35	593.212,96	608.043,29	623.244,37	638.825,48
3.908.082,64	3.993.907,74	4.081.878,46	4.172.048,46	4.264.472,71	4.359.207,56	4.456.310,78	4.555.841,59	4.657.860,66	4.762.430,22	4.869.614,01	4.979.477,39	5.092.087,36	5.209.913,98

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11	2.650.849,11
1.408.027,60	1.333.458,31	1.254.414,86	1.170.628,81	1.081.815,59	987.673,58	887.883,05	782.105,09	669.980,45	551.128,33	425.145,08	291.602,84	150.048,06	0
1.242.821,50	1.317.390,79	1.396.434,24	1.480.220,29	1.569.033,51	1.663.175,52	1.762.966,05	1.868.744,02	1.980.868,66	2.099.720,78	2.225.704,03	2.359.246,27	2.500.801,04	2.650.849,11
8.180.725,19	9.498.115,98	10.894.550,22	12.374.770,52	13.943.804,03	15.606.979,56	17.369.945,61	19.238.689,63	21.219.558,29	23.319.279,07	25.544.983,09	27.904.229,36	30.405.030,40	32.986.825,48
22.224.305,21	20.906.914,42	19.510.480,18	18.030.259,88	16.461.226,37	14.798.050,84	13.035.084,79	11.166.340,77	9.185.472,11	7.085.751,33	4.860.047,31	2.500.801,04	-	-
352.006,90	333.364,58	313.603,72	292.657,20	270.453,90	246.918,40	221.970,76	195.526,27	167.495,11	137.782,08	106.286,27	72.900,71	37.512,02	0
- 2.298.842,20	- 2.317.484,53	- 2.337.245,39	- 2.358.191,90	- 2.380.395,21	- 2.403.930,71	- 2.428.878,34	- 2.455.322,83	- 2.483.353,99	- 2.513.067,02	- 2.544.562,84	- 2.577.948,40	- 2.613.337,09	- 2.650.849,11
1.609.240,43	1.676.423,21	1.744.633,08	1.813.856,56	1.884.077,50	1.955.276,85	2.027.432,44	2.100.518,76	2.174.506,67	2.249.363,19	2.325.051,17	2.401.529,00	2.478.750,27	2.558.913,98

22	23	24	25	26	27	28	29	30
9.354.230,23	9.588.085,99	9.827.788,14	10.073.482,84	10.325.319,91	10.583.452,91	10.848.039,23	11.119.240,21	11.397.221,22
1.358.712,85	1.392.680,68	1.427.497,69	1.463.185,14	1.499.764,76	1.537.258,88	1.575.690,36	1.615.082,61	1.655.459,68
654.796,12	671.166,02	687.945,17	705.143,80	722.772,39	740.841,70	759.362,75	778.346,81	797.805,49
7.340.721,26	7.524.239,29	7.712.345,27	7.905.153,91	8.102.782,75	8.305.352,32	8.512.986,13	8.725.810,78	8.943.956,05
7.340.721,26	7.524.239,29	7.712.345,27	7.905.153,91	8.102.782,75	8.305.352,32	8.512.986,13	8.725.810,78	8.943.956,05
1.835.180,32	1.881.059,82	1.928.086,32	1.976.288,48	2.025.695,69	2.076.338,08	2.128.246,53	2.181.452,70	2.235.989,01
5.505.540,95	5.643.179,47	5.784.258,96	5.928.865,43	6.077.087,07	6.229.014,24	6.384.739,60	6.544.358,09	6.707.967,04
-	-	-	-	-	-	-	-	-
654.796,12	671.166,02	687.945,17	705.143,80	722.772,39	740.841,70	759.362,75	778.346,81	797.805,49
4.850.744,83	4.972.013,45	5.096.313,79	5.223.721,63	5.354.314,67	5.488.172,54	5.625.376,85	5.766.011,27	5.910.161,55

22	23	24	25	26	27	28	29	30
4.850.744,83	4.972.013,45	5.096.313,79	5.223.721,63	5.354.314,67	5.488.172,54	5.625.376,85	5.766.011,27	5.910.161,55

