



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación técnico / económica de un parque solar
con baterías.

Autor: Pablo Franco Bernal

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Evaluación técnico / económica de un parque solar con baterías” en la ETS de Ingeniería -
ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Pablo Franco Bernal

Fecha: 17/07/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



2025.07.17

18:51:23

+10'00'

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 17/07/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación técnico / económica de un parque solar
con baterías.

Autor: Pablo Franco Bernal

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio 2025

Agradecimientos

A mi familia, por su apoyo incondicional. También a mis compañeros, por su colaboración y compañía durante el camino.

EVALUACIÓN TÉCNICO / ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR CON BATERÍAS.

Autor: Franco Bernal, Pablo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto evalúa la viabilidad técnico-económica de una planta solar fotovoltaica de 30 MWp con almacenamiento en baterías (BESS) en Brazatortas (Ciudad Real). Se analiza su rentabilidad, con una TIR del 10,08% y un VAN de 9,86 M€, destacando el valor añadido del arbitraje energético. La instalación está optimizada geométricamente y conectada a la red de 220 kV. El modelo propuesto impulsa el desarrollo rural sostenible y se alinea con los objetivos del PNIEC y la Agenda 2030.

Palabras clave: Fotovoltaica, almacenamiento, rentabilidad.

1. Introducción

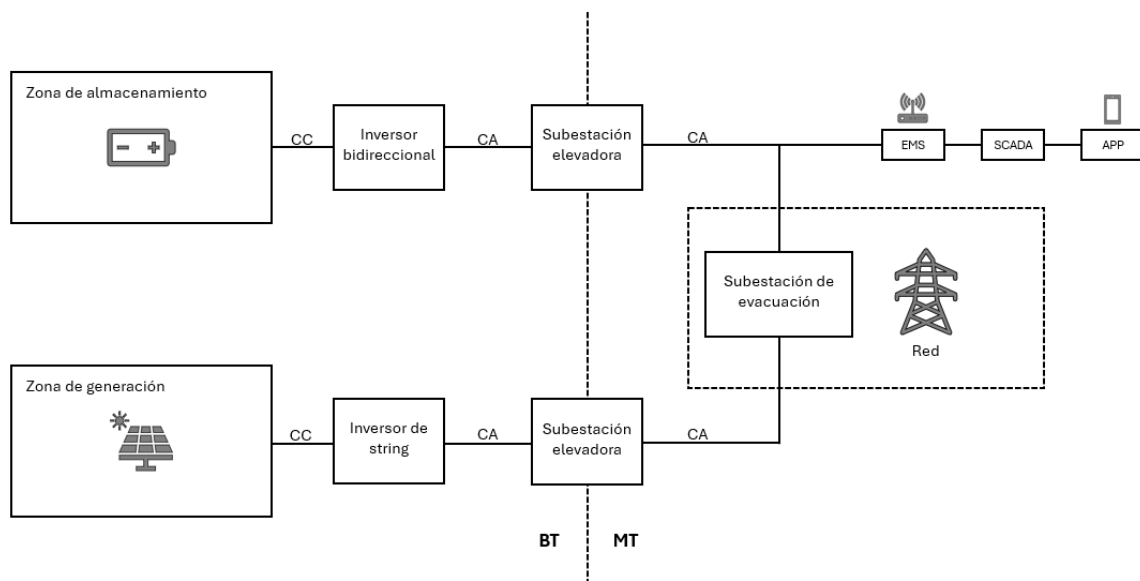
La transformación del modelo energético español hacia uno más sostenible y resiliente exige soluciones que integren generación renovable con mecanismos eficaces de gestión de su intermitencia. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como fuente clave, si bien su dependencia del recurso solar introduce desafíos en la planificación y operación del sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) emergen como una herramienta crítica para amortiguar estas fluctuaciones, mediante el arbitraje energético y el desacoplamiento temporal de la generación.

Este trabajo desarrolla un análisis técnico y económico de un parque solar de 30 MWp con almacenamiento de baterías en Brazatortas (Ciudad Real), una zona con alta irradiación y necesidades de revitalización socioeconómica.

2. Definición del Proyecto

El proyecto consiste en la implantación de una planta solar fotovoltaica de 29,8 MWp con orientación y disposición óptima en una finca rústica próxima al municipio de Brazatortas. Se analiza su viabilidad en dos configuraciones: una convencional, sin almacenamiento, y otra híbrida, con un sistema basado en baterías de LFP de 30 MWh y 10 MW de potencia de

carga/descarga. El sistema de baterías está integrado mediante inversores bidireccionales y es gestionado por una arquitectura de control avanzada basada en EMS y SCADA.



La instalación se conecta a la red de transporte a través de una subestación de 220 kV operada por Red Eléctrica de España, seleccionada por su capacidad disponible. Además del análisis técnico, se evalúa el impacto social y económico del proyecto, considerando su potencial para atraer industrias electro intensivas (como centros de datos o producción de hidrógeno verde) y generar empleo local.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El diseño técnico comprende:

- Paneles fotovoltaicos de 630 Wp del fabricante Longi Solar, montados en soportes fijos con inclinación de 30°.
- Inversores string SG350HX de Sungrow, conectados a transformadores de 800 V/34,5 kV.
- Un sistema BESS basado en baterías LFP CATL EnerOne, conectadas mediante inversores CPS2500 de Dynapower.
- Instalación eléctrica en CC y CA diseñados según normativa vigente.
- Un sistema de control compuesto por EMS, SCADA e interfaz remota iSolarCloud.

La planta se ha optimizado geométricamente para maximizar la capacidad instalada en la parcela, sin comprometer la producción. La energía generada y almacenada se modela mediante simulaciones de PVGIS y flujos de caja proyectados durante 25 años.

4. Resultados

Aunque el LCOE se incrementa en la configuración con almacenamiento, el aumento en el VAN refleja una mayor captura de valor y una menor exposición a precios spot desfavorables, gracias al arbitraje diario.

Resultados financieros		
	Fotovoltaica	FV + almacenamiento
Generación eléctrica	47,4 GWh	54,5 GWh
Coste de inversión CapEx	9,1 M €	16,6 M €
Ingresos anuales	1,5 M €	2,0 M €
TIR	11,57%	10,08%
VAN	5,89 M €	9,86 M €
LCOE	15,41 € / MWh	26,66 € / MWh

5. Conclusiones

Este trabajo demuestra que la combinación de energía fotovoltaica con sistemas de almacenamiento no solo mejora la rentabilidad de las instalaciones renovables, sino que aporta resiliencia al sistema eléctrico y desarrollo al territorio. La opción híbrida permite un uso más eficiente de la capacidad de conexión y genera valor económico adicional, aunque con un mayor coste inicial.

Además, el emplazamiento del proyecto en una región rural contribuye a objetivos sociales estratégicos, como la reactivación industrial, la creación de empleo y la fijación de población. En conjunto, el proyecto se alinea con los ODS 7, 8, 9, 11 y 13, así como con el PNIEC 2021–2030.

6. Referencias

- [1] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*, IRENA, 2022.
- [2] OMIE, Informe mensual 06/2025, <https://www.omie.es>
- [3] CATL, EnerOne Battery Datasheet, <https://lifepo4.com.au/catl-enerone>
- [4] Sungrow, SG350HX Datasheet, <https://spa.sungrowpower.com>
- [5] Dynapower, CPS-2500 Datasheet, <https://dynapower.com>
- [6] PVGIS, Joint Research Centre, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [7] REE, Capacidad de acceso a la red, <https://www.ree.es>

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF A SOLAR PARK WITH BATTERY STORAGE

Author: Franco Bernal, Pablo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project assesses the techno-economic feasibility of a 30 MWp solar photovoltaic plant with battery energy storage system (BESS) in Brazatortas (Ciudad Real). Its profitability is analyzed, yielding an IRR of 10.08% and an NPV of €9.86 million, highlighting the added value of energy arbitrage. The facility is geometrically optimized and connected to the 220 kV transmission grid. The proposed model promotes sustainable rural development and aligns with the objectives of the PNIEC and the 2030 Agenda.

Keywords: Photovoltaics, storage, profitability.

1. Introduction

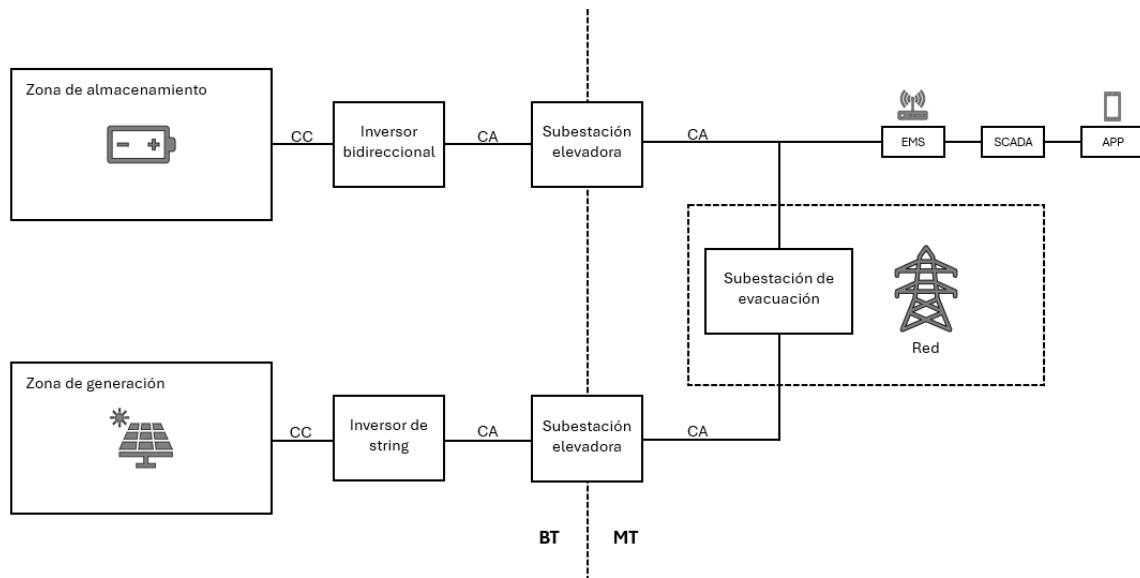
The transformation of Spain's energy model towards a more sustainable and resilient system requires solutions that combine renewable generation with effective mechanisms to manage its intermittency. In this context, solar photovoltaic energy has established itself as a key resource, although its reliance on solar irradiance poses challenges for the planning and operation of the power grid. Battery Energy Storage Systems (BESS) have emerged as a critical tool to mitigate these fluctuations through energy arbitrage and temporal decoupling of generation.

This study presents a technical and economic analysis of a 30 MWp solar park with battery storage in Brazatortas (Ciudad Real), a region characterized by high solar irradiation and an urgent need for socioeconomic revitalization.

2. Project definition

The project involves the deployment of a 29.8 MWp solar photovoltaic plant with optimal orientation and layout on rural land near the municipality of Brazatortas. Its feasibility is assessed under two configurations: a conventional setup without storage and a hybrid model incorporating a 30 MWh LFP battery system with 10 MW of charge/discharge capacity. The

battery system is integrated through bidirectional inverters and managed by an advanced control architecture based on EMS and SCADA.



The facility is connected to the transmission grid via a 220 kV substation operated by Red Eléctrica de España, selected for its available capacity. In addition to the technical analysis, the project also evaluates its social and economic impact, considering its potential to attract energy-intensive industries such as data centers or green hydrogen production facilities and to generate local employment.

3. Model description

The technical design includes:

- 630 Wp photovoltaic panels by Longi Solar, mounted on fixed-tilt structures at a 30° inclination.
- Sungrow SG350HX string inverters, connected to 800 V/34.5 kV transformers.
- A BESS system based on CATL EnerOne LFP batteries, linked via Dynapower CPS2500 bidirectional inverters.
- DC and AC electrical installations designed in compliance with current regulations.
- A control system composed of EMS, SCADA, and the remote iSolarCloud interface.

The plant has been geometrically optimized to maximize the installed capacity within the available land, without compromising energy yield. Both generated and stored energy are modeled using PVGIS simulations and projected cash flows over a 25-year horizon.

4. Results

Although the LCOE increases in the configuration with storage, the rise in NPV reflects greater value capture and reduced exposure to unfavorable spot prices, thanks to daily energy arbitrage.

Financial results		
	Photovoltaic	PV + BESS
Electric generation	47.4 GWh	54.5 GWh
CapEx	9.1 M €	16.6 M €
Annual revenues	1.5 M €	2.0 M €
IRR	11.57%	10.08%
NPV	5.89 M €	9.86 M €
LCOE	15.41 € / MWh	26.66 € / MWh

5. Conclusions

This study demonstrates that the combination of photovoltaic energy with storage systems not only enhances the profitability of renewable installations but also strengthens the resilience of the power system and fosters regional development. The hybrid configuration allows for more efficient use of grid connection capacity and generates additional economic value, despite its higher initial investment.

Moreover, the project's location in a rural area supports key social objectives such as industrial revitalization, job creation, and population retention. Overall, the initiative aligns with SDGs 7, 8, 9, 11, and 13, as well as the PNIEC 2021–2030.

5. Referencias

- [1] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*, IRENA, 2022.
- [2] OMIE, Informe mensual 06/2025, <https://www.omie.es>
- [3] CATL, EnerOne Battery Datasheet, <https://lifepo4.com.au/catl-enerone>
- [4] Sungrow, SG350HX Datasheet, <https://spa.sungrowpower.com>
- [5] Dynapower, CPS-2500 Datasheet, <https://dynapower.com>
- [6] PVGIS, Joint Research Centre, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [7] REE, Capacidad de acceso a la red, <https://www.ree.es>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Motivación del proyecto.....	7
1.2 Alineación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible.....	8
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	9
2.1 Panel fotovoltaico.....	9
2.1.1 Célula de silicio.....	9
2.1.2 Tipos de células fotovoltaicas.....	10
2.2 Sistema de almacenamiento con baterías	10
2.2.1 Sistema de control	12
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	13
3.1 Mercado Spot	14
3.2 Contratos de compraventa de energía: PPAs (Power Purchase Agreements)	15
3.3 Levelized Cost of Energy (LCOE).....	16
3.4 Tipos de acoplamiento en sistemas híbridos	17
Capítulo 4. Definición del Trabajo	18
4.1 Justificación técnica, económica y social del proyecto	18
4.2 Selección del emplazamiento	20
4.2.1 Análisis del recurso solar.....	24
4.2.2 Análisis del terreno.....	28
4.3 Objetivos	31
4.4 Metodología.....	31
4.5 Planificación y Estimación Económica	32
4.6 Legislación aplicable.....	32
Capítulo 5. Sistema/Modelo Desarrollado.....	35
5.1 Descripción de los equipos.....	35
5.1.1 Paneles fotovoltaicos.....	35
5.1.2 Soportes	36
5.1.3 Inversores	37
5.1.4 Sistema de almacenamiento	38

5.1.5 Transformadores de tensión	39
5.2 Instalación eléctrica	41
5.2.1 Cableado	41
5.2.2 Subestaciones elevadoras	49
5.2.3 Protecciones	53
5.2.4 Puesta a tierra	54
5.3 Diseño de la planta	57
5.3.1 Zona de generación	57
5.3.2 Instalación eléctrica	61
5.3.3 Zona de almacenamiento	61
Capítulo 6. Análisis financiero	64
6.1 Análisis de producción	64
6.2 Estimación de ingresos	66
6.2.1 Paneles fotovoltaicos	66
6.2.2 Sistema de almacenamiento con baterías	68
6.3 Inversión inicial y costes operativos	71
6.3.1 CAPEX	71
6.3.2 OPEX	72
6.4 Resultados obtenidos	72
Capítulo 7. Impacto ambiental	74
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros	75
8.1 Recomendación final	76
Capítulo 9. Bibliografía	77
ANEXO I: Cuentas financieras	81
ANEXO II: Planos	89
ANEXO III: Catálogos	93

Índice de figuras

Ilustración 1: ODS alineados con el proyecto.	8
Ilustración 2: Esquema célula de silicio.	9
Ilustración 3: Celda de batería de LFP [3].	11
Ilustración 4: Potencia total instalada y distribución por tecnologías en España y Portugal [6].	13
Ilustración 5: Planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento de baterías de Engie en Antofagasta (Chile).	14
Ilustración 6: Funcionamiento del sistema de casación de precios en el mercado mayorista [7].	15
Ilustración 7: Histórico de precios de la electricidad en España y Portugal [8].	18
Ilustración 8: Evolución poblacional de la provincia de Ciudad Real hasta 2021 [14].	21
Ilustración 9: Tasa de desempleo provincia de Ciudad Real [14].	22
Ilustración 10: Localización exacta de la finca.	25
Ilustración 11: Perfil de horizonte.	26
Ilustración 12: Irradiación mensual de la zona.	26
Ilustración 13: Producción de energía del sistema fotovoltaico.	27
Ilustración 14: Registro de parcelas del catastro.	29
Ilustración 15: Disposición de los módulos en los soportes.	36
Ilustración 16: Dimensiones del panel fotovoltaico.	43
Ilustración 17: Valores de referencia del conductor TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K.	44
Ilustración 18: Secciones de conductor de aluminio de Nexans.	46
Ilustración 19: Catálogo del conductor Nexans de media tensión.	47
Ilustración 20: Requisitos de diseño y equipamiento.	51
Ilustración 21: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta.	56
Ilustración 22: Zona de generación aproximada.	58
Ilustración 23: Comparación de ambas disposiciones de optimización de la parcela.	59

Ilustración 24: Simulación del modelo optimizado por el ángulo de incidencia de la radiación.	60
Ilustración 25: Simulación del modelo optimizado por la geometría de la parcela.	60
Ilustración 26: Resumen de la arquitectura incluyendo almacenamiento y sistema de control.	63
Ilustración 27: Distribución mensual de la irradiación sobre los módulos de la planta.	65
Ilustración 28: Precio de los futuros de SPEL Solar.	67
Ilustración 29: Captura del precio del MWh en el mercado SPOT el 10/07/2025.	68
Ilustración 30: Distribución de la generación por tecnologías en el mercado mayorista. ...	69

Índice de tablas

Tabla 1: Radiación y energía fotovoltaica potencial de la finca por meses.	27
Tabla 2: Vista satelital de la zona con recorte del terreno aproximado [26].	28
Tabla 3: Registro catastral de parcelas de la planta [27].	30
Tabla 4: Comparativa de características técnicas de ambos módulos.	36
Tabla 5: Datos del inversor [30].	37
Tabla 6: Inversor bidireccional del sistema de almacenamiento [31].	38
Tabla 7: Descripción del modelo de baterías escogido [32].	39
Tabla 8: Datos del transformador de baja a media [33].	40
Tabla 9: Transformador de media a alta [34].	40
Tabla 10: Celdas de las subestaciones secundarias en ambos devanados.	50
Tabla 11: Celdas de la subestación principal en el lado de media tensión [42].	53
Tabla 12: Secciones de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18.	55
Tabla 13: Comparativa de métodos de optimización de la parcela.	59
Tabla 14: Distribución mensual de la producción de energía fotovoltaica.	66
Tabla 15: Ingresos provenientes de la generación fotovoltaica.	68
Tabla 16: Ingresos provenientes del sistema de almacenamiento.	70
Tabla 17: CapEx por grupo de elementos	71
Tabla 18: CapEx por cada configuración.	71
Tabla 19: Costes operativos de la planta.	72
Tabla 20: Análisis de rentabilidad del proyecto con ambas configuraciones.	73
Tabla 21: LCOE bajo ambas configuraciones.	73

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el sistema energético español ha evidenciado una elevada volatilidad en los precios mayoristas de la electricidad. Factores como la crisis derivada del COVID-19, las tensiones geopolíticas provocadas por la guerra en Ucrania o la fuerte dependencia del gas natural importado han alterado el equilibrio de la oferta y la demanda eléctrica, situando en 2022 el precio medio anual en el mercado spot en máximos históricos: 167,66 €/MWh. Esta situación ha tenido importantes repercusiones para el tejido industrial y la economía nacional. Desde 2023, no obstante, se ha observado una tendencia descendente en los precios, alcanzando los 62,89 €/MWh en 2024, debido principalmente al creciente peso de las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica, que en ciertas horas del día ha llegado incluso a provocar situaciones de precios cero.

En este contexto, se abre una ventana de oportunidad estratégica para consolidar un modelo energético más estable, basado en el despliegue masivo de energías renovables y en el desarrollo de soluciones que permitan gestionar su variabilidad. Una de estas soluciones clave es el almacenamiento energético mediante baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS), que permite desplazar la energía generada durante las horas de baja demanda hacia los momentos de mayor precio y consumo, facilitando así la integración de las renovables, estabilizando la red y mejorando la rentabilidad económica de las instalaciones.

Este trabajo plantea el diseño de una instalación fotovoltaica de 30 MWp con sistema de almacenamiento BESS en una zona rural de Castilla-La Mancha, con el objetivo de demostrar su viabilidad técnica, económica y social. La elección de esta ubicación no es casual: zonas como la comarca del Valle de Alcudia presentan tanto un recurso solar razonablemente bueno como una necesidad urgente de revitalización económica e industrial. Este tipo de infraestructuras puede actuar como un impulso de transformación territorial, atrayendo inversión en sectores como el hidrógeno verde, los centros de procesamiento de datos y otras industrias intensivas en energía.

Además, este modelo energético puede contribuir a mitigar la despoblación que afecta a amplias zonas del interior peninsular. La creación de empleo local, tanto durante la fase de construcción como en la operación y mantenimiento de la planta, junto con la generación de ingresos recurrentes ligados a la producción energética, representan un vector de desarrollo rural de primer orden.

En suma, este proyecto se inserta en un proceso de transición energética justo e inclusivo, alineado con los objetivos estratégicos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021–2030), con los marcos europeos de descarbonización y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, actuando sobre los planos técnico, económico y social conjuntamente.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación principal de este trabajo surge de la necesidad de proponer soluciones viables y escalables para los retos energéticos y territoriales actuales. Por un lado, el proyecto busca aportar una respuesta técnica a la inestabilidad del sistema eléctrico español, facilitando una mayor penetración de energías renovables no gestionables a través del uso de almacenamiento en baterías. Por otro, pretende abordar los desequilibrios territoriales mediante la revalorización de zonas rurales en declive poblacional, como es el caso de la comarca del Valle de Alcudia.

La localización del proyecto, en el término municipal de Brazatortas (Ciudad Real), responde tanto a criterios técnicos (recurso solar, accesibilidad a la red eléctrica, disponibilidad de suelo) como estratégicos (potencial de impacto económico local, proximidad a zonas industriales como Puertollano). En este sentido, el proyecto se concibe como una iniciativa ejemplar que puede integrarse en estrategias más amplias de desarrollo regional sostenible y reindustrialización verde.

1.2 ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto contribuye de forma directa a la consecución de los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por la Agenda 2030 de Naciones Unidas:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante. El proyecto promueve la generación de energía limpia mediante tecnología solar y su gestión eficiente gracias al almacenamiento en baterías, garantizando un suministro más estable, seguro y accesible.
- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico. La instalación y operación del parque fotovoltaico con BESS generará empleo local directo e indirecto, fomentando la actividad económica en zonas rurales con altos índices de despoblación y desempleo.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. Al incorporar tecnologías avanzadas como los sistemas BESS y plataformas de gestión energética (EMS, SCADA), el proyecto contribuye a la modernización de la infraestructura energética y al fomento de la innovación industrial en el territorio.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Favorece el desarrollo sostenible y resiliente de comunidades rurales mediante inversiones energéticas que impulsan la autosuficiencia, mejoran la calidad de vida y ayudan a frenar el éxodo poblacional.
- ODS 13: Acción por el clima. La reducción de emisiones derivada del uso de energía renovable y el papel del almacenamiento como facilitador de la descarbonización del sistema eléctrico se alinean con las metas climáticas nacionales e internacionales.



Ilustración 1: ODS alineados con el proyecto.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En el siguiente apartado se van a describir los equipos a emplear en el proyecto, así como una breve descripción de cada una de las tecnologías y su funcionamiento.

2.1 PANEL FOTOVOLTAICO

El panel fotovoltaico es el equipo de generación eléctrica empleado en este proyecto, en el siguiente subapartado se va a abordar el funcionamiento y tipos de paneles que existen.

2.1.1 CÉLULA DE SILICIO

El silicio (Si) es un metal semiconductor abundante en la tierra con 4 electrones en su capa de valencia. Al ser estable, su conductividad eléctrica es relativamente baja. Sin embargo, al “doparse”, o lo que es lo mismo, mezclarse con distintos elementos químicos, las células de silicio pueden transformar la radiación solar en corriente eléctrica.

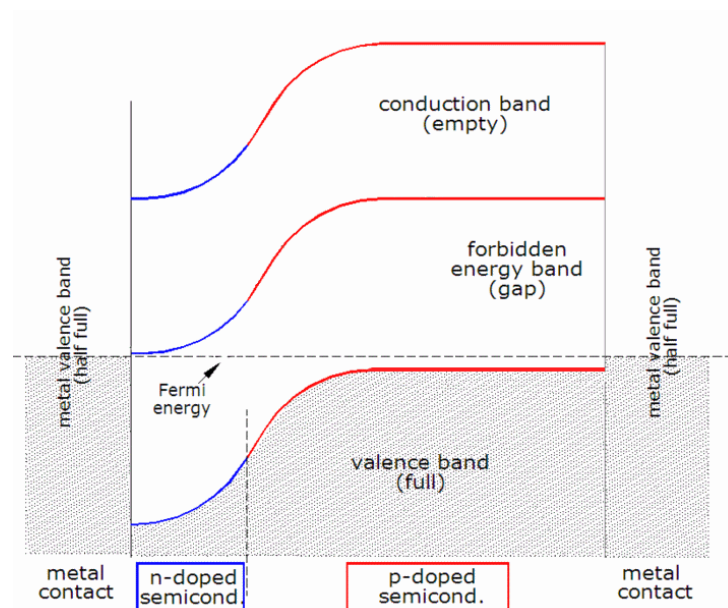


Ilustración 2: Esquema célula de silicio.

Las células dopadas se componen de dos zonas, una positiva (zona p) y otra negativa (zona n). En la zona positiva se crean “huecos” sin electrones mientras que en la zona negativa hay un exceso de electrones, al recibir energía de los fotones de la luz, los electrones sobrantes de la zona negativa tienden a cubrir dichos huecos de la zona positiva, creando campo eléctrico. La diferenciación de la célula fotovoltaica en distintas zonas es resultado de la mezcla del silicio con otros elementos en distintas zonas, en las zonas positivas el silicio se mezcla con elementos pentavalentes, como el fósforo (P), y en las zonas negativas con elementos trivalentes como el boro (B) [1].

2.1.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Existen dos tipos principales de células fotovoltaicas utilizadas actualmente, monocristalinas y policristalinas:

- Las células monocristalinas se componen de un único cristal de silicio, lo cual permite mayor facilidad de movimiento a los electrones y, por tanto, mayor conductividad eléctrica. Son más estéticos y soportan mejor el calor.
- Las células policristalinas se forman a partir de la fusión de muchos fragmentos de paneles de silicio. Tienen una menor eficiencia al dificultar la fluidez en el paso de los electrones. Apenas se fabrican actualmente [2].

2.2 *SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS*

Un sistema BESS (Battery Energy Storage System) es un sistema compuesto por un conjunto de baterías, inversores bidireccionales y un sistema de gestión energética que permite almacenar energía eléctrica en forma electroquímica y liberarla posteriormente según la demanda. Este sistema cumple funciones críticas como el arbitraje energético, la gestión de picos de carga, la mejora de la calidad de red y la integración de energías renovables no gestionables. Dentro de los distintos tipos de baterías, las de litio-ferrofosfato (LiFePO₄ o LFP) han ganado popularidad por su estabilidad térmica, vida útil prolongada y seguridad operativa.

En la topología más habitual en sistemas estacionarios de alta potencia, como los descritos en este proyecto, el BESS está compuesto por:

- Módulos de baterías (en este caso, de litio-ferrofosfato - LFP).
- Inversores bidireccionales, que convierten la corriente alterna en continua (CA/CC) durante la carga, y continua en alterna (CC/CA) durante la descarga.
- BMS (Battery Management System), encargado del control térmico, balanceo de celdas, limitación de corriente y protección del sistema.
- Infraestructura eléctrica anexa: incluye transformadores, celdas de media tensión, protecciones, cableado, etc.

El voltaje nominal de una celda LFP es de unos 3,2 V, agrupándose cientos de celdas en serie y paralelo hasta alcanzar tensiones superiores a 1.000 V para aplicaciones de red.

LITHIUM-ION BATTERY

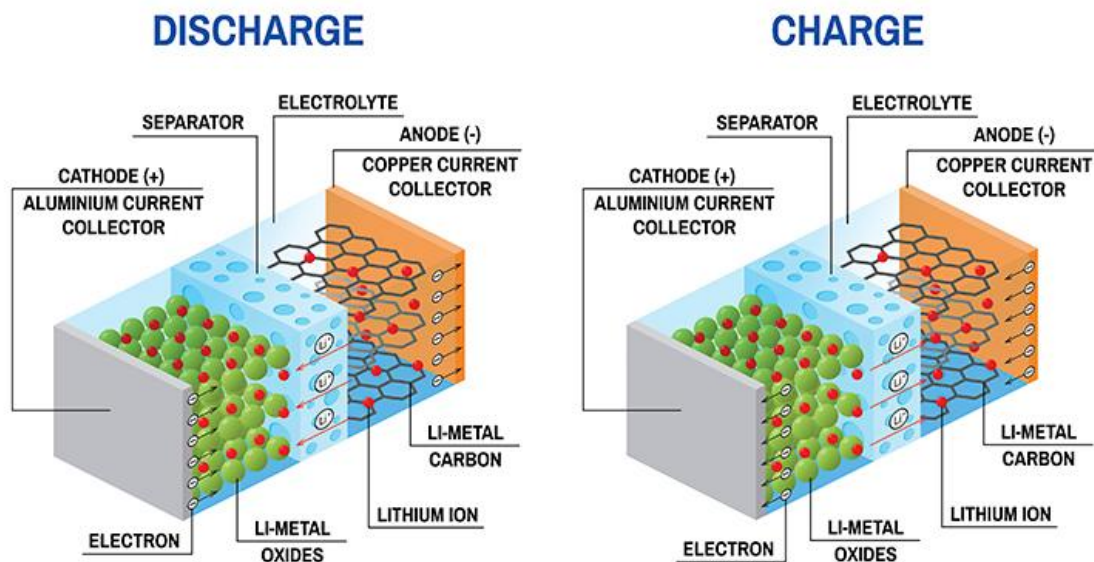


Ilustración 3: Celda de batería de LFP [3].

2.2.1 SISTEMA DE CONTROL

Se trata de un sistema compuesto por EMS, SCADA y la App iSolarCloud que permite gestionar de forma remota una planta híbrida de energía (fotovoltaica y almacenamiento), con el fin de conectar o desconectar el sistema de la red o poner las baterías en modo carga o descarga según convenga.

El EMS (Energy Management System) es el núcleo de control, encargado de optimizar el uso de la energía almacenada y generada en función de la demanda, los precios de la red o las condiciones climáticas. Toma decisiones automáticas, como cuándo cargar o descargar la batería, y las transmite al sistema SCADA.

El SCADA actúa como la interfaz operativa local, permitiendo monitorizar en tiempo real todos los parámetros del sistema, registrar datos históricos y ejecutar órdenes de control sobre inversores, baterías o protecciones.

Finalmente, iSolarCloud, la plataforma en la nube de Huawei, ofrece una visualización remota desde la aplicación, mostrando indicadores clave como el estado de carga, la producción fotovoltaica y el flujo energético.

Juntos, estos tres componentes forman una arquitectura integral que maximiza la eficiencia energética, mejora la estabilidad de la red y permite una gestión avanzada tanto técnica como operativa [3][4][5].

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En los últimos años, el sector fotovoltaico ha experimentado un crecimiento exponencial, impulsado por una significativa reducción en los costes tecnológicos y por el compromiso internacional hacia la descarbonización energética. No obstante, este rápido crecimiento ha generado una saturación del mercado, provocando una disminución considerable en los precios mayoristas de la electricidad generada mediante tecnologías renovables, particularmente la fotovoltaica. Según datos de Red Eléctrica de España, la capacidad instalada fotovoltaica en España superó los 23 GW en 2023, contribuyendo a la notable caída en los precios spot durante las horas centrales del día.

