



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: JOSÉ IGNACIO MENÉNDEZ GUILLÉN

Director: FÉLIX FERNANDO GIL ESPINO

Codirector: JOSÉ JUSTO LÓPEZ SANZ

Madrid

AGOSTO de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Diseño y dimensionamiento de una planta híbrida de generación solar fotovoltaica* 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.

José Ignacio Menéndez Fecha: 26/08/2025

Autorizada la entrega del proyecto
DIRECTORES DEL PROYECTO

José Justo López Fecha: 26/08/2025

Félix Gil Espino Fecha: 26/08/2025



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: JOSÉ IGNACIO MENÉNDEZ GUILLÉN

Director: FÉLIX FERNANDO GIL ESPINO

Codirector: JOSÉ JUSTO LÓPEZ SANZ

Madrid

AGOSTO de 2025

AGRADECIMIENTOS

A Jose Justo y todo el departamento de Ingeniería de Elecnor Energía, por permitirme coordinar mis prácticas con ellos con la elaboración de este trabajo.

A mis compañeros Félix y Ángela en este departamento, por asistirme ante cualquier duda que les planteara.

RESUMEN

Este proyecto aborda el dimensionamiento, diseño, selección de equipo, implementación teórica y evaluación económica de una planta de generación renovable, basada en módulos fotovoltaicos, hibridada con almacenamiento energético de gran capacidad mediante baterías electrolíticas.

El propósito del documento es seguir el proceso de creación de un proyecto, desde la identificación de oportunidades hasta la puesta en marcha del mismo. De esta forma, cada capítulo supondrá una continuación natural del anterior, abordando la cuestión planteada desde el punto de vista de cada actor en el ciclo de vida del proyecto.

CAPÍTULO I: ANÁLISIS DEL CONTEXTO

Este capítulo establece el marco que justifica el diseño y dimensionamiento de una planta híbrida solar fotovoltaica con almacenamiento, considerando la transición energética, los objetivos regulatorios y la necesidad técnica y económica de integrar almacenamiento en el sistema eléctrico.

1. Introducción al Proyecto:

La transición hacia un modelo energético bajo en carbono, impulsada por compromisos internacionales como el Pacto Verde Europeo, exige la sustitución de fuentes convencionales por energías renovables. Sin embargo, su carácter no gestionable genera problemas de intermitencia, vertidos y desajustes entre generación y demanda, que afectan tanto la estabilidad como la rentabilidad del sistema eléctrico.

2. El Almacenamiento en la Transición Energética:

El almacenamiento energético, y su combinación con la generación de energía renovable como este proyecto, se plantea como una solución fundamental para optimizar el aprovechamiento de la energía, garantizar la seguridad de suministro y contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible; se estudia el contexto de las políticas europeas, como el Pacto Verde y el paquete Fit for 55, y el marco español, a través del PNIEC, que reconocen el papel esencial del almacenamiento para alcanzar los objetivos de descarbonización.

3. La Necesidad de Almacenamiento Energético:

La repentina penetración de generación renovable en España es protagonista de vertidos energéticos y precios horarios nulos, evidenciando la dificultad para adaptar la producción a los patrones de consumo. La incorporación de almacenamiento permite resolver estos desequilibrios, aportando flexibilidad operativa, servicios auxiliares y optimización del uso de la infraestructura eléctrica. De este modo, la hibridación de generación renovable con baterías se convierte en una condición necesaria para garantizar la viabilidad técnica y económica del sistema eléctrico en un escenario de alta penetración renovable.

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE LA SOLUCIÓN

Se define la solución técnica propuesta, las características de capacidad, criterios de diseño y metodología de dimensionamiento.

1. Dimensionamiento y Características:

La planta se concibe como una instalación de gran escala conectada a red, con 100 MW de potencia pico fotovoltaica y un sistema de almacenamiento basado en baterías de ion-litio, dimensionado para entregar 75 MW durante cuatro horas consecutivas, suponiendo un total de 300 MWh. Para ello, se proyecta una configuración modular del parque de baterías de 60 contenedores, cada uno con 5 MWh de capacidad y una simulación en PVSyst que determinará las dimensiones del parque fotovoltaico.

2. Punto de Interconexión a la Red (POI):

Se detallan los criterios para la selección de La Paloma como punto de acceso a la red, explicando las características de la interconexión y la idoneidad de dicha ubicación geográfica para una instalación fotovoltaica.

3. Simulación PVSyst:

Simulación de modelización y estimaciones de producción para un parque fotovoltaico de las características declaradas. Se definen las pérdidas de la instalación, las características del conjunto de generación fotovoltaico, el equipo seleccionado en base a la biblioteca interna de PVSyst y se concluye las estimaciones de producción que serán empleadas en la evaluación económica.

CAPÍTULO III: MEMORIA DESCRIPTIVA

Este capítulo desarrolla la ingeniería básica del proyecto, describiendo los aspectos técnicos, normativos y constructivos que definen la instalación. Comenzará estableciendo el objeto del proyecto y sus antecedentes, enmarcándolo en la necesidad comentada de integrar energías renovables con sistemas de almacenamiento.

Se realiza una evaluación del emplazamiento mediante un análisis que incluirán estudios y evaluaciones realizadas para garantizar que el terreno cumple los requisitos para albergar una planta híbrida de gran capacidad. Se recogerán las normativas aplicables al diseño, construcción y operación del sistema de obligado cumplimiento.

Este capítulo realiza una primera descripción del sistema en su conjunto, detallando los subsistemas en los que se compone la instalación, la definición de cada nivel de tensiones en cada elemento del sistema de generación y almacenamiento, así como la integración de estos subsistemas en el esquema de comunicaciones y control

Finalmente, se define la distribución física de la instalación. Se detalla la ubicación de los elementos que componen el parque fotovoltaico, así como el sistema de almacenamiento y sus servicios auxiliares; este diseño buscará la optimización del espacio, minimizar pérdidas eléctricas y facilitar las labores de operación y mantenimiento.

CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE EQUIPO

Como parte de la elaboración de una oferta de contratación, este capítulo aborda la definición y elección de los equipos principales que componen la planta híbrida, asegurando su adecuación a los requerimientos de diseño, normativa y rendimiento establecidos en fases anteriores. La selección se fundamenta en criterios de fiabilidad, eficiencia, coste y disponibilidad comercial, empleando estimaciones de precios reales en base a proyectos disponibles.

1. Sistema de Generación Fotovoltaica

Se detalla el equipo seleccionado, paneles, inversores, transformadores y cajas de agrupación basándose en la simulación realizada en PVSyst, detallando la disposición en planta del mismo, su distribución en sectores asociados a un mismo inversor y la unión de distintos inversores en un mismo centro de transformación. Se evalúan también las necesidades de conductores para el transporte de energía.

2. Sistema de Almacenamiento Energético

Se detalla el criterio de selección y disposición del sistema de almacenamiento modular por baterías de gran capacidad. Incluyendo los sistemas responsables de gestionar la bidireccionalidad de la energía, su conversión y suministro de servicios auxiliares, principalmente debidos a refrigeración de las baterías.

3. Subestación de Evacuación

Resumen del equipamiento de la subestación encargada de evacuar la potencia, incluyendo el embarrado de parques de AT y MT, así como los transformadores de potencia necesarios y la instrumentación de control y protección requerida. Se incluyen los cálculos para asegurar la seguridad ante corrientes de circuito en el mallado del terreno.

CAPÍTULO V: EVALUACIÓN ECONÓMICA

Este capítulo evalúa la rentabilidad del proyecto mediante el análisis de costes, ingresos y flujos de caja previstos en los diez primeros años de operación.

1. Estimaciones de Presupuesto:

Comenzará con la estimación del presupuesto total de inversión destinada al proyecto, basada en el desglose detallado del documento de mediciones (BoQ) incluido como anexo, a la que se añade un suplemento destinado a reservas de contingencia y posibles amenazas (*Total Allocated Budget*).

2. Análisis de Rentabilidad

La estimación de los flujos de caja atiende a la definición de los gastos de operación anuales de la planta, a los ingresos estimados para la venta de energía, cuyo valor se descompone entre franjas horarias de mayor precio para la fracción de energía almacenada y menor para la fracción estimada como parque fotovoltaico convencional.

3. Conclusiones

La evaluación económica en base a las hipótesis de precio realizadas concluye la rentabilidad de la instalación, con una Tasa Interna de Retorno del 9,73 % y la devolución de la inversión inicial en seis años y medio.

Estas bondades económicas, en conjunción con los beneficios declarados para la estabilidad del sistema eléctrico y la transición energética convierten al proyecto en una inversión muy atractiva por las razones presentadas.

BIBLIOGRAFÍA

Se detallan las fuentes empleadas en la investigación y elaboración de este proyecto de fin de máster, organizadas de acuerdo con su referencia APA en orden alfabético.

ANEXOS

Esta memoria recoge como anexos la información tratada más relevante para el proyecto, en orden:

1. Informe de la simulación PVSyst.
2. Esquemas unifilares de cada subsistema de la instalación.
3. Hoja de cálculo de conductores.
4. Hoja de especificaciones del equipo seleccionado.
5. Tabla de mediciones de equipo (BOQ).
6. Diagrama de Gantt del proyecto.

SUMMARY

This project addresses the sizing, design, equipment selection, theoretical implementation, and economic evaluation of a renewable generation plant based on photovoltaic modules, hybridized with large-capacity energy storage using electrolytic batteries.

The purpose of the document is to follow the process of creating a project, from identifying opportunities to its commissioning. In this way, each chapter will constitute a natural continuation of the previous one, addressing the issue from the perspective of each stakeholder in the project's life cycle.

CHAPTER I: CONTEXT ANALYSIS

This chapter establishes the framework that justifies the design and sizing of a hybrid solar photovoltaic plant with storage, considering the energy transition, regulatory objectives, and the technical and economic need to integrate storage into the electrical system.

1. Introduction to the Project:

The transition towards a low-carbon energy model, driven by international commitments such as the European Green Deal, requires replacing conventional sources with renewable energy. However, their non-dispatchable nature causes issues of intermittency, curtailments, and mismatches between generation and demand, which impact both the stability and profitability of the electrical system.

2. Energy Storage in the Energy Transition:

Energy storage, combined with renewable energy generation as proposed in this project, is presented as a key solution to optimize energy utilization, ensure security of supply, and contribute to the Sustainable Development Goals. The context of European policies such as the Green Deal and the Fit for 55 package, as well as the Spanish framework through the PNIEC, is analyzed—both recognizing the essential role of storage in achieving decarbonization targets.

3. The Need for Energy Storage:

The sudden penetration of renewable generation in Spain has led to energy curtailments and zero hourly prices, highlighting the difficulty of adapting production to consumption patterns. Incorporating storage helps resolve these imbalances by providing operational flexibility, ancillary services, and optimization of the electrical infrastructure. Thus, hybridizing renewable generation with batteries becomes a necessary condition to ensure the technical and economic viability of the electrical system in a high-renewable penetration scenario.

CHAPTER II: SOLUTION STUDY

The proposed technical solution is defined, including capacity characteristics, design criteria, and sizing methodology.

1. Sizing and Characteristics:

The plant is conceived as a large-scale grid-connected facility, with 100 MW of photovoltaic peak power and a lithium-ion battery storage system sized to deliver 75 MW for four consecutive hours, totaling 300 MWh. The battery park will feature a modular configuration with 60 containers, each with a 5 MWh capacity, and a simulation in PVSyst will determine the dimensions of the photovoltaic array.

2. Grid Interconnection Point (POI):

The criteria for selecting La Paloma as the grid access point are detailed, explaining the characteristics of the interconnection and the suitability of this geographic location for a photovoltaic installation.

3. PVSyst Simulation:

Modeling and production estimation for a photovoltaic plant with the specified characteristics. Installation losses, the characteristics of the photovoltaic generation system, and the equipment selected from PVSyst's internal library are defined, concluding with production estimates that will be used in the economic evaluation.