ANEXO V: CATÁLOGOS DE LOS EQUIPOS

Hi-MO 9

LR8-66HYD 635~670M

- Products for utility with optimal power generation through the entire lifecycle
- Performance improvement leads to a more than 6.5% power generation gain
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001: 2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



24.8%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

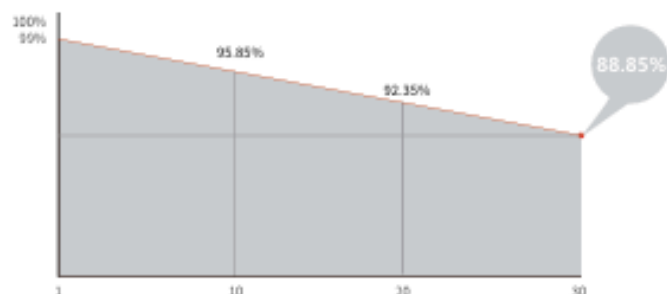
<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.35%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

BC-CELL
LOWER OPERATING
TEMPERATURE

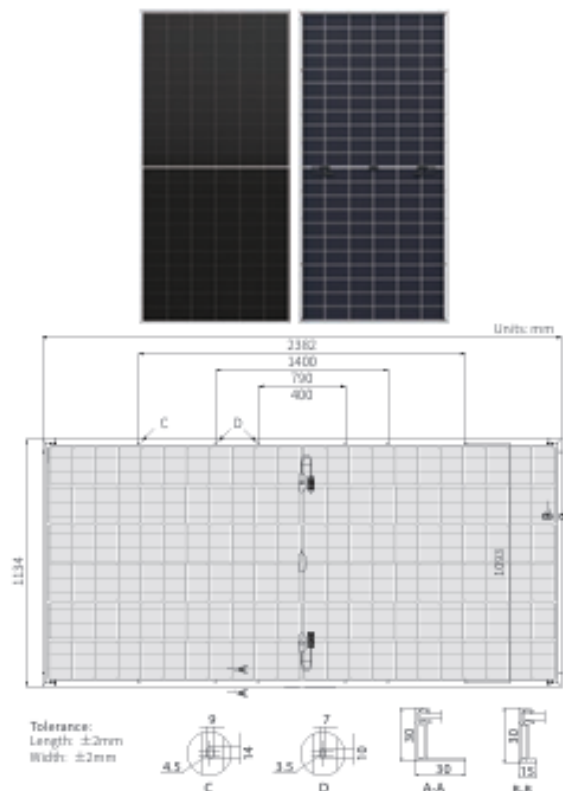
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6×22)
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	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max} ±3%

Module Type	LR8-66HYD-635M		LR8-66HYD-640M		LR8-66HYD-645M		LR8-66HYD-650M		LR8-66HYD-655M		LR8-66HYD-660M		LR8-66HYD-665M		LR8-66HYD-670M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4	665	506.2	670	510.0
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.42	46.97	49.52	47.06	49.62	47.16	49.72	47.25	49.82	47.35	49.92	47.44	50.02	47.54	50.12	47.63
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	16.30	13.09	16.38	13.16	16.46	13.22	16.54	13.28	16.62	13.35	16.70	13.41	16.78	13.48	16.86	13.54
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	40.68	38.66	40.78	38.76	40.88	38.85	40.98	38.95	41.08	39.04	41.18	39.14	41.28	39.23	41.38	39.33
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	15.61	12.51	15.69	12.58	15.78	12.65	15.86	12.72	15.94	12.78	16.03	12.85	16.11	12.92	16.19	12.98
Module Efficiency (%)	23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4		24.6		24.8	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
677	49.62	17.28	40.88	16.57	5%
710	49.62	18.11	40.88	17.36	10%
744	49.62	18.93	40.98	18.15	15%
776	49.72	19.75	40.98	18.94	20%
808	49.72	20.58	40.98	19.73	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	35A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	75±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 I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.260%/°C