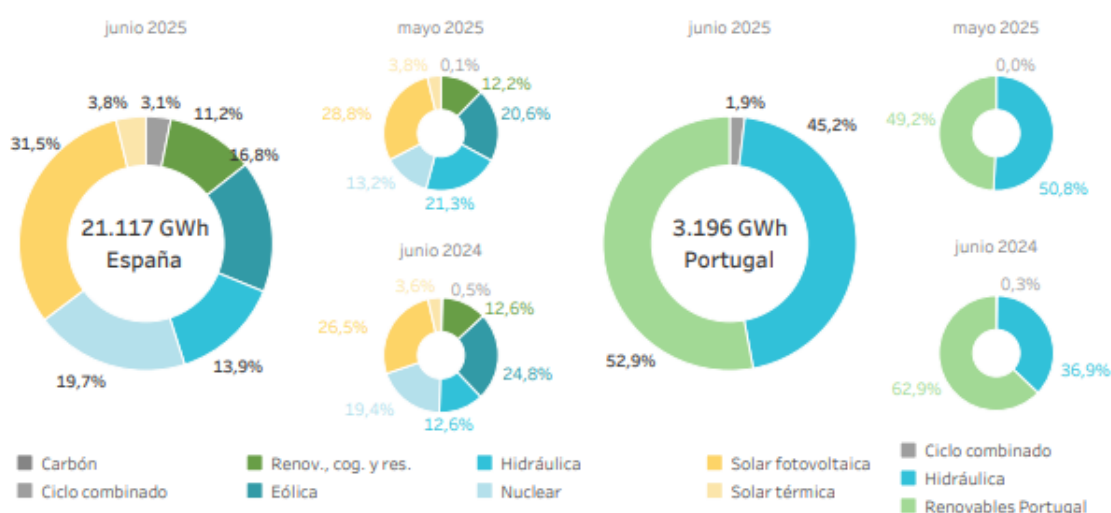


Ilustración 4: Potencia total instalada y distribución por tecnologías en España y Portugal [6].

Ante esta coyuntura, la implementación de sistemas de almacenamiento mediante baterías se presenta como una solución clave para aumentar la rentabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas. Este sistema permite almacenar energía durante los periodos en los que la generación es elevada y los precios bajos, para venderla posteriormente cuando los precios de mercado aumentan debido a una mayor demanda energética. Este mecanismo,

estructura, las tecnologías con bajos costes operativos, como la fotovoltaica, tienden a reducir significativamente el precio durante las horas de alta irradiación solar.

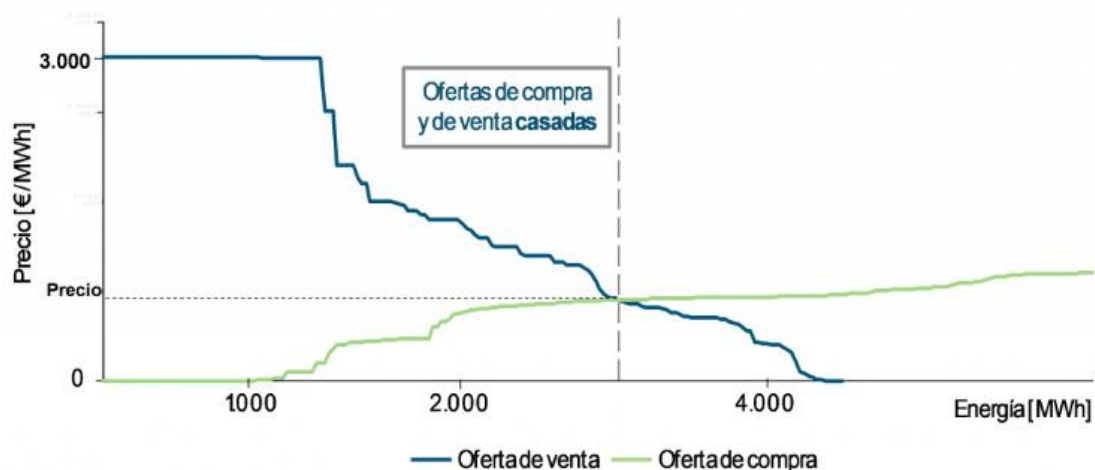


Ilustración 6: Funcionamiento del sistema de casación de precios en el mercado mayorista [7].

En el contexto actual, caracterizado por una creciente penetración de energía fotovoltaica, se ha observado una notable caída en los precios durante las horas centrales del día. En 2023, el precio medio del mercado spot en las horas de máxima generación fotovoltaica llegó a ser un 40% inferior respecto a las horas pico nocturnas. La implementación de sistemas de almacenamiento permite precisamente aprovechar esta variabilidad diaria en los precios. Almacenar la energía en momentos de precios bajos y venderla en horas pico puede aumentar la rentabilidad anual de una planta fotovoltaica en torno a un 10-20% según diferentes estudios de mercado [8] [9].

3.2 CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA: PPAS (POWER PURCHASE AGREEMENTS)

Los PPAs son contratos bilaterales de compraventa de energía eléctrica firmados directamente entre generadores renovables y consumidores o intermediarios energéticos a largo plazo, generalmente entre 10 y 25 años. Estos contratos pueden estipular un precio fijo

o variable indexado que permite asegurar ingresos estables y predecibles para el productor y costes fijos energéticos para el consumidor.

En España, los contratos de compraventa de energía han ganado popularidad debido a su capacidad para mitigar los riesgos asociados a la volatilidad de precios en el mercado mayorista y para facilitar el financiamiento bancario de proyectos renovables. En 2023, aproximadamente el 40% de la nueva capacidad renovable instalada estaba respaldada por PPAs, demostrando la creciente relevancia de estos acuerdos en el sector energético. Empresas industriales y grandes consumidores han adoptado estos contratos para asegurar costes energéticos competitivos y cumplir objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones.

En resumen, tanto la participación en el mercado spot mediante arbitraje energético con baterías como la utilización estratégica de PPAs representan dos enfoques complementarios y altamente eficaces para mejorar significativamente la rentabilidad económica y la estabilidad financiera de las plantas fotovoltaicas en el contexto actual del mercado energético español [10] [11].

3.3 *LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)*

El LCOE (Levelized Cost of Energy) representa el coste promedio por unidad de energía generada durante toda la vida útil de una instalación, teniendo en cuenta todos los costes asociados: inversión inicial (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), reemplazos y desmantelamiento, descontados al valor presente neto.

En el caso de la generación solar con baterías, el LCOE refleja tanto el coste de la generación de energía como el coste de transporte de ésta en un momento determinado [12].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CapEx_t + OpEx_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Energía_t}{(1+r)^t}}$$

3.4 TIPOS DE ACOPLAMIENTO EN SISTEMAS HÍBRIDOS

Existen tres configuraciones principales para integrar un sistema de baterías en una instalación fotovoltaica:

1. **AC-Coupled:** El sistema fotovoltaico con almacenamiento están conectados independientemente al bus de corriente alterna. Cada uno tiene su propio inversor.
2. **DC-Coupled:** El sistema FV y el BESS comparten inversor. Ambos están conectados a un mismo bus de corriente continua.
3. **AC/DC Hybrid Coupling:** Configuración mixta en la que parte del almacenamiento está acoplado en CC y parte en CA. Se suele usar en sistemas grandes y complejos con múltiples cargas y fuentes.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA, ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PROYECTO

La evolución del mercado eléctrico español en los últimos años ha estado marcada por una notable volatilidad en los precios. Desde 2021, España ha experimentado fluctuaciones significativas, impulsadas principalmente por factores externos como la crisis económica derivada de la pandemia de COVID-19 y la posterior inestabilidad causada por el conflicto bélico en Ucrania. Estos acontecimientos provocaron que los precios promedio de electricidad alcanzaran cifras récord en 2022, con un valor medio anual de 167,66 €/MWh, generando incertidumbre económica y social en distintos sectores del país. No obstante, desde 2023 se observó una reducción sustancial de estos precios, situándose en 87,43 €/MWh, y llegando hasta los 62,89 €/MWh en 2024. Esta reducción se debió principalmente a la mayor penetración de fuentes renovables en la matriz energética española, especialmente solar fotovoltaica y eólica, generando en ocasiones incluso situaciones de precios cercanos a cero durante las horas de mayor producción y menor demanda eléctrica.

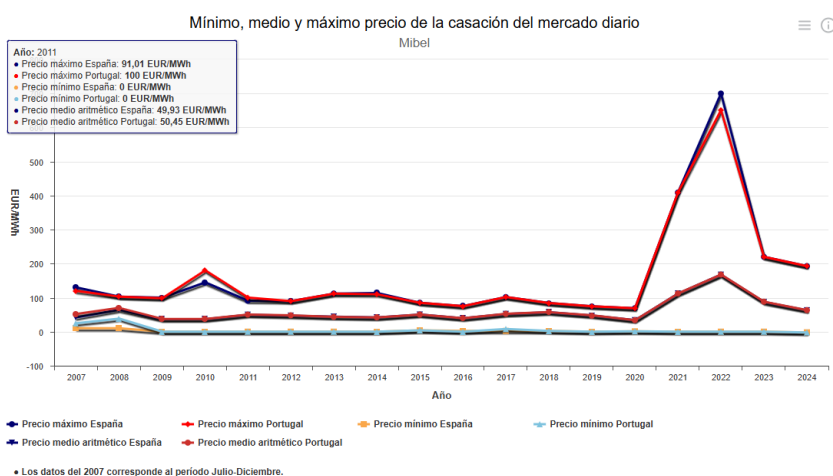


Ilustración 7: Histórico de precios de la electricidad en España y Portugal [8].

Esta situación actual ofrece una oportunidad única para avanzar en la transición energética hacia fuentes renovables y sistemas complementarios como el almacenamiento en baterías (BESS). La combinación de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías permite gestionar eficientemente la intermitencia propia de las energías renovables, almacenando energía generada durante los períodos de baja demanda para ser utilizada en momentos pico. Esto no solo mejora la estabilidad del sistema eléctrico nacional, sino que también aumenta la rentabilidad del proyecto al aprovechar las fluctuaciones de mercado para vender energía en los períodos más rentables. Este sistema, además, responde perfectamente a las directrices y objetivos europeos y nacionales en materia de descarbonización y transición energética, alineándose con los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

La incorporación de esta tecnología de almacenamiento y generación renovable tiene implicaciones positivas adicionales, especialmente desde el punto de vista económico e industrial. España dispone de condiciones óptimas para convertirse en un polo europeo de innovación tecnológica y reindustrialización verde gracias al acceso a energía renovable abundante, económica y estable. Esto representa una ventaja competitiva significativa para atraer inversiones en industrias emergentes como el hidrógeno verde, centros de almacenamiento de datos y otras industrias intensivas en consumo energético. En concreto, la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, una tecnología con enorme potencial industrial y económico depende fundamentalmente del acceso a electricidad renovable a bajo coste, algo posible mediante proyectos de generación solar combinados con almacenamiento.

Asimismo, la disponibilidad de energía renovable y almacenamiento en zonas rurales menos desarrolladas económicamente ofrece una oportunidad para promover el desarrollo territorial equilibrado. La instalación y operación de estos sistemas genera empleos directos e indirectos que ayudan a fijar población en zonas rurales afectadas por el éxodo demográfico, como ocurre en diversas áreas de Castilla-La Mancha. La revitalización de estas zonas contribuye a reducir la brecha territorial existente y fomenta la cohesión social y económica.

En definitiva, este proyecto presenta una propuesta técnica innovadora, una sólida base económica y un significativo impacto social positivo. Al integrar energía solar fotovoltaica y almacenamiento mediante baterías, no solo se contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico y a la reducción de la volatilidad de los precios, sino que también se promueve el desarrollo industrial sostenible, la atracción de inversiones estratégicas y la generación de oportunidades laborales en áreas rurales. Todo ello en consonancia con los objetivos estratégicos nacionales y europeos en materia energética y climática, consolidando así su relevancia y oportunidad en el contexto actual.

4.2 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Unos de los principales propósitos de este trabajo es apoyar la economía rural en zonas poco pobladas de España, concretamente en Castilla-La Mancha. Añadir potencia instalada supone incrementar el interés de esas zonas para empresas intensivas en energía, capaces de crear empleos indirectos a la propia construcción de la infraestructura energética.

Por todo ello, la ubicación elegida se ha basado en este criterio. Sin embargo, la principal restricción a la hora de elegir el emplazamiento es la capacidad de acceso de subestaciones cercanas, muchas subestaciones existentes apenas tienen capacidad de acceso disponible para conectar toda la potencia que se pretende en la instalación generadora porque están en su límite de capacidad o tienen adjudicadas próximas instalaciones cercanas.

El presente proyecto se va a dimensionar para una planta de 30 MW de potencia instalada, es por ello por lo que es necesario introducir la potencia en alta tensión, dado que en subestaciones de media la corriente sería demasiado alta y la instalación no lo soportaría.

La ubicación escogida se encuentra en el término municipal de Brazatortas, en la comarca del valle de Alcudia, dentro de la provincia de Ciudad Real, debido a que tiene dos subestaciones operadas por Red Eléctrica de España disponibles con salida en alta tensión, a 220 kV y 400 kV.

Para la potencia instalada prevista, la estación a 220 kV cuenta con una capacidad de acceso disponible de 318 MW, potencia suficiente para poder instalar la planta [13].

Respecto a la localización geográfica de la instalación, se han tenido en cuenta diferentes factores a la hora de elegir Brazatortas como municipio.

En primer lugar, la provincia de Ciudad Real no ha crecido en población en las últimas décadas y la tendencia más reciente es negativa, lo que supone un descenso de población progresivo que continuará de no revertirse su situación.

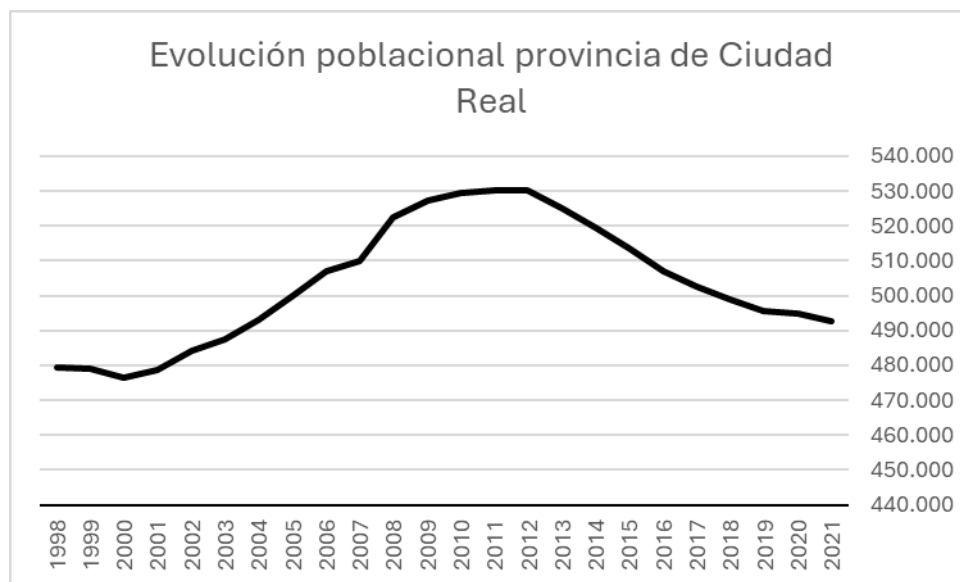


Ilustración 8: Evolución poblacional de la provincia de Ciudad Real hasta 2021 [14].

Existen muchas causas para explicar este suceso, pero la principal se explica por motivos socioeconómicos. El siglo XXI ha supuesto un cambio de paradigma en lo que a distribución demográfica se refiere, la población se empieza a concentrar cada vez más en ciudades debido a la gran variedad de servicios y oportunidades que ofrecen. Las ciudades forman lo que se llaman “Economías de aglomeración” donde los recursos se amortizan mucho mejor que en lugares con menor densidad poblacional, lo cual permite aprovechar economías de escala sobre las propias infraestructuras y mejorar la productividad total de los factores.

En España, desde los inicios de la industrialización del país, la mayoría del campesinado de regiones las agrícolas del sur (principalmente desde Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha) fue progresivamente emigrando hacia las regiones industriales del norte del país, donde la Administración española puso todos los esfuerzos en concentrar recursos para fomentar la industrialización y favorecer las exportaciones con el resto de los países europeos. Es por ello por lo que estas regiones se han ido históricamente despoblando y su atractivo económico siempre ha sido muy menor comparado con otras zonas del país [15].

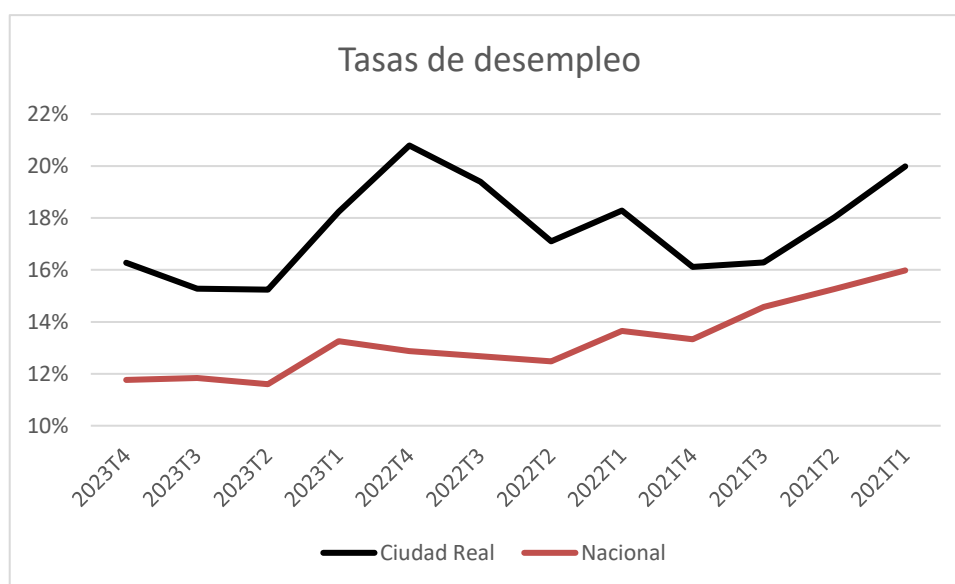


Ilustración 9: Tasa de desempleo provincia de Ciudad Real [14].

Sin embargo, en la provincia de Ciudad Real existe un polo industrial histórico de cierta relevancia a nivel nacional en Puertollano. A continuación, se detalla brevemente la evolución histórica de la industria petroquímica y de generación térmica de la zona:

1. En 1942, el Instituto Nacional de Industria (INI) creó la Empresa Nacional Calvo Sotelo de Combustibles Líquidos y Lubricantes (ENCASO). Un año después, se inició la construcción de una planta de destilación de pizarra bituminosa en Puertollano, aprovechando los recursos locales para producir hidrocarburos [16].

2. En 1952, se inauguró el complejo industrial de ENCASO en Puertollano, que incluía una fábrica de abonos nitrogenados con una capacidad de producción de hasta 120.000 toneladas anuales [17].
3. En 1965, se inauguró la refinería de petróleo en Puertollano, consolidando la posición de la ciudad en el sector energético nacional [16].
4. En 1972, se puso en funcionamiento la Central Térmica de Puertollano, una instalación de ciclo convencional que utilizaba carbón como combustible. La Empresa Nacional Carbonífera del Sur (ENCASUR) asumió la explotación de yacimientos carboníferos en la región, suministrando combustible a las centrales térmicas locales [18] [19].
5. En 2020, Ence inauguró la planta de generación con biomasa "Biollano" de 50 MW en Puertollano, destacando la transición de combustibles fósiles a energías renovables [20].
6. En 2022, Iberdrola puso en marcha en Puertollano su mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa, integrada por una planta solar fotovoltaica de 100 MW y un sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis de 20 MW [21].
7. En noviembre de 2024, se inauguró "BlueSolar 1", la primera planta mundial que combina tecnologías fotovoltaica y termosolar, aumentando la eficiencia de cada módulo en un 60% [22].

En el momento de realización de este trabajo, existen planes de construcción de la planta "HydRIC" en la antigua central térmica de Sevillana, destinada a la producción de hidrógeno verde y oxígeno para uso industrial, suministrando directamente al Complejo Industrial de Repsol. Además, está planificada la instalación de un centro de almacenamiento de datos e inteligencia artificial en Puertollano [23] [24].

Es por todo ello que aumentar la potencia renovable instalada en la zona es algo deseable para la economía local. Teniendo en cuenta que las instalaciones ya existentes y planificadas son intensivas en electricidad, aumentar la potencia renovable instalada puede contribuir al

desarrollo sostenible que ayude a solventar los problemas de la economía local. Tanto la generación de hidrógeno verde mediante la hidrólisis del agua como la refrigeración de las naves de un centro de datos son tecnologías que necesitan energía barata y verde para ser competitivas. Aunque no forma parte del alcance de este trabajo, la firma de contratos de compra de energía (PPA) con alguno de estos consumidores puede ser una solución viable en el largo plazo para cubrirse de los riesgos asociados a la venta en el mercado mayorista

4.2.1 ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

Para poder hacer las estimaciones de ingresos necesarias para llevar a cabo el estudio de rentabilidad, primero se ha de medir la irradiancia del lugar con el fin de hacer una previsión de la energía que se va a vender al mercado.

Para hacer la estimación de irradiancia se ha empleado el software de cálculo disponible por la Unión Europea llamado PVGIS.

En primer lugar, es necesario introducir las coordenadas del terreno para que el software pueda calcular la irradiancia anual del lugar en base a datos históricos. La ubicación de la finca escogida se encuentra en las coordenadas (38.652, -4.254), y su ubicación se puede ver a continuación.

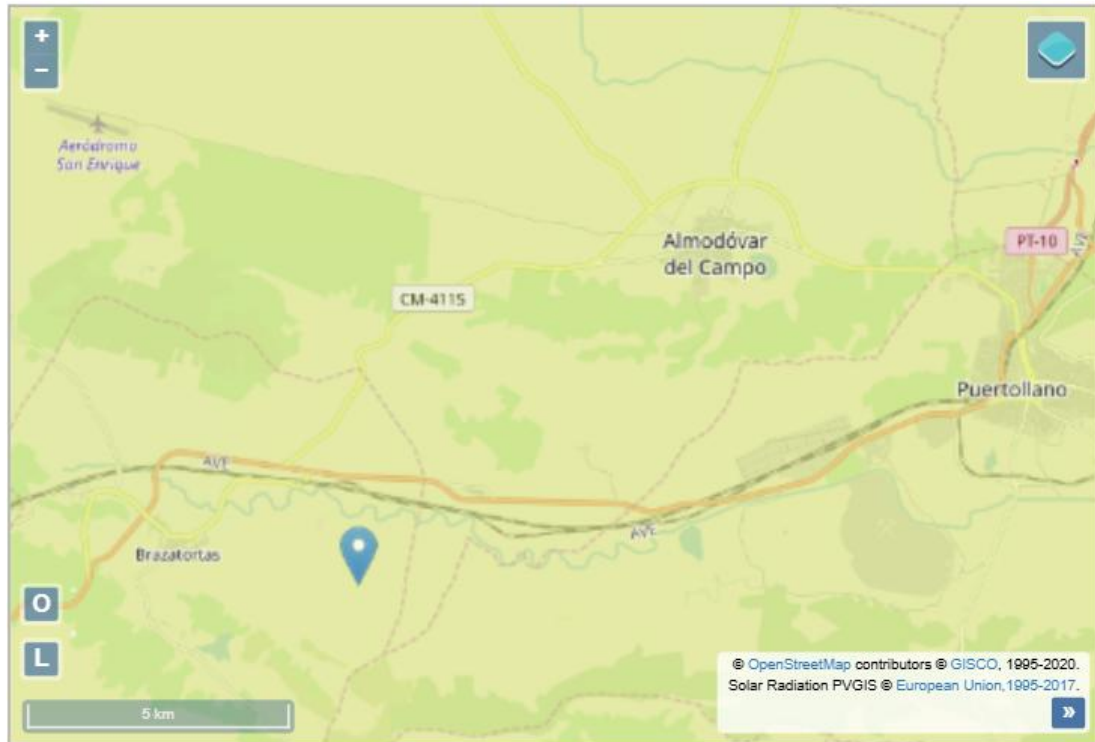


Ilustración 10: Localización exacta de la finca.

Al introducir la ubicación del parque y la potencia a instalar se puede seleccionar el ángulo de inclinación y el azimutal más eficientes para maximizar la producción. Se asumen por defecto un 14% de pérdidas del sistema. En un escenario ideal, el ajuste de ángulos hecho con el simulador es de 35° de inclinación y -3° de azimutal. La optimización de dichos ángulos se ha hecho con el software PVGIS. En la siguiente imagen se puede ver el perfil de horizonte con la elevación solar en junio y diciembre.

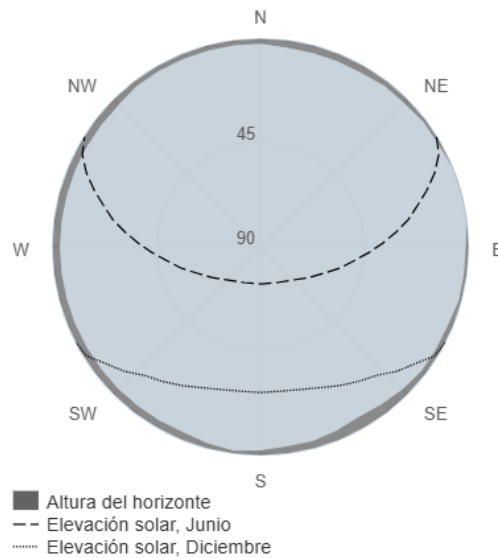


Ilustración 11: Perfil de horizonte.

Es evidente que, en España, un país del hemisferio norte, la mayor concentración de horas de sol del año se da en los meses de verano. Si bien esto es cierto, la zona goza de una notable radiación solar a lo largo de todo el año, logrando unas 1900 horas de sol en total.

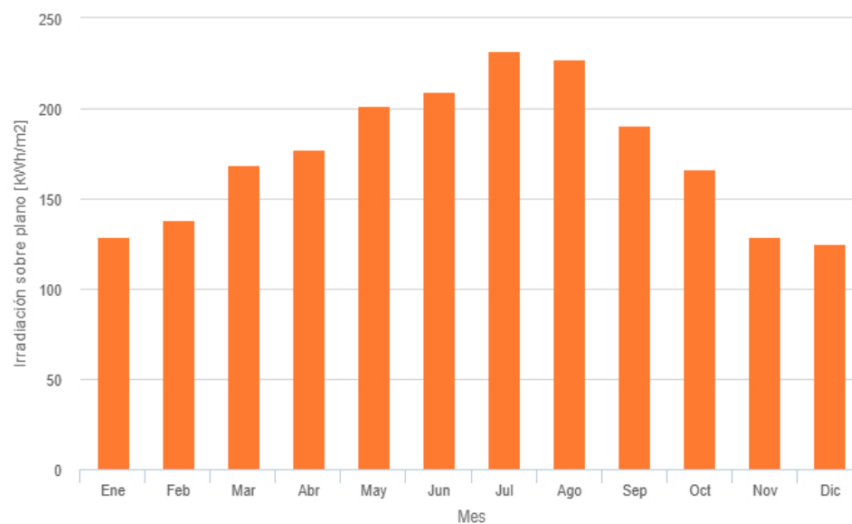


Ilustración 12: Irradiación mensual de la zona.

A continuación, se puede ver la energía fotovoltaica total discretizada por meses del sistema:

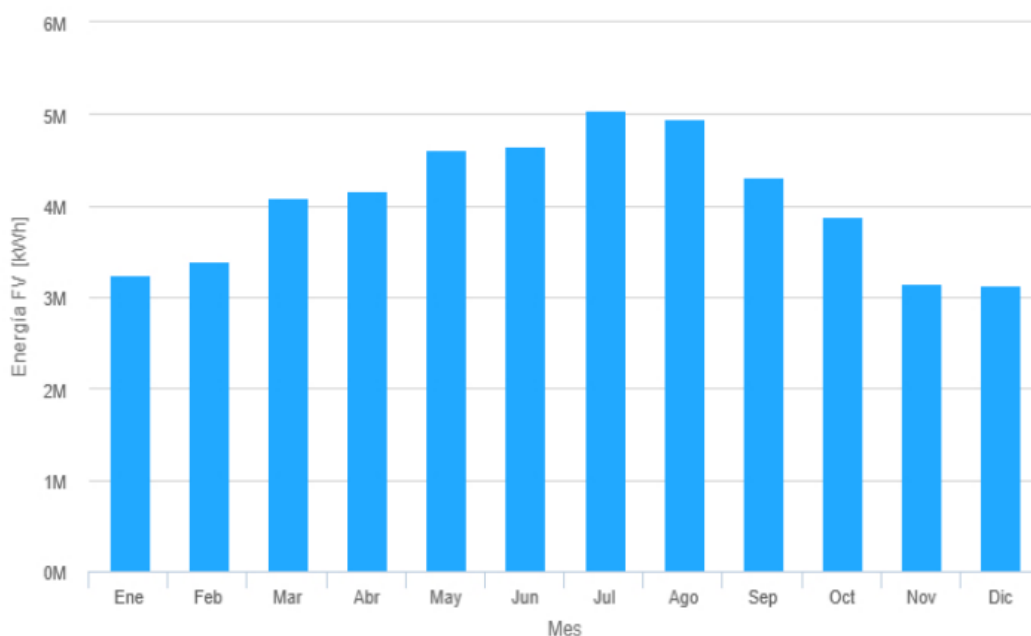


Ilustración 13: Producción de energía del sistema fotovoltaico.

La energía fotovoltaica total estimada por el programa es de 48,6 GWh partiendo de estas condiciones ideales. El sistema además calcula una desviación estándar de 1,6 GWh debidas a pérdidas, meteorología u otros factores [25].

Mes	Energía FV (MWh)	Irradiación (kWh/m ²)
Enero	3.242	129,2
Febrero	3.401	138,2
Marzo	4.087	169,1
Abril	4.172	177,7
Mayo	4.610	201,7
Junio	4.641	209,1
Julio	5.035	232,1
Agosto	4.958	227,3
Septiembre	4.320	191,0
Octubre	3.881	166,0
Noviembre	3.159	128,6
Diciembre	3.127	125,2

Tabla 1: Radiación y energía fotovoltaica potencial de la finca por meses.

4.2.2 ANÁLISIS DEL TERRENO

La parcela escogida se encuentra en terreno rústico al este del municipio, anexo a la subestación eléctrica.

Se ha realizado un recorte aproximado de la superficie a emplear a través de Google Earth, la superficie total calculada es aproximada y el valor real se observa más tarde viendo los registros catastrales.

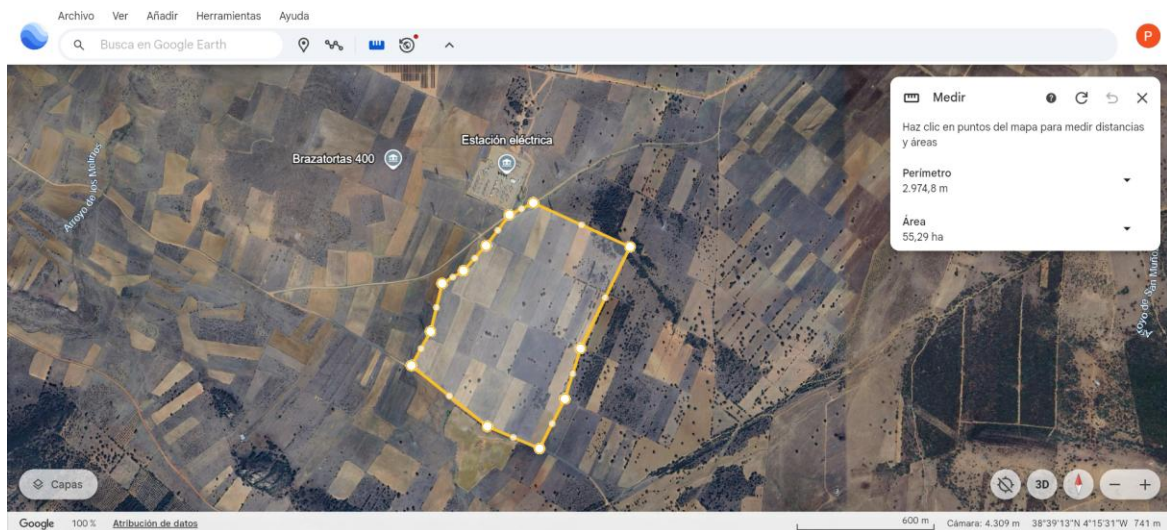


Tabla 2: Vista satelital de la zona con recorte del terreno aproximado [26].