CHAPTER III: DESCRIPTIVE REPORT

This chapter develops the project's basic engineering, describing the technical, regulatory, and construction aspects that define the installation. It begins by establishing the project's purpose and background, framed within the need to integrate renewable energy with storage systems.

A site assessment is carried out through an analysis including studies and evaluations to ensure that the land meets the requirements to host a large-capacity hybrid plant. Applicable regulations for design, construction, and operation of the system will be included.

This chapter provides an initial description of the system as a whole, detailing the subsystems that make up the installation, the definition of each voltage level within the generation and storage system, and the integration of these subsystems into the communication and control scheme.

Finally, the physical layout of the installation is defined. The location of the elements composing the photovoltaic array, as well as the storage system and its auxiliary services, is detailed. The design aims to optimize space, minimize electrical losses, and facilitate operation and maintenance activities.

CHAPTER IV: EQUIPMENT SELECTION

As part of preparing a contracting proposal, this chapter addresses the definition and selection of the main equipment components of the hybrid plant, ensuring their compliance with the design, regulatory, and performance requirements established in previous phases. The selection is based on criteria of reliability, efficiency, cost, and commercial availability, using real price estimates from existing projects.

1. Photovoltaic Generation System:

Details the selected equipment—panels, inverters, transformers, and combiner boxes—based on the PVSyst simulation. Includes the layout of the system, distribution into sectors associated with the same inverter, and grouping of multiple inverters in the same transformation center. Conductor requirements for energy transmission are also evaluated.

2. Energy Storage System:

Describes the selection criteria and layout of the modular large-capacity battery storage system, including systems responsible for managing bidirectional energy flow, conversion, and auxiliary services—mainly related to battery cooling.

3. Evacuation Substation:

Summarizes the equipment for the substation responsible for power evacuation, including HV and MV busbars, power transformers, and the necessary control and protection instrumentation. Calculations are included to ensure safety against fault currents within the ground grid.

CHAPTER V: ECONOMIC EVALUATION

This chapter assesses the profitability of the project through the analysis of costs, revenues, and projected cash flows over the first ten years of operation.

1. Budget Estimates:

Begins with an estimate of the total investment budget allocated to the project, based on the detailed breakdown in the Bill of Quantities (BoQ) included as an annex, plus an allowance for contingency reserves and potential risks (Total Allocated Budget).

2. Profitability Analysis:

Cash flow estimation considers annual operating expenses, projected revenues from energy sales—differentiating higher prices for stored energy and lower prices for the energy estimated as conventional photovoltaic output.

3. Conclusions:

The economic evaluation based on price assumptions concludes the profitability of the installation, with an Internal Rate of Return (IRR) of 9.73% and payback of the initial investment in six and a half years.

These economic advantages, together with the declared benefits for the stability of the electrical system and the energy transition, make the project a highly attractive investment for the reasons presented.

BIBLIOGRAPHY

Details of the sources used in the research and development of this master's thesis, organized according to APA references in alphabetical order.

ANNEXES

This report includes as annexes the most relevant information processed for the project, in the following order:

1. PVSyst simulation report.
2. Single-line diagrams of each subsystem of the installation.
3. Conductor sizing spreadsheet.
4. Equipment specification sheet.
5. Equipment measurement table (BoQ).
6. Project Gantt chart.

Tabla de Contenido

CAPÍTULO I: ANÁLISIS DEL CONTEXTO

1.	Introducción al Proyecto.....	22
1.1.	Motivación.....	22
1.2.	Enmarcado en ODS	25
2.	El Almacenamiento en la Transición Energética	27
2.1.	Marco estratégico europeo: Pacto Verde Europeo y Fit for 55	27
2.2.	Marco estratégico en España: PNIEC y objetivos de almacenamiento.....	28
3.	La Necesidad del Almacenamiento Energético.....	32
3.1.	Efectos de la penetración de renovables en el sistema eléctrico	32
3.2.	Hibridación de baterías en instalaciones de generación renovable	37
3.2.1.	Proyectos de referencia.....	39

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE LA SOLUCIÓN

1.	Dimensionamiento y Características	41
1.1.	Sistema de almacenamiento	42
1.2.	Parque fotovoltaico.....	43
2.	Punto de Interconexión a la Red (POI).....	45
3.	Simulación PVSyst.....	47
3.1.	Sobre el software PVSyst	47
3.2.	Estudio del caso	48
3.2.1.	Emplazamiento	48
3.2.2.	Tecnología	50
3.2.3.	Estudio del recurso solar:	50
3.2.4.	Simulación	53

CAPÍTULO III: MEMORIA DESCRIPTIVA

1.	Objeto	63
2.	Antecedentes.....	64
3.	Ubicación y Emplazamiento.....	66
3.1.	Evaluación de idoneidad técnica:	67
3.1.1.	Estudio topográfico:	67
3.1.2.	Análisis Meteorológico:	68

3.1.3.	Idoneidad del emplazamiento para el parque de baterías:.....	69
3.2.	Límites del terreno:.....	71
4.	Normativa Aplicable.....	73
4.1.	Conexión como generador a la red:.....	73
4.2.	Mercado Eléctrico.....	73
4.3.	Estructuras, instalaciones y obra civil:	74
4.4.	Instalaciones de baja tensión	74
4.5.	Instalaciones de alta tensión	75
4.6.	Medio ambiente	75
4.7.	Otra legislación autonómica, local y municipal	76
5.	Descripción del Sistema	77
6.	Distribución de la Instalación	81
6.1.	Paneles fotovoltaicos	81
6.2.	Transformadores BT/MT.....	83
6.3.	Sistema de Baterías.....	84
6.4.	Subestación de Evacuación	85
CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE EQUIPO		
1.	Sistema fotovoltaico.....	88
1.1.	Módulos Fotovoltaicos	88
1.2.	Inversores	90
1.3.	Transformadores BT/MT.....	91
1.4.	Cajas de agrupación.....	93
1.5.	Conductores	94
1.5.1.	Conductores de baja tensión	95
1.5.2.	Conductores de media tensión.....	97
2.	Sistema de Almacenamiento Energético.....	99
2.1.	Sistemas de baterías.....	99
2.2.	Conversión de potencia	100
2.3.	Servicios Auxiliares.....	103
2.3.1.	Transformadores de SSAA.....	103
2.3.2.	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS)	105
2.4.	Conductores	106
3.	Subestación de Evacuación	109

3.1.	Infraestructura eléctrica	109
3.1.1.	Parámetros de diseño a 132 kV	109
3.1.2.	Parámetros de diseño a media tensión.....	110
3.2.	Aparellaje de la subestación	110
3.2.1.	Transformadores de potencia	110
3.2.2.	Celdas de media tensión	112
3.2.3.	Transformadores de tensión.....	113
3.2.4.	Transformadores de intensidad.....	114
3.2.5.	Autoválvulas (pararrayos)	115
3.2.6.	Interruptores.....	116
3.2.7.	Seccionadores	117
3.3.	Puesta a tierra.....	119
3.3.1.	Cálculo de la red de tierras inferiores:.....	119
3.4.	Sistema de comunicaciones y control.....	121
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA		
1.	Estimaciones de Presupuesto.....	123
1.1.	Desglose del <i>Bill of Quantities</i>	123
1.2.	Presupuesto total del proyecto (TAB)	125
2.	Análisis de Rentabilidad.....	127
2.1.	Gastos de operación.....	127
2.2.	Energía vertida a la red.....	128
2.3.	Precio de venta de la energía	130
2.3.1.	Precio medio mensual del mercado diario 2015 – 2024 (ESIOS, 2025) 131	
2.3.2.	Precio medio horario del mercado diario 2015-2024 (ESIOS, 2025) ..	131
2.4.	Evaluación económica.....	132
2.4.1.	Análisis de Flujos de Caja:	133
3.	Conclusiones.....	135
Referencias:		137
ANEXOS		
Anexo 1: Informe de la Simulación PVSyst.....		140
Anexo 2: Esquemas Unifilares		141
2.1.	Subestación.....	141

2.2. Sistema de baterías	141
2.3. Sistema de baterías: detalle	141
2.4. Sistema fotovoltaico	141
Anexo 3: Hoja de Cálculo de Conductores	142
Anexo 4: Hoja de Características del Equipo Seleccionado.....	143
4.1. Módulos fotovoltaicos	143
4.2. Inversor Santerno Sunway	143
4.3. Cajas de agrupación fotovoltaica.....	143
4.4. Inversor PCSK Power Electronics.....	143
4.5. Estudio del consumo de servicios auxiliares	143
4.6. Cable de transmisión potencia de gran sección	143
4.7. Sistema de baterías Sungrow PowerTitan	143
4.8. Sistema de conversión Twin Skid Power Electronics	143
4.9. SAI DELPHYS MX Elite+	143
4.10. Celdas de media tensión cgm.800 Ormazábal.....	143
Anexo 5: <i>Bill of Quantities</i> de la oferta EPC.....	144
Anexo 6: Diagrama de Gantt del proyecto	145

Índice de Figuras

Figura 1. LCOE for Solar Photovoltaic (ALEASOFT, 2022).....	23
Figura 2. Evolución de la demanda energética y PIB en España	24
Figura 3. Proyección de crecimiento del mercado de almacenamiento (renewablesnow).	27
Figura 4. Previsión de necesidades de almacenamiento energético (MITECO).....	30
Figura 5. Demanda eléctrica por horas (REE, 2025).....	33
Figura 6. Perfil medio diario de la generación FV en España (REE, 2021).....	33
Figura 7. Curva de pato en California (CAISO, 2023).....	34
Figura 8. Vertidos de energía renovable por EM de la UE (ACER, 2023).....	35
Figura 9. Energía renovable no integrable debido a restricciones técnicas (El Periódico de la Energía, 2025).....	36
Figura 10. Precios de ofertas PPA Solar por país (LevelTen Energy, 2025)	37
Figura 11. Penetración de energía renovable/no renovable (2002-2022) (ALEASOFT, 2023).....	38
Figura 12. Mapa de la península ibérica por índice de irradiación solar (AEMET, 2022)	41
Figura 13. Representación esquemática de la composición de un parque fotovoltaico (PV-Magazine, 2018).....	44
Figura 14. Distribución geográfica de las instalaciones de generación fotovoltaica (REDEIA, 2024).....	45
Figura 15. Detalle del mapa de la red de transporte (REE, 2020).....	46
Figura 16. Mapa de municipios de la provincia de Ciudad Real.....	49
Figura 17. Representación de valores de GHI en la región (Elaboración Propia).....	51
Figura 18. Representación de valores de DHI en la región (Elaboración Propia).....	52
Figura 19. Resultado de la orientación en PVSyst	53
Figura 20. Resultado del dimensionamiento de potencia en PVSyst	55
Figura 21. Representación del balance de equilibrio térmico en los módulos fotovoltaicos	56
Figura 22. Detalle de la red de transporte (REE,2021)	63
Figura 23. Generación solar fotovoltaica por CCAA (REDEIA,2025).....	64
Figura 24. Vista del emplazamiento seleccionado desde la carretera de acceso	66
Figura 25. Medición de la distancia del emplazamiento a la subestación de acceso a la red	67
Figura 26. Mapa de elevación del terreno en la ubicación (GEOSAT).....	68
Figura 27. Valores de PVSyst para la caracterización climática.....	68
Figura 28. Rango de temperaturas registradas en la provincia de Ciudad Real (Meteonorm).....	69
Figura 29. Cuenca del Arroyo del Peral (Junta de Castilla la Mancha)	70
Figura 30. Estudio hidrográfico del Arroyo del Peral (Junta de Castilla la Mancha)	70
Figura 31. Representación del vallado en la imagen de satélite	71
Figura 32. Representación del asfaltado en la imagen satélite	72