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Nº DoP 1017844

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



WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



Libre de halógenos
IEC 62821-1
UNE-EN 50525-1



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



Máxima Resistencia al agua en dc
(ADB + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120 °C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + 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:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *
Protección frente al agua	ADB (test ac) ** WET-I 1500 Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Certificación	TÜV Rheinland
Servicios móviles	Sí
Doble aislamiento (clase II)	Sí
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm² durante el tendido 15 N/mm² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición ADB habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

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

Especialmente resistente a la acción del agua (ADB + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

Ver esquemas de aplicación en apartado: 2.25. y ejemplos de cálculo en apartados: 2.17., 2.18., 2.19. y 3.

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámica (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años) EN 50618 (tabla A.3).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

AL AFUMEX® (AS) - AL RHZI-OL (AS) (normalizado por Endesa)

Fabricado
con energía
eléctrica
**100%
RENOVABLE**

Tensión asignada
Norma diseño

12/20 kV, 18/30 kV
UNE-HD 620-10E; UNE-HD 620-10E1;
ENDESA DND001
Designación genérica **AL RHZI-OL (AS)**



Descargue la DoP 1009767
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmian.com/dop>



- Temperatura de servicio: -15 °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): **C_{ca}-slb,d2,al**.
- Requerimientos de fuego: **UNE-EN 50575:2015 + A1:2016**.
- Clasificación respecto al fuego: **UNE-EN 13501-6**.
- Aplicación de los resultados: **UNE-EN 50576**.
- Métodos de ensayo: **UNE-EN 60332-1-2;**
UNE-EN 50399; UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa. Incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la **Unión Europea**:

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2.

- No propagación de incendio
UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24
- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Baja emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja emisión de humos:
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja emisión de calor:
UNE-EN 50399.



AL AFUMEX® (AS) - AL RHZ1-OL (AS) (normalizado por Endesa)

Tensión asignada
Norma diseño
Designación genérica

12/20 kV, 18/30 kV
UNE-HD 620-10E; UNE-HD 620-10E1;
ENDESA DND001
AL RHZ1-OL (AS)

Fabricado
con energía
eléctrica
**100%
RENOVABLE**



✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).** La norma de diseño del cable (UNE-HD 620-10E) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.

✓ **Capa semiconductor 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 semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor 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 Flamex.** Confiere al cable resistencia a la abrasión y al desgarro y a la absorción de agua, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UV.

✓ **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.

Con contenido reciclado.

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 semiconductor interna)

Capa extrusionada de material conductor.

3. Aislamiento

Material: polietileno reticulado (XLPE).

4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductor externa)

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

5. Pantalla metálica

Material: hilos de cobre en hélice con cinta equipotencial de cobre. **Con contenido reciclado.** Sección total 16 mm².

6. Protección al paso de agua

Obturbación longitudinal (OL) con cinta hinchante.

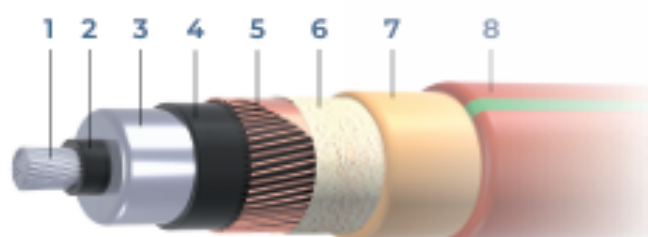
7. Relleno

Material ignífugo LSOH.

8. Cubierta exterior

Material: compuesto de poliolefina tipo DM22 Flamex.

Color: rojo con dos franjas verdes a 180°.