Sin embargo, como se ha mencionado, esos valores de superficie no son exactos y es necesario consultar el catastro para ver la superficie exacta de todas las parcelas a emplear.

En la siguiente imagen se pueden observar las parcelas del catastro:

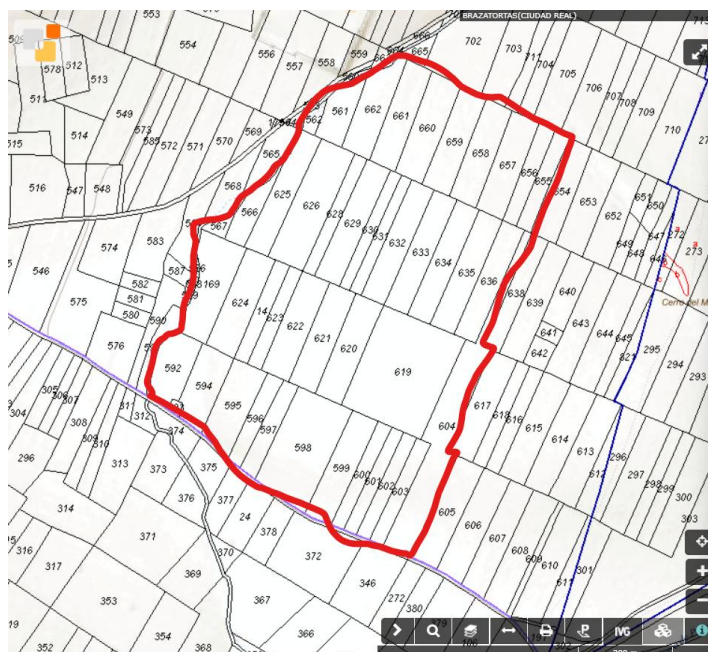


Ilustración 14: Registro de parcelas del catastro.

En total, la suma de todas las parcelas ocupa unas 55,5 hectáreas, de las cuales se reservará un porcentaje para el parque de baterías que se plantea instalar. A continuación, se muestra el registro de parcelas del catastro municipal que es necesario comprar para llevar a cabo la construcción del parque:

Parcela	Superficie [m ²]	Parcela	Superficie [m ²]
662	12.850	623	6.620
562	1.769	622	14.003
561	8.209	621	13.479
661	12.973	620	13.716
660	14.464	619	41.870
659	13.275	604	32.503

658	13.153	603	7.353
657	13.371	602	7.057
656	7.367	601	6.544
655	7.057	600	7.023
604	32.053	599	13.989
636	12.711	598	28.188
635	13.998	597	7.652
634	13.358	596	6.858
633	13.725	595	13.544
632	13.710	594	11.358
631	6.476	593	683
630	6.396	592	10.825
629	14.576	169	16.282
628	7.242	567	1.733
626	21.110	568	6.232
625	13.703	TOTAL [m²]	555.439
624	14.381	TOTAL [ha]	55,5439

Tabla 3: Registro catastral de parcelas de la planta [27].

4.3 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un parque solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías (BESS) que permita gestionar eficientemente la generación de energía renovable, maximizando la rentabilidad económica y mejorando la estabilidad del sistema eléctrico local. Específicamente, se busca:

- Evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto.
- Optimizar la configuración del sistema fotovoltaico y del almacenamiento energético.
- Analizar el impacto social y económico en la región rural seleccionada.
- Proponer un modelo que pueda replicarse en otras zonas rurales con similares características.

4.4 METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos propuestos, la metodología seguida incluye las siguientes etapas principales:

En primer lugar, se realiza un estudio detallado del recurso solar disponible utilizando herramientas específicas como PVGIS, permitiendo obtener datos precisos sobre irradiancia y optimización del emplazamiento. Posteriormente, se seleccionan y dimensionan los componentes técnicos del parque fotovoltaico y del sistema de almacenamiento, atendiendo a criterios técnicos y económicos específicos del proyecto.

También se lleva a cabo un análisis financiero detallado del proyecto, evaluando indicadores clave como el VAN, la TIR y el LCOE para comparar diferentes configuraciones posibles del sistema, tanto con almacenamiento como sin él. Finalmente, se efectúa un análisis del impacto socioeconómico en la región rural seleccionada, destacando los beneficios en términos de empleo, reindustrialización local y sostenibilidad económica.

4.5 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

La planificación del proyecto contempla una fase inicial de estudios y permisos, seguida por la construcción del parque solar y la instalación del sistema de almacenamiento. Posteriormente, se realizarán pruebas y puesta en marcha de la instalación. La estimación económica preliminar establece un coste total del proyecto en torno a 16,6 millones de euros, cubriendo todas las partidas necesarias desde la adquisición de terrenos hasta la instalación completa del sistema de generación y almacenamiento. Esta inversión se espera amortizar mediante la venta de energía en el mercado eléctrico, beneficiándose de las fluctuaciones de precio mediante arbitraje energético y contribuyendo a la creación de valor a largo plazo para la región.

4.6 LEGISLACIÓN APLICABLE.

El presente proyecto se ajusta a la normativa vigente en España aplicable a instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de transporte con sistemas de almacenamiento en baterías. Las principales referencias normativas, legales y técnicas consideradas son las siguientes:

- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- ITC-BT-18: Secciones de conductores de protección.
- ITC-BT-19: Instalaciones generadoras de baja tensión.
- ITC-BT-29: Instalaciones en locales con riesgo de incendio o explosión.
- ITC-BT-40: Instalaciones solares fotovoltaicas.
- Real Decreto 337/2014, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones de alta tensión (RAT).
- ITC-RAT-13: Puesta a tierra en instalaciones de alta tensión.
- ITC-RAT-21: Protección contra sobretensiones.
- ITC-RAT-22: Instalaciones interiores de alta tensión.

-
- Real Decreto 1183/2020, por el que se regula el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.
 - Circular 1/2021 de la CNMC, que establece la metodología de acceso y conexión.
 - Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.
 - Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental.
 - Real Decreto 2267/2004, Reglamento de seguridad contra incendios en establecimientos industriales (RSCIEI).
 - Normas UNE-HD 60364 (equivalente a IEC 60364): Instalaciones eléctricas de baja tensión.
 - Norma UNE 211435: Guía técnica para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
 - Norma UNE-EN 50618: Cableado para instalaciones fotovoltaicas hasta 1,5 kV.
 - Normas UNE-EN 62109-1 y UNE-EN 62109-2: Seguridad de inversores fotovoltaicos.
 - Norma UNE-EN 62477-1: Equipos electrónicos de potencia – requisitos generales de seguridad.
 - Norma UNE-EN IEC 62933-1-1: Requisitos generales para sistemas de almacenamiento.
 - Norma UNE-EN IEC 62933-5-1: Procedimientos de ensayo para BESS.
 - Norma UNE-EN IEC 62933-5-2: Requisitos de seguridad en sistemas de almacenamiento.
 - Norma UNE-EN 62619: Seguridad de baterías de litio para aplicaciones estacionarias.
 - Norma IEC 61724: Monitorización del rendimiento en instalaciones fotovoltaicas.
 - Norma IEC 61850: Comunicación para automatización de subestaciones.
 - Norma UNE-EN ISO 14001: Sistemas de gestión ambiental.
 - Norma UNE-EN ISO 50001: Sistemas de gestión energética.
 - IDAE (2011), Pliego de condiciones técnicas para instalaciones FV conectadas a red.
 - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021–2030).
 - Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

-
- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030: ODS 7, 8, 9, 11 y 13.
 - Procedimiento de Operación P.O. 12.2 de Red Eléctrica de España: requisitos para instalaciones conectadas a la red de transporte.
 - P.O. 7.4 de REE: Comunicación de indisponibilidades.
 - P.O. 9.1 y 9.2 de REE: Requisitos técnicos frente a huecos de tensión.
 - Requisitos particulares de REE para esquemas de conexión y protecciones.
 - Permiso de acceso y conexión otorgado por el gestor de la red (REE).
 - Autorización Administrativa Previa (AAP).
 - Autorización Administrativa de Construcción (AAC).
 - Autorización de Puesta en Servicio (APS).
 - Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
 - Licencia de obra y actividad del Ayuntamiento de Brazatortas.
 - Plan de gestión de residuos.
 - Estudios de impacto arqueológico y compatibilidad urbanística según la legislación autonómica y municipal.

Capítulo 5. SISTEMA/MODELO DESARROLLADO

En este capítulo se describen los equipos seleccionados para el diseño de la instalación fotovoltaica, considerando criterios técnicos y económicos. Se presentan los paneles fotovoltaicos elegidos, sus soportes, inversores estándar y bidireccionales, así como el sistema de almacenamiento en baterías. Finalmente, se explican los transformadores necesarios, la instalación eléctrica completa, incluyendo el dimensionamiento del cableado, subestaciones elevadoras y sistemas de protección y puesta a tierra. Este capítulo ofrece una visión general de los elementos esenciales para la implantación eficiente del proyecto fotovoltaico.

5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

En el siguiente apartado se van a describir los equipos elegidos para el diseño de la instalación. Los equipos han sido escogidos según los requerimientos necesarios en sus características técnicas.

5.1.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Para la selección final de los paneles fotovoltaicos se han elegido dos modelos de potencias similares de los fabricantes JA Solar y Longi Solar. A continuación, se muestran las principales características de ambos:

Número panel	Panel 1	Panel 2
Fabricante	Longi Solar	JA Solar
Modelo	LR7-72HTHF 630M	JAM72D42 LB – 630/LB
Potencia nominal (W)	630	630
Tensión en circuito abierto (V)	53,02	52,47
Tensión máxima (V)	44,78	43,90

Corriente cortocircuito (A)	15,07	16,73
Corriente máxima (A)	14,07	15,79
Eficiencia (%)	23,3	22,5
Peso (Kg)	28,5	34,6
Dimensiones (mm)	2,382 x 1,134 x 30	2,465 x 1,134 x 30
Precio (€)	~105	~110
Superficie (m ²)	2,7	2,8
Potencia (W / m ²)	233,23	225

Tabla 4: Comparativa de características técnicas de ambos módulos.

Tras comparar ambos modelos de panel, se ha podido observar cómo Longi Solar proporciona un panel algo más compacto en relación con su potencia pico, además de tener una mayor eficiencia. Es por ello por lo que será el suministrador de módulos fotovoltaicos de este proyecto, en concreto el modelo que se instalará es el LR7-72HTHF 605 ~ 630M, de 630 W. Las características se encuentran en el Anexo II [28].

5.1.2 SOPORTES

Para asegurar el sustento de los módulos fotovoltaicos se han elegido soportes fijos COREflex de la marca Polar Racking. El diseño de los soportes principalmente ha sido determinado por la superficie de los módulos. Los soportes seleccionados permiten dos filas de paneles con dos columnas cada uno, dividiéndolos en grupos de cuatro.



Ilustración 15: Disposición de los módulos en los soportes.

Los soportes son de acero galvanizado G90 con una estructura modular simple de fácil instalación. Se ha elegido cimentación al suelo fija debido a su simplicidad y durabilidad. El ángulo de inclinación de los módulos será de 30° con respecto al suelo [29].

5.1.3 INVERSORES

Para transformar la tensión en corriente continua a corriente alterna se han escogido inversores en cadena de la marca SUNGROW, en concreto el modelo SG350HX.

	Inversor
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG350HX
Tensión máxima DC (V)	1.500
Máxima Corriente DC (A)	30
Máxima Corriente de Cortocircuito (A)	60
Rango Tensión MPPT (V)	500-1.080
Número de entradas MPPT	12-16
Número de cadenas por entrada	2
Potencia máxima (kVA) a 30°C	352
Tensión nominal AC (V)	800
Eficiencia (%)	99.02
Factor de potencia (cos ϕ)	>0,99

Tabla 5: Datos del inversor [30].

Para el sistema de almacenamiento, será necesario un inversor tipo bidireccional, capaz de transformar el tipo de corriente de continua a alterna y viceversa según convenga. Para unificar los criterios de cableado con el resto de la instalación, se utilizará un modelo CPS2500 de la marca DYNAPOWER, con una tensión nominal de 800 V en el lado de alterna, al igual que los inversores de las estaciones de potencia.

	Inversor
Fabricante	Dynapower
Modelo	CPS2500
Tensión máxima DC (V)	1.500
Máxima Corriente DC (A)	2.340
Rango Tensión DC (V)	511-1.500
Potencia máxima (kVA)	2.672
Tensión nominal AC (V)	800
Máxima Corriente AC (A)	1.928
Eficiencia (%)	98,58
Factor de potencia (cos ϕ)	Four-quadrant

Tabla 6: Inversor bidireccional del sistema de almacenamiento [31].

5.1.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Para el sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), se ha seleccionado el modelo CATL EnerOne R08306P05L31, un sistema modular basado en tecnología litio-ferrofosfato (LFP). Este equipo ha sido escogido por su compatibilidad directa con el inversor bidireccional, cuya entrada de corriente continua se sitúa en un rango de 511 a 1500 VDC, coincidiendo plenamente con la tensión operativa del rack EnerOne. A continuación, se resumen las principales características técnicas del equipo:

	Baterías
Fabricante	CATL
Modelo	EnerOne R08306P05L31
Número de celdas	416S1P (416 celdas en serie)
Dimensiones L x A x H (mm)	2.348x1.390x1.344,1
Tensión nominal en CC (V)	1.331
Rango de tensión operativa DC (V)	1.040 – 1.500
Capacidad energética útil (kWh)	232,96 – 372,7 – 407,34
Corriente nominal de carga / descarga (A)	153
Corriente máxima (1 minuto) (A)	195,8
Capacidad (Ah)	280 – 285 – 306

Tabla 7: Descripción del modelo de baterías escogido [32].

Para la colocación de las baterías, se emplearán los contenedores EnerOne+ de la propia marca CATL, que admiten hasta 10 racks de 407 kWh.

5.1.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Para poder evacuar toda la potencia eléctrica generada por la planta sin saturar las líneas, es necesario tener una adecuada disposición de los transformadores de tensión.

Al ser muy alto el salto de tensión necesario para introducir la potencia en la red de transporte de Brazatortas a 220 kV, desde la tensión de salida de los inversores a 800 V, se hace necesario definir 2 saltos: uno de baja a media tensión y el otro de media a alta tensión.

En primer lugar, se incorpora un transformador elevador de baja a media tensión (800 V / 30 kV) con conexión vectorial Dyn11. Se trata del modelo SCB10-800/35 de la marca Eaton.

	Transformador (BT / MT)
Tipo	Seco
Conexión	Dyn11
Tensión devanado primario (kV)	34,5
Tensión devanado secundario (V)	800
Potencia máxima (kVA)	4.000

Tabla 8: Datos del transformador de baja a media [33].

Posteriormente, la energía en media tensión es canalizada a una subestación de evacuación común, donde un transformador de potencia (30 kV / 220 kV) se encarga de elevar la tensión para su integración en la red de transporte. El modelo seleccionado es Golden 40 MVA de la marca Daelim.

	Transformador (MT / AT)
Tipo	Aceite
Conexión	Ynd11
Tensión devanado primario (kV)	220
Tensión devanado secundario (kV)	34,5
Potencia máxima (kVA)	40.000

Tabla 9: Transformador de media a alta [34].

5.2 *INSTALACIÓN ELÉCTRICA*

En este punto se abordan todas las instalaciones eléctricas ajenas a las propias instalaciones de potencia fotovoltaica descritas en apartados anteriores.

La instalación eléctrica del parque fotovoltaico comprende los sistemas de cableado en baja y media tensión, protecciones eléctricas, puesta a tierra y conexión con la red de transporte a 220 kV. El diseño busca garantizar la evacuación segura y eficiente de los 30 MW generados.

5.2.1 CABLEADO

En este apartado se va a dimensionar el cableado en dos zonas: por un lado, en el lado de corriente continua, antes de los inversores; y por el lado de corriente alterna, a distintos niveles de tensión.

El método de dimensionamiento de los conductores, se debe calcular la sección de los cables que satisfaga la norma establecida en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Existen tres criterios principales para su dimensionamiento: intensidad máxima admisible, caída de tensión e intensidad de cortocircuito.

5.2.1.1 *Cableado en CC*

Para el cableado en continua se ha elegido el cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 10mm² 1500V del fabricante TopCable, especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos y conexiones paneles-inversor.

El modelo cumple con el Eurocódigo EN 50618 para cableado en instalaciones fotovoltaicas. Se trata de un conductor de cobre estañado flexible, resistente a radiación UV, ozono, agua y aceites, apto para instalaciones exteriores y enterramiento directo. Soporta tensiones de hasta 1500 V en corriente continua, intensidades próximas a 95 A para una sección de 10 mm², y temperaturas de servicio entre -40 °C y +90 °C, alcanzando hasta 120 °C en sobrecarga. Presenta un radio mínimo de curvatura de 4 veces el diámetro exterior y es

compatible con conectores tipo MC4 (especiales para conexiones de módulos fotovoltaicos) [35].

Para dimensionar los cables, es necesario en primer lugar calcular la sección de los conductores de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Sección\ conductor = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot I_{línea}}{\sigma_{cobre} \cdot \Delta U_{admisibile}}$$

Se tiene que el valor de la resistividad del cobre a 20°C es de $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$. Sin embargo, la resistividad empleada será la de la temperatura máxima que soporta el cable, que son 120°C, para ello se ha de hacer un ajuste de temperatura de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\sigma (Temperatura\ 120^{\circ}C) = \frac{1}{Resistividad\ (20^{\circ}C) \cdot (1 + Coeficiente\ T_{Cobre} \cdot (120^{\circ}C - 20^{\circ}C))}$$

Sabiendo que el coeficiente de temperatura para el cobre es de $0,00393\ ^{\circ}C^{-1}$, para dicha temperatura, el valor de conductividad es de $41,66 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

A continuación, es necesario calcular la caída máxima de tensión que admite el conductor para este tramo. El valor de caída de tensión máxima para instalaciones fotovoltaicas no se recoge en el REBT, por tanto, se escoge el valor tomado por el IDEA de acuerdo con el consenso de la práctica profesional: “(...) para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%” [36].

Asumiendo una tensión nominal de 800 V, la caída de tensión máxima será de 12 voltios.

Se tendrá en cuenta en el diseño de la instalación que, de acuerdo con el ITC-BT-40 del reglamento, los cables deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima del generador.

Se va a tomar como intensidad máxima la intensidad máxima de cortocircuito que sale de los paneles, 15,07 A. El valor de intensidad máxima, por tanto, que ha de soportar el cable

será de 18,84 amperios. Para esta intensidad máxima el valor de sección marcado por el REBT no es limitante, así que el diseño se guiará por otros criterios.

Por último, se debe calcular la longitud de los cables hasta el inversor. En este caso, se llevará a cabo un cálculo por string. Teniendo en cuenta que cada string tiene 5 soportes, y que cada soporte tiene 5 metros de largo, la línea principal por string tendrá 25 metros de largo. A continuación, hay que calcular cuántos metros de longitud de cableado se necesitan para conectar los paneles de cada soporte a la línea principal:

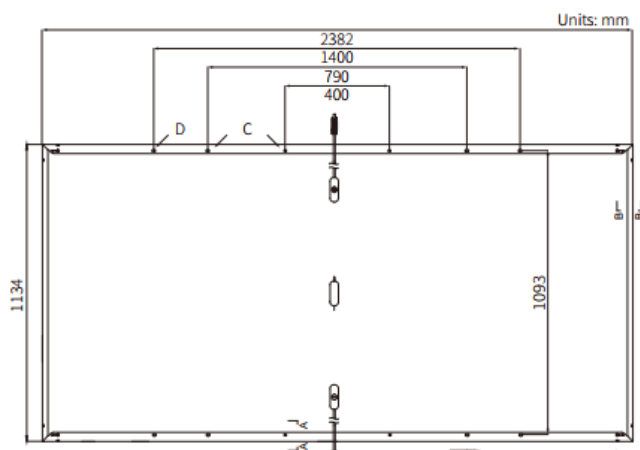


Ilustración 16: Dimensiones del panel fotovoltaico.

El conector se encuentra en la mitad del panel. Suponiendo que la línea principal del string pasa por el centro del soporte (mitad del lado largo, de 4,764 metros). Por tanto, cada módulo tendrá 1,2 metros de conexión a la línea principal. Teniendo en cuenta dos cables (ida y vuelta) por cada distancia, y haciendo un redondeo pesimista, se necesitan 100 metros por string. Sin embargo, no todos los strings tienen inversor, tan sólo hay 1 inversor por cada 23 strings. Como la distancia del string más lejano posible será de 23×6 , habrá que multiplicar la distancia promedio entre el string que contiene el inversor (distancia igual a cero) y el string más lejano (23×6 metros de ida y otros tantos de vuelta); con todo ello, se obtiene que son necesarios 3.250 metros de cable por inversor.

Con todos los cálculos anteriores, el valor mínimo de sección necesaria resulta en $7,54 \text{ mm}^2$.

De la siguiente tabla podemos ver que el valor óptimo teniendo en cuenta todas las restricciones es una sección de 10 mm².

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7	120	98	93	79	5,46

Ilustración 17: Valores de referencia del conductor TOPSOLAR PV HIZ2Z2-K.

Finalmente se comprueba la temperatura máxima que alcanzan los conductores de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Temperatura\ conductor = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) \cdot \frac{I_{l\acute{i}nea}}{I_{m\acute{a}x.\ cable}^2}$$

La temperatura obtenida es de 20,24 °C, por tanto, queda dentro del rango de temperaturas permitido.

5.2.1.2 Cableado en CA

Para el cableado en corriente alterna, se deben distinguir dos casos: los conductores que conectan los inversores con los trafos de baja a media tensión, y los que conectan dichos trafos con el de media a alta.

- **Baja tensión:**

En primer lugar, se ha de tener en cuenta que cada inversor convierte 290 kW de potencia fotovoltaica, y que cada transformador de baja a media tensión transforma hasta 4.000 kVA (aproximadamente 4.000 kW), cada uno de estos transformadores irá conectado a 13 inversores como máximo.

Los inversores se encuentran debajo de alguno de los módulos de sus strings correspondientes. Se dimensionará el cableado entre estos y los transformadores de baja a

media tensión en base a la distancia del cable más largo con el fin de que el diseño se realice del lado de la seguridad.

Para este primer tramo, de nuevo se han de tener en cuenta los tres criterios anteriores: intensidad máxima, caída de tensión máxima y corriente de cortocircuito.

Se va a emplear el cable XLPE/PVC Single Core Aluminium SDI del fabricante Nexans, son conductores de aluminio con aislamiento XLPE para 0,6/1 kV.

Como la potencia de cada inversor es de 290 kW y la tensión en baja tensión es de 800 V, la intensidad de corriente de cada línea entre inversores y transformadores será de 209 amperios, que según el REBT y sin hacer ninguna corrección de minoración requiere una sección de al menos 185 mm².

Para la comprobación de intensidad de cortocircuito se calculará la sección en base a la siguiente ecuación:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k}$$

La constante térmica del aluminio con aislamiento XLPE es 94. Además, se establece que, para líneas inferiores a 36 kV, la intensidad de cortocircuito no debe superar los 25 kA durante un segundo, por lo que al sustituir dichos valores en la ecuación se obtiene una sección mínima de 256 mm².

La sección mínima por razones de caída de tensión se calcula, igualmente, por la siguiente ecuación:

$$Sección\ conductor = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot I_{línea}}{\sigma_{aluminio} \cdot \Delta U_{admisibile}}$$

Asumiendo una intensidad de línea de 209 A, la caída de tensión es de 12 V y la conductividad del aluminio ajustado es de 25,38 $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$, la sección mínima es de 1218,75 mm².

De acuerdo con las secciones disponibles se emplearán tres cables de 500 mm².

ALUMINIUM CONDUCTOR

Cross section [mm ²]	Nom. overall diam. [mm]	Approx. weight [kg/100m]	Max. pull tension of cond. [kN]	Min. bend. rad. during instal. [mm]	Min. bend. rad. installed [mm]	Nexans Ref.
50	13.1	23.0	2	155	105	BDBA19AA001CXNA
70	14.9	31.0	4	180	120	BDBA20AA001CXNA
95	16.8	40.0	5	200	135	BDBA22AA001CXNA
120	18.4	49.0	6	220	145	BDBA23AA001CXNA
150	20.5	60.0	8	245	165	BDBA24AA001CXNA
185	22.4	72.0	9	270	180	BDBA25AA001CXNA
240	25.1	91.0	12	300	200	BDBA26AA001CXNA
300	27.6	112.0	15	330	220	BDBA27AA001CXNA
400	31.1	142.0	20	375	250	BDBA28AA001CXNA
500	35.3	185.0	25	425	280	BDBA30AA001CXNA

Ilustración 18: Secciones de conductor de aluminio de Nexans.

- **Media tensión:**

Para conectar los transformadores secundarios con el principal, se tomará la distancia desde el punto más lejano con el fin de dimensionar el cableado del lado de la seguridad, es decir, de 800 metros de línea.

La caída de tensión admisible es del 0,5% de la tensión nominal y la intensidad máxima es de 67 A (de acuerdo con la potencia del trafo secundario).

Según el ITC-LAT 06 es necesario realizar algunos factores de corrección: como se asume una profundidad de 1,5 metros con un terreno a 25°C se aplicará un factor de corrección de 0,97; también se aplicará otro factor por agrupación de circuitos de 0,76, resultando la corriente final en 90,88 A.

Para ese valor de intensidad, y como el conductor tiene un aislamiento EPR, sería necesaria una sección de 25 mm².

Asumiendo la misma conductividad del aluminio que antes y de acuerdo con la siguiente ecuación, la sección mínima es de 59,16 mm².

$$Sección\ conductor = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot I_{línea}}{\sigma_{aluminio} \cdot \Delta U_{admisible}}$$

Finalmente, se calcula la corriente de cortocircuito:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k}$$

En primer lugar, hay que calcular la corriente de cortocircuito, la cual depende de la impedancia parcial del transformador de media:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%}$$

Como la impedancia parcial del transformador es el 6%, la corriente de cortocircuito será de 1.514,67 A.

Para un tiempo de cortocircuito de 1 segundo y una constante $k = 143$ (cable de cobre con aislamiento EPR y temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C), la sección resultante mínima será de 10,6 mm².

Como la sección mínima la establece el criterio de caída máxima de tensión, se tomará un cable de 70 mm².

DATOS TÉCNICOS

Sección del conductor [mm ²]	Diámetro del conductor [mm]	Espesor nom. de aislamiento [mm]	Espesura de la cubierta [mm]	Diámetro sobre aislamiento [mm]	Diámetro externo [mm]	Peso aprox. [kg/km]
50	8.18	8.2	1.8	27.0	33	1392
70	9.7	7.5	1.8	27.0	33	1556
95	11.3	7.5	1.8	28.5	34.5	1848
120	12.6	7.5	1.9	30.0	36	2130
150	14.2	7.5	1.9	31.5	38	2444
185	15.58	6.5	1.9	31.0	37	2641
240	18.0	6.5	2	33.0	40	3278
300	20.4	6.5	2.1	36.0	42.5	3946
400	22.6	6.5	2.2	38.0	45	4768
500	25.9	6.5	2.3	41.2	49	5868

Ilustración 19: Catálogo del conductor Nexans de media tensión.

5.2.1.3 Cableado del sistema BESS

De igual forma que en la zona de generación, en la zona de almacenamiento se diseña el cableado distinguiendo entre corriente continua y alterna.

- **Corriente continua**

En primer lugar, se calcula la sección del cableado de corriente continua que sale de cada rack, para luego calcular la sección del cable suma de los 10 racks que va a parar a cada inversor.

El 125% de la intensidad de corriente máxima es 191 A, que requiere una sección de 95 mm² del conductor Prysmian TECSUN (PV) H1Z2Z2-K.

A continuación, se comprueba que tanto la caída de tensión máxima como la corriente de cortocircuito son menos limitantes [37]:

$$Sección\ conductor = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot I_{línea}}{\sigma_{aluminio} \cdot \Delta U_{admisible}} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 153}{41,7 \cdot 0,015 \cdot 1331} = 3\ mm^2$$

$$S \geq \frac{I_{CC} \cdot \sqrt{t}}{k} = \frac{10000 \cdot \sqrt{1}}{115} = 87\ mm^2$$

Como se tienen 10 racks por cada inversor bidireccional (uno por contenedor), cada uno con 153 A de corriente, la intensidad de corriente suma será de 1913 A. Para ello se necesitarán 4 conductores Prysmian TECSUN (PV) H1Z2Z2 – K de 400 mm². Calculando la caída de tensión máxima y la corriente de cortocircuito, las exigencias son menores y por tanto menos limitantes en el diseño [38].

- **Corriente alterna**

Para el tramo de baja tensión la corriente máxima es de 2.410 A, lo cual requiere 5 conductores paralelos de 500 mm² del conductor Nexans XLPE/PVC 0,6/1 kV-Al [39].

Finalmente, el tramo más largo será el de media tensión debido a la menor sección requerida.

Para el tramo de media tensión el criterio de corriente máxima es limitante de nuevo, siendo ésta igual a 240 A. Para ello es necesario una sección 95 mm², del conductor Prysmian N2XSY 18/30 kV Cu-XLPE/PVC [40].

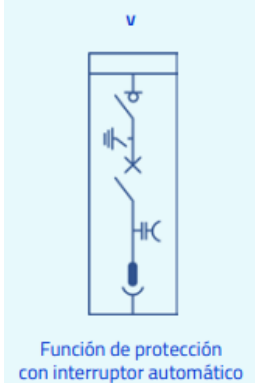
5.2.2 SUBESTACIONES ELEVADORAS.

Encargadas de subir la tensión del sistema de 800 V (baja tensión) a 34,5 kV (media tensión).

5.2.2.1 Subestaciones elevadoras secundarias

Las subestaciones pequeñas recogen la potencia generada por los módulos y transformada por los inversores para subirla a media tensión y pasarla a la subestación principal, que se encuentra en la propia subestación de la red aneja a la finca.

Para el diseño de estas subestaciones se va a emplear el transformador de Eaton, descrito en la parte de equipos. El resto de las celdas se describen a continuación:

Baja tensión		
Cuadro general Baja Tensión	Corte general, distribución y protección 800 V	Siemens SIVACON S4
Interruptor general	Corte general	Schneider Electric MasterPact NW
Seccionador derivaciones a inversores	Seccionamiento: ramas de inversores	Telergon S6
Protección frente a sobretensiones	Surge Protection Device tipo I+II	ABB OVR T1-T2
Media tensión		
Celda de protección	Interrupción y protección del transformador	 Función de protección con interruptor automático

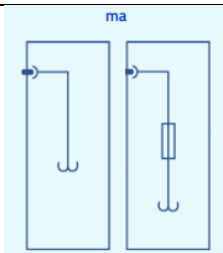
Celda de servicios auxiliares	Alimentar el trafo 34,5/0,4 kV mediante interruptor de carga + fusibles	 Función de medida y servicios auxiliares
-------------------------------	---	---

Tabla 10: Celdas de las subestaciones secundarias en ambos devanados.

5.2.2.2 Subestación de evacuación

En este caso, debido a la alta tensión que se alcanza en el secundario del transformador y por sencillez, se ha decidido acoplar el centro de transformación a la propia subestación aneja a la finca.

Para la instalación, se requiere el permiso de Red Eléctrica de España. El procedimiento de operación P.O. 12.2: “Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio” establece varios esquemas de conexión para productores particulares [41].