Figura 33. Caminos divisorios en la imagen satélite	72
Figura 34. Representación esquemática de funcionamiento	77
Figura 35. Representación del sistema global	79
Figura 36. Límites del vallado	81
Figura 37. Resumen del sistema global de la simulación PVSyst.....	81
Figura 38. Representación unifilar de la simulación PVSyst	82
Figura 39. Sectorización de paneles fotovoltaicos	82
Figura 40. Edificio prefabricado para centro de transformación.....	83
Figura 41. Distribución de los centros de transformación a lo largo del parque fotovoltaico (en verde).....	84
Figura 42. Sistema de baterías de gran capacidad CATL.....	84
Figura 43. Ubicación del sistema de baterías en el parque.....	85
Figura 44. Ejemplo de subestación de intemperie.....	86
Figura 45. Paneles fotovoltaicos monocristalinos	88
Figura 46. Inversor Santerno Sunway SKID.....	90
Figura 47. Transformador Siemens Energy Gaefol Neo	92
Figura 48. Ejemplo de caja de agrupación del sistema fotovoltaico	93
Figura 49. Esquema del sistema de conexión de BT.....	95
Figura 50. Sistema de baterías PowerTitan 2.0 de Sungrow	99
Figura 51. Freemaq PCSK de Power Electronics.....	101
Figura 52. Twin Skid Compact de Power Electronics.....	102
Figura 53. Esquema de consumo de potencia auxiliar para un contenedor de baterías	104
Figura 54. SAI de gran capacidad Delphys	105
Figura 55. Esquema de conexiones en BT	107
Figura 56. Esquema de conexiones en MT.....	108
Figura 57. Transformador de potencia ONAN.....	111
Figura 58. Celdas de media tensión Ormazábal	112
Figura 59. Desglose del Bill of Quantities por partidas	124
Figura 60. Presupuestos de un proyecto (apuntes de la asignatura)	125
Figura 61. Desglose de gastos de operación en el primer año.....	127
Figura 62. Estimación de producción diaria por kW de potencia pico instalada	128
Figura 63. Fracción de la energía mensual almacenada/generada.....	129

Capítulo I: Análisis del Contexto

1. Introducción al Proyecto

1.1. Motivación

El entendimiento contemporáneo de los efectos de la acción humana sobre el medio ambiente ha puesto de manifiesto un cambio fundamental sobre el paradigma existente de la generación energética.

Tradicionalmente, grandes centrales térmicas, de carbón primero y, posteriormente, energía nuclear, suponían la base central de la generación eléctrica de un sistema eléctrico como el español, reforzados por energías rápidamente regulables como los ciclos de gas o las turbinas hidráulicas para reforzar los picos de demanda y actuar como reserva.

Sin embargo, la creciente concienciación sobre los efectos medioambientales derivados de la generación energética impulsó, desde finales del pasado siglo, la penetración cada vez mayor, de fuentes de energía de origen renovable. Esta nueva forma de entender la generación energética estaría basada en recursos que son renovados de forma natural por el medio ambiente y evitarían la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, primera causa del cambio climático que, cada vez, supone un problema mayor para nuestro tiempo.

El acuerdo de París, firmado por 196 partes de las Naciones Unidas en diciembre de 2015, establece los objetivos a largo plazo para limitar el calentamiento global a 2 °C respecto a niveles preindustriales. Este sería la base de las políticas energéticas que buscarían reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales, emisoras de dióxido de carbono, en favor de las fuentes de energía renovables, no emisoras de gases de efecto invernadero y cuya base de funcionamiento permitiría además la autonomía energética en contraste con fuentes dependientes de materias primas que importar.

Los primeros pasos de la penetración renovable en Europa se hicieron de la mano de *feed-in tariffs* y primas, que aseguraban el retorno de la inversión en proyectos de energía renovables con el fin de impulsar esta tecnología en los sistemas eléctricos europeos. En la década de 2010s, la caída de costes de las fuentes de energía renovables, principalmente debido a la producción en masa de sus tecnologías de funcionamiento, eliminaron la necesidad de primas para su existencia, permitiendo las subastas competitivas para nuevas instalaciones de generación y los contratos a largo plazo en los que recuperar el coste del sistema.

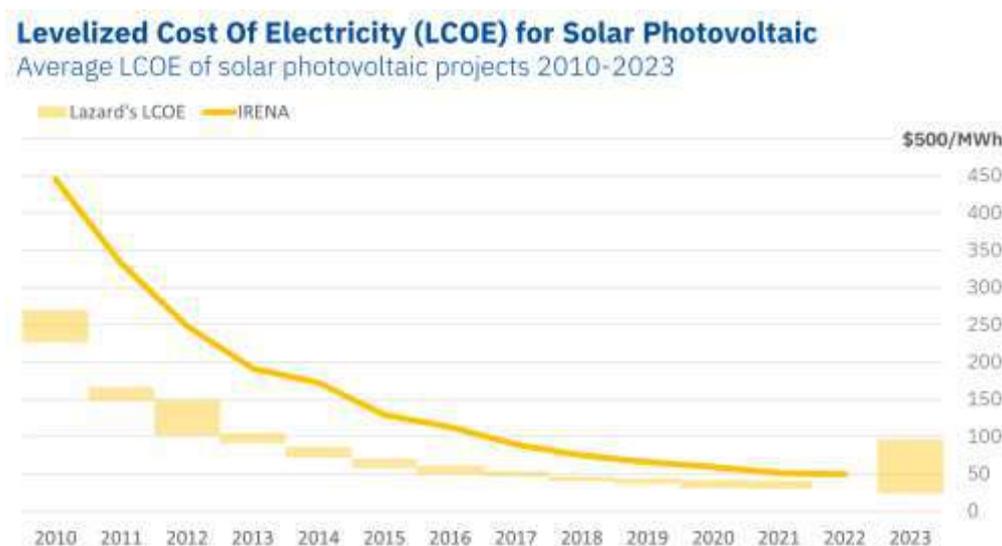


Figura 1. LCOE for Solar Photovoltaic (ALEASOFT, 2022)

El pacto verde europeo supone también un punto de inflexión en la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico europeo mediante el impulso de planes de apoyo a nuevas instalaciones de generación renovable. En países como España, las tecnologías consideradas libres de emisiones de efecto invernadero suponen cerca del 70 % del total de potencia instalada en el mix energético.

En el contexto de esta transición energética, el almacenamiento se sitúa como un actor habilitante del cambio en la estructura de generación propuesta tanto por su labor progresiva de sustituir a los ciclos de gas durante las horas de picos en la demanda eléctrica como por la posibilidad de gestión de la energía que ofrecen ante las fuentes de energía renovables.

El aspecto principal que imposibilita la mayor penetración de fuentes de energía renovable es la característica no gestionable de estas tecnologías frente a las fuentes de energía convencional, que permiten elevar o disminuir su producción a voluntad de la demanda.

Las fuentes de energía renovables, por su parte, dependen enteramente de las condiciones climáticas para su participación en los mercados de energía, siendo incapaces de generar en ausencia de recurso eólico o solar. Además, la mayor penetración de fuentes generables lleva a la situación de vertidos energéticos, donde existe un exceso de energía producida durante las horas de máxima producción solar que no puede ser absorbido por el sistema.

La motivación central de este trabajo vendrá dada por la intención, como ingeniero industrial de especialidad eléctrica, de contribuir al desarrollo de la generación eléctrica en un sistema tal como el español. Desde la segunda revolución industrial, el desarrollo del mundo moderno ha estado ligado a la capacidad de generación energética, yendo este de la mano de mejoras en la calidad de vida de personas y el incremento de la riqueza de un país.



Figura 2. Evolución de la demanda energética y PIB en España

La penetración de energías renovables es, entonces, una necesidad para asegurar que este crecimiento no trae en consecuencia una pérdida cada vez mayor del medio natural. Sin embargo, como se estudiará en este apartado, la integración masiva de renovables conlleva pérdidas de viabilidad en ellas mismas, haciendo necesaria la implementación del almacenamiento para poder mudar hacia un sistema cada vez más renovable sin que sea la regresión, económica y como sociedad, la única solución para dar fin a los problemas causados por el cambio climático.

Este proyecto aborda el dimensionamiento, diseño, selección de equipo, implementación teórica y estudio económico de un sistema de generación renovable hibridado con almacenamiento energético mediante baterías.

El trabajo pretende estudiar en cada capítulo la cuestión desde un punto de vista distinto, en este capítulo primero, se analizará el análisis del contexto en el que se plantea el proyecto, justificando las necesidades del almacenamiento energético en el sistema eléctrico, explicando las iniciativas gubernamentales que favorecen dicha implementación y estudiando tanto mecanismos de apoyo como proyectos de referencia que pudieran beneficiar la consecución de este propósito.

El capítulo siguiente ampliará la proposición de la que parte la idea del proyecto, valorando tecnologías aplicables y su encaje en el conjunto del sistema eléctrico español. En capítulos posteriores se estudiará la solución propuesta desde el punto de vista de un promotor, que presenta la oferta a subasta competitiva para la selección de un contratista capaz de realizar una oferta de contratación para el proyecto. Será este el enfoque seguido después, donde se realiza una estimación de presupuesto en función de los equipos necesarios en el montaje del parque, así como los elementos de apoyo y las conexiones entre ellos.

Por último, se realizará una estimación económica del presente proyecto, estimando cuáles deberían ser los flujos de caja a recibir por el funcionamiento del parque, con el fin de estudiar la viabilidad de este en comparación con otras posibles inversiones de características similares.

1.2. Enmarcado en ODS

Este proyecto, en línea con el compromiso de la Universidad Pontificia Comillas ICAI con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se enmarca en la búsqueda de metas relacionadas con la transición energética, la acción climática y el desarrollo de infraestructuras sostenibles, contribuyendo a la integración de las energías renovables y a la flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico. Los principales objetivos afectados por este proyecto son:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante



El proyecto facilita la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico optimizando su utilización a través del almacenamiento de energía. Esto contribuye a diversificar la combinación energética y reducir las emisiones contaminantes, promoviendo el acceso a una energía más limpia y sostenible.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura



El desarrollo de instalaciones de generación renovable con baterías presenta una innovación en la gestión de la energía, fortaleciendo la infraestructura eléctrica y mejorando su resiliencia a las fluctuaciones de la oferta y la demanda. Este avance tecnológico impulsa un modelo energético más eficiente y adaptable.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles



Mejorando la estabilidad de la red y reduciendo la dependencia de las fuentes de combustibles fósiles, el proyecto apoya la creación de entornos urbanos más sostenibles, con menores niveles de contaminación y mayor seguridad en el suministro de energía.

ODS 12: Producción y consumo responsables



El almacenamiento energético optimiza el uso de recursos renovables, evitando el desperdicio y promoviendo un consumo energético más eficiente y responsable. Esto se alinea con la necesidad de equilibrar la oferta y la demanda en el marco de un modelo energético sostenible.

ODS 13: Acción por el clima



Al reducir la dependencia de las fuentes de combustibles fósiles y facilitar la integración de las energías renovables, este proyecto contribuye directamente a la mitigación del cambio climático. Su implementación ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando los compromisos climáticos internacionales.

2. El Almacenamiento en la Transición Energética

2.1. Marco estratégico europeo: Pacto Verde Europeo y Fit for 55

En el ámbito de la Unión Europea, el Pacto Verde Europeo establece la hoja de ruta para transformar Europa en una economía moderna, sostenible y climáticamente neutra en 2050. Este plan compromete a los estados miembros a la acelerada reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, reduciendo como mínimo un 55% las emisiones de efecto invernadero respecto a valores de 1990, y un decremento de la dependencia energética exterior, especialmente de fuentes fósiles.

Los principios clave en los que se fundamenta la Comisión Europea para llevar a cabo dicha transición son tanto la garantía de suministro energético seguro y asequible para la Unión Europea, el desarrollo de un mercado de la energía de la UE plenamente integrado, interconectado y digitalizado y la prioridad de la eficiencia energética, mejorando el rendimiento de edificios y maquinaria y desarrollando un sector energético basado principalmente en fuentes renovables (Comisión Europea, 2019).