AL AFUMEX® (AS) - AL RHZ1-OL (AS) (normalizado por Endesa)



Tensión asignada
Norma diseño

12/20 kV, 18/30 kV
UNE-HD 620-10E; UNE-HD 620-10E1;
ENDESA DND001
AL RHZ1-OL (AS)

Designación genérica



Aplicaciones

Cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador de la llama ni del incendio con baja opacidad y emisión de humos y con reducida toxicidad y corrosividad de gases y baja emisión de calor en caso de incendio. Pensado para tendidos en los que se pretenda limitar el riesgo de incendio y sus efectos colaterales como pueden ser galerías, subestaciones, centros de transformación, edificios y en general toda instalación en la que el riesgo de incendio no sea despreciable.

Instalaciones en galerías, en industrias salvo sectorización de las mismas (R.D. 164/2025)

Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor / Pantalla Cu	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro exterior	Peso aprox.	Radio mínimo de curvatura	Intensidad máxima admisible al aire	Intensidad máxima admisible directamente enterrado	Intensidad máxima admisible bajo tubo enterrado	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)		Emisiones de CO ₂
(mm ²)	(mm) (1)	(mm) (1)	(kg/km)	(mm)	(A) (2)	(A) (2)	(A) (2)	Conductor	Pantalla	(t/km) (3)
12/20 kV										
1X240(A)/16*	30,0	46,6	2500	699	455	345	320	22,6	2,97	8,641
18/30 kV										
1X240 (A)/16*	35,0	51,6	2901	774	455	345	320	22,6	2,97	9,629

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

(1) Valores nominales 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.

(3) Incluye el proceso de extracción, producción y transporte de las materias primas así como el proceso de fabricación en nuestras factorías (cradle to gate). Cálculos aproximados realizados el 28/07/2025.

AL AFUMEX® (AS) - AL RHZ1-OL (AS) (normalizado por Endesa)



Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-10E; UNE-HD 620-10E1;
 ENDESA DND001
 Designación genérica: AL RHZ1-OL (AS)



Datos técnicos

Resistencias, reactancias y capacidades

Sección Conductor Al/ Pantalla Cu (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 _{L0} (Ω/km)	Capacidad homopolar C ₀ (μF/km)
12/20 kV							
1X240(Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,304	0,949	0,504	0,304
18/30 kV							
1X240(Al)/16*	0,125	0,161	0,122	0,227	0,945	0,515	0,227

■ Valores de componentes homopolares. * 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.

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	

Prysmian Cables Spain, S.A. podrá, sin previa comunicación, actualizar o modificar unilateralmente el contenido de la presente ficha técnica, incluyendo sin carácter limitativo, especificaciones, características, dimensiones, pesos, materiales, tolerancias y representaciones gráficas. Los ajustes pueden derivar de tolerancias de fabricación, mejora continua del producto o requerimientos normativos. Los datos aquí incluidos tienen carácter informativo y no implican garantía ni compromiso comercial. Las especificaciones finales del producto dependerán de la configuración suministrada en cada caso y de las condiciones pactadas contractualmente.