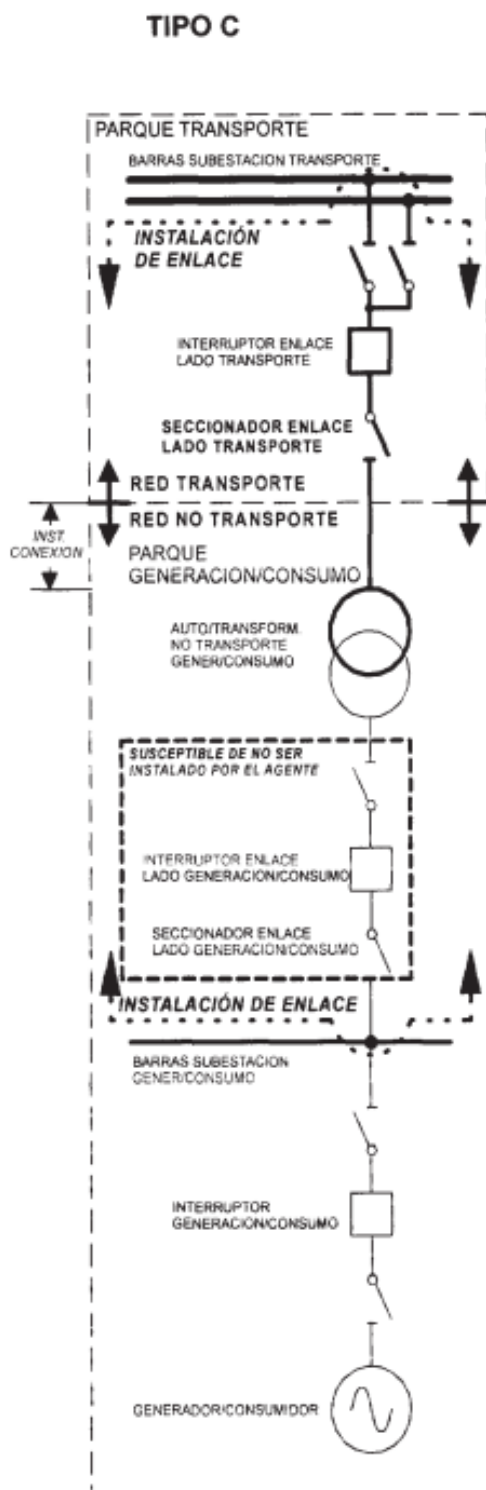
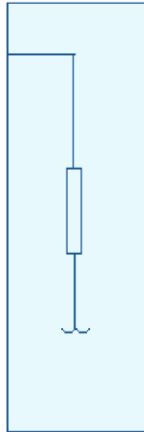
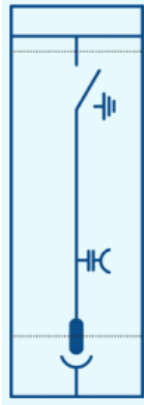


Ilustración 20: Requisitos de diseño y equipamiento.

Además, deben incluirse los trabajos de obra civil necesarios para la instalación del centro de transformación (cubeto de aceite, losas de cimentación de equipos, etc.).

Las celdas serán del fabricante Ormazábal, modelo cpg.1. Se añade una celda de medida para el cálculo de la potencia suministrada.

Equipo	Descripción	Esquema
Celda de medida	Contaje de energía	
Celda de seccionamiento	Apertura de circuito por mantenimiento	

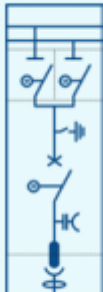
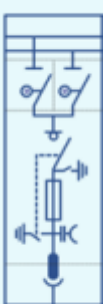
Interruptor automático (hasta 36 kV)	Protección frente sobretensiones	v2  Interruptor automático
Celda de protección con fusibles (hasta 36 kV)	Protección frente sobretensiones	f2  Protección con fusibles

Tabla 11: Celdas de la subestación principal en el lado de media tensión [42].

5.2.3 PROTECCIONES

En el presente diseño no se añaden relés ni dispositivos de protección externos porque la propia arquitectura de la planta ya asegura la detección y el despeje selectivo de cualquier contingencia:

5.2.3.1 Celdas de MT

- Relés digitales multifunción incluidos en las celdas de Ormazábal.
- Disparo directo sobre el interruptor de celda y comunicación a SCADA para actuación remota.
- Ajustes coordinados según el P.O. 12.2 de Red Eléctrica y la curva tiempo-corriente de la planta.

5.2.3.2 Cuadros de BT y servicios auxiliares

- Interruptores MasterPact NW programados como respaldo.
- Seccionadores Telergon S6 en derivaciones a inversores.
- Descargadores SPD tipo I+II contra sobretensiones transitorias y permanentes.

5.2.3.3 Equipos principales

- Transformadores: Relés Buchholz, relé de presión súbita, sondas Pt-100, sensores de sobrecorriente en baja tensión.
- Inversores SG350HX: sobrecorriente CC/CA, detección de fallo de aislamiento y seccionador en carga BT.
- BESS CATL EnerOne: BMS redundante con protección por celda (tensión, temperatura) y contactores de corte ≤ 10 ms.

Por todo ello y por simplicidad, no se requiere ingeniería de protecciones adicional.

5.2.4 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación depende de si se está diseñando a baja o media tensión.

5.2.4.1 Baja Tensión

Se dimensiona la puesta a tierra para el tramo de instalación comprendido entre los módulos y sus cajas de conexión, esas cajas y los inversores, así como entre los inversores y las subestaciones secundarias. Esta conexión debe ser ajena a la compañía distribuidora, tal y como establece el REBT.

De acuerdo con el REBT, para calcular la sección del conductor de protección se debe acudir a la Tabla 2 de la ITC-BT-18:

Sección conductores fase de instalación	Sección de los conductores de protección
$S \leq 16$	$S_p = S^*$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S / 2$

Tabla 12: Secciones de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18.

Entonces, con las secciones que se tienen de fase, se tienen 10 mm² entre módulos e inversores y 250 mm² entre inversores y embarrado AC.

Cada una de las ocho subestaciones secundarias quedan rodeada por un anillo de cobre desnudo de 35 mm² enterrado a 0,6 m de profundidad; en dicho anillo se hincan seis picas de acero-cobre de 16 mm de diámetro y 2,4 m de longitud.

Con la resistividad media medida sobre el terreno, $\rho \approx 100 \Omega \cdot \text{m}$, la resistencia aproximada de una pica aislada resulta 35 Ω . Al conectarlas en paralelo la resistencia local desciende según la ecuación:

$$R_{||} = \frac{R_1}{n} = \frac{35\Omega}{6} \approx 5,8\Omega$$

El sistema BESS replica el esquema con ocho picas, alcanzando unas 3 Ω .

Los anillos se interconectan mediante una malla de conductores de cobre desnudo de 35 mm² que mejora la resistencia “vista” desde cualquier punto metálico.

5.2.4.2 Media tensión

En la zona de media tensión debe ponerse la puesta a tierra de la subestación conforme a la ITC-RAT-13.

En primer lugar, es necesario calcular la tensión de paso máxima y la tensión de contacto. Se establece la resistencia de calzado como igual a 2000 Ω. Es importante resaltar que la tensión de paso admisible es 10 veces mayor que la tensión de contacto.

$$Tensión_{Contacto} = Tensión_{Contacto} \cdot \left(1 + \frac{\frac{R_{Calzado}}{2} + 1,5 \cdot R_{Suelo}}{1.000}\right)$$

$$Tensión_{Paso} = Tensión_{PasoAdm} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{Calzado} + 6 \cdot R_{Suelo}}{1.000}\right)$$

La siguiente ilustración muestra los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta.

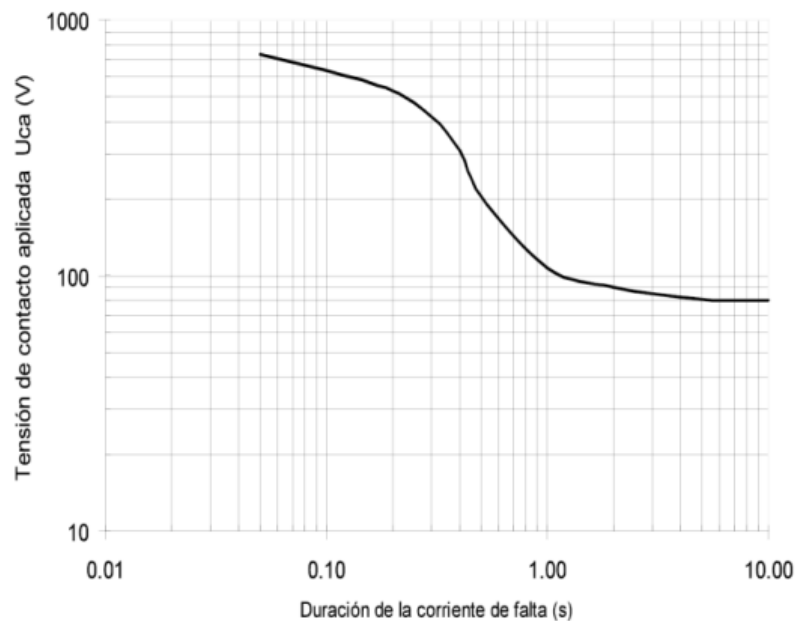


Ilustración 21: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta.

Para un tiempo de falta de 0,2 segundos, la tensión de contacto es de 528 V. La tensión de paso máxima admisible, por tanto, será de 5.280 V. El resultado es que la máxima tensión de paso es 29.568 V y la de contacto 1.135 V.

Se utilizarán conductores de cobre enterrados de 20 mm de diámetro.

5.3 DISEÑO DE LA PLANTA

En este apartado se concretarán las conexiones y ubicaciones de todos los equipos expuestos, así como otras especificaciones de diseño que se consideren.

5.3.1 ZONA DE GENERACIÓN

Para una correcta optimización de la superficie de la parcela es necesario garantizar que los módulos reciben al menos 4 horas de sol a mediodía. Es por ello por lo que se hace necesario calcular la distancia entre módulos, puesto que una separación suficiente entre ellos evita la creación de sombras a ciertas horas del día. A continuación, se muestra la ecuación del cálculo de la distancia mínima entre módulos:

$$Distancia \geq \frac{Altura\ de\ los\ módulos}{\tan(61^\circ - Latitud)}$$

La latitud de la finca se encuentra entre 38° 38' 43''N y 38° 38' 57''N. El promedio está entre 38° 38' 50''N que será el valor introducido en la ecuación.

Respecto a la altura de los módulos, se ha de tener en cuenta que los soportes permiten dos filas de ellos unidas, con una inclinación de 30°.

$$Altura\ de\ los\ módulos = 1,134 \times 2 \times \sin(30^\circ)$$

La altura obtenida es de 1,134 metros. El valor obtenido de distancia entre módulos deberá entonces ser superior a 2,76 metros.

Para calcular el área que ocupan los módulos es necesario calcular el largo y ancho del conjunto de 4 paneles que soporta cada estructura. Para el largo, se ha de tener en cuenta la proyección sobre la horizontal del panel inclinado. En este caso, se tienen dos paneles seguidos de 1,134 metros y, por tanto, su proyección horizontal es de 1,96 metros.

Finalmente, la distancia necesaria entre dos soportes resulta en 4,72 metros, que se redondeará a 5 para facilitar los cálculos.

La anchura de las dos columnas de módulos será de 4,764 metros, se dejarán por tanto 2,236 metros entre soportes a modo de pasillos para que los técnicos puedan tener espacio suficiente para operar y hacer el mantenimiento necesario de la planta cómodamente.

Con todo lo anterior, contando con las distancias de pasillo y de separación entre módulos, el área total por soporte con cuatro módulos es de 30 (5x6 metros) metros cuadrados.

De cara a optimizar la parcela, se va a dividir la superficie total entre dos zonas diferenciadas: la zona de generación, con los paneles fotovoltaicos, y la zona auxiliar, con las baterías y el resto de los equipos.

Para el área de generación se ha aprovechado la parte de la finca con geometría más regular, creando una superficie rectangular de 860 x 444 metros.

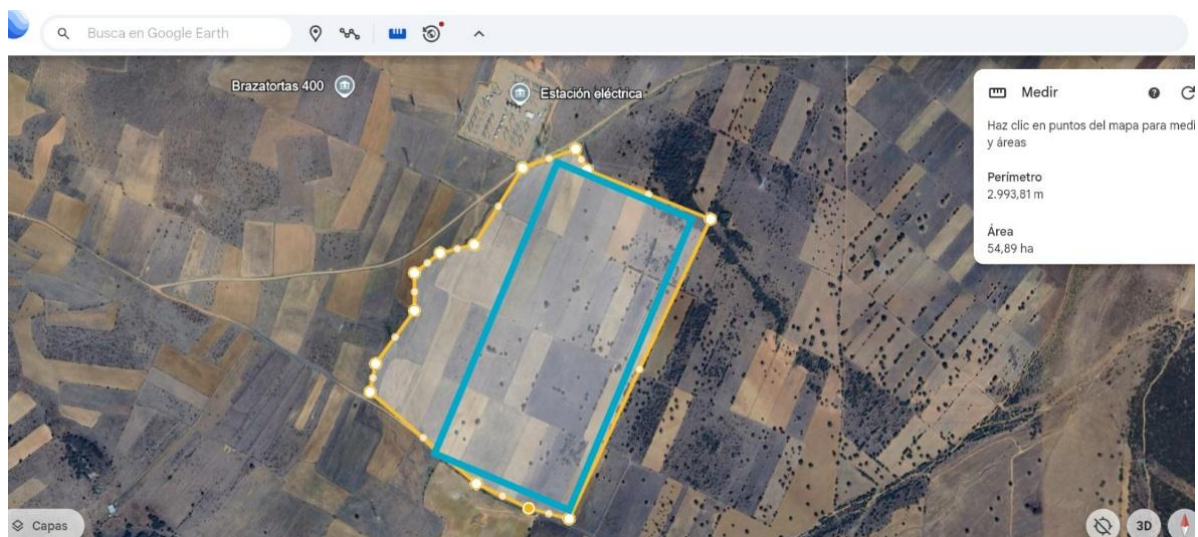


Ilustración 22: Zona de generación aproximada.

La zona de generación tiene un ángulo con respecto al sur de 30°, mientras que el azimutal óptimo para los módulos es de -3°. Se vuelve por tanto necesaria la comparación de la generación eléctrica bajo las dos disposiciones posibles: optimizando el ángulo de incidencia

para aprovechar el mayor número de horas de radiación solar, u optimizando por el número máximo de módulos posible; de tal forma que la disposición que maximice la generación eléctrica será la óptima y, por tanto, la elegida.

A continuación, se muestran en AutoCAD ambas disposiciones:

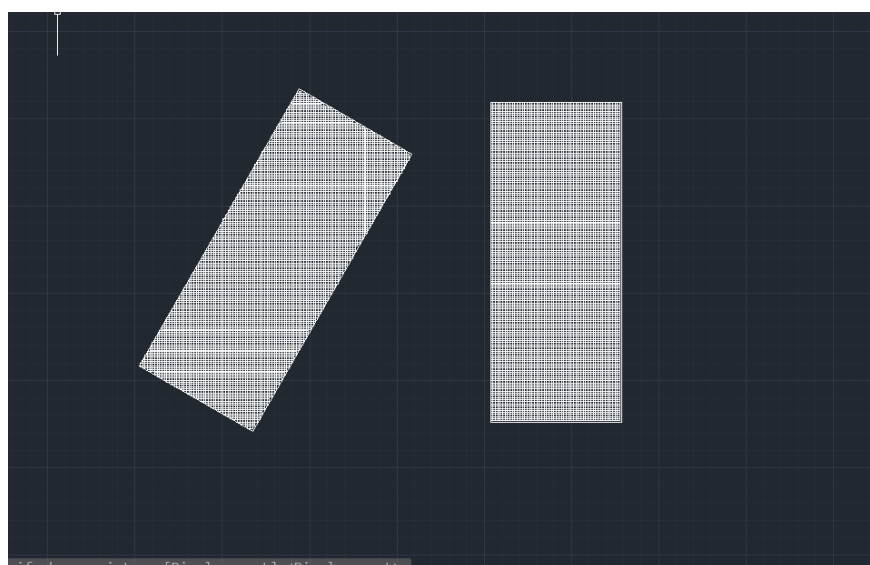


Ilustración 23: Comparación de ambas disposiciones de optimización de la parcela.

Tras calcular el número de soportes en ambas áreas se han obtenido 10.639 (de 5x6 metros, con cuatro módulos cada uno) bajo el método de optimización por radiación solar (izquierda en la imagen) y 11.830 bajo el método de optimización geométrica (derecha en la imagen).

El siguiente paso es calcular cuál es la potencia total instalada en ambas disposiciones y cuál genera más energía, de acuerdo con las simulaciones de cálculo de PVGIS:

Método	N.º de paneles	Potencia instalada	Energía generada
Radiación solar	42.556	26,81 MW	43,38 GWh
Geométrica	47.320	29,81 MW	47,30 GWh

Tabla 13: Comparativa de métodos de optimización de la parcela.

Simulaciones con PVGIS:

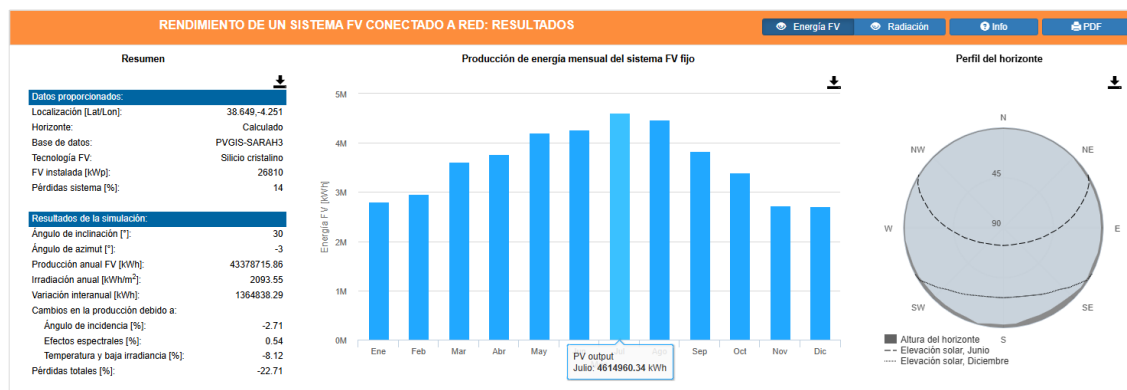


Ilustración 24: Simulación del modelo optimizado por el ángulo de incidencia de la radiación.

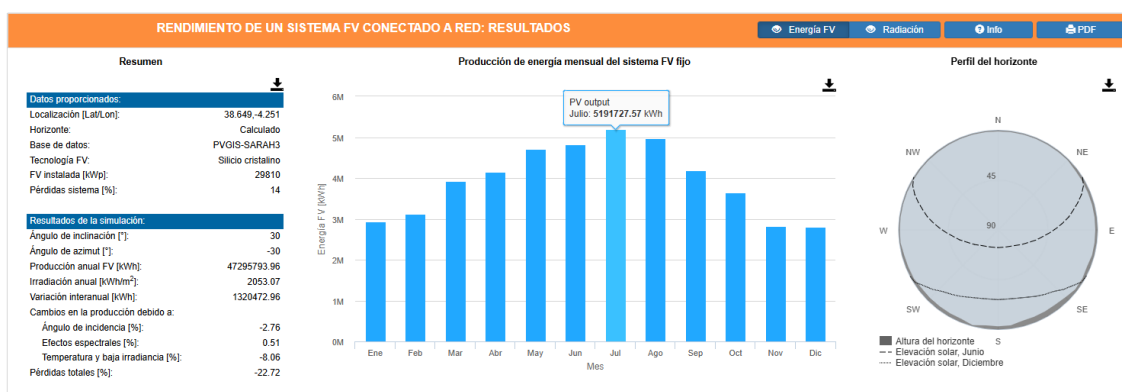


Ilustración 25: Simulación del modelo optimizado por la geometría de la parcela.

Tal y como se puede observar, es más conveniente desde el punto de vista de maximización de la generación eléctrica optimizar la planta geométricamente. Por tanto, la parcela contiene 11.840 soportes, distribuidos en 74 columnas y 160 filas (dejando 3 filas a modo de pasillos con la anchura de una sección de 5x6 metros entre cada una de las cuatro estaciones de potencia) [43].

Para el diseño de los strings, por seguridad, se ha tenido en cuenta la tensión en circuito abierto y la tensión máxima que admite el inversor en su rango normal de funcionamiento. Así, se obtiene un máximo de 20 paneles por cada string, o lo que es lo mismo, 5 soportes. El inversor admite más del doble de la corriente máxima de cortocircuito, así que admite sin problemas los 2 strings por entrada.

Sin embargo, los inversores están limitados a 295 kVA a una temperatura mayor a 50°C. Como la posibilidad de que se alcance esa temperatura en ciertos períodos del año se considera probable y el diseño de la planta siempre se realiza garantizando la seguridad, se va a tomar esa potencia como limitante para el cálculo del número de strings por inversor. Cada string contiene 20 módulos, lo que suponen 12,6 kW; sabiendo que el factor de potencia del inversor es muy cercano a la unidad, así que por cada inversor caben 23 strings por inversor, menos de los 32 strings conectables como máximo (2 strings x 16 entradas MPPT). La potencia total convertida por cada inversor será entonces de 290 kW.

La arquitectura distribuida con inversores string tiene sus ventajas en modularidad, tolerancia a fallos y control de seguimiento MPPT. Aunque existen soluciones con inversores centrales, esta opción mejora el rendimiento en terrenos irregulares, reduce el riesgo de fallo global y es habitual en plantas modernas de hasta 50 MW.

5.3.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este apartado se detallan las conexiones entre equipos, así como la ubicación de todos los elementos de seguridad ya dimensionados.

Los transformadores de las subestaciones secundarias admiten hasta 4.000 kVA de potencia aparente. Como su factor de potencia es alto, se asume que admiten igualmente 4.000 kW de potencia activa. Al ser la planta de una potencia total de aproximadamente de 30 MVA, se necesitarán 8 subestaciones secundarias para elevar toda la potencia a media tensión.

Finalmente, las ocho subestaciones evacuarán toda su potencia a través de una segunda subestación de evacuación que elevará la tensión a 220 kV, apto para conectarse a la red de la estación de Brazatortas.

5.3.3 ZONA DE ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento consta de racks de baterías como las definidas anteriormente y apilados en contenedores para aumentar su capacidad.

Como la subestación de evacuación está compartida entre la instalación fotovoltaica y ésta ocupa 30 MW de potencia, la potencia máxima de carga y descarga de la zona de almacenamiento no superará la potencia restante de la subestación; es decir, la zona de almacenamiento tendrá un flujo máximo de carga y descarga de 10 MW, para no superar los 40 MW de la subestación.

Para cargar la batería se necesita corriente en continua, por tanto, normalmente se instalan inversores bidireccionales como los mencionados anteriormente para permitir el flujo de corriente en ambos sentidos. Como cada inversor tiene una potencia máxima de 2,5 MW, se necesitarían cuatro inversores en total, sin embargo, en términos de corriente, será necesario sobredimensionar la instalación para que la suma de las intensidades de los racks no lo quemen.

De acuerdo con las dimensiones de la planta, se van a colocar 30 MWh de capacidad de almacenamiento energético, por tanto, tardará 3 horas en cargarse totalmente con la potencia límite. Como aproximadamente un rack puede almacenar hasta 400 kWh, se necesitarán 80 racks para almacenar el total, por tanto, se utilizarán 8 contenedores de 10 racks cada uno.

Además, como la potencia es de 10 MW, el sistema utilizará otras tres subestaciones elevadoras (de 4 MW) para elevar la tensión saliente de las baterías a 800 V hasta media tensión donde entra como el resto a la subestación.

El cableado requerido para los conductores suma de los racks y de los inversores se mirará al mínimo imprescindible por su gran sección y precio. Por ello los equipos eléctricos irán cerca de la zona de contenedores y, en última instancia, se alargará la distancia del cable de media tensión.

Se incorporará un centro de control basado en SCADA para monitorizar la conexión y el estado de carga y descarga de la estación de almacenamiento. La señal se controlará desde un EMS (Energy Management System) el cual dará la orden al sistema SCADA para monitorizar el circuito. Por último, habrá una aplicación disponible para el usuario donde monitorizar por control remoto el sistema.

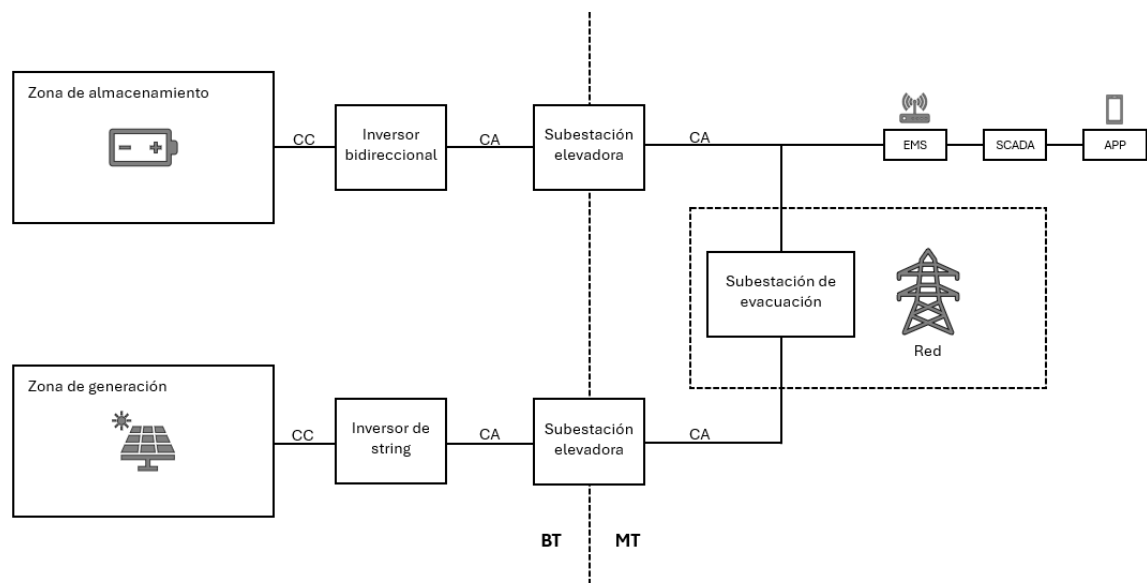


Ilustración 26: Resumen de la arquitectura incluyendo almacenamiento y sistema de control.

Capítulo 6. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero del parque solar fotovoltaico con almacenamiento constituye una pieza esencial para evaluar la rentabilidad y sostenibilidad económica del proyecto a lo largo de su vida operativa. Este análisis contempla tanto los costes iniciales de inversión en los equipos fotovoltaicos y sistemas de baterías como los ingresos derivados de la venta de energía generada, incluyendo el valor adicional que aporta la capacidad de arbitraje energético.

6.1 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

En cuanto a la irradiación solar, existen tres tipos principales que determinan la producción energética de una planta fotovoltaica. La radiación directa llega desde el sol sin dispersión atmosférica, predominando en días despejados. La radiación difusa es dispersada por moléculas de aire y partículas atmosféricas, siendo especialmente relevante durante días nublados. Por último, la radiación reflejada procede del rebote de la luz solar en superficies como el suelo o el agua, afectando principalmente a instalaciones con paneles bifaciales. Este efecto se cuantifica mediante el albedo, que mide la reflectividad de una superficie, siendo mayor en terrenos claros o nevados y menor en superficies oscuras o rugosas. Estos parámetros específicos han sido obtenidos mediante PVGIS para evaluar de manera precisa el potencial solar del emplazamiento del proyecto.

Irradiación mensual sobre plano fijo:

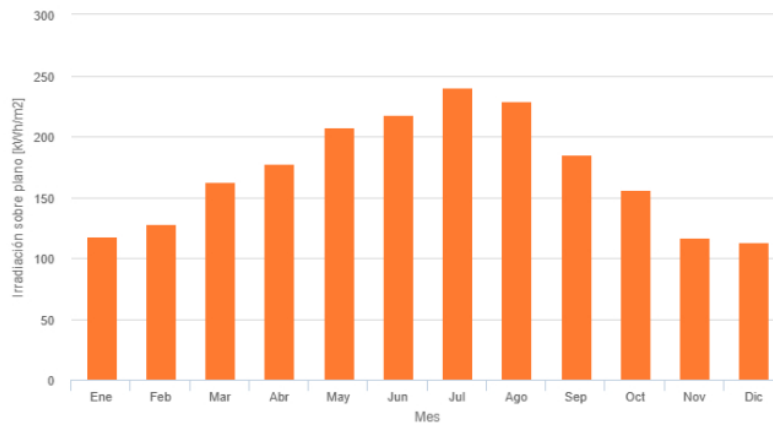


Ilustración 27: Distribución mensual de la irradiación sobre los módulos de la planta.

El análisis de producción del parque solar fotovoltaico con baterías se ha realizado utilizando el software PVGIS, que permite estimar con precisión la producción energética anual y mensual en función de los datos climáticos específicos del emplazamiento.

PVGIS facilita información detallada sobre la radiación solar directa, difusa y reflejada, fundamentales para evaluar el rendimiento de la instalación. Según el informe generado por esta herramienta, considerando una potencia total instalada de 29,837 MWp, con paneles orientados hacia -30° de azimut e inclinados 30° , la producción anual estimada es de aproximadamente 47,338 GWh.

La distribución de la producción está acumulada en los meses de verano, en los cuales aumentan las horas de sol. Cabe destacar las pérdidas por la temperatura y baja irradiancia consideradas por el sistema.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:

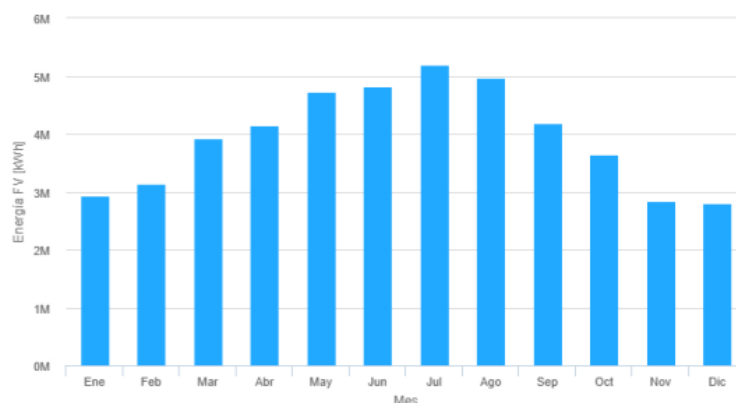


Tabla 14: Distribución mensual de la producción de energía fotovoltaica.

6.2 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Para la simulación de ingresos de la planta se van a distinguir los ingresos provenientes de la planta fotovoltaica de los provenientes del arbitraje con baterías.

El objetivo es estudiar la diferencia de retorno económico entre la instalación con o sin este sistema para valorar la viabilidad de la combinación de ambas tecnologías versus la instalación de paneles fotovoltaicos sin sistema de almacenamiento.

6.2.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Para la estimación de paneles fotovoltaicos, se ha hecho la simulación de generación eléctrica con el software de cálculo disponible PVGIS, en el cual se han detallado los ángulos de inclinación y azimut de la planta, así como las coordenadas exactas de la finca en la que se encuentra.

Una vez se tiene la producción, es necesario hacer un ajuste por pérdida de eficiencia de los paneles del 0,5% anual. El primer año la planta genera 47,337 GWh y en el último año analizado, 2050, esa producción se estima que cae a 41,972 GWh por el efecto de pérdida de eficiencia de los módulos.

Para el precio de la energía, se han empleado los valores disponibles en el mercado de futuros OMIP para el instrumento SPEL Solar. Los valores de dicho mercado son los que se muestran en la imagen a continuación. A partir de 2032, el precio de los futuros se mantiene constante.

SPEL Solar Futures - Year													
SESSION INFO				LAST DEAL			END OF DAY INFO			REFERENCE PRICES			
Contract name	Best bid (€/MWh)	Best Ask (€/MWh)	Volume (MWh)	Price (€/MWh)	Time	Volume (MWh)	Open Interest	Nr of Contracts	OTC volume (MWh)	D (€/MWh)	D-1 (€/MWh)		Transparency info
1 FTS YR-26	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	131	0	0	32.79	32.89		
1 FTS YR-27	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	80	0	0	34.12	33.92		
1 FTS YR-28	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	25	0	0	34.23	34.23		
1 FTS YR-29	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	25	0	0	32.62	32.62		
1 FTS YR-30	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	25	0	0	31.55	31.55		
1 FTS YR-31	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	30.52	30.52		
1 FTS YR-32	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	30.36	30.36		
1 FTS YR-33	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	30.36	30.36		
1 FTS YR-34	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	30.36	30.36		

Ilustración 28: Precio de los futuros de SPEL Solar.