En su definición, la UE destaca el papel del almacenamiento en el Green Deal y el paquete *Fit for 55*: la visión europea es que el marco regulatorio debe fomentar el despliegue de tecnologías innovadoras de almacenamiento energético para facilitar la transición energética. En efecto, lograr estos objetivos exige abordar la naturaleza variable de fuentes como la eólica y la solar, y el almacenamiento con baterías emerge como una solución habilitadora para gestionar dicho problema. En conjunción con tecnologías ya establecidas de almacenamiento energético, el almacenamiento por baterías se concibe como un vector imprescindible en la transición energética, momento que coincide con la madurez de esta tecnología.

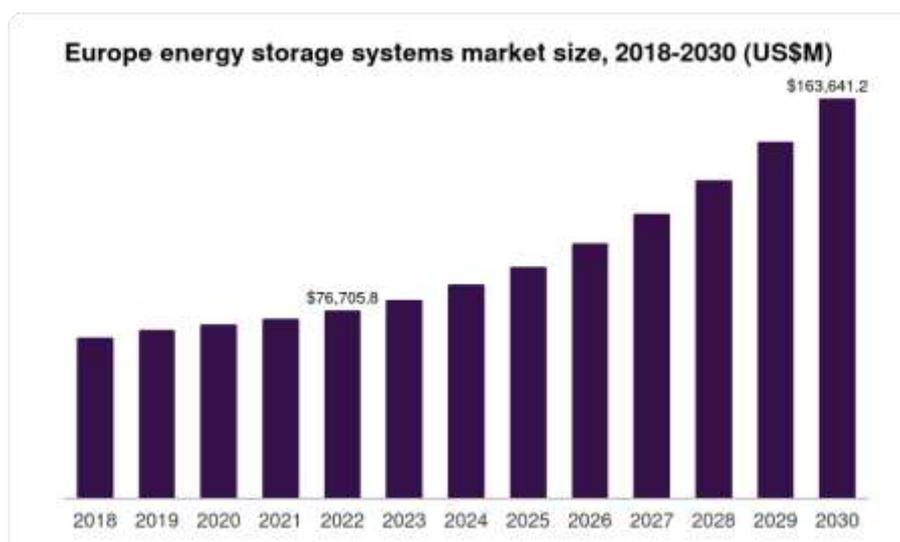


Figura 3. Proyección de crecimiento del mercado de almacenamiento (renewablesnow).

En el marco europeo, se han presentado además los siguientes mecanismos financieros que, de forma potencial permiten apoyar el necesario despliegue de almacenamiento de energía mediante los siguientes planes:

El instrumento *Next Generation EU*, creado para afrontar la crisis provocada por la pandemia de la COVID-19, moviliza 750.000 millones de euros, de los cuales 390.000 millones se canalizarán como ayudas directas y 360.000 millones como préstamos. Su eje principal es el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, dotado con 672.500 millones de euros, que tiene como objetivo impulsar reformas e inversiones orientadas a la transición ecológica y digital, fortaleciendo la cohesión y resiliencia de los Estados miembros (European Commission, 2020).

En este marco, el almacenamiento energético se configura como una de las tecnologías que constituirían el motor de transición para alcanzar una economía climáticamente neutra, clasificándolos como proyectos de interés conjunto europeo (Energy Commission Europe, 2021). Por ello, estos proyectos de almacenamiento serán elegibles para financiación con cargo a estos fondos, en especial a través de planes nacionales de recuperación y transformación propios de los estados miembros. Además, Next Generation EU refuerza otros programas como Horizon Europe, InvestEU y el Fondo de Transición Justa, que contemplan el apoyo al desarrollo y despliegue de soluciones de almacenamiento energético.

El *Innovation Fund* es otro de los principales programas europeos destinados a financiar tecnologías innovadoras bajas en carbono, siendo el almacenamiento energético una de las áreas prioritarias de actuación. Está dotado con un presupuesto estimado de 10.000 millones de euros para el periodo 2020–2030, procedente de los ingresos por la subasta de derechos de emisión del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE) y de fondos remanentes del programa NER300 (CINEA, 2021).

El plan de financiación para la investigación e innovación *Horizon Europe* aborda también el desafío de la transición energética, estructurándose en tres pilares con distintos grupos de actuación en cada uno. Los proyectos de almacenamiento energético se integran dentro de sus Retos Globales y Competitividad Industrial Europea: Clima, Energía y Movilidad Allí se desarrollará un marco de colaboración público-privado en baterías, orientado a impulsar la cadena de valor e impulsar la inversión en nuevas instalaciones de almacenamiento (European Commission, 2021).

2.2. Marco estratégico en España: PNIEC y objetivos de almacenamiento

España, alineada con la estrategia europea, ha desarrollado su propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 como hoja de ruta para la transición energética nacional. Encabezado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto

Demográfico (MITECO), la elaboración de este plan de actuación supone la adopción nacional de los objetivos de gobernanza energética de la UE, pasando a formar parte de un proceso estructurado en conjunto.

El PNIEC, que sería actualizado en 2023 tras el aumento en ambición europea, fija metas cuantitativas para 2030 en consonancia con *Fit for 55*. Algunos de sus datos más relevantes suponen la reducción del 32% en emisiones de GEI respecto a valores medidos en 1990 (frente al 23% que planteaba el plan anterior), una reducción del consumo global de un 43% mediante la mejora de eficiencia energética, y alcanzar un 48% de energías renovables en el mix global de la energía (MITECO, 2023).

En lo referido al sector eléctrico, la actualización del PNIEC propone como objetivo alcanzar aproximadamente un 81% de energías renovables en la generación eléctrica para el año 2030, equivalente a un aumento de 7 puntos porcentuales frente al objetivo establecido en 2021 (BOE, 2024).

Para lograr este 81% renovable que, principalmente, será sustentado en nuevas capacidades solares fotovoltaicas y eólicas, el gobierno, por medio del BOE, enfatiza la necesidad de desplegar nuevos sistemas de almacenamiento que aseguren un suministro eléctrico constante y flexible frente a la naturaleza variable de estas tecnologías: “El PNIEC 2023-2030 prevé para el año 2030, una potencia total instalada en el sector eléctrico de 214 GW, de los que 160 GW son de generación renovable y 22,5 GW, de almacenamiento” (BOE, 2024).

La necesidad de este almacenamiento radica no sólo debido a la intermitencia de las fuentes de energía renovables, sino también como apoyo de estabilidad y garantía de suministro energético en todo momento. Si bien todavía la mayor parte de esta capacidad de almacenamiento provendrá de centrales de bombeo hidráulico, el PNIEC cuenta con un rápido desarrollo del almacenamiento por baterías, bien híbridadas a un parque de generación o stand-alone, conectadas directamente a la red.

Para viabilizar estos objetivos, el gobierno español formuló en 2021 una Estrategia de Almacenamiento Energético, que identifica retos y medidas para desplegar la potencia de proyectada de almacenamiento a 2030, ascendiendo a 30 GW la potencia instalada en 2050 (MITECO, 2021). Asimismo, establece acciones regulatorias y financieras para acelerar proyectos de BESS.

Ejemplo de estas acciones de ayuda al almacenamiento es el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), apoyado con fondos europeos NextGenerationEU, destina inversiones para instalaciones de almacenamiento y la flexibilización de la demanda. Estas ayudas, presentadas en octubre de 2020 supondrían una iniciativa estratégica para reactivar la economía española, durante la recuperación y reconstrucción iniciada tras la pandemia de COVID-19.

En el caso del almacenamiento, estos fondos serían destinados a subvenciones y ayudas a proyectos piloto y bancos de pruebas regulatorios, con el fin de impulsar una futura inversión en instalaciones tipo stand-alone. Además, se emplearían para instalaciones

híbridas, combinadas con generación renovables o en tecnologías emergentes, como la generación de hidrógeno verde (Presidencia del gobierno, 2023).

En el ámbito normativo, se han eliminado barreras como la doble imposición de peajes a la energía almacenada y se han creado marcos regulatorios para que las baterías puedan participar en distintos mercados eléctricos (servicios de balance, mercados de capacidad, etc.). Todas estas iniciativas con el propósito de reconocer al almacenamiento energético como pieza central del modelo de transición español hacia los objetivos definidos por la Unión Europea, reconociendo su actuación tanto para integrar de forma segura el gran crecimiento de renovables como para reducir la dependencia energética exterior del 70% actual a un 50% en 2030 (Atalaya Generación, 2024).

Este nuevo marco regulatorio traza también la hoja de ruta en España para la ELP (Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050), aprobada en 2020, que pretende alcanzar la neutralidad climática antes del año 2050, en vista de los acuerdos de París y los objetivos europeos.

La ELP concuerda con el PNIEC con el papel habilitador del almacenamiento para obtener la neutralidad climática, valorando, dentro de las tecnologías disponibles, distintas formas de almacenamiento de energía, tanto a gran escala como distribuidas:



Figura 4. Previsión de necesidades de almacenamiento energético (MITECO)

Dicha figura presenta las necesidades mínimas de almacenamiento energético para el horizonte deseado en esta estrategia de descarbonización. En ella, se estima pasar de los 8,3 GW disponibles en el momento de la elaboración (MITECO, 2021), principalmente de sistemas de bombeo hidráulico y almacenamiento en centrales termosolares, a los valores proyectados para los horizontes 2030 y 2050 ya explicados.

Se confirma así que los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) se convierten en un pilar fundamental en la transición energética, tanto por sus aportes técnicos al

sistema eléctrico como por sus beneficios estratégicos en el cumplimiento de objetivos climáticos y de eficiencia.

En el marco de la Unión Europea, iniciativas como el Pacto Verde Europeo y el paquete *Fit for 55* han reconocido que sin un despliegue masivo de almacenamiento será inviable alcanzar las metas de neutralidad climática y alta penetración renovable de las próximas décadas. Por su parte, España ha traducido estas líneas de actuación en objetivos concretos dentro del PNIEC 2021-2030, elevando la ambición de renovables y fijando metas cuantificables de nueva capacidad en BESS (22,5 GW a 2030) para garantizar la estabilidad y flexibilidad del sistema.

3. La Necesidad del Almacenamiento Energético

3.1. Efectos de la penetración de renovables en el sistema eléctrico

Como se ha estudiado, la transición energética impulsada desde la normativa europea y en relación tanto a los objetivos a cumplir en 2030 como a posteriores fechas, implican un gran aumento de la penetración de energías renovables en el mix de generación energético internacional. El principal desafío que presenta este aumento en la instalación de energías renovables es la incapacidad de gestionar su producción a demanda del consumo, lo que se conoce como intermitencia.

La intermitencia de las fuentes de energía renovables se refiere a su variabilidad inherente: la generación eléctrica a partir de sol o viento fluctuará en función de condiciones meteorológicas y ciclos naturales. Esta variabilidad se manifiesta continuamente en escalas diarias, siendo su ejemplo más claro el de la producción fotovoltaica, aunque existiendo el mismo fenómeno en generadores eólicos debido a la variabilidad del viento; también existirá la intermitencia estacional, debido a la mayor disponibilidad del recurso natural en distintas épocas del año.

En Europa, la creciente penetración de energías de origen renovable y el abandono de la dependencia de fuentes de generación hacen que esta característica suponga un reto para la operación y planificación del sistema eléctrico. Las características de la energía eléctrica obligan a que su producción se iguale en todo momento a la demanda, permitiendo que los operadores gestionasen las fluctuaciones de la red de acuerdo con las necesidades del consumo. Sin embargo, la penetración masiva de fuentes de energía *no gestionables*, cuyos picos y valles de generación no siempre coinciden con los patrones de consumo, obligan a la creación de una estrategia que permita mantener el necesario equilibrio instantáneo entre producción y consumo.