Smart &
digital grids



Green
mobility



Sustainable
buildings &
infrastructure



Green
generation
& storage

CELDAS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

cgm.3

Gama modular y compacto
con aislamiento integral en gas

Hasta 40,5 kV
Hasta 38 kV

Normas IEC
Normas ANSI / IEEE

ormazabal.com

Características técnicas

Características eléctricas		IEC				ANSI/IEEE			
Tensión asignada	U _i [kV]	36		38,5		40,5		38	
Frecuencia asignada	f _i [Hz]	50	60	50	60	50	60	50	60
Corriente asignada	I _n								
Barras e interconexión de celdas	[A]	400/630		630		630		600	
Línea	[A]	400/630		630		630		600	
Bajante de transformador	[A]	200		200		200		200	
Corriente admisible asignada de corta duración									
con t _{av} (x) s	I _k [kA]	16 (1/3 s) / 20 ¹⁾ (1/3 s) / 25 (1/3 s)		20 ¹⁾ (1/3 s) / 25 (1/3 s)		20 ¹⁾ (1/3 s) / 25 (1/3 s)		20 ¹⁾ (1/3 s)/25 (1/3 s)	
Valor de pico	I _p [kA]	40/50 ¹⁾ /62,5	41,6/52 ¹⁾ /65	52 ¹⁾ /62,5	52 ¹⁾ /65	52 ¹⁾ /62,5	52 ¹⁾ /65	52,5/62,5	54,6/65
Nivel de aislamiento asignado									
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial [1 min]	U _s [kV]	70/80		80/90		95/118		70/77	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo	U _p [kV]	170/195		180/210		185/215		150/165	
Clasificación de arco interno	IEC 62271-200 IAC	AF/AFL 16 kA 1 s/20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s AFLR 16/20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s		AFL 20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s AFLR 20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s		AFL 20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s AFLR 20 ¹⁾ kA 1 s/25 kA 1 s		-	
	IEEE C37.20.7:2017	-		-		-		Tipo 2B, 25 kA, 1 s	
Grado de protección: Cuba de gas				IP X8					
Grado de protección: Envolvente externa				IP2XD					
Color del equipo		RAL		Gris 7035/azul 5005					
Categoría de pérdida de continuidad de servicio		LSC		LSC2					
Clase de compartimentación				PM					

¹⁾ Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

Mecanismo de maniobra		Interruptor seccionador de tres posiciones					Interruptor automático de corte en vacío				
		B	BM	B2M	BR-A	BR-AM	BR-A2M	AV	AMV	RAV	RAMV
Bobinas de disparo											
Aislamiento interno	[kV]	2			10			2			
Bobina de disparo											
Tensión asignada	[V]	n/a			24/48/110 V _{ac} 220 V _{ac}			24/48/110/220 V _{ac} 110/230 V _{ac}			
Consumo máx.	[W]	n/a			56			< 56			
Motorizaciones											
Tensión asignada	[V]	n/a	1)	2)	n/a	3)	3)	n/a	4)	n/a	4)
Intensidad nominal	[A]	n/a	< 4		n/a	< 4	< 4,5	n/a	< 4	n/a	< 4
Tiempo de maniobra del motor	[s]	n/a	2,3	< 3	n/a	< 15	< 3	n/a	< 15	n/a	< 15
Intensidad de pico	[A]	n/a	< 14		n/a	< 14	< 14	n/a	< 15	n/a	< 15
Contactos de señalización											
Interruptor Puesta a tierra		2NA + 2NC 1NA + 1NC			2NA + 2NC 1NA + 1NC	1NA + 2NC 1NA + 1NC	2NA + 2NC 1NA + 1NC	2NA + 2NC / 1NA + 1NC			
Interruptor automático					n/a			2NA + 2NC	9NA + 9NC	2NA + 2NC	9NA + 9NC
Tensión asignada	[V]				250			250			
Corriente asignada	[A]				16			10			

¹⁾ 24/48/110/125 V_{ac} 110/220 V_{ac} ²⁾ 24 V_{ac} ³⁾ 24/48/110/220 V_{ac} 110/230 V_{ac}

Condiciones de servicio	IEC	ANSI/IEEE
Tipo de aparamenta	Interior	
Temperatura ambiente		
Mínima Máxima	- 30 °C * + 40 °C**	- 22 °F * 104 °F **
Temperatura ambiente media máxima, medida en un periodo de 24 h	+ 35 °C	95 °F
Temperatura mínima de almacenamiento	- 40 °C	- 40 °F
Humedad relativa		
Humedad relativa media máxima, medida en un periodo de 24 h / 1 mes	< 95 % / < 90 %	
Presión de vapor		
Presión de vapor media máxima, medida en un periodo de 24 h / 1 mes	22 mbar / 18 mbar	
Altitud máxima sobre el nivel del mar	2000 m**	6500 pies**
Radiación solar	Despreciable	
Polución de aire ambiente (polvo, humo, gases corrosivos y/o inflamables, vapores o sal)	s/ condiciones normales de servicio de la norma IEC 62271-1	
Vibraciones por movimientos sísmicos o provocadas por causas externas a la aparamenta	Insignificante**	

* Consulte disponibilidad y otros valores ** Para condiciones y altitudes especiales, consulte a Ormazabal