Con todo lo anterior, los ingresos provenientes de la generación fotovoltaica resultan:

Ingresos de generación fotovoltaica			
2026	1.552.200,25 €	2044	1.313.177,87 €
2027	1.607.083,48 €	2045	1.306.611,98 €
2028	1.604.203,26 €	2046	1.300.078,92 €
2029	1.521.106,19 €	2047	1.293.578,52 €
2030	1.463.854,86 €	2048	1.287.110,63 €
2031	1.408.984,66 €	2049	1.280.675,08 €
2032	1.394.590,12 €	2050	1.274.271,70 €
2033	1.387.617,17 €		
2034	1.380.679,09 €		
2035	1.373.775,69 €		
2036	1.366.906,81 €		

2037	1.360.072,28 €		
2038	1.353.271,92 €		
2039	1.346.505,56 €		
2040	1.339.773,03 €		
2041	1.333.074,16 €		
2042	1.326.408,79 €		
2043	1.319.776,75 €		

Tabla 15: Ingresos provenientes de la generación fotovoltaica.

6.2.2 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

Para el sistema de almacenamiento de baterías, se debe tener en cuenta el método de cálculo habitual. En este tipo de sistemas, los inversores buscan “arbitrar en precio”, es decir, comprar energía eléctrica disponible a un coste reducido en ciertas horas del día para venderla en otras horas con mayor precio mayorista.

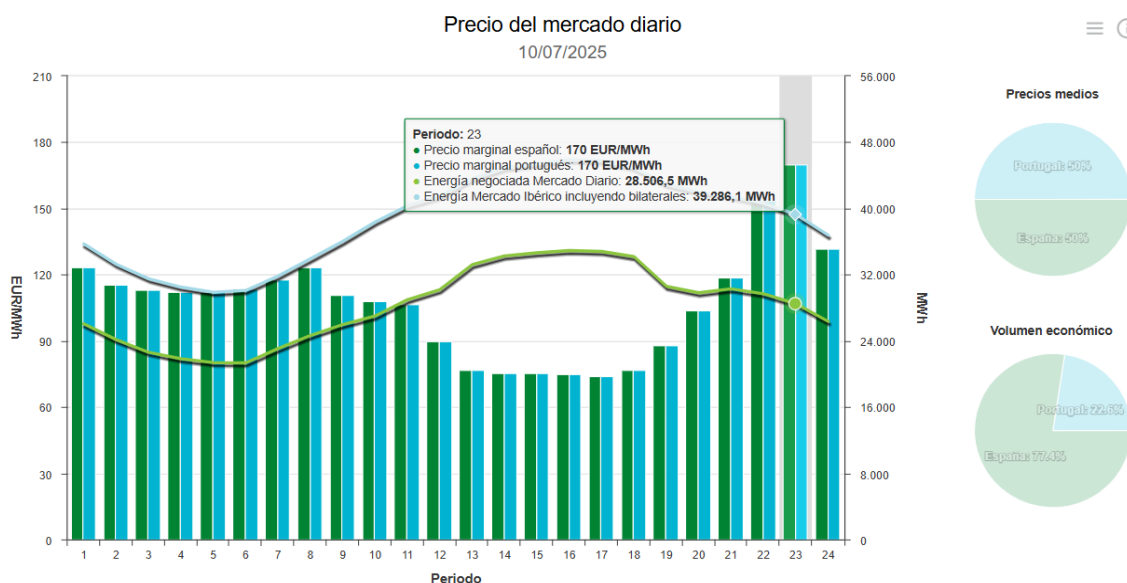


Ilustración 29: Captura del precio del MWh en el mercado SPOT el 10/07/2025.

Tal y como se observa en la imagen, en las horas centrales del día el precio del MWh en el mercado mayorista es significativamente menor que en las horas pico. Esta diferencia de precio entre el pico y el valle diario se denomina “spread”, y será el precio de venta utilizado en la estimación de ingresos del sistema de almacenamiento.

La mencionada diferencia de precios se produce por el ajuste del precio de casación en función de la oferta y la demanda de energía en cada hora del día. En las horas centrales del día, en días soleados, la generación fotovoltaica baja el precio del MWh en el mercado intradiario, mientras que, por la noche, al no haber luz solar, no existe generación fotovoltaica y el precio sube.

En la imagen a continuación se puede observar la distribución por tecnologías en el mercado intradiario.

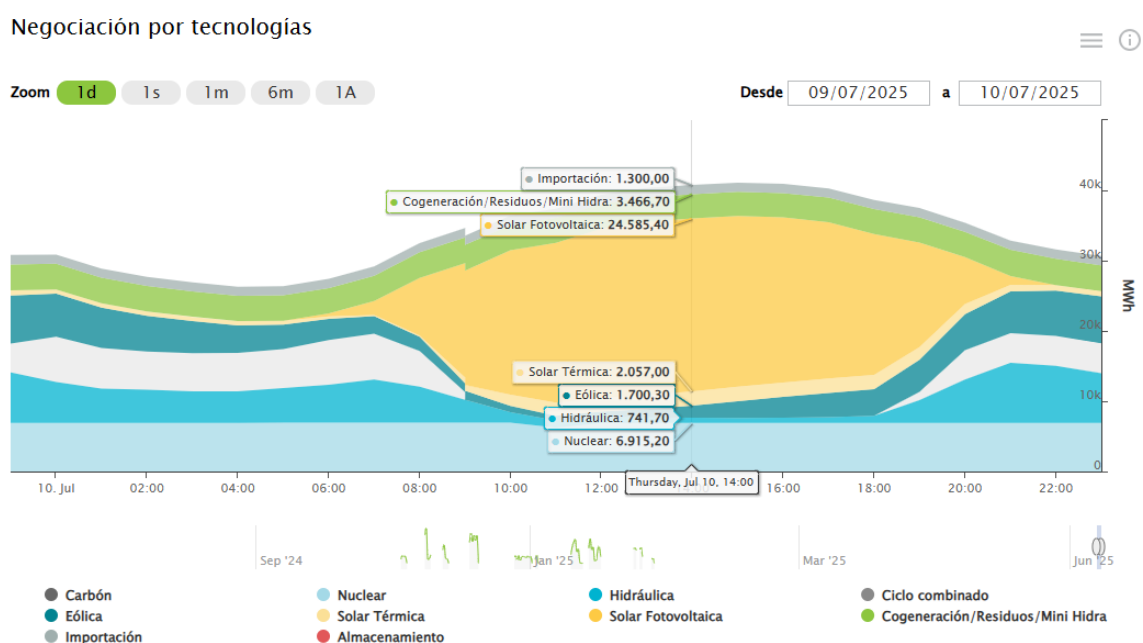


Ilustración 30: Distribución de la generación por tecnologías en el mercado mayorista.

Como la capacidad de carga de baterías del sistema es de 10 MW, se necesitan tres horas como mínimo para agotar toda la capacidad y, por tanto, se tomará el promedio de las tres horas más caras y el promedio de las más baratas para calcular el spread.

El valor del spread obtenido es de 77,10 € acorde a los datos del mercado mayorista del día 10/07/2025. Sin embargo, teniendo en cuenta que no todos los días del año van a ser así, se estimará que en promedio el spread baja un 15% anualizado. Por tanto, el valor de la diferencia de precios en el arbitraje del sistema de almacenamiento (o “spread”) es de 65,54€.

Por todo lo anterior, el método de cálculo de ingresos responde a la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos} = \text{Capacidad útil} \cdot \text{Ciclos al año} \cdot \text{Eficiencia} \cdot \text{Spread} = 467.153,68 \text{ €}$$

Se considera ciclo al proceso completo de carga y descarga de las baterías al completo, y eficiencia, a la cantidad de energía devuelta al sistema versus la cargada anteriormente en el mismo ciclo.

Se asume que la capacidad útil es igual a la capacidad total por un factor promedio de 0,8 ciclos al día, es decir, de 24 MWh. Además, se asume una eficiencia del 90% que va aumentando a una tasa de 1,5% anual en concepto de depreciación de dichas baterías y que se realizan 330 ciclos por año.

Ingresos BESS			
2026	467.153,68 €	2044	355.886,83 €
2027	460.146,37 €	2045	350.548,53 €
2028	453.244,18 €	2046	345.290,30 €
2029	446.445,51 €	2047	340.110,95 €
2030	439.748,83 €	2048	335.009,28 €
2031	433.152,60 €	2049	329.984,14 €
2032	426.655,31 €	2050	325.034,38 €
2033	420.255,48 €		
2034	413.951,65 €		
2035	407.742,37 €		
2036	401.626,24 €		
2037	395.601,84 €		
2038	389.667,82 €		
2039	383.822,80 €		
2040	378.065,46 €		
2041	372.394,47 €		
2042	366.808,56 €		
2043	361.306,43 €		

Tabla 16: Ingresos provenientes del sistema de almacenamiento.

6.3 INVERSIÓN INICIAL Y COSTES OPERATIVOS

A continuación, se detalla el conjunto de costes de inversión de la planta, así como de todos los costes de operación y mantenimiento que se necesitan para mantener la planta en funcionamiento normal.

6.3.1 CAPEX

Las inversiones de capital incluyen la compra de todos los equipos descritos en apartados anteriores, así como de la adquisición de terrenos. Se distinguen dos casos principales: la inversión en la planta de generación fotovoltaica, y la inversión de la planta incluyendo la estación de almacenamiento.

En la tabla a continuación se pueden observar todas las partidas de inversiones necesarias para la construcción de la planta:

Concepto principal	CapEx (€)
ALMACENAMIENTO	7.440.000 €
GENERACIÓN	6.248.470 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA – Cableado	1.616.750 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA – Subestación BT/MT	670.500 €
TERRENOS e INFRAESTRUCTURA	309.700 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA – Subestación MT/AT	232.100 €
PERMISOS, LICENCIAS y OTROS DOCUMENTOS	47.500 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA – Puesta a tierra	31.488 €

Tabla 17: CapEx por grupo de elementos

Para el caso de la planta fotovoltaica sin baterías, no se tiene en cuenta el gasto de la zona de almacenamiento, así como la parte proporcional del cableado, subestación elevadora y puesta a tierra. Con todo ello, el presupuesto de ambas configuraciones queda de la siguiente manera:

Concepto principal	CapEx (€)
Generación fotovoltaica	9.082.008,00 €
Generación fotovoltaica + Sistema de almacenamiento con baterías	16.596.508,00 €

Tabla 18: CapEx por cada configuración.

6.3.2 OPEX

A continuación, se muestra el resumen de los gastos operativos anuales. Los importes recogen los tres grandes bloques de coste que se han presupuestado para la fase de explotación del parque:

Concepto principal	CapEx (€)
Operación y mantenimiento de la instalación	10.000 €
Gestión y control centralizado (SCADA, EMS, seguros y telemedida)	7.500 €
Costes laborales propios de la planta (personal de operación in-situ y de guardia)	50.000 €
TOTAL OPEX	67.500 €

Tabla 19: Costes operativos de la planta.

Estas partidas cubren la supervisión técnica y correctiva de los equipos, los servicios de monitorización y soporte necesarios para mantener la planta dentro de las exigencias regulatorias, y la dotación de personal para operación diaria y turnos de mantenimiento preventivo. La suma anual estimada asciende a 67.500 € y servirá de base para la modelización financiera junto a los flujos de caja de ingresos y al CapEx previamente detallado.

6.4 RESULTADOS OBTENIDOS

La modelización financiera parte de una inflación constante, un marco fiscal estable y un coste único de la deuda, suponiendo que el 100 % de la inversión se financia con deuda amortizada a lo largo de 25 años.

En el modelo basado en la generación solar fotovoltaica se considera únicamente el desembolso inicial del campo solar y los flujos derivados de la venta de energía, descontados los gastos ordinarios de operación y mantenimiento, lo que se traduce en una TIR del 11,6% y un VAN de 5,89 M €.

En el modelo basado en la generación fotovoltaica con baterías se añade la inversión en el sistema de almacenamiento y sus instalaciones, mientras que los ingresos incluyen los

márgenes obtenidos al desplazar energía de las horas valle a las horas pico; esta estructura más compleja reduce la TIR al 10,1 % pero eleva el VAN a 9,86 M €, reflejando que el almacenamiento amplía la captura de valor a lo largo del horizonte de explotación, aunque introduce mayor sensibilidad a los precios.

Configuración	TIR	VAN
Solar fotovoltaica	11,57%	5.890.832,70 €
Solar fotovoltaica + baterías	10,08%	9.859.483,57 €

Tabla 20: Análisis de rentabilidad del proyecto con ambas configuraciones.

Finalmente, se calcula el LCOE para comparar el coste unitario de ambas opciones:

Configuración	LCOE
Solar fotovoltaica	15,41 €
Solar fotovoltaica + baterías	26,66 €

Tabla 21: LCOE bajo ambas configuraciones.

El incremento de LCOE se debe principalmente a la mayor inversión inicial asociada al sistema de almacenamiento, así como a las pérdidas energéticas derivadas del ciclo de carga y descarga. No obstante, aunque el coste nivelado de la energía se incrementa, la integración del almacenamiento mejora el aprovechamiento de la producción solar, permite capturar precios más altos en el mercado y aumenta el VAN del proyecto, lo que refleja una mayor creación de valor a largo plazo. Por tanto, si bien el LCOE es una métrica útil para evaluar eficiencia económica, no capta completamente los beneficios estratégicos del almacenamiento, especialmente en escenarios con elevada volatilidad de precios o restricciones de red.

Capítulo 7. IMPACTO AMBIENTAL

Este apartado resume el impacto ambiental derivado de la implantación de una planta solar fotovoltaica de 30 MWp con almacenamiento energético en baterías (BESS) en una finca rústica del municipio de Brazatortas (Ciudad Real), una zona caracterizada por elevada irradiación solar y marcada despoblación.

La instalación se sitúa en terreno no protegido y sin presencia de hábitats sensibles. El uso del suelo no implica deforestación ni afecta a espacios naturales catalogados. Las obras de cimentación, cableado y subestaciones elevadoras son compatibles con la topografía local, y se prevén medidas de control de escorrentías y polvo durante la fase de construcción.

No se identifican especies protegidas en la zona afectada. Se recomienda realizar un seguimiento ambiental para garantizar que no haya afectación a la fauna local durante las obras, especialmente a especies aves estacionales.

Medidas preventivas y correctoras:

1. Control de emisiones acústicas y polvo en obra.
2. Gestión adecuada de residuos y aceites.
3. Programa de vigilancia ambiental durante el desarrollo del proyecto.

El proyecto es ambientalmente viable. Con la aplicación de las medidas propuestas, el impacto ambiental será bajo o moderado, siendo ampliamente superado por los beneficios medioambientales y socioeconómicos generados por la instalación.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El presente proyecto se enmarca como una respuesta integrada a los retos técnicos, económicos y sociales del sistema energético español. La evolución del mercado en los últimos años, marcada por episodios de precios extremos, evidencia la necesidad de adoptar soluciones que permitan estabilizar el sistema y rentabilizar la inversión en generación limpia. Asimismo, el proyecto responde a objetivos de reindustrialización verde, desarrollo económico rural y alineación con los marcos regulatorios.

La solución propuesta a estos objetivos contempla la construcción de una planta solar fotovoltaica de 30 MWp con sistema de almacenamiento en baterías, diseñada para optimizar la producción energética y mejorar la rentabilidad mediante el arbitraje horario. El sistema capta energía solar durante las horas centrales del día y la almacena para su venta en franjas horarias con precios más elevados, evitando así la venta en horas de baja demanda en las que el precio del mercado puede llegar a cero. Este desacoplamiento incrementa los ingresos potenciales y reduce el riesgo.

Los resultados financieros obtenidos reflejan con claridad la aportación del almacenamiento. El LCOE de la instalación es mayor que en el caso sin almacenamiento, pero esta diferencia queda ampliamente compensada por el incremento del valor total creado. El sistema híbrido permite maximizar el valor de la energía producida y aprovechar mejor la capacidad de conexión, generando un flujo de caja más estable y resistente ante fluctuaciones del mercado eléctrico. La producción anual prevista es de 47,4 GWh, con una inversión total estimada de 16,6 millones de euros.

Como líneas futuras, se plantea la posibilidad de formalizar contratos bilaterales (PPA) con industrias locales electro-intensivas, ampliar la capacidad instalada en función de la disponibilidad de acceso a red, y explorar fórmulas de hibridación tecnológica que incluyan hidrógeno verde o integración en comunidades energéticas locales.

8.1 RECOMENDACIÓN FINAL

Finalmente, y tal como se ha podido observar en apartados anteriores, este proyecto demuestra el potencial que tiene el almacenamiento con baterías y sus múltiples ventajas tanto como para las compañías que desarrollan este tipo de plantas como para toda la sociedad en conjunto.

Añadir las baterías supone más inversión y menor tasa interna de retorno, lo que implica que las probabilidades de que el proyecto salga rentable son menores (se requiere menor descuento para que deje de ser rentable). Sin embargo, teniendo en cuenta los múltiples beneficios que da esta tecnología, se puede especular positivamente sobre el futuro de la misma: mejoras técnicas de las baterías, mejora en precio de los equipos o financiación más barata gracias a apoyo gubernamental o mayor inversión privada. Además, el inmenso valor creado con respecto a la opción tradicional de generación fotovoltaica deja ver el potencial de ingresos que tiene el arbitraje bien gestionado.

Por todo ello, este trabajo sirve para demostrar que el arbitraje en precio utilizando un sistema de almacenamiento con baterías es una opción viable y deseable en comparación con la generación renovable tradicional, aunque requiere de mejoras técnicas que aclaren su futura rentabilidad.

Resultados financieros		
	Fotovoltaica	FV + almacenamiento
Generación eléctrica	47,4 GWh	54,5 GWh
Coste de inversión CapEx	9,1 M €	16,6 M €
Ingresos anuales	1,5 M €	2,0 M €
TIR	11,57%	10,08%
VAN	5,89 M €	9,86 M €
LCOE	15,41 € / MWh	26,66 € / MWh

Tabla 22: Comparativa de los resultados financieros de ambas configuraciones.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Wikipedia, “Theory of solar cells,” *Wikipedia*, https://en.wikipedia.org/wiki/Theory_of_solar_cells.
- [2] SFE Solar, “Monocristalino vs policristalino: Diferencias, pros y contras,” *SFE Solar*, <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/monocristalino-vs-policristalino-diferencias-pros-y-contras>.
- [3] Pisapapeles, “¿Qué son las baterías LFP y cómo se comparan con otras químicas de ion-litio?,” *Pisapapeles*, <https://pisapapeles.net/que-son-las-baterias-lfp-y-como-se-comparan-con-otras-quimicas-de-ion-litio/>.
- [4] Y. Yang, X. Liu, C. Zhang, *et al.*, “High-performance LiFePO₄ cathodes for lithium-ion batteries: Fundamentals and recent advances,” *Energy Storage Materials*, vol. 57, pp. 180–199, 2023, doi: 10.1016/j.ensm.2022.11.009.
- [5] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- [6] OMIE, “Informe mensual 06/2025,” *Operador del Mercado Ibérico de Energía*, Jun. 2025. [Online]. Available: https://www.omie.es/sites/default/files/2025-07/informe-mensual_062025_es.pdf
- [7] Energía y Sociedad, “6.1 Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad,” *Manual de la Energía*, <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- [8] MIBEL, “Mercado Ibérico de Electricidad,” <https://www.mibel.com>
- [9] OMIE, “Operador del Mercado Ibérico de Energía,” <https://www.omie.es>
- [10] IDAE, “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía,” <https://www.idae.es>
- [11] REE, “Red Eléctrica de España,” <https://www.ree.es>
- [12] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*, International Renewable Energy Agency, 2022.
- [13] REE, “Capacidad de acceso a la Red de Transporte – Enero 2025,” Dirección General de Operación, Jan. 2, 2025.

-
- [14] INE, “Encuesta de población activa,” *Instituto Nacional de Estadística*, <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2852>
- [15] F. Caballero, *Madrid DF: Una ciudad con vocación de Estado*, Madrid: Editorial ARPA, 2024.
- [16] Repsol, “Nuestra historia – Complejo Industrial de Puertollano,” <https://qa-puertollano.repsol.com/es/sobre-complejo/nuestra-historia/index.cshtml>
- [17] LanzaDigital, “Lanza y la historia industrial de Puertollano,” <https://www.lanzadigital.com/blogs/arquitectura-cultura-politica/lanza-y-la-historia-industrial-de-puertollano/>
- [18] Wikipedia, “Central térmica de Puertollano,” *Wikipedia*, https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Puertollano
- [19] Wikipedia, “Empresa Nacional Carbonífera del Sur,” *Wikipedia*, https://es.wikipedia.org/wiki/Empresa_Nacional_Carbon%C3%ADfera_del_Sur
- [20] Ence, “Puertollano – Magnon Green Energy,” <https://ence.es/magnon-green-energy/puertollano-ciudad-real/>
- [21] Iberdrola, “Puertollano: Planta de hidrógeno verde,” <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- [22] CMMedia, “Inaugurada en Puertollano planta de tecnología solar pionera,” <https://www.cmmedia.es/noticias/castilla-la-mancha/ciudad-real/inaugurada-puertollano-planta-tecnologia-solar-pionera.html>
- [23] Cadena SER, “El renacimiento industrial cierra el círculo en Puertollano: Hydric se ubicará en la antigua Sevillana,” Jan. 23, 2025. [Online]. Available: <https://cadenaser.com/castillalamancha/2025/01/23/el-renacimiento-industrial-cierra-el-circulo-en-puertollano-hydric-se-ubicara-en-la-antigua-sevillana-ser-ciudad-real>
- [24] Cadena SER, “Centro de almacenamiento de datos creará un centenar de empleos directos en Puertollano,” Sep. 4, 2024. [Online]. Available: <https://cadenaser.com/castillalamancha/2024/09/04/jose-manuel-caballero-anticipa-en-la-ser-que-el-centro-de-almacenamiento-de-datos-creara-un-centenar-de-empleos-directos-en-puertollano-ser-ciudad-real>
- [25] JRC, “PVGIS – Herramientas de simulación,” *Joint Research Centre*, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
-

-
- [26] Google Earth, “Búsqueda: Brazatortas,”
<https://earth.google.com/web/search/Brazatortas/>
- [27] Sede del Catastro, “Mapa cartográfico de Brazatortas,”
<https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx>
- [28] LONGi Solar, “Hi-MO X6 Guardian,”
<https://www.longi.com/es/products/modules/hi-mo-x6-guardian-anti-polvo/>
- [29] Polar Racking, “Utility-Scale Ground Mount,” <https://www.polarracking.com/ground-mount-solar-racking/utility-scale-ground-mount/>
- [30] Sungrow, “SG350HX – Ficha Técnica,”
<https://spa.sungrowpower.com/upload/file/20221024/ES%20DS%20SG350HX%20Ficha%20T%C3%A9cnica.pdf>
- [31] Dynapower, “CPS-1250 / 2500 Datasheet,” https://dynapower.com/wp-content/uploads/2023/05/CPS-1250_2500_Datasheet.pdf
- [32] CATL EnerOne, “Batería LFP,” <https://lifepo4.com.au/catl-enerone/>
- [33] Eaton, *Dry-Type Transformer Brochure*,
<https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/utility-and-grid-solutions/transformer/dry-type-transformer/Eaton-Dry-Type-Transformer-Brochure-EN-US.pdf>
- [34] Made-in-China, “Golden Electronic Neon Power Transformer,”
<https://lindahongli.en.made-in-china.com/product/rnyYXjvknJRF/>
- [35] Lumi Solar, “Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1x10 1500V,”
<https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x10-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m>
- [36] IDAE, *Pliego de condiciones técnicas instalaciones conectadas a red*, Jul. 2011.
[Online]. Available:
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [37] TECSUN, “PV H1Z2Z2-K – Product Sheet,”
<https://shop.kpenergy.se/globalassets/product-sheets/installation-materials/tecsun-pv-h1z2z2-k-english.pdf>
- [38] Prysmian, “TECSUN(PV) H1Z2Z2-K Datasheet,”
https://dk.prysmian.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/TECSUN%28PV%29%20H1Z2Z2-K.pdf
-

-
- [39] Nexans, “Cable Premium Nexans Potencia Aluminio XLPE PVC,”
<https://www.nexans.co/.rest/catalog/v1/family/pdf/37839/Cable-Premium-Nexans-Potencia-Aluminio-XLPE-PVC>
- [40] Prysmian, *Product Catalogue*,
https://hu.prysmian.com/sites/default/files/PGHU_Productcatalogue_A4_108pg_EN_web_1.pdf
- [41] REE, “Procedimientos de operación,” <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>
- [42] Ormazabal, “CPG.1 – Aparamenta compacta de media tensión,”
<https://www.ormazabal.com/product/cpg-1/>
- [43] JRC, “PVGIS – Herramientas de simulación,” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

ANEXO I: CUENTAS FINANCIERAS

Estimación de ingresos:

Ingresos PV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Degradación anual	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Generación [MWh]	47.337,61	47.100,92	46.865,42	46.631,09	46.397,94	46.165,95	45.935,12	45.705,44	45.476,91	45.249,53	45.023,28	44.798,16
SPEL Solar Futuros [€/ MWh]	32,79	34,12	34,23	32,62	31,55	30,52	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36
Ingresos PV	1.552.200,25 €	1.607.083,48 €	1.604.203,26 €	1.521.106,19 €	1.463.854,86 €	1.408.984,66 €	1.394.590,12 €	1.387.617,17 €	1.380.679,09 €	1.373.775,69 €	1.366.906,81 €	1.360.072,28 €
Ingresos BESS	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Horas más caras	22	23	24									
Precio	153,75 €	170,00 €	132,00 €									
Horas más baratas	15	16	17									
Precio	75,44 €	75,00 €	74,00 €									
Spread	77,10 €											
Spread Ajustado (85%)	65,54 €											
Capacidad [MWh]	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Ciclos / día	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Capacidad útil	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Degradación anual	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Eficiencia	90,00%	88,65%	87,32%	86,01%	84,72%	83,45%	82,20%	80,96%	79,75%	78,55%	77,38%	76,22%
Energía por ciclo [MWh]	22	21	21	21	20	20	20	19	19	19	19	18
Ciclos / año	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Energía anual [MWh]	7.128	7.021	6.916	6.812	6.710	6.609	6.510	6.412	6.316	6.221	6.128	6.036
Ingresos BESS	467.153,68 €	460.146,37 €	453.244,18 €	446.445,51 €	439.748,83 €	433.152,60 €	426.655,31 €	420.255,48 €	413.951,65 €	407.742,37 €	401.626,24 €	395.601,84 €
Ingresos totales	2.019.353,93 €	2.067.229,85 €	2.057.447,43 €	1.967.551,70 €	1.903.603,69 €	1.842.137,26 €	1.821.245,43 €	1.807.872,65 €	1.794.630,73 €	1.781.518,06 €	1.768.533,05 €	1.755.674,12 €
Energía total [MWh]	54.465,61	54.122,00	53.781,18	53.443,12	53.107,78	52.775,15	52.445,18	52.117,85	51.793,14	51.471,01	51.151,44	50.834,40

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
44.574,17	44.351,30	44.129,55	43.908,90	43.689,35	43.470,91	43.253,55	43.037,29	42.822,10	42.607,99	42.394,95	42.182,97	41.972,06
30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36
1.353.271,92 €	1.346.505,56 €	1.339.773,03 €	1.333.074,16 €	1.326.408,79 €	1.319.776,75 €	1.313.177,87 €	1.306.611,98 €	1.300.078,92 €	1.293.578,52 €	1.287.110,63 €	1.280.675,08 €	1.274.271,70 €
2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
75,07%	73,95%	72,84%	71,74%	70,67%	69,61%	68,56%	67,54%	66,52%	65,52%	64,54%	63,57%	62,62%
18	18	17	17	17	17	16	16	16	16	15	15	15
330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
5.946	5.857	5.769	5.682	5.597	5.513	5.430	5.349	5.269	5.190	5.112	5.035	4.959
389.667,82 €	383.822,80 €	378.065,46 €	372.394,47 €	366.808,56 €	361.306,43 €	355.886,83 €	350.548,53 €	345.290,30 €	340.110,95 €	335.009,28 €	329.984,14 €	325.034,38 €
1.742.939,73 €	1.730.328,36 €	1.717.838,49 €	1.705.468,64 €	1.693.217,35 €	1.681.083,18 €	1.669.064,70 €	1.657.160,51 €	1.645.369,22 €	1.633.689,47 €	1.622.119,91 €	1.610.659,22 €	1.599.306,08 €
50.519,87	50.207,81	49.898,21	49.591,03	49.286,25	48.983,85	48.683,80	48.386,08	48.090,66	47.797,52	47.506,64	47.217,99	46.931,55

Estimación de CAPEX

			Total	16.596.508,00 €	INSTALACIÓN ELÉCTRICA - Puesta a tierra			Modelo	Unidades	Cantidad	Precio	Coste	
			Total sin BESS	9.082.008,00 €									
GENERACIÓN							PaT - Anillos BT/Trafo	m	192	14,00 €	2.688,00 €		
							PaT - Malla interconexion Anillos	m	1440	14,00 €	20.160,00 €		
							PaT - Conductor de tierra trafo MT	m	120	60,00 €	7.200,00 €		
							Picas de tierra	ud	56	12,00 €	1.440,00 €		
										SUMA		31.488,00 €	
Modelo		Unidades	Cantidad	Precio	Coste								
Módulos	Longi Solar HI-MO X6 Max	ud	47360	105,00 €	4.972.800,00 €								
Soportes	Polar Racking COREflex	ud	11840	100,00 €	1.184.000,00 €								
Inversores	SUNGROW SG350HX	ud	103	890,00 €	91.670,00 €								
			SUMA		6.248.470,00 €	INSTALACIÓN ELÉCTRICA - Subestación MT / AT			Modelo	Unidades	Cantidad	Precio	Coste

Estimación de OPEX

OPEX

Operación y mantenimiento	10.000,00 €
Gestión y control de la planta	7.500,00 €
Costes laborales	50.000,00 €
SUMA	67.500,00 €