Se trata, por tanto, de dotar a los sistemas eléctricos de mayor flexibilidad, mediante generación firme, redes e interconexiones robustas, almacenamiento energético y gestión activa de la demanda (IEA, 2024) para permitir el correcto acople de generación y consumo de energía en el sistema eléctrico. A continuación, se tratará de profundizar en dicho problema y estudiar el papel del almacenamiento por baterías como forma de alivio a dichos problemas.



Figura 5. Demanda eléctrica por horas (REE, 2025)

La demanda eléctrica de un país tal como España sigue un ciclo diario relativamente consistente, con un valle de consumo durante la madrugada y picos durante el día, pauta que se mantiene todo el año con cambios estacionales relativamente bajos. La generación solar fotovoltaica, consolidada ya como la primera tecnología de generación en cuanto a potencia instalada 35,5 GW (REE, 2025), al ser una fuente no gestionable provoca que los momentos de máxima demanda no coincidan con las horas de mayor generación de energía de este origen, siendo necesario el apoyo de fuentes de generación convencional.

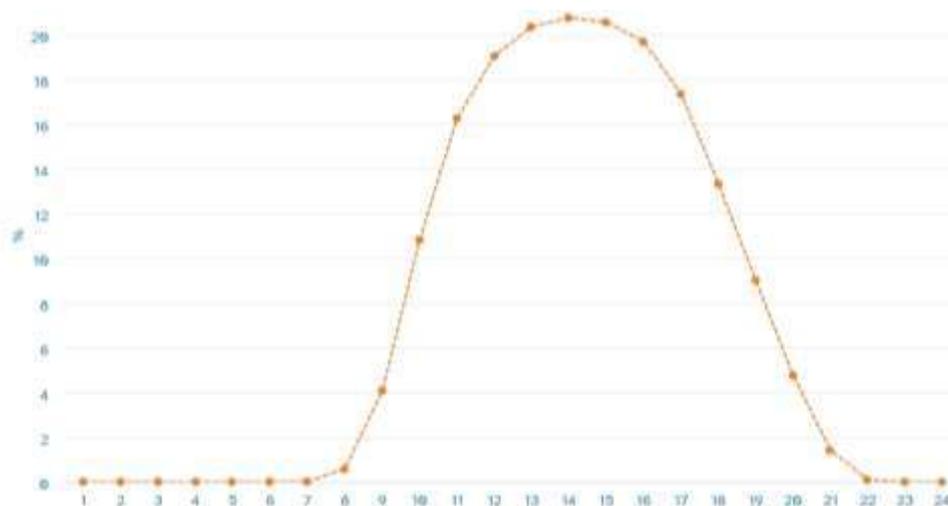


Figura 6. Perfil medio diario de la generación FV en España (REE, 2021)

Del mismo modo, los picos de generación fotovoltaica no se corresponden con los momentos de mayor demanda de energía, habiendo alcanzado un sobredimensionamiento de potencia instalada fotovoltaica que se traduce en vertidos cada vez más comunes en los parques de generación fotovoltaicos. En los últimos dos años, los vertidos han afectado al 2,9% de la energía fotovoltaica generada en España, en su mayor parte (2,5%) sin compensación, estos no son compensados cuando se comunican con un día de antelación, provocando pérdidas de más de 107 millones de euros totales, lo que equivale

a un aumento del LCOE en 0,10 €/kWh y una disminución del NPV de 27,1 €/kW para las instalaciones de generación fotovoltaica (pv-magazine, 2025).

La consecuencia que esta discordancia causa en sistemas con gran penetración fotovoltaica como es el caso español es la llamada “curva de pato”, una representación gráfica de la diferencia a lo largo del día entre la demanda eléctrica y la parte de esa demanda que debe ser suplida por fuentes de energía no renovables, requiriendo la entrada de generación con capacidad de producir grandes incrementos de potencia generada en intervalos de tiempo reducidos para igualar la demanda en las horas de mayor consumo.

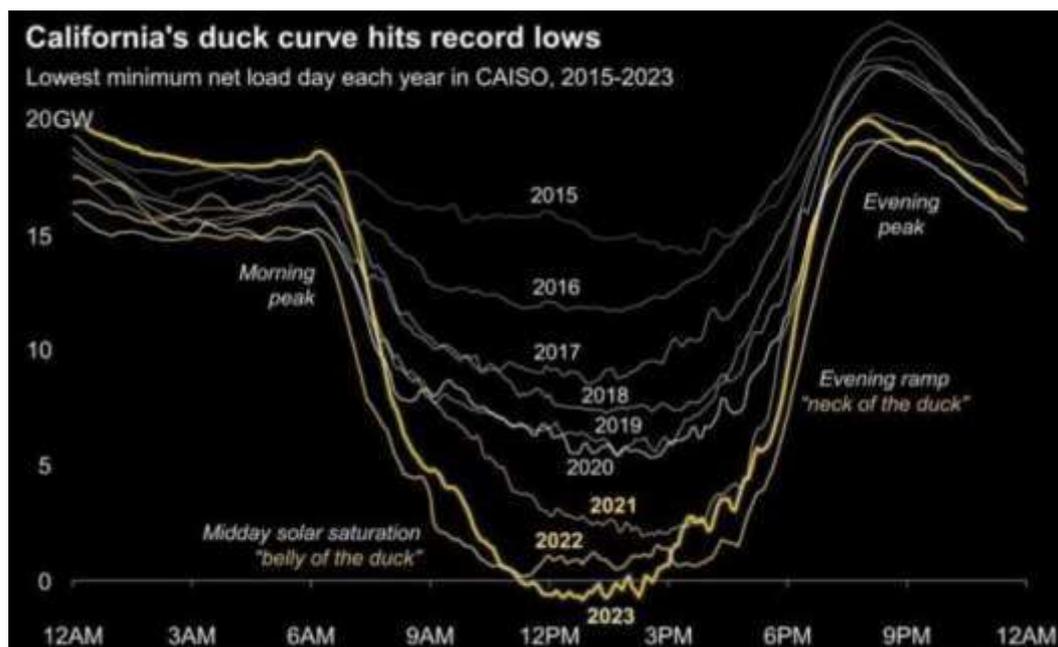


Figura 7. Curva de pato en California (CAISO, 2023)

El impacto en estos sistemas energéticos tiene lugar tanto por la seguridad de suministro como el efecto que este fenómeno provoca a los mercados de energía.

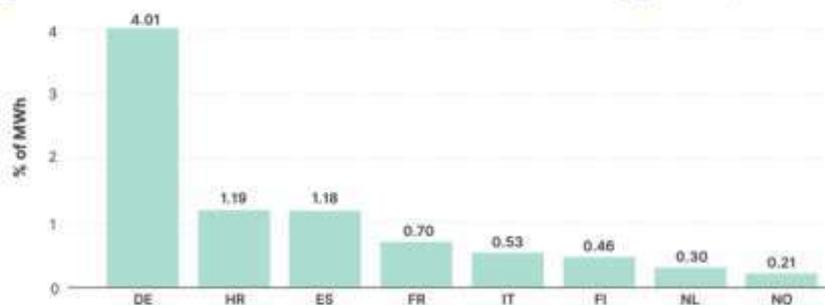
La seguridad de suministro se ve comprometida al precisar de fuentes de energía que sean capaces de incrementar su generación rápidamente en los tramos con menor generación solar y más demanda, requiriendo la entrada de ciclos de gas cuyas emisiones de efecto invernadero pudieran llegar a ser mayores que en un sistema con curvas más suavizadas o causando que este gradiente sea demasiado pronunciado para seguirlo adecuadamente.

En cuanto a su afección al mercado eléctrico, el aumento de generación renovable de fuentes no gestionables, principalmente solar fotovoltaica, ejerce una presión a la baja en los precios de la electricidad durante las horas centrales del día. En mercados marginalistas como el ibérico, cuando la solar inunda la oferta el precio horario tiende a caer dramáticamente. España ha experimentado en el último año una proliferación sin precedentes de horas con precio cero o incluso negativo en el mercado mayorista, sumando entre enero y mayo de 2025 113 horas a precio cero y 363 horas con precios negativos (Roca, 2025) un total de más de 476 horas en cinco meses, lo que resulta inédito para el mercado español.

A finales de mayo de 2025 se encadenaron más de 70 días consecutivos con precios cero o negativos durante las horas solares del día (Roca, 2025). Esta situación refleja un exceso de generación renovable en ciertas franjas horarias, que el sistema no es capaz de absorber por la demanda local ni exportarlo, lo que colapsa el precio y provocan vertidos que alcanzaron hasta el 35% del total de la generación renovable, como el pasado 11 de mayo.

Se han dado situaciones similares en otros países del entorno europeo, según ACER, más de 12 TWh de electricidad renovable tuvieron que ser recortados en la UE durante 2023 por congestiones de red; con Alemania a la cabeza, cuyos vertidos superaron el 4% de su generación total, y España en tercer lugar con aproximadamente el 1,2% (Roca, 2024).

Figure 42: Curtailment of energy generated by renewable technologies as a percentage of total renewable energy generation for each Member State – 2023 (% of renewable electricity generation)



Source: ACER calculation based on NRA and ENTSO-E Transparency Platform data.

Note: This figure shows downward redispatching of electricity produced from RES sources in Member States, excluding production from hydroelectric power plants. RES curtailment is dependent on, among other factors, the level of penetration of renewable energy in the power system, which varies greatly between Member States. No data were available on curtailment of RES for Ireland.

Figura 8. Vertidos de energía renovable por EM de la UE (ACER, 2023)

Cabe distinguir dos tipos de vertidos: los vertidos económicos, que ocurren cuando los productores renuncian a la inyección de energía porque el precio de mercado es cero o negativo, y los vertidos técnicos, que son reducciones de generación ordenadas por el operador del sistema para mantener la seguridad del sistema ante congestiones o sobrecargas.

En España, durante los años 2024 y 2025, la mayor parte de la energía no aprovechada ha sido por motivos económicos. En abril y mayo de 2025 los vertidos económicos promediaron un 15% de la generación renovable horaria, disparándose hasta un 18% en el caso de la solar fotovoltaica (Roca, 2025). Los vertidos técnicos puros se han mantenido en porcentajes menores, pero localmente pueden ser muy elevados en ciertos ejes de la red, como Aragón-Cataluña debido a su abundancia de recurso eólico o Extremadura-Castilla La Mancha debido al gran número de instalaciones fotovoltaicas; en estos casos, las pérdidas locales de renovables debidas a limitaciones de capacidad de evacuación alcanzaron picos de hasta el 20% (El Periódico de la Energía, 2025).

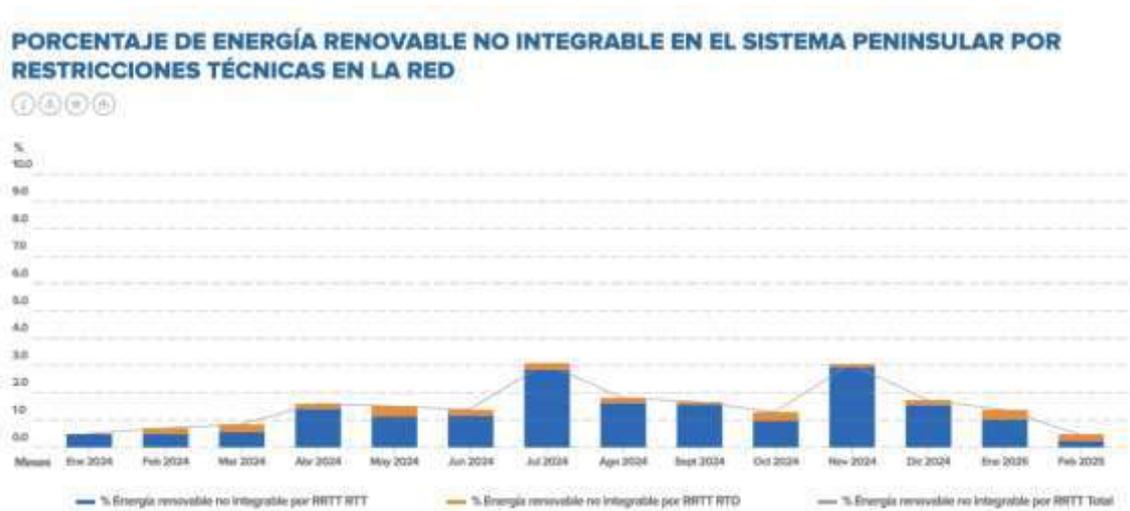


Figura 9. Energía renovable no integrable debido a restricciones técnicas (El Periódico de la Energía, 2025)

Para los generadores que dependen del mercado diario, como los propios parques fotovoltaicos, esto supone un fuerte impacto económico. La abundancia de producción solar a mediodía erosiona el precio de mercado, reduciendo drásticamente el ingreso medio por MWh. Este fenómeno de canibalización de precios implica el fin próximo de la rentabilidad económica para los parques de generación que recibieran ingresos únicamente del mercado mayorista.