Cuentas financieras modelo fotovoltaico

Modelo PV	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos	1.552.200,25 €	1.639.225,15 €	1.636.287,32 €	1.551.528,31 €	1.493.131,96 €	1.437.164,36 €	1.422.481,93 €	1.415.369,52 €	1.408.292,67 €	1.401.251,20 €	1.394.244,95 €	1.387.273,72 €
OPEX	67.500,00 €	68.850,00 €	70.227,00 €	71.631,54 €	73.064,17 €	74.525,45 €	76.015,96 €	77.536,28 €	79.087,01 €	80.668,75 €	82.282,12 €	83.927,77 €
EBITDA	1.484.700,25 €	1.570.375,15 €	1.566.060,32 €	1.479.896,77 €	1.420.067,79 €	1.362.638,90 €	1.346.465,96 €	1.337.833,23 €	1.329.205,66 €	1.320.582,46 €	1.311.962,83 €	1.303.345,96 €
Depreciación	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €
Depreciación acumulada	581.653,87 €	1.163.307,73 €	1.744.961,60 €	2.326.615,47 €	2.908.269,33 €	3.489.923,20 €	4.071.577,07 €	4.653.230,93 €	5.234.884,80 €	5.816.538,67 €	6.398.192,53 €	6.979.846,40 €
EBIT	903.046,39 €	988.721,28 €	984.406,46 €	898.242,90 €	838.413,92 €	780.985,04 €	764.812,10 €	756.179,37 €	747.551,79 €	738.928,59 €	730.308,96 €	721.692,09 €
Intereses	407.157,71 €	378.075,01 €	348.992,32 €	319.909,63 €	290.826,93 €	261.744,24 €	232.661,55 €	203.578,85 €	174.496,16 €	145.413,47 €	116.330,77 €	87.248,08 €
EBT	495.888,68 €	610.646,27 €	635.414,14 €	578.333,28 €	547.586,99 €	519.240,80 €	532.150,55 €	552.600,51 €	573.055,63 €	593.515,12 €	613.978,19 €	634.444,01 €
Impuestos	148.766,60 €	183.193,88 €	190.624,24 €	173.499,98 €	164.276,10 €	155.772,24 €	159.645,16 €	165.780,15 €	171.916,69 €	178.054,54 €	184.193,46 €	190.333,20 €
Beneficio neto	347.122,08 €	427.452,39 €	444.789,90 €	404.833,29 €	383.310,89 €	363.468,56 €	372.505,38 €	386.820,36 €	401.138,94 €	415.460,59 €	429.784,73 €	444.110,81 €
CAPEX	9.082.008,00 €											
FCF	- 8.153.232,06 €	1.009.106,25 €	1.026.443,76 €	986.487,16 €	964.964,76 €	945.122,42 €	954.159,25 €	968.474,23 €	982.792,81 €	997.114,45 €	1.011.438,60 €	1.025.764,67 €
TIR	11,57%											
VAN	5.890.832,70 €											
Cumulative CF	- 8.153.232,06 €	- 7.144.125,80 €	- 6.117.682,04 €	- 5.131.194,88 €	- 4.166.230,12 €	- 3.221.107,70 €	- 2.266.948,45 €	- 1.298.474,22 €	- 315.681,41 €	681.433,04 €	1.692.871,64 €	2.718.636,32 €
Payback	9 years											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Suma de costes	9.149.508,00 €	68.850,00 €	70.227,00 €	71.631,54 €	73.064,17 €	74.525,45 €	76.015,96 €	77.536,28 €	79.087,01 €	80.668,75 €	82.282,12 €	83.927,77 €
Energía generada	47.337,61	47.100,92	46.865,42	46.631,09	46.397,94	46.165,95	45.935,12	45.705,44	45.476,91	45.249,53	45.023,28	44.798,16
Costes a presente	9.149.508,00 €	65.571,43 €	63.697,96 €	61.878,02 €	60.110,07 €	58.392,64 €	56.724,28 €	55.103,59 €	53.529,20 €	51.999,79 €	50.514,09 €	49.070,83 €
Energía a presente	47.337,61 €	44.858,02 €	42.508,32 €	40.281,69 €	38.171,70 €	36.172,23 €	34.277,49 €	32.482,00 €	30.780,56 €	29.168,25 €	27.640,39 €	26.192,56 €
LCOE [€/ MWh]	15,41261452											

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1.380.337,36 €	1.373.435,67 €	1.366.568,49 €	1.359.735,65 €	1.352.936,97 €	1.346.172,28 €	1.339.441,42 €	1.332.744,22 €	1.326.080,50 €	1.319.450,09 €	1.312.852,84 €	1.306.288,58 €	1.299.757,14 €
85.606,32 €	87.318,45 €	89.064,82 €	90.846,11 €	92.663,04 €	94.516,30 €	96.406,62 €	98.334,75 €	100.301,45 €	102.307,48 €	104.353,63 €	106.440,70 €	108.569,51 €
1.294.731,03 €	1.286.117,22 €	1.277.503,67 €	1.268.889,54 €	1.260.273,93 €	1.251.655,99 €	1.243.034,80 €	1.234.409,46 €	1.225.779,05 €	1.217.142,61 €	1.208.499,21 €	1.199.847,88 €	1.191.187,62 €
581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €	581.653,87 €
7.561.500,27 €	8.143.154,13 €	8.724.808,00 €	9.306.461,87 €	9.888.115,73 €	10.469.769,60 €	11.051.423,47 €	11.633.077,33 €	12.214.731,20 €	12.796.385,07 €	13.378.038,93 €	13.959.692,80 €	14.541.346,67 €
713.077,17 €	704.463,35 €	695.849,81 €	687.235,67 €	678.620,07 €	670.002,12 €	661.380,94 €	652.755,60 €	644.125,18 €	635.488,75 €	626.845,35 €	618.194,01 €	609.533,75 €
58.165,39 €	29.082,69 €	0,00 €	29.082,69 €	58.165,39 €	87.248,08 €	116.330,77 €	145.413,47 €	174.496,16 €	203.578,85 €	232.661,55 €	261.744,24 €	290.826,93 €
654.911,78 €	675.380,66 €	695.849,81 €	716.318,36 €	736.785,45 €	757.250,20 €	777.711,71 €	798.169,06 €	818.621,34 €	839.067,60 €	859.506,89 €	879.938,25 €	900.360,69 €
196.473,53 €	202.614,20 €	208.754,94 €	214.895,51 €	221.035,64 €	227.175,06 €	233.313,51 €	239.450,72 €	245.586,40 €	251.720,28 €	257.852,07 €	263.981,48 €	270.108,21 €
458.438,25 €	472.766,46 €	487.094,87 €	501.422,85 €	515.749,82 €	530.075,14 €	544.398,20 €	558.718,34 €	573.034,94 €	587.347,32 €	601.654,83 €	615.956,78 €	630.252,48 €
1.040.092,11 €	1.054.420,33 €	1.068.748,73 €	1.083.076,72 €	1.097.403,68 €	1.111.729,01 €	1.126.052,06 €	1.140.372,21 €	1.154.688,80 €	1.169.001,19 €	1.183.308,69 €	1.197.610,64 €	1.211.906,35 €
3.758.728,43 €	4.813.148,76 €	5.881.897,49 €	6.964.974,21 €	8.062.377,89 €	9.174.106,90 €	10.300.158,97 €	11.440.531,18 €	12.595.219,98 €	13.764.221,17 €	14.947.529,86 €	16.145.140,50 €	17.357.046,85 €
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
85.606,32 €	87.318,45 €	89.064,82 €	90.846,11 €	92.663,04 €	94.516,30 €	96.406,62 €	98.334,75 €	100.301,45 €	102.307,48 €	104.353,63 €	106.440,70 €	108.569,51 €
44.574,17	44.351,30	44.129,55	43.908,90	43.689,35	43.470,91	43.253,55	43.037,29	42.822,10	42.607,99	42.394,95	42.182,97	41.972,06
47.668,80 €	46.306,84 €	44.983,78 €	43.698,53 €	42.450,00 €	41.237,15 €	40.058,94 €	38.914,40 €	37.802,56 €	36.722,49 €	35.673,27 €	34.654,04 €	33.663,92 €
24.820,57 €	23.520,44 €	22.288,42 €	21.120,93 €	20.014,60 €	18.966,21 €	17.972,74 €	17.031,32 €	16.139,20 €	15.293,81 €	14.492,71 €	13.733,57 €	13.014,19 €

Cuentas financieras modelo híbrido

Modelo PV + BESS	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos	2.019.353,93 €	2.059.741,01 €	2.100.935,83 €	2.142.954,54 €	2.185.813,64 €	2.229.529,91 €	2.274.120,51 €	2.319.602,92 €	2.365.994,98 €	2.413.314,87 €	2.461.581,17 €	2.510.812,80 €
OPEX	67.500,00 €	68.850,00 €	70.227,00 €	71.631,54 €	73.064,17 €	74.525,45 €	76.015,96 €	77.536,28 €	79.087,01 €	80.668,75 €	82.282,12 €	83.927,77 €
EBITDA	1.951.853,93 €	1.990.891,01 €	2.030.708,83 €	2.071.323,00 €	2.112.749,46 €	2.155.004,45 €	2.198.104,54 €	2.242.066,63 €	2.286.907,97 €	2.332.646,13 €	2.379.299,05 €	2.426.885,03 €
Depreciación	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €
Depreciación acumulada	1.082.620,53 €	2.165.241,07 €	3.247.861,60 €	4.330.482,13 €	5.413.102,67 €	6.495.723,20 €	7.578.343,73 €	8.660.964,27 €	9.743.584,80 €	10.826.205,33 €	11.908.825,87 €	12.991.446,40 €
EBIT	869.233,40 €	908.270,47 €	948.088,29 €	988.702,47 €	1.030.128,93 €	1.072.383,92 €	1.115.484,01 €	1.159.446,10 €	1.204.287,43 €	1.250.025,59 €	1.296.678,52 €	1.344.264,50 €
Intereses	757.834,37 €	703.703,35 €	649.572,32 €	595.441,29 €	541.310,27 €	487.179,24 €	433.048,21 €	378.917,19 €	324.786,16 €	270.655,13 €	216.524,11 €	162.393,08 €
EBT	111.399,02 €	204.567,13 €	298.515,97 €	393.261,18 €	488.818,66 €	585.204,68 €	682.435,80 €	780.528,91 €	879.501,27 €	979.370,46 €	1.080.154,41 €	1.181.871,42 €
Impuestos	33.419,71 €	61.370,14 €	89.554,79 €	117.978,35 €	146.645,60 €	175.561,40 €	204.730,74 €	234.158,67 €	263.850,38 €	293.811,14 €	324.046,32 €	354.561,42 €
Beneficio neto	77.979,32 €	143.196,99 €	208.961,18 €	275.282,82 €	342.173,07 €	409.643,28 €	477.705,06 €	546.370,24 €	615.650,89 €	685.559,32 €	756.108,09 €	827.309,99 €
CAPEX	16.596.508,00 €											
FCF	- 15.435.908,15 €	1.225.817,52 €	1.291.581,72 €	1.357.903,36 €	1.424.793,60 €	1.492.263,81 €	1.560.325,59 €	1.628.990,77 €	1.698.271,42 €	1.768.179,86 €	1.838.728,62 €	1.909.930,52 €
TIR	10,08%											
VAN	9.859.483,57 €											
Cumulative CF	- 15.435.908,15 €	- 14.210.090,63 €	- 12.918.508,91 €	- 11.560.605,55 €	- 10.135.811,95 €	- 8.643.548,14 €	- 7.083.222,55 €	- 5.454.231,78 €	- 3.755.960,36 €	- 1.987.780,50 €	- 149.051,88 €	1.760.878,64 €
Payback	15 years											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Suma de costes	16.664.008,00 €	68.850,00 €	70.227,00 €	71.631,54 €	73.064,17 €	74.525,45 €	76.015,96 €	77.536,28 €	79.087,01 €	80.668,75 €	82.282,12 €	83.927,77 €
Energía generada	47.337,61	47.100,92	46.865,42	46.631,09	46.397,94	46.165,95	45.935,12	45.705,44	45.476,91	45.249,53	45.023,28	44.798,16
Costes a presente	16.664.008,00 €	65.571,43 €	63.697,96 €	61.878,02 €	60.110,07 €	58.392,64 €	56.724,28 €	55.103,59 €	53.529,20 €	51.999,79 €	50.514,09 €	49.070,83 €
Energía a presente	47.337,61 €	44.858,02 €	42.508,32 €	40.281,69 €	38.171,70 €	36.172,23 €	34.277,49 €	32.482,00 €	30.780,56 €	29.168,25 €	27.640,39 €	26.192,56 €
LCOE [€ / MWh]	26,65716081											

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
2.561.029,05 €	2.612.249,63 €	2.664.494,63 €	2.717.784,52 €	2.772.140,21 €	2.827.583,01 €	2.884.134,67 €	2.941.817,37 €	3.000.653,71 €	3.060.666,79 €	3.121.880,12 €	3.184.317,73 €	3.248.004,08 €
85.606,32 €	87.318,45 €	89.064,82 €	90.846,11 €	92.663,04 €	94.516,30 €	96.406,62 €	98.334,75 €	100.301,45 €	102.307,48 €	104.353,63 €	106.440,70 €	108.569,51 €
2.475.422,73 €	2.524.931,18 €	2.575.429,81 €	2.626.938,40 €	2.679.477,17 €	2.733.066,72 €	2.787.728,05 €	2.843.482,61 €	2.900.352,26 €	2.958.359,31 €	3.017.526,50 €	3.077.877,03 €	3.139.434,57 €
1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €	1.082.620,53 €
14.074.066,93 €	15.156.687,47 €	16.239.308,00 €	#####	#####	19.487.169,60 €	20.569.790,13 €	21.652.410,67 €	22.735.031,20 €	23.817.651,73 €	24.900.272,27 €	25.982.892,80 €	27.065.513,33 €
1.392.802,20 €	1.442.310,65 €	1.492.809,28 €	1.544.317,87 €	1.596.856,64 €	1.650.446,18 €	1.705.107,52 €	1.760.862,08 €	1.817.731,73 €	1.875.738,78 €	1.934.905,96 €	1.995.256,49 €	2.056.814,03 €
108.262,05 €	54.131,03 €	0,00 € -	54.131,03 € -	108.262,05 € -	162.393,08 € -	216.524,11 € -	270.655,13 € -	324.786,16 € -	378.917,19 € -	433.048,21 € -	487.179,24 € -	541.310,27 €
1.284.540,14 €	1.388.179,62 €	1.492.809,28 €	1.598.448,90 €	1.705.118,69 €	1.812.839,26 €	1.921.631,62 €	2.031.517,21 €	2.142.517,89 €	2.254.655,96 €	2.367.954,18 €	2.482.435,73 €	2.598.124,30 €
385.362,04 €	416.453,89 €	447.842,78 €	479.534,67 €	511.535,61 €	543.851,78 €	576.489,49 €	609.455,16 €	642.755,37 €	676.396,79 €	710.386,25 €	744.730,72 €	779.437,29 €
899.178,10 €	971.725,74 €	1.044.966,49 €	1.118.914,23 €	1.193.583,09 €	1.268.987,48 €	1.345.142,14 €	1.422.062,05 €	1.499.762,52 €	1.578.259,17 €	1.657.567,92 €	1.737.705,01 €	1.818.687,01 €
1.981.798,63 €	2.054.346,27 €	2.127.587,03 €	2.201.534,76 €	2.276.203,62 €	2.351.608,02 €	2.427.762,67 €	2.504.682,58 €	2.582.383,06 €	2.660.879,71 €	2.740.188,46 €	2.820.325,55 €	2.901.307,54 €
3.742.677,28 €	5.797.023,55 €	7.924.610,57 €	#####	#####	14.753.956,97 €	17.181.719,64 €	19.686.402,22 €	22.268.785,28 €	24.929.664,99 €	27.669.853,44 €	30.490.178,99 €	33.391.486,53 €
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
85.606,32 €	87.318,45 €	89.064,82 €	90.846,11 €	92.663,04 €	94.516,30 €	96.406,62 €	98.334,75 €	100.301,45 €	102.307,48 €	104.353,63 €	106.440,70 €	108.569,51 €
44.574,17	44.351,30	44.129,55	43.908,90	43.689,35	43.470,91	43.253,55	43.037,29	42.822,10	42.607,99	42.394,95	42.182,97	41.972,06
47.668,80 €	46.306,84 €	44.983,78 €	43.698,53 €	42.450,00 €	41.237,15 €	40.058,94 €	38.914,40 €	37.802,56 €	36.722,49 €	35.673,27 €	34.654,04 €	33.663,92 €
24.820,57 €	23.520,44 €	22.288,42 €	21.120,93 €	20.014,60 €	18.966,21 €	17.972,74 €	17.031,32 €	16.139,20 €	15.293,81 €	14.492,71 €	13.733,57 €	13.014,19 €

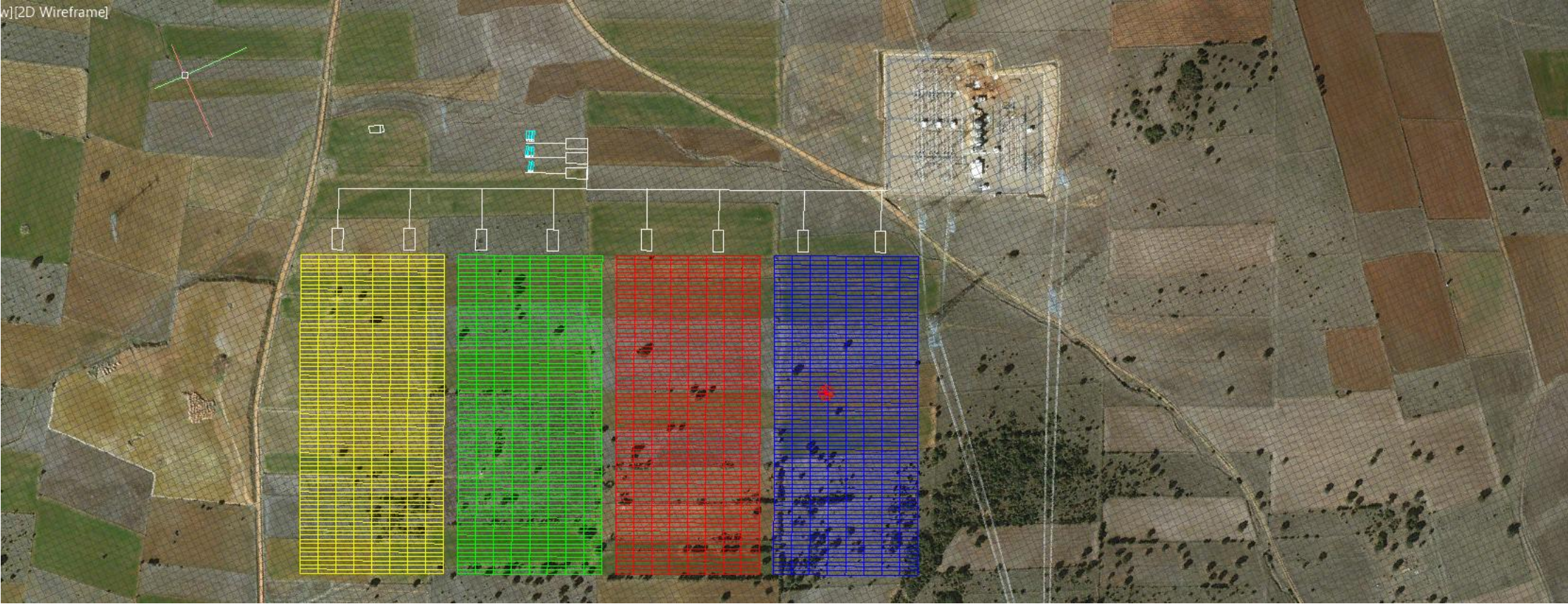
ANEXO II: PLANOS

[Top][2D Wireframe]

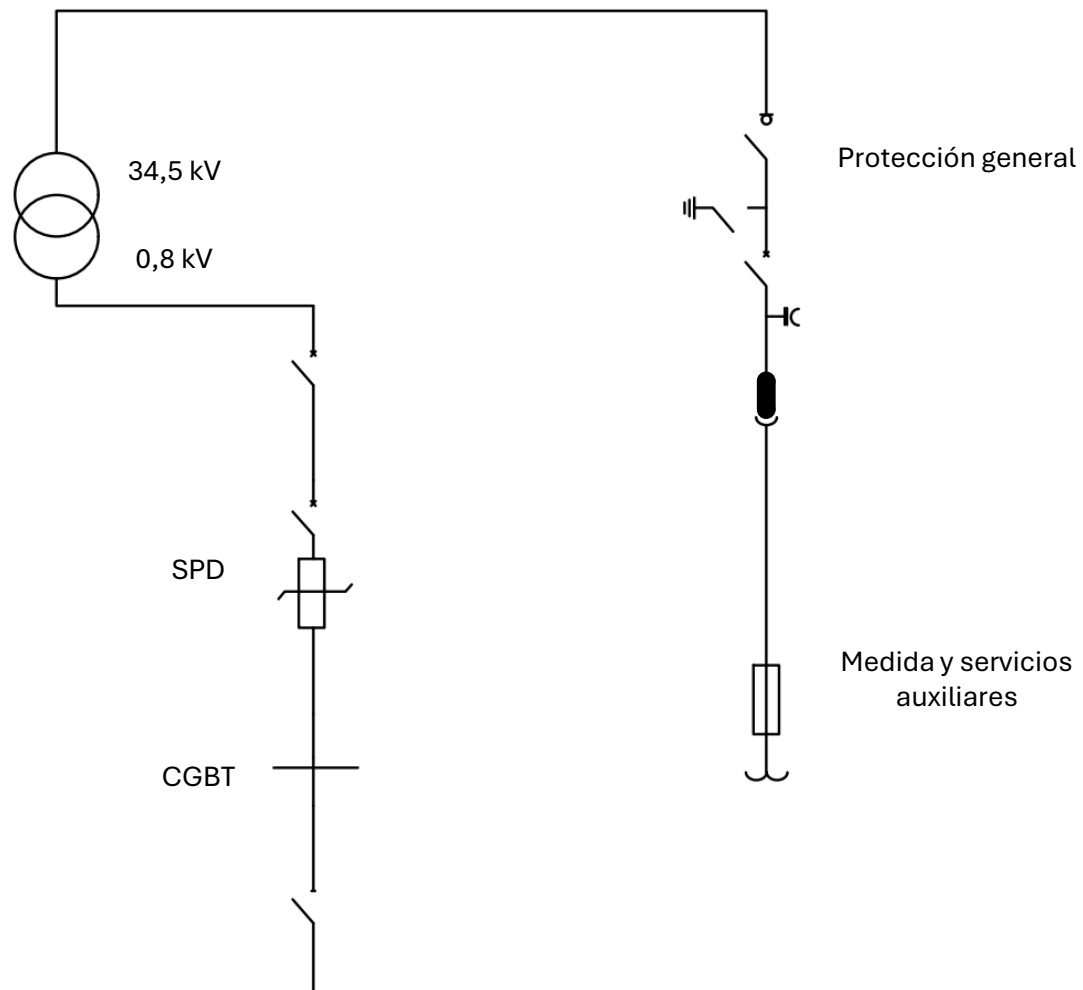


Proyecto: Evaluación técnico-económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Franco Bernal	
	Nº.: 1	
Plano: EMPLAZAMIENTO	Escala: 1:100000	Fecha: Julio 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	

w][2D Wireframe]



Proyecto: Evaluación técnico-económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Franco Bernal	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI
	Nº.: 2	
Plano: LAYOUT	Escala: 1 : 6667	Fecha: Julio 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	



Proyecto: Evaluación técnico-económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Franco Bernal	
	Nº.: 3	
Plano: UNIFILAR SUBESTACIÓN BT/MT	Escala:	Fecha: Julio 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	

ANEXO III: CATÁLOGOS

TECSUN (PV) H1Z2Z2-K

Installation cable for solar energy acc. to EN 50618



STANDARD EN 50618 IS MORE STRINGENT

"TECSUN H1Z2Z2-K already fulfils standard EN 50618 and is certified according to both <VDE> and TÜV"

CHANGES FROM THE OLD TO THE NEW STANDARD

Below table summerizes the main characteristics introduced by the new standard EN 50618, affecting the production design and testing procedures.

SPECIFICATION	OLD NORM 1169/08.2007	NEW NORM EN 50618:2014
Name	PV1-F	H1Z2Z2-K
Rated voltage AC	0,6/1,0 kV	1,0/1,0 kV
Max. voltage DC	0,9/1,8 kV	1,8/1,8 kV
Short circuit temperature	200°C	250°C
Insulation material	Halogen-free	Halogen-free and cross-linked
Insulation thickness	Min. 0,5 mm	Starting from average 0,7 mm and higher acc. to IEC 60502-1 ($\leq 16 \text{ mm}^2$)
Outer sheath material	Halogen-free	Halogen-free and cross-linked
Outer sheath thickness	Min. 0,5 mm	Starting from average 0,8 mm and higher ($\leq 10 \text{ mm}^2$)
DC resistance in water 85°C *1	0,9 kV DC (3% salt water)	1,8 kV DC (fresh water)
Low smoke emission		Light transmittance min. 60%
Tensile strenght *2	6,5 N/mm ²	8 N/mm ²
Hot set test	At 200°C	At 250°C
Pressure test at high temperature	Acc. to EN 60811-508	Not requires but performed anyway
UV resistant sheath - 720 hours	No cracks allowed	No cracks allowed. Measurement of tensile strenght and elongation at break after ageing min. 70% of original value.

*1 - Long-term

*2 - before ageing insulation

NEW DIMENSIONS



INCREASED CABLE THICKNESS

Prysmian TECSUN cable dimensions are changing slightly due to an increased thickness. See table below for the new cable dimensions from the old to the new type of cable.

Cross section mm ²	TECSUN (PV) PV1-F		
	Outer Diameter Min.mm	Outer Diameter Max.mm	Weight (ca.) Kg/km
1,5	4,4	4,8	33
2,5	4,7	5,1	44
4	5,2	5,6	58
6	5,7	6,1	77
10	6,8	7,2	120
16	8,3	9,0	185
25	10,0	10,7	280
35	11,1	11,8	380
50	12,6	13,3	530
70	14,4	15,2	720
95	16,2	17,0	900
120	17,7	18,7	1150
150	19,7	20,7	1420
185	21,3	22,3	1670
240	24,2	25,5	2200

TECSUN (PV) H1Z2Z2-K		
Outer Diameter Min.mm	Outer Diameter Max.mm	Weight (ca.) Kg/km
4,4	5	35
4,8	5,4	45
5,3	5,9	60
5,8	6,4	80
7	7,6	125
9	9,8	200
10,4	11,2	290
11,7	12,5	400
13,5	14,5	550
15,5	16,5	750
17,7	18,7	970
19,2	20,4	1220
21,4	22,6	1510
23,7	25,1	1850
27,1	28,5	2400

Conductor Cross-section mm ²	Outer diamater Min. mm	Outer diamater max.mm	Bending Radius Fixed mm	Weight Kg/km	EAN Nr.
1x1,5	4.4	5	15	40	
1x2,5	4.8	5.4	17	50	
1x4	5.3	5.9	18	70	
1x6	5.8	6.4	20	80	
1x10	7	7.6	23	130	
1x16	9	9.8	30	200	
1x25	10.4	11.2	34	290	
1x35	11.7	12.5	50	400	
1x50	13.5	14.5	58	550	
1x70	15.5	16.5	66	750	
1x95	17.7	18.7	75	970	
1x120	19.2	20.4	82	1220	
1x150	21.4	22.6	91	1510	
1x185	23.7	25.1	101	1850	
1x240	27.1	28.5	114	2400	

Conductor Cross-section mm ²	Outer diameter max. mm	Max.conductor resistance at 20°C Ω /km	Current carrying capacity A In air at 60°C	Current carrying capacity A On surface 60°C	Short Circuit current kA 1sec. 90-250°C
1x1,5	1.6	13.7	30	29	0.21
1x2,5	1.9	8.21	41	39	0.36
1x4	2.4	5.09	55	52	0.57
1x6	2.9	3.39	70	67	0.86
1x10	4	1.95	98	93	1.43
1x16	5.6	1.24	132	125	2.29
1x25	6.4	0.795	176	167	3.58
1x35	7.5	0.565	218	207	5.01
1x50	9	0.393	276	262	7.15
1x70	10.8	0.277	347	330	10.01
1x95	12.6	0.21	416	395	13.59
1x120	14.2	0.164	488	464	17.16
1x150	15.8	0.132	566	538	21.45
1x185	17.4	0.108	644	612	26.46
1x240	20.4	0.082	775	736	34.32

Subject to change in connection with product development and or any changes to the standards.

Cable Premium Nexans Potencia Aluminio XLPE/PVC



La Oferta Solar de Nexans incluye cables premium creados específicamente con altos estándares de ingeniería. Los cables de baja tensión de aluminio de Nexans transforman el proceso de electrificación.

NORMAS

Producto IEC 60228; IEC 60502-1

CABLE PREMIUM SOLAR

Cable Premium Nexans Potencia Aluminio Baja tensión cumple todos los requisitos de la norma IEC 60502-1. Cuenta con conductor de aluminio 1350 cableado concéntrico, aislamiento polietileno reticulado (XLPE) y cubierta externa en Policloruro de vinilo (PVC) retardante a la llama, resistente al calor, abrasión y la humedad, resistente a los rayos solares en color negro. Compuestos libres de sustancias peligrosas (RoHS).

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS

Alimentación de circuitos de baja tensión 0.6/1(1.2)kV AC y 0.75/(0.9)/1.5(1.8)kV DC, principalmente la conexión entre los equipos inversores y el transformador alimentador en granjas solares.

Cables aptos para **instalación en tubería conduit, directamente enterrado o expuesto a la luz solar**. Nuestros cables Solares de Aluminio, cumplen con las siguientes características:

- **No propagación a la llama** cumpliendo con la prueba de la Norma IEC 60332-1-2.
- **Instalación directamente enterrado**, cumpliendo prueba de impacto y aplastamiento según norma UL 2556.
- **Resistencia a los rayos solares** cumpliendo con el ensayo definido en la norma UL 2556, exposición a 720 horas.
- **Cable diseñado para sumergir en el agua de forma permanente** según la condición AD8, cumpliendo con el ensayo definido en los numerales 14.2.7 y 14.2.8 de la norma IEC 60529 (Procedimiento desarrollado por Centelsa by Nexans).

Nota: Cualquier otra aplicación o uso no descrita anteriormente se considera como prohibida.

CONTACTO

Iván Martínez
Teléfono: +573208380723
ivan.martinez@nexans.com



Flexibilidad del conductor
Class 2



Tensión nominal de servicio
Uo/U
0,6/1(1,2) kV AC - 0.75
(0,9)/1,5(1,8) kV DC



No propagación de la
llama
IEC 60332-1-2



Conforme con RoHS
Si



Resistencia a radiaciones
ultravioletas
UL 2556 - Sunlight
Resistance



Presencia de Agua
AD8

CONSTRUCCIÓN

Conductor:

Aluminio 1350 clase 2.

Aislamiento:

Compuesto termoestable (XLPE) Retardante a la llama (FR).

Cubierta Externa:

Compuesto de Policloruro de vinilo (PVC), retardante a la llama (FR), resistente al calor, abrasión y la humedad, resistente a los rayos solares (SR) en color negro.

Normas Aplicables

IEC 60502-1

Certificado

RETIE N° 02705

Temperatura de Operación

90°C

Tensión de operación

Corriente Alterna (AC):

Tensión Fase - Tierra: 0.6 kV

Tensión Fase - Fase: 1.0(1.2) kV

Corriente Directa (DC):

Tensión Fase - Tierra: 0.75(0.9) kV

Tensión Fase - Fase: 1.5(1.8) kV

Identificación

Color de Aislamiento Natural y cubierta externa en color Negro.

Secuencial de longitud metro a metro con retorno a cero.

Unidades de Empaque

Carretes de 1000 m. Otras unidades de empaque disponible bajo pedido.

Características Opcionales disponibles bajo pedido:

Aislamiento en compuesto reticulado libre de halógenos, baja emisión de humos y retardante a la llama.

Cubierta externa en compuesto libre de halógenos, baja emisión de humos, retardante a la llama y resistente a los rayos UV. Aplicación de aditivos de protección contra roedores y termitas.

Para mayor información, contactar a nuestro representante de ventas.

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción

Aislamiento	XLPE
Flexibilidad del conductor	Class 2
Material de Cubierta	PVC
Material del conductor	Cableado en Aluminio

Características dimensionales

Número de conductores	1
-----------------------	---

Características eléctricas

Tensión nominal de servicio U ₀ /U	0,6/1(1,2) kV AC - 0,75(0,9)/1,5(1,8) kV DC
---	---

Características mecánicas

Resistencia a la abrasión	Excelente
---------------------------	-----------

Características de uso

No propagación de la llama	IEC 60332-1-2
Conforme con RoHS	Si
Resistencia a radiaciones ultravioletas	UL 2556 - Sunlight Resistance
Presencia de Agua	AD8

TABLA DE CARACTERÍSTICAS

Nombre	Sección [mm ²]	Espesor Aislam. [mm]	Diám. Ext Nom [mm]	Peso aprox. [kg/km]	Máx. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Ampacidad (*) [A]
☎ 50 mm ²	50	1,0	12,31	211	0,641	135,0
☎ 70 mm ²	70	1,1	14,1	285	0,443	167,0
☎ 95 mm ²	95	1,1	15,97	377	0,32	197,0
☎ 120 mm ²	120	1,2	17,71	462	0,253	223,0
☎ 150 mm ²	150	1,4	19,71	570	0,206	251,0
☎ 185 mm ²	185	1,6	21,8	701	0,164	281,0
☎ 240 mm ²	240	1,7	24,51	899	0,125	324,0
☎ 300 mm ²	300	1,8	27,2	1109	0,1	365,0
☎ 400 mm ²	400	2,0	30,47	1400	0,078	425,0
☎ 500 mm ²	500	2,2	34,11	1770	0,06	479,0
☎ 630 mm ²	630	2,4	38,44	2265	0,047	543,0

CONDICIONES DE AMPACIDAD

- Norma IEC 60364-5-52, Tabla B.52.5, Método D1, Ducto enterrado en el suelo Ta: 20°C, Tc: 90°C.
- Los datos indicados en esta tabla están sujetos a tolerancias normales de fabricación.

NOTA:

- Otras configuraciones no especificados en este catálogo, pueden estar disponibles bajo pedido especial y cantidades mínimas de fabricación.



High Reliability
Maintenance-free
Environmentally Friendly

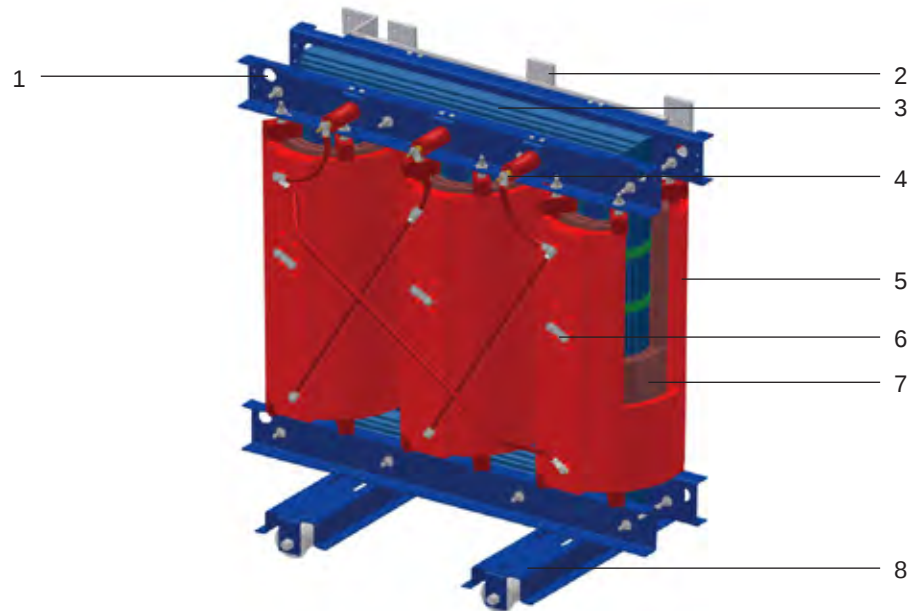


Powering Business Worldwide

Dry-type Transformer

Features of Products

1. Lifting lug
2. LV terminal
3. Core
4. HV terminal
5. HV winding
6. Tapping terminal
7. LV windings
8. Base



Non-Flammable

The insulating materials will not self-ignite and are self-extinguishing.

Efficient & Quiet

Transformer have low losses and low sound level.

Environmentally Safe

Units are non-polluting and require little maintenance.

Dielectric Integrity

Transformer are free of partial discharge and withstand high Basic Impulse Levels.

High Short-Circuit Strength

Units are resistant to short-circuit forces.

Hermetically Sealed

Transformer are impervious to humidity and most common industrial contaminants.

Low Installation Cost

Transformer can be installed close to the load center without costly vaults, dikes and special ventilation.

Conserve Valuable Space

Designs are compact and light weight

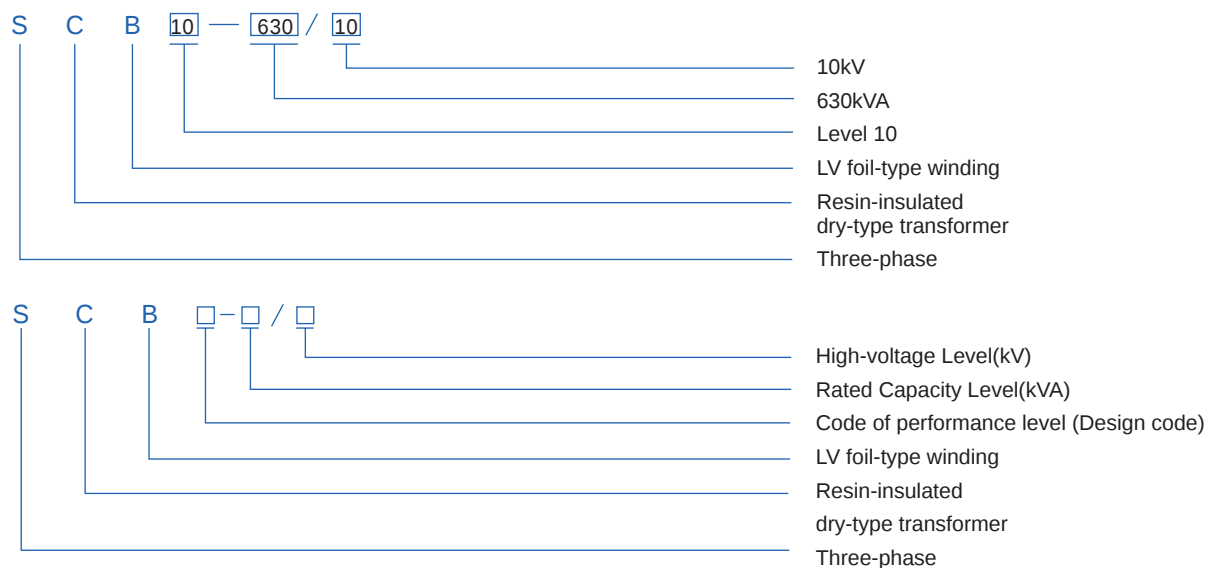
Technical Specifications

- Voltage Range: Up to 35kV(including dual voltages)
- Capacity: 30 to 40000kVA(AN)
- Taps: $\pm 2 \times 2.5\%$ are standard (other options available)
- Frequency: 50Hz or 60Hz
- Phases: Single or Three-Phase
- Vector Group: Dyn11, Yyn0 or others
- Cooling: AN or AF
- Insulation Class: F or H
- Insulation Level:

Voltage	6/10kV	20kV	35kV
P.F.test	35kV	50kV	70kV
B.I.L.test	75kV	125kV	170kV
- Protection Enclosure Grade: IP00, IP20, IP23 or as required
- Service Condition: Altitude, not exceeding 1000m.
Ambient temperature, not exceeding 40°C
- Standards:
 - GB1094 《Power Transformer》
 - IEC60076 《Power Transformer》
- Customizable according to special customer demands.



Models and Symbols



Dry-type Transformer

Technical Data

Voltage class 10kV, 30 up to 2500 kVA

Model	Voltage Class (kV)	Power [kVA]	U _k [%]	P ₀ [W]	P _k at 120°C [W]	L _{wa} [(db(A))]	Length [mm] IP00/IP20	Width [mm] IP00/IP20	Height [mm] IP00/IP20	Total Weight [kg] IP00/IP20	Roller distance [mm]
SC10-30/10	11	30	4	190	710	50	900/1650	760/1450	1000/2000	380/680	550
SC10-50/10		50	4	270	1000	55	1000/1650	760/1450	1100/2000	560/860	550
SC10-63/10		63	4	320	1170	55	1100/1650	760/1450	1100/2000	600/900	550
SC10-80/10		80	4	370	1380	55	1100/1650	760/1450	1100/2000	690/990	550
SCB10-100/10		100	4	400	1570	55	1100/1650	760/1450	1150/2000	780/1080	550
SCB10-125/10	10.5	125	4	470	1850	55	1200/1650	760/1450	1200/2000	1010/1310	550
SCB10-160/10	10	160	4	540	2130	58	1200/1650	760/1450	1200/2000	1120/1420	660
SCB10-200/10		200	4	620	2530	58	1300/1650	760/1450	1200/2000	1360/1660	660
SCB10-250/10	6.3	250	4	720	2760	58	1350/1950	760/1600	1250/2000	1480/1830	660
SCB10-315/10	6	315	4	880	3470	60	1350/1950	760/1600	1250/2000	1550/1900	660
SCB10-400/10		400	4	980	3990	60	1350/1950	760/1600	1250/2000	1680/2030	660
SCB10-500/10		500	4	1160	4880	60	1350/1950	760/1600	1250/2000	1900/2250	660
SCB10-630/10		630	4	1340	5880	62	1600/2350	850/1650	1400/2000	2740/3240	660
SCB10-630/10		630	6	1300	5960	62	1600/2350	850/1650	1400/2000	2400/2900	660
SCB10-800/10		800	6	1520	6960	64	1600/2350	850/1650	1500/2000	2950/3450	820
SCB10-1000/10		1000	6	1770	8130	64	1700/2350	850/1650	1550/2000	3320/3820	820
SCB10-1250/10		1250	6	2090	9690	65	1700/2350	850/1650	1650/2000	3770/4270	820
SCB10-1600/10		1600	6	2450	11730	66	1900/2650	850/1850	1750/2500	4680/5230	820
SCB10-2000/10		2000	6	3050	14450	66	1950/2650	1200/1850	1800/2500	5430/5980	820
SCB10-2500/10		2500	6	3600	17170	68	2100/2650	1200/1850	1950/2500	6580/7130	1070

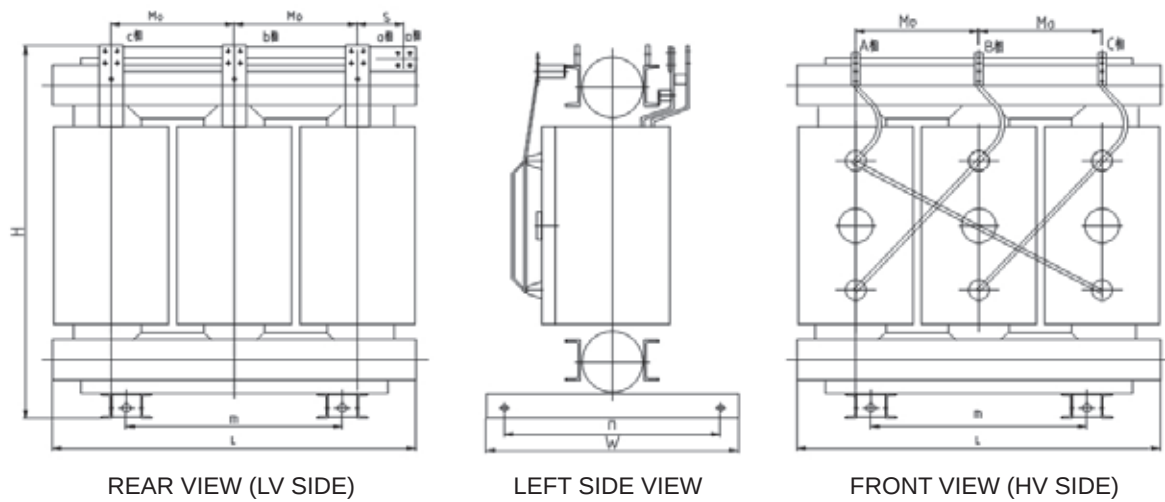
Voltage class 20kV, 315 up to 2500 kVA

Model	Voltage Class (kV)	Power [kVA]	U _k [%]	P ₀ [W]	P _k at 120°C [W]	L _{wa} [(db(A))]	Length [mm] IP00/IP20	Width [mm] IP00/IP20	Height [mm] IP00/IP20	Total Weight [kg] IP00/IP20	Roller distance [mm]
SCB10-315/20	20	315	6	972	4085	60	1600/2350	850/1650	1500/2000	2060/2560	660
SCB10-400/20		400	6	1152	4845	60	1600/2350	850/1650	1500/2000	2210/2710	660
SCB10-500/20		500	6	1350	5795	60	1650/2350	850/1650	1550/2000	2620/3120	660
SCB10-630/20		630	6	1530	6840	62	1700/2350	850/1650	1600/2000	2720/3220	820
SCB10-800/20		800	6	1755	8265	62	1800/2350	1000/1650	1650/2000	3120/3620	820
SCB10-1000/20		1000	6	2070	9785	64	1800/2350	1000/1650	1850/2000	3600/4100	820
SCB10-1250/20		1250	6	2385	11543	64	2000/2650	1000/1850	1950/2500	4350/4900	820
SCB10-1600/20		1600	6	2790	13870	66	2100/2650	1000/1850	2000/2500	5650/6200	820
SCB10-2000/20		2000	6	3240	16388	66	2200/3000	1200/1850	2050/2500	6520/7210	1070
SCB10-2500/20		2500	6	3870	19380	68	2300/3000	1200/1850	2100/2500	7720/8410	1070
SCB10-2000/20	22	2000	8	3240	17860	66	2200/3000	1200/1850	2000/2500	6070/6760	1070
SCB10-2500/20		2500	8	3870	21280	68	2500/3000	1200/1850	2100/2500	8000/8690	1070

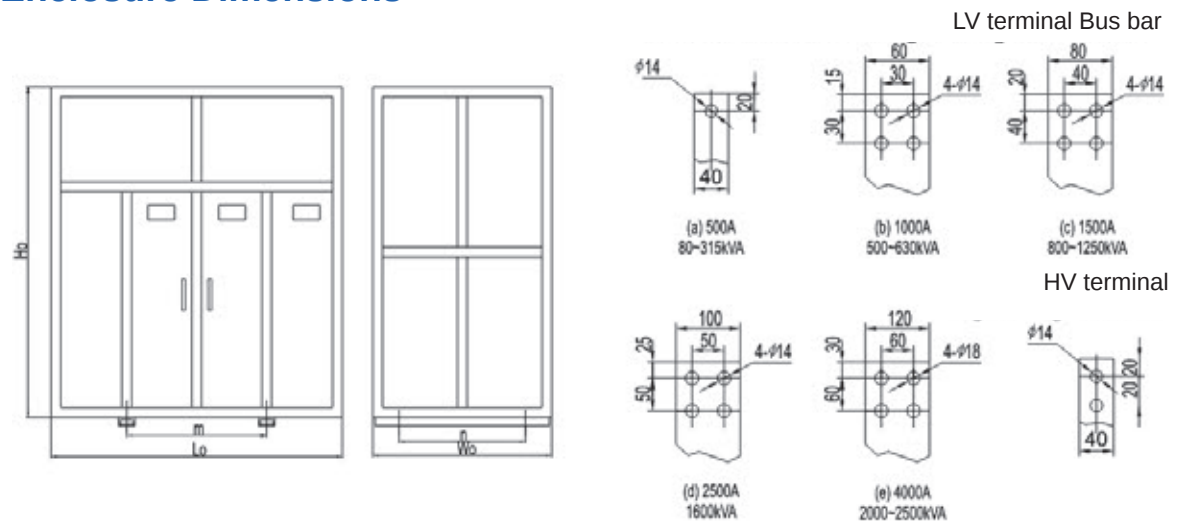
Voltage class 34.5kV, 315 up to 4000 kVA

Model	Voltage Class (kV)	Power [kVA]	U _k [%]	P ₀ [W]	P _k at 120°C [W]	L _{wa} [(db(A))]	Length [mm] IP00/IP20	Width [mm] IP00/IP20	Height [mm] IP00/IP20	Total Weight [kg] IP00/IP20	Roller distance [mm]
SCB10-315/35	38.5	315	6	1179	4513	60	1800/2650	1000/1850	1800/2500	2370/2920	820
SCB10-400/35		400	6	1377	5415	60	1800/2650	1000/1850	1800/2500	2810/3360	820
SCB10-500/35		500	6	1620	6650	60	1900/2650	1000/1850	1850/2500	3410/3960	820
SCB10-630/35		630	6	1863	7695	62	1900/2650	1000/1850	1850/2500	3510/4060	820
SCB10-800/35		800	6	2160	9120	62	2000/2650	1000/1850	1950/2500	4480/5030	820
SCB10-1000/35	35	1000	6	2430	10450	64	2100/3000	1200/1850	2100/2500	5240/5930	820
SCB10-1250/35		1250	6	2835	12730	64	2200/3000	1200/1850	2200/2500	6220/6910	820
SCB10-1600/35	34.5	1600	6	3150	15485	66	2300/3000	1200/1850	2250/2500	7370/8060	1070
SCB10-2000/35		2000	6	3825	18240	66	2450/3200	1200/1850	2250/2500	8290/9110	1070
SCB10-2500/35		2500	6	4455	21850	68	2550/3200	1200/1850	2300/2500	9650/10470	1070
SCB10-3150/35		3150	6	11620	28090	70	2950/3900	1400/2150	2400/3000	11780/12780	1300
SCB10-4000/35		4000	6	12450	33840	70	3000/3900	1400/2150	2600/3000	12980/13980	1300

Outline drawings



IP20 Enclosure Dimensions





| Live Webinar | 25th June 2024

Learn the right procurement strategies to take advantage of falling Li-ion battery equipment costs

Time: 2pm CEST / 1pm BST **Duration:** 60 minutes

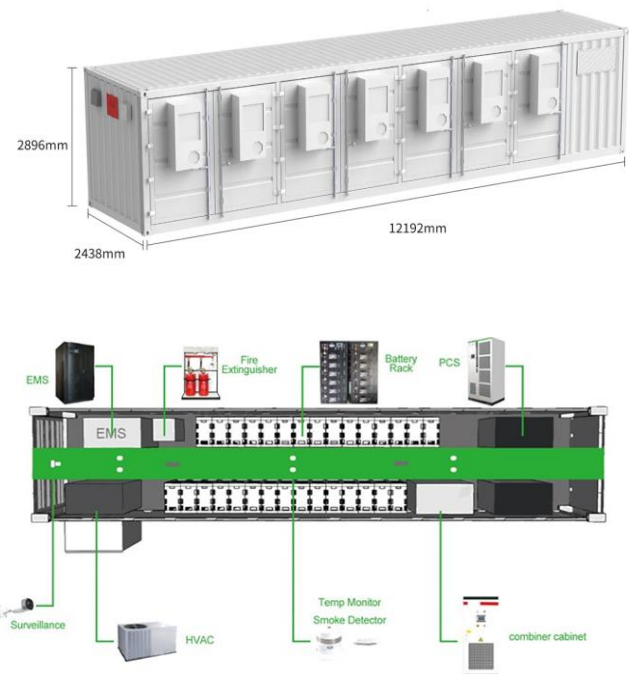
Sponsored by



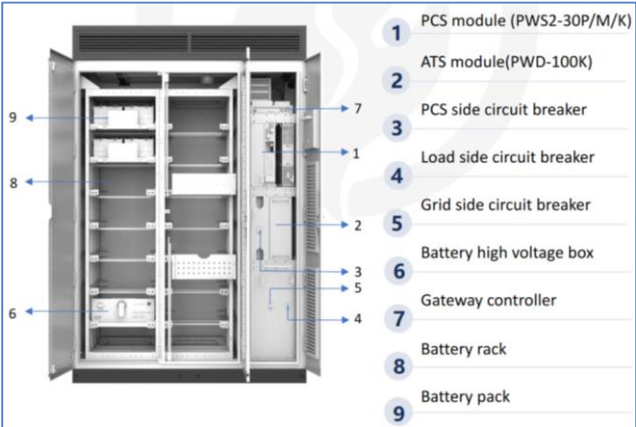
CLEANHORIZON



Before 2019 :
NMC or LFP ?
Proliferation of products



Between 2020-2023 :
Rise of LFP
2 predominant forms (outdoor racks and 20-ft containers)



From 2024 on :
Downfall of prices
Convergence towards 20-ft containers



CATL - IP66



*CATL EnerOne (372 kWh)
CATL EnerOne + (407 kWh)*

Fluence - IP55



Fluence Cube (745 kWh)

Wärtsilä - IP55 (NEMA 3R)



*Wärtsilä GridSolv Quantum
(1490 kWh)*

Disclaimer: The choice of presented solutions within this slide is purely illustrative and has in no way been sponsored by any of the above-mentioned suppliers.

- First solutions that could be transported fully equipped, ready to be installed on-site
- But the extensive cabling required makes installation slower (and therefore more expensive)

DC container



*CATL EnerC (3.72 MWh)
CATL EnerC + (4.07 MWh)
CATL TENER (6.25 MWh) since April 2024*

AC container



Sungrow Power Titan 2.0 (5 MWh)

Disclaimer: The choice of presented solutions within this slide is purely illustrative and has in no way been sponsored by any of the above-mentioned suppliers.

- Easy on-site installation thanks to a simpler wiring process than outdoor racks
- Fully equipped 20-ft containers weigh ~35T, which is the weight limit for truck transport



POWERHARD® F RVFV-K

Cable armado con fleje.

NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1 / UNE 21123-2



E_{ca}

APLICACIÓN

El cable Powerhard® F RVFV-K, armado en fleje, es especialmente adecuado para instalaciones fijas con riesgo de agresión mecánica. Especialmente recomendado en lugares donde la presencia de roedores pueda implicar una amenaza a la integridad del cable: almacenes, plantas de producción y servicios agrícolas. También se recomienda su uso en instalaciones para alumbrados exteriores.

- Uso industrial.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

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

Aislamiento

Polietileno reticulado tipo XLPE según IEC 60502-1 y tipo DIX-3 según UNE-HD 603.

La identificación normalizada de los conductores aislados según HD 308 es la siguiente:

1 x	Natural
2 x	Azul + Marrón
3 G	Azul + Marrón + Amarillo/Verde
3 x	Marrón + Negro + Gris
3 x + 1 x	Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
4 G	Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
4 x	Marrón + Negro + Gris + Azul
5 G	Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde
6 o más	Negros numerados + Amarillo/Verde

Asiento

Cubierta de separación extruida de PVC.

Armadura

Armadura de doble fleje de acero o aluminio galvanizado.

En los cables unipolares se utiliza armadura de aluminio para reducir las pérdidas por corrientes inducidas en la armadura. El acero se utiliza en cables multiconductores.

Cubierta

PVC flexible tipo ST2 según IEC 60502-1 y tipo DMV-18 según UNE-HD 603.

Color negro.

CARACTERÍSTICAS

Características eléctricas

Baja tensión 0,6/1kV.

Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.

Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).

Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).

Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C.

Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.

Reacción al fuego CPR: E_{ca} según EN 50575.

Reducida emisión de halógenos Cloro <15%.

Características mecánicas

Radio de curvatura: 10x diámetro exterior.

Resistencia a los impactos: AG4. Muy fuerte.

Antirroedores.

Características medioambientales

Resistencia a los ataques químicos: Buena.

Resistencia a los rayos ultravioleta: según UNE 211605.

Resistencia de agua: AD7 inmersión.

Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.

Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

IEC 60502-1 / UNE 21123-2



Certificaciones

BUREAU VERITAS / RoHS / CE



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

E_{ca}



ventas@topcable.com | www.topcable.com

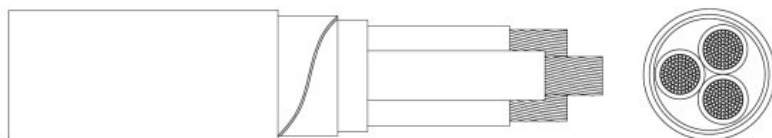
© 2021 Top Cable - Revisión 11 - 15.06.2021 | Emitido por DVC

Top Cable se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en las fichas técnicas sin previo aviso. Todos los renders, especificaciones y datos de pesos, tamaños y dimensiones contenidos en esta documentación son sólo indicativos y no serán vinculantes para Top Cable.



POWERHARD® F RVFV-K

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km) ³
1 x 16	14,4	370	124	100	3,08
1 x 25	16	485	161	129	1,98
1 x 35	17,1	595	200	155	1,41
1 x 50	18,6	730	242	183	0,984
1 x 70	20,3	960	310	225	0,639
1 x 95	22,4	1.255	377	270	0,525
1 x 120	24,4	1.510	437	306	0,410
1 x 150	26,3	1.810	504	343	0,328
1 x 185	28,3	2.215	575	387	0,270
1 x 240	31,3	2.805	679	448	0,204
1 x 300	34	3.420	783	502	0,163
1 x 400	38,6	4.225	940	592	0,123
1 x 500	42,3	5.330	1.083	670	0,097
2 x 1,5	12,3	225	26	27	33,9
2 x 2,5	13,2	270	36	35	20,3
2 x 4	14,1	320	49	46	12,6
2 x 6	15,7	420	63	58	8,41
2 x 10	17,1	530	86	77	4,87
2 x 16	18,6	690	115	100	3,08
2 x 25	21,8	960	149	129	1,98
3 G 1,5	12,8	255	26	27	33,9
3 G 2,5	13,8	300	36	35	20,3
3 x 4	15,1	380	49	46	12,6
3 x 6	16,4	485	63	58	8,41
3 x 10	17,8	630	86	77	4,87
3 x 16	19,6	845	115	100	3,08
3 x 25	23,9	1.270	149	129	1,98
3 x 35	26,2	1.630	185	155	1,41
3 x 50	29,8	2.105	225	183	0,984
3 x 70	33,3	2.755	289	225	0,639
3 x 95	40,1	3.960	352	270	0,525
3 x 16 + 1 x 10	20,5	960	115	100	3,08
3 x 25 + 1 x 16	25	1.355	149	129	1,98
3 x 35 + 1 x 16	27,3	1.695	185	155	1,41
3 x 50 + 1 x 25	31,5	2.315	225	183	0,984
3 x 70 + 1 x 35	36	3.120	289	225	0,639
3 x 95 + 1 x 50	41,6	4.425	352	270	0,525
3 x 120 + 1 x 70	46,8	5.895	410	306	0,410
3 x 150 + 1 x 70	51,5	7.005	473	343	0,328
3 x 185 + 1 x 95	56,5	8.730	542	387	0,270
3 x 240 + 1 x 120	63,4	11.040	641	448	0,204
4 G 1,5	13,7	285	26	27	33,9
4 G 2,5	14,6	345	36	35	20,3
4 x 4	16,1	440	49	46	12,6
4 x 6	17,2	560	63	58	8,41
4 x 10	18,9	750	86	77	4,87
4 x 16	21	1.025	115	100	3,08
4 x 25	26	1.550	149	129	1,98
4 x 35	28,8	2.050	185	155	1,41

ventas@topcable.com | www.topcable.com

© 2021 Top Cable - Revisión II - 15.06.2021 | Emitido por DVC

Top Cable se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en las fichas técnicas sin previo aviso. Todos los renders, especificaciones y datos de pesos, tamaños y dimensiones contenidos en esta documentación son sólo indicativos y no serán vinculantes para Top Cable.

COREflex

Distribution Ground Mount System

Fixed ground-mount solar mounting solution for smaller projects.
The Polar Racking CORE FLEX Ground Mount System is ideal for
small and medium sized projects up to 1MW.

KEY PRODUCT BENEFITS



Reduced civil costs, faster installation time through high degree of adjustability

- Greater assembly tolerances
- Top down or direct bolt clamping options



No wire management costs

- East-West purlins with pre-punched
holes for cable ties



Robust structure

- Built with galvanized structural steel (G90)
- High-quality components for easy
site handling



In stock across North America

- Available at distributors all over North America.
- 10-year warranty



Fully engineered drawing packages for racking and foundation

- Stamped structural and foundation drawings
available for all provinces and states
- Available in single or dual-post configurations



Optimized for bifacial and thin film solar panels



Suitable for Agrivoltaic applications

KEY FEATURES

Wind Tunnel Tested (CPP)

- Engineered for the toughest wind
and snow conditions

Foundation Guide

- Detailed foundation guide based on site
location and soil type provided

Rated to 10% Ground Slope East-West

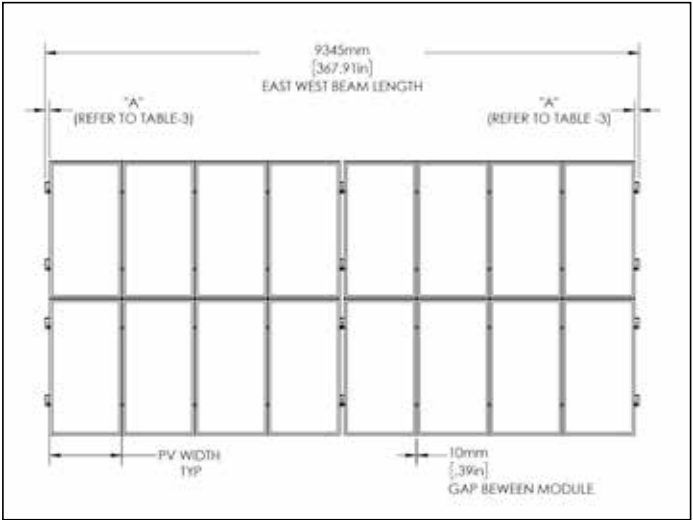
Quick and Easy Installation

- Lowest component count in the industry,
resulting in the fastest installation time
- Integrated bonding for panels with
ETL certified components
- Minimal number of posts per rack
- No drilling of rack on site
- High Tolerance and adjustably to work with
the topography of site



GENERAL AND MECHANICAL	
SYSTEM TYPE	Fixed ground mount
MODULE CONFIGURATION	Portrait Maximum module length: 2,465 mm
TILT	30°
FOUNDATION	4 posts / table (Dual Post) 2 posts / table (Single Post)
CODES AND STANDARDS	ASCE/SE17-16, IBC 2012, NBC-2015, NBC-2019, OBC 2012, UL 467, UL 2703 Bonding and Grounding
BONDING AND GROUNDING	Integrated bonding and grounding
MODULE ATTACHMENT	UL-listed top clamps and direct bolts, compatible with all module types
PURLINS MATERIAL / COATING	Integrated wire management
CONNECTION PLATES & MATERIAL COATING	Hot dip galvanized
HARDWARE MATERIAL & COATING	Magni 565 coated
FOUNDATIONS	I-Beams, Helical piles, Groud-screws, Round Post, and Ballasted foundation
WARRANTY	10-year warranty

MODULE COMPATIBILITY	
MODULE TYPE	72 cell or 144 split-cell
MODULE WIDTH	990 - 1,135 mm
MODULE FRAME THICKNESS	26 - 50 mm



CPS-1250/CPS-2500 Energy Storage Inverters

Industry-Leading Power Density and Configuration Flexibility

Featuring a highly efficient three level topology, the CPS inverters are purpose-built for energy storage applications, providing the perfect balance of performance, reliability, and cost-effectiveness.

The CPS-1250 and CPS-2500 are bidirectional four quadrant capable converters. Available in outdoor-rated configurations, units can be paralleled for project size scaling to meet the needs of any grid-tied or microgrid application.

Capable of connecting to an 800VAC 3 phase grid connection, the CPS-1250 and CPS-2500 offer industry-leading power density and efficiency. The CPS-2500 allows DC input configuration flexibility to enable large duration battery connections or reduce balance of system costs through input consolidation.

The CPS inverters contain all required protective features, including an AC output breaker and DC pre-charge. This creates a cost savings compared to other inverters that require additional items for battery integration.