Tanto en el contexto planteado como en el futuro cercano, los contratos PPA (Power Purchase Agreement) surgen como la mejor opción para asegurar la viabilidad económica de los parques de generación fotovoltaica tanto existentes como en desarrollo. Según la consultora LevelTen, el primer trimestre de 2025 registró un aumento del 5,6% en compradores de PPA del país. Sin embargo, estos contratos también se encuentran en una bajada de precio, cayendo un 5% durante el primer trimestre de 2025 hasta los 2 €/MWh (Sánchez Molina, 2025).

Precios de ofertas de PPA Solar P25 por país:

Índice	Precio Q1 2025	Cambio euro Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio euro Interanual, Q1 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Interanual, Q1 2024 a Q1 2025
Bulgaria	54,95 €	-8,54 €	13,5%	-	-
Dinamarca	63,00 €	13,04 €	26,1%	-	-
Finlandia	47,50 €	0,88 €	1,9%	-5,75 €	-10,8%
Francia	71,19 €	4,19 €	6,3%	-5,31 €	-6,9%
Alemania	57,00 €	-6,25 €	-9,9%	-10,25 €	-15,2%
Irlanda	124,00 €	-	-	-	-
Italia	69,75 €	4,75 €	7,3%	0,30 €	0,4%
Polonia	70,00 €	-8,00 €	-10,3%	-15,03 €	-17,7%
Rumania	66,75 €	3,75 €	6,0%	-9,25 €	-12,2%
España	37,00 €	-1,97 €	-5,1%	-1,50 €	-3,9%
Suecia	44,35 €	1,35 €	3,1%	-11,65 €	-20,8%
Reino Unido	92,79 €	1,87 €	2,1%	0,11 €	0,1%

Figura 10. Precios de ofertas PPA Solar por país (LevelTen Energy, 2025)

Por medio de contratos PPA los precios solares consiguen mantenerse en un rango estable, apoyados en la regulación europea que pretende fomentar la inclusión de generación de energía limpia en sus países miembros, sus precios apenas variaron un 1% con respecto al año anterior.

3.2. Hibridación de baterías en instalaciones de generación renovable

Las instalaciones de generación renovable hibridadas con baterías suponen la combinación de fuentes renovables intermitentes con sistemas de almacenamiento electroquímico en un mismo emplazamiento o punto de conexión. El objetivo de esta hibridación es el mejor aprovechamiento de la producción renovable, almacenando los excedentes cuando la generación supera la demanda o la capacidad de la red, para liberarlos posteriormente en horas de mayor necesidad del sistema. De este modo, las plantas híbridas pueden suministrar energía de forma más predecible y estable, mitigando la naturaleza variable de las generaciones basadas en la energía del sol o el viento.

La incorporación de baterías aporta flexibilidad operativa a estos sistemas y la posibilidad de brindar servicios auxiliares a la red. Mediante las baterías se permite una respuesta rápida que permita equilibrar oferta y demanda, aportando estabilidad en los niveles de frecuencia y tensión. De esta forma, se posicionan como elementos habilitadores de una mayor penetración renovable, ya que almacenan energía en momentos de excedentes, evitando los vertidos energéticos de energía limpia debido a las limitaciones de la red o baja demanda.

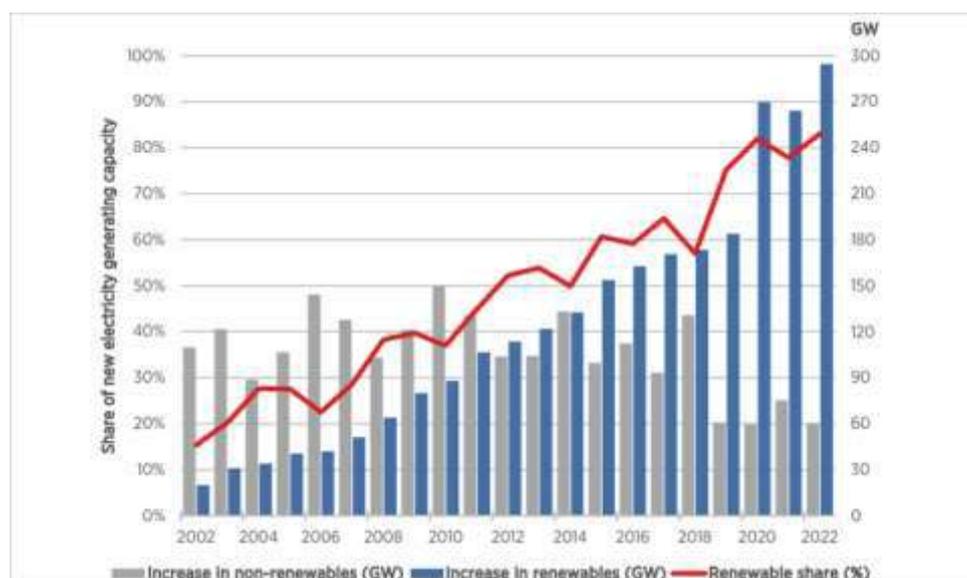


Figura 11. Penetración de energía renovable/no renovable (2002-2022) (ALEASOFT, 2023)

Como se ha estudiado, la entrada masiva de energías de origen renovable en el mix de generación energético ha conllevado una canibalización de las instalaciones basadas en un mismo recurso entre sí, motivado por la única posibilidad de vender la electricidad generada en los momentos de precios desplomados por el exceso de oferta. Desde el punto de vista económico, el almacenamiento añade valor a las plantas renovables al mejorar la rentabilidad de la energía generada, permitiendo hacer un arbitraje temporal en el que la energía pueda ser almacenada tras su generación y vendida cuando el precio es más alto, incrementando positivamente los flujos de caja de la instalación.

La implementación de baterías en parques de generación renovable también beneficia al sistema eléctrico de las formas comentadas, convirtiéndose en elementos que afecten positivamente a la mejora de seguridad y calidad de suministro. Actuarán así de forma instantánea, aumentando la resiliencia frente a apagones y el aporte de energía en eventos extremos.

De igual forma, estas plantas híbridadas maximizan el aprovechamiento de las conexiones de red, ya que la capacidad de acceso a esta o sus interconexiones se tratan de recursos finitos, necesitados de grandes inversiones o grandes periodos para su ampliación. De esta forma, se consiguen los beneficios comentados derivados del almacenamiento energético a la vez que se garantiza la instalación de nuevos parques de generación de energía libre de gases de efecto invernadero.

A nivel de la UE, se reconoce explícitamente el papel estratégico del almacenamiento para lograr los objetivos del *Green Deal* y la integración renovable, incluyendo mecanismos financieros y de incentivos para impulsar las inversiones en baterías y proyectos híbridos mediante el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MITECO, 2021). La Comisión Europea ha mostrado flexibilidad en las normas de ayudas de Estado para este sector, aprobando en 2025 un esquema español de hasta 700 millones € cofinanciado con fondos regionales FEDER, destinado a subvencionar hasta el 85% de

las inversiones en almacenamiento, tanto independiente como en hibridación con renovables (MITECO, 2021).

En el contexto regulatorio español, además de las ayudas FEDER impulsadas por la Comisión Europea, los programas de almacenamiento energético son aceptables para recibir apoyo gracias a los fondos *NextGenEU* del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) gestionado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), asignando más de 600 M€ en subvenciones.

3.2.1. Proyectos de referencia

La propuesta presentada en este proyecto se inspira en otros casos reales de instalaciones fotovoltaicas hibridadas con sistemas de batería de gran capacidad. Por ser una estructura tecnológica aún en ciernes, muchos de estos proyectos representativos están en fase de construcción o licencias; sin embargo, se recogen algunas de las características más relevantes de estos proyectos de referencia, con el propósito de entender esta nueva tendencia a la incorporación de almacenamiento energético por baterías en las instalaciones renovables.

Parque solar Dama (Rumanía):

Se trata de una planta fotovoltaica de 1,04 GW en el oeste de Rumanía, que podría convertirse en la más grande de Europa. Contará con un sistema de almacenamiento en baterías de 500 MW y supondrá una inversión de 1.000 millones de euros: 800 millones para el parque solar y 200 millones para las baterías, en un área de 1.064 hectáreas.

Este proyecto recibió a principios de este año la aprobación total para su construcción; impulsado por Rezolv Energy y Monsson, destaca por su escala y por integrar desde el diseño un sistema de baterías capaz de suministrar energía cuando no haya sol y de aportar estabilidad a la red rumana (Owen, 2025).

Anykščiai Solar + Storage (Lituania)

Planta híbrida que combina 78,5 MW de solar fotovoltaica con un BESS de 50 MW (capacidad no divulgada, pero del orden de 2 horas de descarga). Es uno de los primeros proyectos de gran escala con baterías en los países bálticos.

La empresa danesa European Energy obtuvo en 2025 un préstamo verde de 145 M€ para financiar esta instalación, que estará operativa en 2026. Se espera que genere 0,5 TWh anuales, cubriendo el 4% de la demanda eléctrica de Lituania (Ojha, 2025). El éxito en la financiación muestra la confianza en la viabilidad de estos parques híbridos, apoyados por bancos comerciales bajo políticas europeas favorables.

En conjunto, la puesta en marcha de ambos proyectos de tal magnitud muestra el creciente interés por integrar soluciones de almacenamiento por baterías en plantas solares de gran

escala. Con este propósito se procederá al diseño y dimensionamiento de la instalación propuesta en este trabajo.

Capítulo II: Estudio de la Solución

1. Dimensionamiento y Características

EL objetivo de este capítulo será definir y dimensionar las características principales de una instalación fotovoltaica de tipo *utility-scale*, es decir, de dimensiones suficientes para que su generación energética pueda ser vertida a la red eléctrica, que cuente con capacidad de almacenamiento energético para ciclos de carga y descarga de cuatro horas.

La península ibérica destaca por su adecuación para la tecnología de generación solar fotovoltaica, ya que cuenta con algunas de las condiciones naturales, regulatorias y estratégicas que hacen especialmente atractiva a esta forma de generación renovable.

En primer lugar, destaca por la adecuación de sus condiciones naturales a las necesidades de esta tecnología; gran parte de su territorio recibe los valores más altos de radiación en Europa, entre 1.600 y 2.200 kWh/m²/año de irradiación global horizontal, y superando las 2.800 horas de sol anuales, lo que incrementa las horas de producción efectiva (AEMET, 2022). Además, sus condiciones climáticas se caracterizan por menor número de días nublados que en el resto de Europa, reduciendo las pérdidas por baja irradiación y climas estables, que evitan la pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos debido a temperaturas elevadas.