System Advantages

- Seamless transfer from grid-tied to stand-alone mode with patented Dynamic Transfer feature
- Scalable to any grid-tied or microgrid application with paralleled units
- Cost savings by eliminating additional purchase of protective features
- Certified to UL 1741 Ed. 3, including SB smart inverter requirements

Key Technologies

- Islanded Operation (UF Mode)
- Dynamic Transfer
- Black Start (In-Rush Current Handling in UF Mode)
- Frequency Compensation Mode (F-Comp)
- VAR Compensation Mode (E-Comp)
- AC Current Limiting
- LVRT with Active Current Injection
- Multiple Parallel Inverter Microgrid Mode

CPS-2500 TECHNICAL SPECIFICATIONS

Electrical

AC Input Voltage:	800V _{AC} / 690V _{AC} / 660V _{AC} / 630V _{AC} / 600V _{AC} / 540V _{AC} / 480V _{AC} / 415V _{AC} / 350V _{AC}
Grid Frequency:	60 Hz
Maximum Apparent Power:	2672 kVA (@ 800V _{AC}) 2304 kVA (@ 690V _{AC}) 2204 kVA (@ 660V _{AC}) 2104 kVA (@ 630V _{AC}) 2004 kVA (@ 600V _{AC}) 1803 kVA (@ 540V _{AC}) 1603 kVA (@ 480V _{AC}) 1386 kVA (@ 415V _{AC}) 1169 kVA (@ 350V _{AC})
Maximum Real Power:	2672 kW (@ 800V _{AC}) 2304 kW (@ 690V _{AC}) 2204 kW (@ 660V _{AC}) 2104 kW (@ 630V _{AC}) 2004 kW (@ 600V _{AC}) 1803 kW (@ 540V _{AC}) 1603 kW (@ 480V _{AC}) 1386 kW (@ 415V _{AC}) 1169 kW (@ 350V _{AC})
Maximum AC Current:	1928A _{RMS}
DC Voltage Range:	511-1500V _{DC} (@350-800V _{AC})
Maximum DC Current:	2340A _{DC}
Power Factor:	Four Quadrant
Current Harmonics:	IEEE 1547 Compliant, <5% TDD
Maximum Efficiency:	98.58 @1500V _{DC} & 98.70 @1280V _{DC}

Environmental

Operating Temp:	-30 to +60°C, De-rated above +45°C
Max Elevation:	1000 Meters Full Power Up to 3000 Meters with Derating
Cooling:	Forced Air Cooled
Enclosure:	NEMA 3R/IP 54
Dimensions (HxWxD):	79.72" x 85.04" x 43.3"
Weight:	3,970 lbs

Certifications & Standards Compliance

UL1741 Ed. 3
IEEE 1547
CSA 22.2 #107.1
IEEE 519
CEC Listed

Hardware Protections

AC Breaker with Shunt Trip
AC Surge Protection
DC Input Fuses
DC Pre-Charge

Software Protections

Battery Voltage and Current Curtail Limits to Protect Battery
AC Current Limiting Pending
DC Over/Under Voltage, Over Current Faults
AC Over/Under Voltage, Over/Under Frequency, Over Current Faults
Anti-islanding Protection (Open Phase at Inverter Terminals)
Temperature Monitoring and Protective Power Curtailment

DYNAPower

85 Meadowland Drive, South Burlington, Vermont USA 05403

1.802.860.7200 | sales@dynapower.com

[dynapower.com](https://www.dynapower.com)



CPS-1250 TECHNICAL SPECIFICATIONS

Electrical

AC Input Voltage:	800V _{AC} / 690V _{AC} / 660V _{AC} / 630V _{AC} / 600V _{AC} / 540V _{AC} / 480V _{AC} / 415V _{AC} / 350V _{AC}
Grid Frequency:	60 Hz
Maximum Apparent Power:	1336 kVA (@ 800V _{AC}) 1152 kVA (@ 690V _{AC}) 1102 kVA (@ 660V _{AC}) 1052 kVA (@ 630V _{AC}) 1002 kVA (@ 600V _{AC}) 902 kVA (@ 540V _{AC}) 802 kVA (@ 480V _{AC}) 693 kVA (@ 415V _{AC}) 585 kVA (@ 350V _{AC})
Maximum Real Power:	1336 kW (@ 800V _{AC}) 1152 kW (@ 690V _{AC}) 1102 kW (@ 660V _{AC}) 1052 kW (@ 630V _{AC}) 1002 kW (@ 600V _{AC}) 902 kW (@ 540V _{AC}) 802 kW (@ 480V _{AC}) 693 kW (@ 415V _{AC}) 585 kW (@ 350V _{AC})
Maximum AC Current:	964A _{RMS}
DC Voltage Range:	511-1500V _{DC} (@350-800V _{AC})
Maximum DC Current:	1170A _{DC}
Power Factor:	Four Quadrant
Current Harmonics:	IEEE 1547 Compliant, <5% TDD
Maximum Efficiency:	98.58 @1500V _{DC} & 98.70 @1280V _{DC}

Environmental

Operating Temp:	-30 to +60°C, De-rated above +45°C
Max Elevation:	1000 Meters Full Power Up to 3000 Meters with De-rating
Cooling:	Forced Air Cooled
Enclosure:	NEMA 3R/IP 54
Dimensions (HxWxD):	79.72" x 49.0" x 43.3"
Weight:	1,980lbs

Certifications & Standards Compliance

UL1741 Ed. 3
IEEE 1547
CSA 22.2 #107.1
IEEE 519
CEC Listed

Hardware Protections

AC Breaker with Shunt Trip
AC Surge Protection
DC Input Fuses
DC Pre-Charge

Software Protections

Battery Voltage and Current Curtail Limits to Protect Battery
AC Current Limiting Pending
DC Over/Under Voltage, Over Current Faults
AC Over/Under Voltage, Over/Under Frequency, Over Current Faults
Anti-islanding Protection (Open Phase at Inverter Terminals)
Temperature Monitoring and Protective Power Curtailment

DYNAPower

85 Meadowland Drive, South Burlington, Vermont USA 05403

1.802.860.7200 | sales@dynapower.com

[dynapower.com](https://www.dynapower.com)



SG350HX

Inversor String Multi MPPT para sistemas de 1500 Vdc

NEW



ALTO RENDIMIENTO

- Hasta 16 MPPTs con una eficiencia máxima del 99%
- 20 A por string, compatible con módulos +500Wp
- Intercambio de datos con el tracker para mejorar el rendimiento



BAJO COSTE

- Función Q a la noche, ahorra en inversión
- Comunicación PLC
- Escaneo y diagnóstico de curva IV, O&M activo



SEGURIDAD COMPROBADA

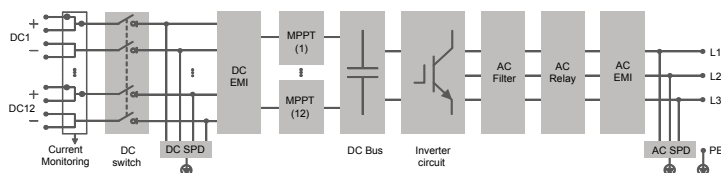
- 2 strings por MPPT, sin riesgo de conexión inversa
- Monitorización AC y DC en tiempo real
- Interruptor DC integrado, corta automáticamente el fallo



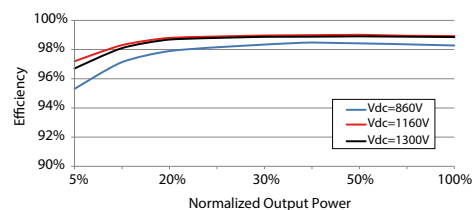
SOPORTE DE RED

- $SCR \geq 1.16$ funcionamiento estable en redes extremadamente débiles
- Tiempo de respuesta de la potencia reactiva $< 30ms$
- Cumple con la seguridad global y el código de red

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



Denominación	SG350HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima / Tensión de arranque	500 V / 550 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
Rango de tensión MPP	500 V – 1500 V
No. de entradas MPP independientes	12 (opcional: 14/16)
No. máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	12 * 40 A (Opcional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corriente máxima de cortocircuito de DC por MPPT	60 A
Salida (AC)	
Potencia de salida de AC	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Corriente máxima de salida de AC	254 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	640 – 920V
Frecuencia nominal de red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (potencia nominal)
Inyección de corriente DC	< 0.5 % In
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0.99 / 0.8 inductivo – 0.8 capacitativo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia máx / Eficiencia Europea / Eficiencia CEC	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protección	
Protección de conexión DC inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor DC/AC	Sí / No
Monitorización de corrientes string FV	Sí
Función Q en noche	Sí
Anti-PID y Función de recuperación PID	Opcional
Protección contra sobretensión	DC Tipo II / AC Tipo II
Datos Generales	
Dimensiones (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Peso	≤116 kg(≤255.7 lbs)
Método de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66 (NEMA 4X)
Consumo nocturno	< 6 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60°C(-22 to 140 °F)
Humedad relativa aceptable (sin condensación)	0 – 100 %
Método de refrigeración	Refrigeración forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión DC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
Tipo de conexión AC	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Soporte de red	Función Q en noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia, control Q-U y control, P-f

Hi-MO X6^{Max} Guardian Anti-Dust

LR7-72HTHF 605~630M

- Equipped with HPBC Cell, continuing the high efficiency gene
- Unique border design effectively reduces the impact of dust accumulation and improves power generation gain throughout the entire lifecycle
- High reliability, stable operation under harsh testing conditions
- More suitable for industrial and commercial colored steel tile roofs and small angle installation scenarios



15-year Warranty for
Materials and Processing



25-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 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



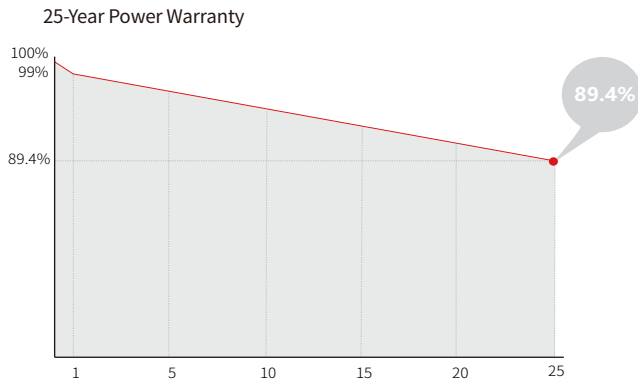
23.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

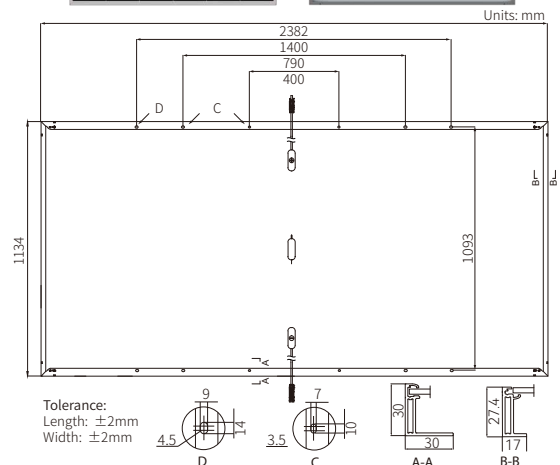
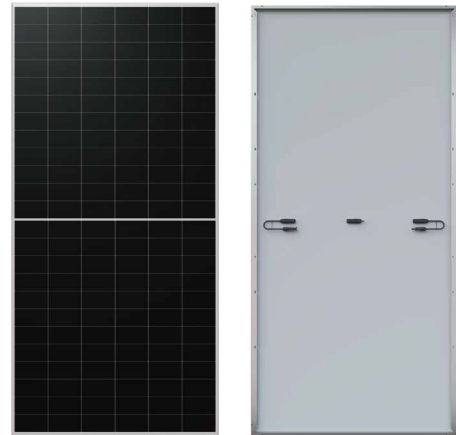
0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
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	LR7-72HTHF-605M		LR7-72HTHF-610M		LR7-72HTHF-615M		LR7-72HTHF-620M		LR7-72HTHF-625M		LR7-72HTHF-630M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	605	452.1	610	455.9	615	459.6	620	463.4	625	467.1	630	470.8
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	52.27	49.17	52.42	49.22	52.57	49.36	52.72	49.59	52.87	49.64	53.02	49.78
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.74	11.91	14.80	11.95	14.87	12.01	14.93	12.06	15.01	12.12	15.07	12.17
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	44.03	40.18	44.18	40.32	44.33	40.46	44.48	40.59	44.63	40.73	44.78	40.87
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.75	11.26	13.81	11.31	13.88	11.36	13.94	11.42	14.01	11.47	14.07	11.52
Module Efficiency(%)	22.4		22.6		22.8		23.0		23.1		23.3	

Operating Parameters

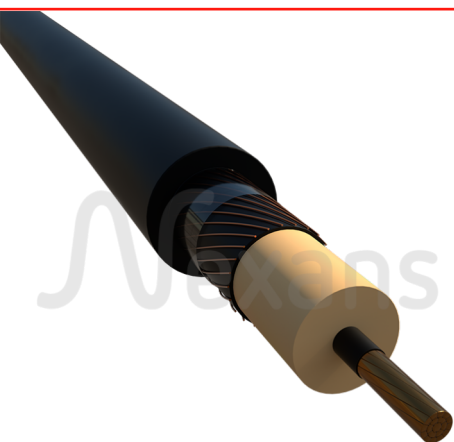
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	IEC Class C

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}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.280%/°C



El cable Nexans EPR105-PVC (anteriormente EP-DRY 105) es un cable de media tensión, de 3,6/6 kV a 20/35 kV. Su principal característica es su aislamiento compuesto EPR 105, que le permite funcionar a una temperatura de hasta 105°C en régimen permanente, lo que se traduce en una mayor capacidad de transporte de corriente. Tiene cubierta de PVC (ST2), conductor de cobre, trenzado clase 2, tipo compactado.

NORMAS

Producto ABNT NBR 6251 ; ABNT NBR 7286 ; ABNT NBR NM 280

Instalación ABNT NBR 14039

APLICACIÓN

Los cables Nexans EPR105-PVC son ideales para aplicaciones en circuitos aislados de alimentación y distribución de energía en subestaciones e instalaciones industriales y comerciales. Pueden instalarse en una gran variedad de condiciones, incluyendo exteriores, en conductos, canalizaciones, instalaciones subterráneas, bancos de conductos o bandejas. En comparación con los cables convencionales aislados con EPR, HEPR o XLPE, que tienen una temperatura máxima del conductor de 90 °C, los cables EPR105-PVC de Nexans pueden funcionar con una temperatura continua del conductor de hasta 105 °C, lo que se traduce en una mayor capacidad de transporte de corriente. Además, tienen un grosor de aislamiento coordinado, de acuerdo con la norma NBR 6251, lo que se traduce en unas dimensiones externas reducidas en comparación con los cables convencionales aislados en EPR, HEPR o XLPE.

CONSTRUCCIÓN

1.Conductor: Formado por hilos de cobre desnudo, conductividad mínima 100% IACS, temple blando, cumpliendo con el tipo de trenzado compactado clase 2.

2.Blindaje del conductor: Compuesto termoestable semiconductor extruido.

3.Aislamiento: Compuesto termoendurecible de caucho etileno propileno (EPR 105) para una temperatura de operación en el conductor de 105 °C, cumpliendo los requisitos físicos prescritos por la norma NBR 6251.

4.Blindaje aislante: Blindaje no metálico a base de compuesto termoestable semiconductor extruido, fácil de retirar en frío y fabricado mediante un proceso de extrusión triple y un sistema de curado en seco con nitrógeno.

5.Blindaje metálico: Constituido por hilos de cobre, aplicados helicoidalmente al blindaje aislante, con sección mínima de 6 mm² de acuerdo con la NBR 6251. Para secciones de blindaje diferentes, consultar previamente.

6.Cubierta: Compuesto termoplástico de policloruro de vinilo (PVC), color negro, atendiendo a los requisitos físicos prescritos por la NBR 6251, tipo ST2.



Flexibilidad del conductor
Stranded class 2



Sin plomo
Sí



Tensión
20/35 kV



Resistencia mecánica a impactos
Bueno



Radio min. de curvatura
12 (xD)



Retardación a fuego
IEC 60332-1



Temperatura ambiente, rango
-5 ... 60 °C



Resistencia al clima
Bueno

Identificación:

Se suministran en color negro con marcación secuencial del metraje.

Régimen de operación:

Los límites térmicos en condiciones de operación están de acuerdo con la ABNT NBR 6251.

Régimen permanente: 105°C

Régimen de sobrecarga: 140°C

Régimen de cortocircuito: 250°C

CARACTERÍSTICAS

Características de la construcción

Material del conductor	Cobre
Flexibilidad del conductor	Stranded class 2
Forma del conductor	Round, stranded and compacted
Aislamiento	EPR 105
Material de la capa externa	PVC ST2
Pantalla metálica	Alambre de cobre / 6mm²
Material do semiconductor externo	Extruded
Capa semiconductora del conductor	Extruded
Color	Negro
Sin plomo	Sí

Características dimensionales

Sección de la pantalla	6 mm²
------------------------	-------

Características eléctricas

Tensión	20/35 kV
---------	----------

Características mecánicas

Resistencia mecánica a impactos	Bueno
---------------------------------	-------

Características de uso

Radio min. de curvatura	12 (xD)
Retardación a fuego	IEC 60332-1
Temperatura ambiente, rango	-5 ... 60 °C
Resistencia al clima	Bueno
Temperatura máxima del conductor en servicio continuo	105 °C
Temperatura máxima en régimen de sobrecarga	140 °C
Temperatura máxima del conductor en corto-circuito	250 °C
Embalaje	Bobina
Resistencia química	Bueno

DATOS TÉCNICOS

Sección del conductor [mm²]	Diámetro del conductor [mm]	Espesor nom. de aislamiento [mm]	Espesura de la cubierta [mm]	Diámetro sobre aislamiento [mm]	Diámetro externo [mm]	Peso aprox. [kg/km]
50	8.18	8.2	1.8	27.0	33	1392
70	9.7	7.5	1.8	27.0	33	1556
95	11.3	7.5	1.8	28.5	34.5	1848
120	12.6	7.5	1.9	30.0	36	2130
150	14.2	7.5	1.9	31.5	38	2444
185	15.58	6.5	1.9	31.0	37	2641
240	18.0	6.5	2	33.0	40	3278
300	20.4	6.5	2.1	36.0	42.5	3946
400	22.6	6.5	2.2	38.0	45	4768
500	25.9	6.5	2.3	41.2	49	5868

NOTA:

- Dimensiones y parámetros determinados sobre la base de valores nominales, por lo tanto sujetos a las tolerancias establecidas en el pliego de condiciones y a las variaciones de fabricación.
- Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles de pesos, tamaño y dimensiones contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son meramente indicativos y no serán vinculantes para Nexans ni se tratarán como una representación por parte de Nexans, estando sujetos a una revisión o actualización sistémica sin ninguna comunicación formal o previa, siguiendo las normas referenciadas.

IMPORTANTE:

1) PROPIEDAD DE LA DOCUMENTACIÓN TÉCNICA: La propiedad de los dibujos, planos, manuales, diagramas, esquemas, información, documentos, etc. relativos a los productos ofrecidos o suministrados al cliente pertenecen a Nexans y permanecerán con Nexans. En caso de que el cliente reciba una copia de dichos documentos, el cliente se compromete a no utilizar dichos dibujos u otros documentos sin la autorización previa, expresa y por escrito de Nexans.

2) CONFIDENCIALIDAD: El cliente no revelará información relativa a esta documentación técnica a terceras partes sin el permiso previo por escrito de Nexans, ni usará dicha información para propósitos distintos de los relacionados con la ejecución de la propuesta (si es aceptada). Sin perjuicio de lo anterior, Nexans podrá revelar información a terceros que formen parte del mismo grupo económico que Nexans, a efectos de la ejecución de esta propuesta, si fuera necesario.



CONTACT

Internal Sales
Phone: 1300 CABLES
olex.csquotes@nexans.com

Single core, 0.6/1kV X-90 insulated, PVC sheathed to AS/NZS 5000.1, Aluminium conductor, 90°C.

STANDARDS

Product AS/NZS 1125; AS/NZS 5000.1

Single core XLPE SDI Cable

- Single core, 0.6/1kV X-90 insulated,
- PVC sheathed to AS/NZS 5000.1,
- Aluminium conductor, 90°C.

Mains; Submains

CHARACTERISTICS

Construction characteristics

Colour	Black
Conductor material	Aluminum
Type of conductor	Circular compacted
Conductor flexibility	Class 2
Insulation	X-90
Outer sheath	PVC

Electrical characteristics

Rated Voltage U ₀ /U (Um)	0,6/1 kV
--------------------------------------	----------

Mechanical characteristics

Cable flexibility	Rigid
-------------------	-------



Conductor flexibility
Class 2



Rated Voltage U₀/U (Um)
0,6/1 kV



Cable flexibility
Rigid

ALUMINIUM CONDUCTOR

Cross section [mm²]	Nom. overall diam. [mm]	Approx. weight [kg/100m]	Max. pull tension of cond. [kN]	Min. bend. rad. during instal. [mm]	Min. bend. rad. installed [mm]	Nexans Ref.
50	13.1	23.0	2	155	105	BDBA19AA001CXNA
70	14.9	31.0	4	180	120	BDBA20AA001CXNA
95	16.8	40.0	5	200	135	BDBA22AA001CXNA
120	18.4	49.0	6	220	145	BDBA23AA001CXNA
150	20.5	60.0	8	245	165	BDBA24AA001CXNA
185	22.4	72.0	9	270	180	BDBA25AA001CXNA
240	25.1	91.0	12	300	200	BDBA26AA001CXNA
300	27.6	112.0	15	330	220	BDBA27AA001CXNA
400	31.1	142.0	20	375	250	BDBA28AA001CXNA
500	35.3	185.0	25	425	280	BDBA30AA001CXNA

XLPE/PVC SINGLE CORE - CURRENT CARRYING CAPACITY TABLE SINGLE PHASE (IN AMPS)

Copper or Aluminium Conductor XLPE Insulation Maximum Conductor Temperature 90C

Conductor cross-section [mm²]																
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1	20	-	20	-	16	-	16	-	13	-	8	-	28	-	20	-
1.5	26	-	25	-	20	-	21	-	16	-	10	-	36	-	26	-
2.5	36	-	36	-	28	-	30	-	24	-	14	-	50	-	36	-
4	48	-	47	-	37	-	38	-	30	-	19	-	64	-	46	-
6	61	-	60	-	47	-	47	-	38	-	24	-	80	-	58	-
10	84	-	82	-	65	-	65	-	52	-	32	-	107	-	78	-
16	112	87	108	84	86	67	84	65	67	52	43	33	139	107	100	78
25	151	117	145	112	117	91	113	87	90	70	58	45	179	139	131	102
35	186	144	177	137	144	111	135	105	108	84	72	56	215	167	157	122
50	228	177	216	167	176	136	166	129	133	103	-	-	255	198	189	147
70	291	226	273	212	224	174	204	159	164	127	-	-	313	243	233	181
95	361	280	338	262	278	216	255	198	204	158	-	-	375	291	285	221
120	422	328	393	305	325	253	292	226	233	181	-	-	427	332	325	252
150	486	377	451	350	375	291	329	255	263	204	-	-	480	372	365	283
185	565	439	522	406	436	340	387	301	309	241	-	-	543	423	423	329
240	678	527	622	485	522	408	461	360	369	288	-	-	630	492	497	388
300	787	612	718	562	605	473	-	-	-	-	-	-	711	556	562	440
400	923	723	836	660	708	559	-	-	-	-	-	-	808	638	653	516
500	1078	850	966	772	821	656	-	-	-	-	-	-	913	729	739	590
630	1261	1003	1113	904	950	772	-	-	-	-	-	-	1026	833	856	695

 Unenclosed spaced
  Unenclosed spaced from surface
  Unenclosed touching

 Enclosed conduit in air
  Thermal insulation, partially surrounded by thermal insulation
  Thermal Insulation, completely surrounded by thermal insulation

 Buried direct
  Underground ducts A - Underground Wiring Enclosure
  Underground ducts B - Individual Wiring Enclosure

XLPE/PVC SINGLE CORE - CURRENT CARRYING CAPACITY TABLE THREE PHASE (IN AMPS)

Copper or Aluminium Conductor XLPE Insulation Maximum Conductor Temperature 90C

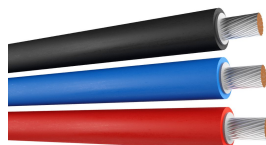
Conductor cross-section [mm ²]																		
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1	19	-	16	-	16	-	15	-	12	-	8	-	24	-	18	-	22	-
1.5	25	-	21	-	20	-	18	-	15	-	10	-	31	-	22	-	27	-
2.5	35	-	30	-	28	-	25	-	20	-	14	-	42	-	31	-	38	-
4	46	-	40	-	37	-	33	-	26	-	19	-	55	-	40	-	49	-
6	59	-	50	-	47	-	42	-	34	-	24	-	68	-	50	-	60	-
10	81	-	69	-	65	-	56	-	45	-	32	-	91	-	67	-	79	-
16	108	84	92	71	86	67	72	56	58	45	43	33	117	91	86	66	101	79
25	146	113	125	97	117	91	97	75	77	60	58	45	151	117	113	87	132	103
35	180	140	154	119	144	111	120	93	96	75	72	56	180	140	137	106	158	122
50	221	171	188	146	176	136	143	111	114	89	-	-	214	166	163	126	190	147
70	282	219	240	186	224	174	183	142	146	114	-	-	262	203	203	158	232	180
95	350	271	298	232	278	216	220	171	176	137	-	-	313	243	244	190	276	214
120	410	318	349	271	325	253	261	203	209	162	-	-	356	277	284	221	320	248
150	472	366	403	313	375	291	295	229	236	183	-	-	400	310	320	249	358	277
185	550	427	468	365	435	339	335	261	268	209	-	-	452	352	363	283	413	321
240	660	513	560	438	521	407	399	312	320	250	-	-	523	409	426	333	477	371
300	766	596	648	508	602	472	469	368	375	294	-	-	589	463	491	385	552	430
400	899	705	756	599	702	557	534	424	427	339	-	-	668	530	557	442	626	491
500	1051	829	874	703	812	652	633	509	506	407	-	-	752	604	648	520	707	559
630	1230	978	1010	824	938	765	714	583	571	466	-	-	843	688	727	593	820	654

 Unenclosed spaced
  Unenclosed spaced from surface
  Unenclosed touching

 Enclosed conduit in air
  Thermal insulation, partially surrounded by thermal insulation
  Thermal insulation, completely surrounded by thermal insulation

 Buried direct
  Underground ducts A - Underground Wiring Enclosure
  Underground ducts B - Individual Wiring Enclosure

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) CPR Eca PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) H1Z2Z2-K acc. to EN 50618, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate of 1,5/1,5kV DC.

They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture areas, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II), in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls.

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K cables are suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	H1Z2Z2-K
Standard	DIN EN 50618
Certifications / Approvals	VDE Approval Mark (<VDE>); TÜV-Certificate nr. 60103637
Construction product regulation (CPR)	CPR acc. to DIN EN 50575, Reaction to fire: Eca CPR Declaration of Performance www.prysmiangroup.com/cpr

Notes on installation

Notes on installation	Thanks to more than 15 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.
-----------------------	--

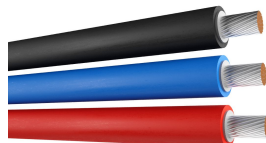
Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, finely stranded class 5 in accordance with IEC 60228
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C. Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer sheath colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	DC: 1,5/1,5 kV AC: 1,0/1,0 kV
Max. permissible operating voltage AC	1,2/1,2 kV
Max. permissible operating voltage DC	1,8/1,8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	According to EN 50618, Table A-3
Electrical Tests	Acc. to EN 50618, Table 2: • Conductor Resistance; • Voltage Test on completed cable (AC and DC); • Spark Test on insulation; Insulation Resistance (at 20°C and 90°C in water); • Insulation Long-Term Resistance to DC (10 days, in 85°C water, 1,8 kV DC); • Surface Resistance of Sheath • AD8 (acc. to UL44 sec. 5.4 (>92 weeks)) PRYSMIAN internal test: • Dielectric Strength; • Insulation Resistance at 120°C in air.

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) CPR Eca PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Chemical parameters

Performance against fire

Acc. to EN 50618, Table 2:

- Single Cable Flame Test per EN 60332-1-2;
- Low Smoke Emission per EN 61034-2 (Light Transmittance > 70%);
- Halogen-free per EN 50525-1, Annex B.

PRYSMIAN internal test:

- Multiple Cable Flame Test per EN 50305-9;
- Low Toxicity per EN 50305 (ITC < 3).

Resistance to oil

PRYSMIAN internal test, on sheath:

- 24h, 100°C (meets VDE 0473-811-404, EN 60811-404).

Weather resistance

Acc. to EN 50618, Annex E and Table 2:

- UV Resistance on sheath: tensile strength and elongation at break after 720h (360 Cycles) of exposure to UV lights acc. to EN 50289-4-17, Method A;
- Ozone resistance: per Test Type B (DIN EN 50396)
- AD8 (acc. to DIN EN 50525-2-21 appendix E)

PRYSMIAN internal test:

- Water Absorption (Gravimetric) per DIN EN 60811-402.

Acid and alkaline resistance

Acc. to EN 50618, Annex B:

- 7 days, 23°C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) acc. to EN 60811-404.

Ammonia Resistance

PRYSMIAN Internal Testing:

- 30 days in Saturated Ammonia Atmosphere.

Environmentally Friendly

TECSUN(PV) cables comply with the RoHS directive 2011/65/EU of the European Union.

Thermal parameters

Max. operating temperature of the conductor

Max. 90°C at conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram TECSUN = 30 years).

20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.

Max. operating temperature of the conductor

90 °C

Max. short circuit temperature of the conductor

250 °C (5 s.)

Ambient temperature (for fixed and flexible installation)

Installation and handling: -25°C up to 60°C

In operation: -40°C up to +90°C

Resistance to cold

Acc. to EN 50618, Table 2:

- Cold Bending Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-504;
- Cold Elongation Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-505;
- Cold Impact Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-506 and EN 50618 Annex C.

Damp-Heat Test

Acc. to EN 50618, Table 2:

- 1.000h at 90°C and 85% humidity (test acc. to EN 60068-2-78).

Mechanical parameters

Max. tensile load

15 N/mm² in operation, 50 N/mm² during installation

Bending radii min.

Acc. to EN 50565-1

Abrasion resistance

PRYSMIAN Internal Testing:

- Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper;
- Sheath against sheath;
- Sheath against metal;
- Sheath against plastics.

Shrinkage Test

Acc. to EN 50618, Table 2:

- Maximum Shrinkage <2% (test acc. to EN 60811-503).

Pressure Test at High Temperature

PRYSMIAN Internal Testing:

- <50% acc. to EN 60811-508.

Dynamic Penetration Test

Acc. to EN 50618, Annex D:

- Meets requirements of EN 50618.

Shore-Hardness

PRYSMIAN Internal Testing:

- Type A: 85 acc. to DIN EN ISO 868

Durability of Print

Acc. to EN 50618:

- Test acc. to EN 50396.

Rodent resistance

Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid.

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (approx.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	CPR fire class	CPR DoP-Code
1x1,5	black	20154830	1.6	4.4	5	15	35	23	13.7	30	0.21	29	Eca	1007351
1x2,5	black	20154650	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	0.36	39	Eca	1007351
1x2,5	red	20167176	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	0.36	39	Eca	1007351
1x2,5	blue	20167177	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	0.36	39	Eca	1007351
1x4	black	20149014	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	0.57	52	Eca	1007351
1x4	red	20165491	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	0.57	52	Eca	1007351
1x4	blue	20165492	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	0.57	52	Eca	1007351
1x6	black	20149015	2.9	5.9	6.5	20	80	90	3.39	70	0.86	67	Eca	1007351
1x6	red	20165493	2.9	5.9	6.5	20	80	90	3.39	70	0.86	67	Eca	1007351
1x6	blue	20165494	2.9	5.9	6.5	20	80	90	3.39	70	0.86	67	Eca	1007351
1x10	black	20149016	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	1.43	93	Eca	1007351
1x10	red	20165495	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	1.43	93	Eca	1007351
1x10	blue	20165496	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	1.43	93	Eca	1007351
1x16	black	20154857	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	2.29	125	Eca	1007351
1x16	red	20167178	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	2.29	125	Eca	1007351
1x16	blue	20167179	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	2.29	125	Eca	1007351
1x25	black	20154858	6.4	10.3	11.2	34	290	375	0.795	176	3.58	167	Eca	1007351
1x35	black	20154859	7.5	11.7	12.5	50	400	525	0.565	218	5.01	207	Eca	1007351
1x50	black	20154860	9	13.5	14.5	58	560	750	0.393	276	7.15	262	Eca	1007351
1x70	black	20156711	10.8	15.5	16.5	66	750	1050	0.277	347	10.01	330	Eca	1007351
1x95	black	20156712	12.6	17.7	18.7	75	970	1425	0.21	416	13.59	395	Eca	1007351
1x120	black	20156713	14.2	19.2	20.4	82	1220	1800	0.164	488	17.16	464	Eca	1007351
1x150	black	20156714	15.8	21.4	22.6	91	1500	2250	0.132	566	21.45	538	Eca	1007351
1x185	black	20153870	17.4	23.7	25.1	101	1840	2775	0.108	644	26.46	612	Eca	1007351
1x240	black	20157001	20.4	27.1	28.5	114	2400	3600	0.082	775	34.32	736	Eca	1007351
1x300	black	20267011	22.9	30	33	132	3000	4500	0.0654	898	42.93	855	Eca	1007351
TECSUN(PV) (C) H1Z2Z2-K														
1x4 (C)	black		2.4	6	6.6	26.4	90	60	5.09	55	0.57	52	Eca	1007351
1x6 (C)	black	20198657	2.9	6.5	7.1	28.4	110	90	3.39	70	0.86	67	Eca	1007351

Standard delivery length is 500mt. Other lengths are available on request.
All cross sections are also available in red and blue colors.