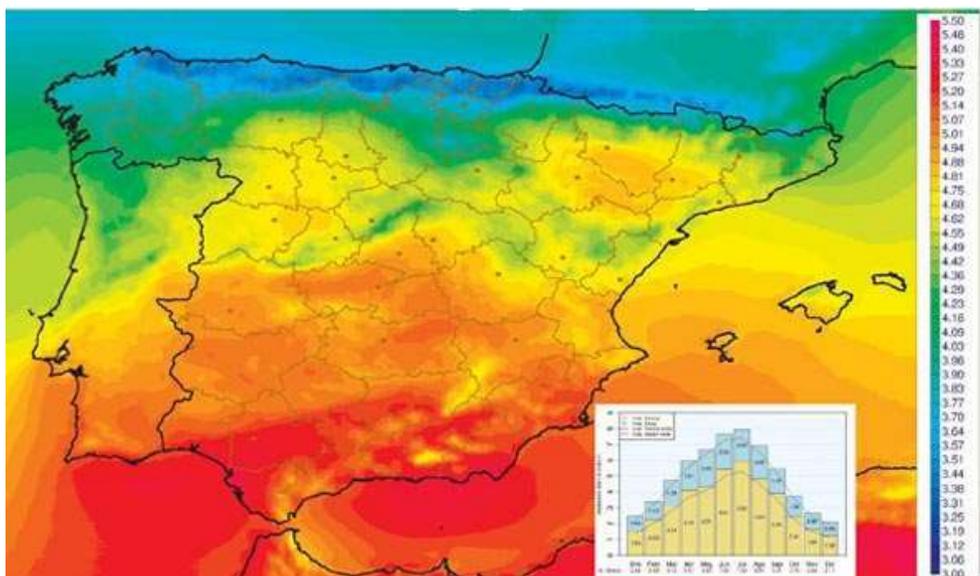


Figura 12. Mapa de la península ibérica por índice de irradiación solar (AEMET, 2022)

Sus zonas del interior y suroeste de la península destacan por la existencia de grandes extensiones de bajo coste y escaso uso agrícola intensivo, lo que favorece la implantación de grandes proyectos solares. Además, el sistema ibérico dispone de una red de transporte eléctrico bien desarrollada que facilita la conexión de estas plantas a la red nacional, y su ubicación estratégica, cercana tanto a Europa como a África, posiciona favorablemente a España en futuros mercados de hidrógeno verde o exportación de energía.

Fruto de estas condiciones favorables para la generación fotovoltaica, en España se han desarrollado algunos de los proyectos de generación fotovoltaica más relevantes de Europa, como la Central Solar Núñez de Balboa en Badajoz, con 500 MW de potencia pico y una producción anual de 832 GWh, o la Central Solar Fotovoltaica de Mula en Murcia, con 494 MW. En regiones como Cáceres destacan Talayuela Solar y Talasol Solar, ambas con 300 MW y 600 GWh anuales (REDEIA, 2024). Estas grandes inversiones en parques solares reflejan la idoneidad de esta generación fotovoltaica en todo el territorio español, sirviendo de base para la decisión de dimensionamiento tomada en este proyecto.

Se plantea, entonces el dimensionamiento de una planta de gran potencia, alcanzando los 100 MW de potencia pico en su totalidad de generación fotovoltaica. Esta potencia pico se define como la capacidad máxima teórica del conjunto de paneles fotovoltaicos bajo condiciones de ensayo estándar, que se diferenciará de la potencia nominal del parque en cuanto que esta última es la máxima potencia que la instalación puede entregar de forma continua a la red eléctrica, dependiendo esta de la capacidad de los inversores y las limitaciones técnicas del punto de conexión.

El sistema de almacenamiento se dimensiona para ser capaz de verter a la red, durante un mínimo de cuatro horas, tres cuartas partes de la capacidad total del parque fotovoltaico. En total, el sistema de almacenamiento contará con una potencia de vertido a la red de 75 MW, potencia que será preciso ser capaz de alcanzar con la descarga de las baterías y la potencia nominal del sistema de conversión.

1.1. Sistema de almacenamiento

La tecnología utilizada para el almacenamiento de energía serán las baterías de iones de litio. Esta tecnología, que utiliza más comúnmente electrolitos LFP, se ha desarrollado enormemente con el auge de los vehículos eléctricos, ofreciendo muchos fabricantes la comercialización sistemas de baterías alojados en contenedores de tamaño similar a los contenedores de barco.

Estos sistemas de baterías comerciales están estandarizados para ofrecer un almacenamiento de en torno a 5 MWh por contenedor, siendo posible la evacuación de esta potencia en intervalos de cuatro horas o descarga rápida en dos horas, aunque esta última resulta más agresiva para la composición electrolítica de las baterías, principalmente de ion litio.

Siguiendo este criterio, el sistema de almacenamiento será dimensionado con el fin absorber gran parte de la potencia eléctrica de la generación fotovoltaica durante las horas de menor precio en el mercado eléctrico y verterlo a la red como apoyo de estabilidad o durante las horas de ausencia de generación fotovoltaica. El objetivo será que la

instalación sea capaz de inyectar 75 MW de potencia en la red durante cuatro horas consecutivas como concepto de diseño.

En consecuencia, y siguiendo el dimensionamiento estandarizado de baterías de 5 MWh de capacidad de almacenamiento, 1250 kW de capacidad de evacuación, el parque estará compuesto por 60 contenedores de baterías, cumpliendo así los objetivos del diseño.

Si bien su configuración se desarrollará en apartados posteriores, la estructura del sistema de almacenamiento se plantea distribuida por pasillos de doce baterías con los elementos de conversión en su centro, haciendo de foco de los conductores que enlazan a cada uno de los contenedores de baterías.

Esta configuración, además, permite la alimentación de servicios auxiliares mediante transformadores de exterior alimentando cada uno de ellos al conjunto de baterías y elementos de conversión que conforman el pasillo.

De esta forma, serán necesario conformar cinco pasillos de estas características, que se enlazarán mediante conductores en paralelo a las celdas de media tensión presentes en la subestación de evacuación.

1.2. Parque fotovoltaico

El sistema de generación fotovoltaico se dimensionará empleando el software de simulación y análisis PVSyst, que permite el uso de archivos meteorológicos y especificaciones de equipo para modelar con precisión las características de producción y rendimiento del parque.

Este software permitirá la evaluación sencilla de distintos componentes y configuraciones del parque, permitiendo la valoración de distintas posibilidades de configuración que permitan optimizar la rentabilidad del parque.

Como idea de diseño, el total de generación del parque fotovoltaico se dividirá en sectores determinados por un único inversor central, que supondrá el sumidero de toda la generación fotovoltaica del parque. La intención de diseño es alcanzar un compromiso entre potencia aprovechable y coste ya que, si bien aumentar el número de inversores reducirá las pérdidas de generación en el parque solar, el aumento de coste será consecuentemente aumentado en proporción.

Tras la conversión de potencia en los inversores centrales, la tensión de la potencia generada es elevada hasta niveles en torno a los 30 kV, determinado como nivel de media tensión en la instalación y que será transformada de nuevo en el transformador de evacuación para permitir su conexión a la red de acuerdo con los límites de operación establecidos en el punto de interconexión a la red (POI).

El criterio será agrupar las salidas de dos o tres inversores en los transformadores BT/MT que se encontrarán repartidos por el parque. De esta forma, se asegura la elevación de tensión cercana al punto en el que es generada la potencia, reduciendo así las pérdidas y permitiendo tener mayor selectividad en la instalación al permitir la generación simultánea de varios grupos fotovoltaicos en paralelo.

Las conexiones entre elementos del sistema de generación se realizarán por cable subterráneos de aluminio aguas arriba de los transformadores BT/MT, permitiendo que la disposición de estos no obstruya la circulación habitual por el parque y reduciendo costes del conductor al tratarse de un material considerablemente más barato que el cobre. Los módulos fotovoltaicos, por su parte, serán unidos entre sí en cadenas de tamaño definido por PVSyst y enlazadas mediante conductores aislados expuestos a la intemperie.

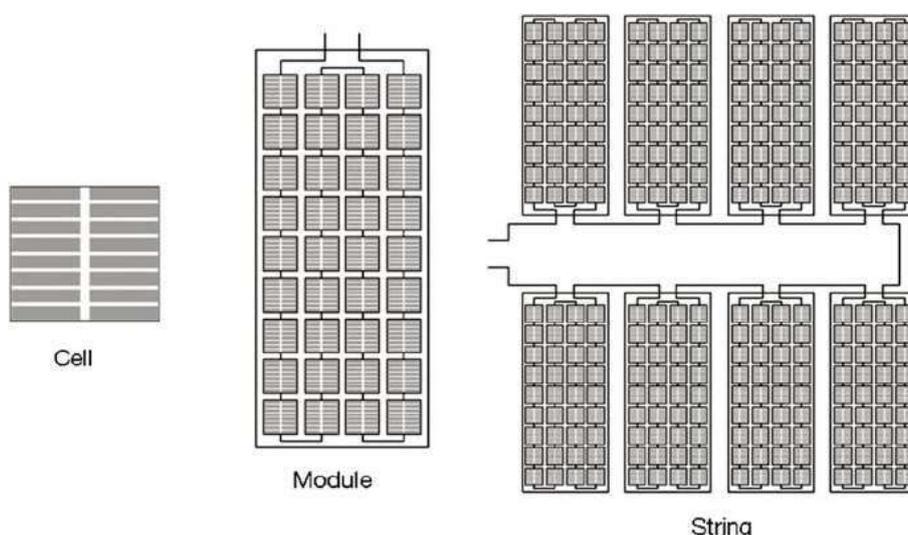


Figura 13. Representación esquemática de la composición de un parque fotovoltaico (PV-Magazine, 2018)

Esta configuración se emplea de manera habitual en parques fotovoltaicos, maximizando el espacio aprovechado y permitiendo la puesta a tierra de la instalación mediante picas situadas próximas a los módulos fotovoltaicos. La simulación completa de PVSyst que permita la selección del equipo a usar en la producción del parque se detalla en posteriores puntos de esta memoria.

2. Punto de Interconexión a la Red (POI)

La selección de un punto de acceso a la red es relevante, ya el punto elegido determinará las características de generación fotovoltaica del parque una vez construido. De igual forma, lo más conveniente, para evitar vertidos eléctricos por saturación de la red, es seleccionar un punto para su construcción donde no exista ya una presencia excesiva de generación fotovoltaica instalada. Se buscará así un compromiso entre las zonas con mejor irradiación solar y menor saturación de parques fotovoltaicos.

El operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica permite acceder a un mapa de calor de las instalaciones de esta tecnología en la península, permitiendo también la superposición de las redes de transporte para visualizar claramente los puntos más afectados por la generación solar.

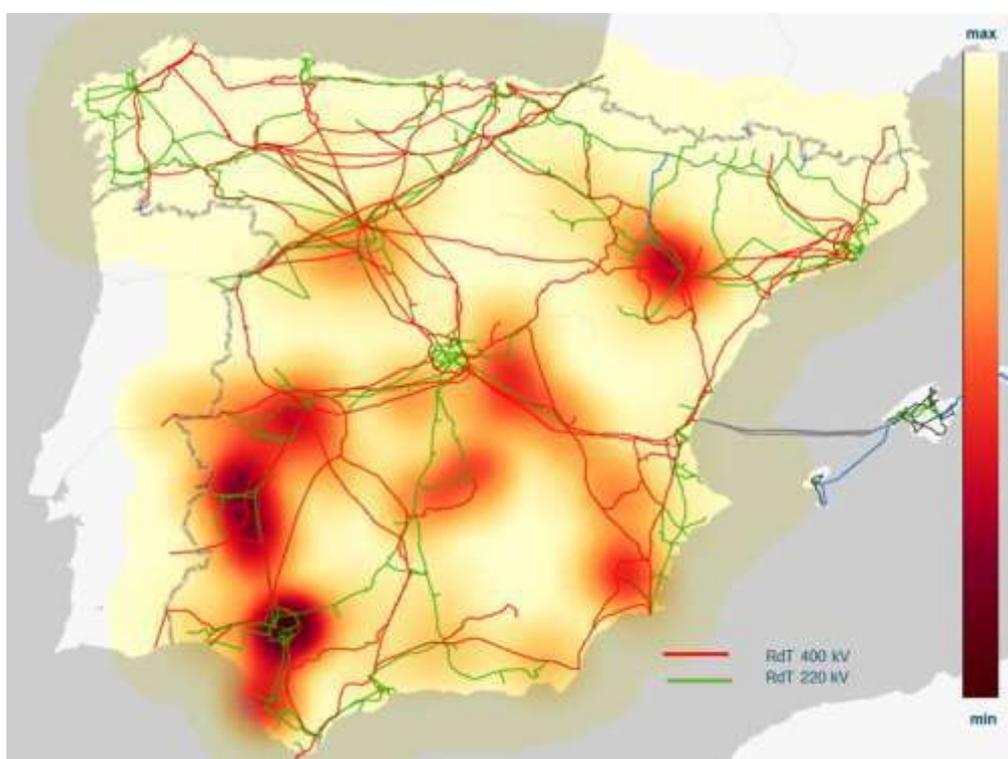


Figura 14. Distribución geográfica de las instalaciones de generación fotovoltaica (REDEIA, 2024)

Como puede apreciarse en la imagen, las zonas de Extremadura y valle del Guadalquivir tienen una gran presencia de instalaciones fotovoltaicas, seguidas de la zona aragonesa y Región de Murcia.

Se buscará, por tanto, la conexión del parque fotovoltaico cerca de la red de transporte de 220 kV que une el centro de la península con los corredores del sur del país.

Atendiendo al detalle de la red de transporte en la zona figurada en la siguiente imagen, la zona de Ciudad Real parece alcanzar un compromiso entre las dos proposiciones intencionadas, posee suficientes puntos de acceso a la red y una gran irradiación solar ($100 - 200 \text{ kWh/m}^2$) a la vez que se trata de un territorio llano y con presencia de instalaciones fotovoltaicas en la zona moderada.



Figura 15. Detalle del mapa de la red de transporte (REE, 2020)

Del mapa de red de transporte publicado por Red Eléctrica se observa que se prevé una ampliación de la red de alta tensión en el nudo de Manzanares – La Paloma. Aprovechando esta ampliación, que permitirá una mayor absorción de potencia en la red, el proyecto se decantará en seleccionar esta la subestación como punto de acceso a la red.

La subestación de La Paloma se trata de una subestación compartida de Red Eléctrica y Unión Fenosa Distribución, sirviendo como punto de comienzo de la red de distribución en la zona. La subestación permite el acceso a generación gestionado por el operador del sistema eléctrico a 132 kV. Esta será la tensión final de la instalación planteada, que se transportará por medio de línea aérea desde el transformador de evacuación hasta las barras de la subestación.

Conocido el punto de acceso a la red, se determinará una zona cercana a esta subestación para el emplazamiento del parque de generación híbrido, permitiendo comenzar, con la información recibida hasta ahora, la simulación del parque fotovoltaico en el software PVSyst.

3. Simulación PVSyst

En este proyecto se ha demostrado que la combinación de generación energética mediante paneles solares fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento basados en baterías electrolíticas representa una de las alternativas más prometedoras y técnicamente viables para afrontar los desafíos de la actual transición energética. Esta solución permite tanto una mayor integración de fuentes renovables en la matriz energética, como la contribución a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico, optimizar su rendimiento y reducir los costes operativos a medio y largo plazo, lo cual incide positivamente en su viabilidad técnica y económica.

En este contexto, se presenta un análisis específico centrado exclusivamente en la generación fotovoltaica, como primer componente de la solución híbrida propuesta. Para ello, se recurre al software de simulación PVSyst, desarrollado por la universidad de Ginebra, es una herramienta ampliamente reconocida en los ámbitos académico, profesional e industrial por su precisión y versatilidad en el estudio, dimensionamiento y evaluación de proyectos de energía solar fotovoltaica, particularmente en la fase de planificación de parques solares.

3.1. Sobre el software PVSyst

El funcionamiento de PVSyst radica en la simulación estimada de la generación fotovoltaica en una ubicación concreta. La definición concreta de la ubicación, atendiendo a sus coordenadas físicas concretas, permite determinar la cantidad de radiación solar disponible a lo largo del año, influyendo directamente en la producción de energía.

El software permite importar datos meteorológicos de diversas fuentes de fiabilidad comprobada, tales como Meteonorm, PVGIS, NREL o archivos de NASA-SSE, que proporcionan información horaria o mensual sobre irradiancia global horizontal, irradiancia difusa, temperatura ambiente, velocidad del viento y humedad relativa. Además, en caso de no disponer de datos locales, PVSyst es capaz generar archivos meteorológicos sintéticos basados en estadísticas climáticas promedio, permitiendo al usuario visualizar y ajustar estos datos para detectar inconsistencias y evaluar la calidad de la información climática, lo que contribuye a obtener simulaciones más realistas y precisas.

PVSyst ofrece distintas tipologías para la naturaleza y características de conexión del parque fotovoltaico, tales como sistemas conectados a red, sistemas autónomos (off-grid) y sistemas híbridos con respaldo de baterías o generadores.

La biblioteca interna del programa permitirá a la simulación evaluar distintos componentes concretos, incluyendo una gran variedad de modelos comerciales de módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga y baterías, todos con fichas técnicas detalladas. También se pueden crear nuevos componentes personalizados. En

esta etapa se diseña el arreglo fotovoltaico (cantidad de módulos en serie y paralelo), se especifica la configuración eléctrica (tensión, corriente, potencia nominal) y se determinan aspectos como el factor de sobrecarga del inversor, las tolerancias eléctricas y las condiciones operativas de cada componente. Esta configuración es esencial para que la simulación refleje fielmente las condiciones del sistema real.

Es de notar que PVSyst incorpora una herramienta de modelado en 3D que permite representar el entorno físico del sistema fotovoltaico, incluyendo edificaciones, árboles, muros o cualquier otro obstáculo que pueda proyectar sombras sobre los módulos solares. El análisis de sombreado puede realizarse en dos niveles: geométrico (cálculo de las zonas afectadas por sombras en función de la posición solar) y electro-óptico (evaluación del impacto eléctrico en los módulos afectados por sombreado parcial).

Por último, será posible definir la inclinación y orientación de los paneles (ángulo de azimut), ya sea en configuraciones fijas o con sistemas de seguimiento solar (trackers de un eje o dos ejes). Con ello, será posible cuantificar las pérdidas por sombras y orientación subóptima, elementos que afectan significativamente el rendimiento del sistema.

3.2. Estudio del caso

3.2.1. Emplazamiento

El emplazamiento del parque fotovoltaico de la instalación de generación planteada se ubicará en la provincia de Ciudad Real, por ser una región del territorio nacional con probada efectividad térmica, cuyos parámetros ambientales favorecen todas las condiciones mencionadas para el aprovechamiento de la irradiación solar por medio de paneles de generación fotovoltaico.

El terreno empleado, cuya viabilidad se estudia en detalle en el apartado de memoria descriptiva de la instalación, buscará situarse en un terreno lo más plano posible y alejado de superficies que pudieran proyectar sombras sobre los paneles, disminuyendo la eficacia de estos.

Con el fin de ubicar la instalación en el software de simulación, se procede a caracterizar la zona de acuerdo con sus coordenadas cartesianas, altitud sobre el nivel del mar y zona horaria:



Figura 16. Mapa de municipios de la provincia de Ciudad Real

Latitud	38,98626
Longitud	-3,92907
Altitud	625
Zona horaria	GMT +2

Estos datos servirán como punto de partida de la simulación en el software de simulación y se emplearán para la búsqueda de datos característicos en la biblioteca interna del programa.

3.2.2. Tecnología

El caso estudiado en esta simulación se basará en el uso de paneles solares de 500 W de potencia pico, se emplearán para ello módulos bifaciales de silicio monocristalino de las bibliotecas internas de PVSyst. En este caso, los paneles seleccionados serán de la marca Eco Green Energy.

La potencia pico se definirá como la suma de potencias pico del total de paneles solares de la instalación, es la potencia total fotovoltaica que teóricamente puede aprovecharse eficientemente de la luz solar que, sin embargo, no se corresponde con la nominal de la planta, al estar esta última limitada por la capacidad de evacuación en los inversores. Por simplicidad, se opta por definir en 100 MW la potencia pico de la planta.

Los inversores se colocarán de forma central a cada sector de paneles fotovoltaicos, serán estos los que determinen la configuración final de los paneles solares al definir tensión de entrada y capacidad de evacuación, cuyo sumatorio define la potencia nominal del parque fotovoltaico. En este caso, se opta por la elección de inversores comerciales de la marca Sunway, cuya potencia nominal se encuentra en torno a los 6800 kW y sus tensiones de entrada se definen entre 880-1200 V.

La decisión de este proyecto es no emplear seguidores de sol (trackers) en los módulos fotovoltaicos ya que, si bien pueden ofrecer una mayor optimización individual de cada panel solar, la decisión es que su instalación aumenta considerablemente su coste de mantenimiento, haciendo más complicada la rentabilidad global del parque fotovoltaico. Sin embargo, debido a la gran planicie que caracteriza el terreno y a la ausencia de grandes elevaciones que dificultaran el aprovechamiento del recurso solar, los beneficios obtenidos gracias a la instalación de seguidores no serían suficientes para decantar la decisión en favor de este elemento.

3.2.3. Estudio del recurso solar:

Parámetros estudiados:

La simulación en PVSyst permite el acceso a bases de datos públicas que ofrecen información referida acerca del recurso solar para su aprovechamiento fotovoltaico en la localización escogida. Las variables más significativas que alcanzan gran relevancia en el diseño del presente parque fotovoltaico son las siguientes:

- **Irradiación global sobre la horizontal**, GHI (*Global Horizontal Irradiance*):

La GHI representa la irradiancia solar total recibida en una superficie horizontal, y es la suma de sus componentes normal (DNI) y horizontal (DHI). Será el punto de partida para convertir la radiación a la irradiancia sobre un plano inclinado, que será la que encontremos incidiendo sobre los módulos solares.

- **Irradiación horizontal difusa**, DHI (*Diffuse Horizontal Irradiance*):

Es la fracción de irradiación solar que incide sobre la superficie terrestre después de haber sido dispersada por la atmósfera, sin provenir directamente del sol. Será especialmente relevante en días nublados o en climas con alta nubosidad.

- **Irradiación normal directa, DNI (*Diffuse Normal Irradiance*):**

Se define como la fracción de irradiación solar directa que incide perpendicularmente a los rayos solares sin dispersión atmosférica. Al no estar disponible en todas las bases de datos, es posible calcularla gracias a su relación con las dos anteriores.

- **Irradiación global inclinada, GTI (*Global Tilted Irradiance*):**

Será la resultante de la irradiación total aplicada sobre el plano en el que se colocan los módulos, teniendo en cuenta su inclinación, orientación y condiciones locales (sombras, albedo, dispersión atmosférica, etc.). Este valor será el empleado para cálculo de generación energética a partir de la incidencia en los paneles fotovoltaicos.

Una vez expuestos los parámetros de irradiancia solar más relevantes, particularizando para la irradiancia global horizontal (GHI) y la irradiancia difusa horizontal (DHI) y habiendo descrito su tratamiento dentro del entorno de simulación de PVSyst, es posible presentar a continuación los valores promedio obtenidos a partir de las bases de datos meteorológicas previamente mencionadas. Estos resultados permiten establecer un perfil representativo del recurso solar disponible en el emplazamiento de estudio, constituyendo la base sobre la cual se desarrolla la simulación energética del sistema fotovoltaico:

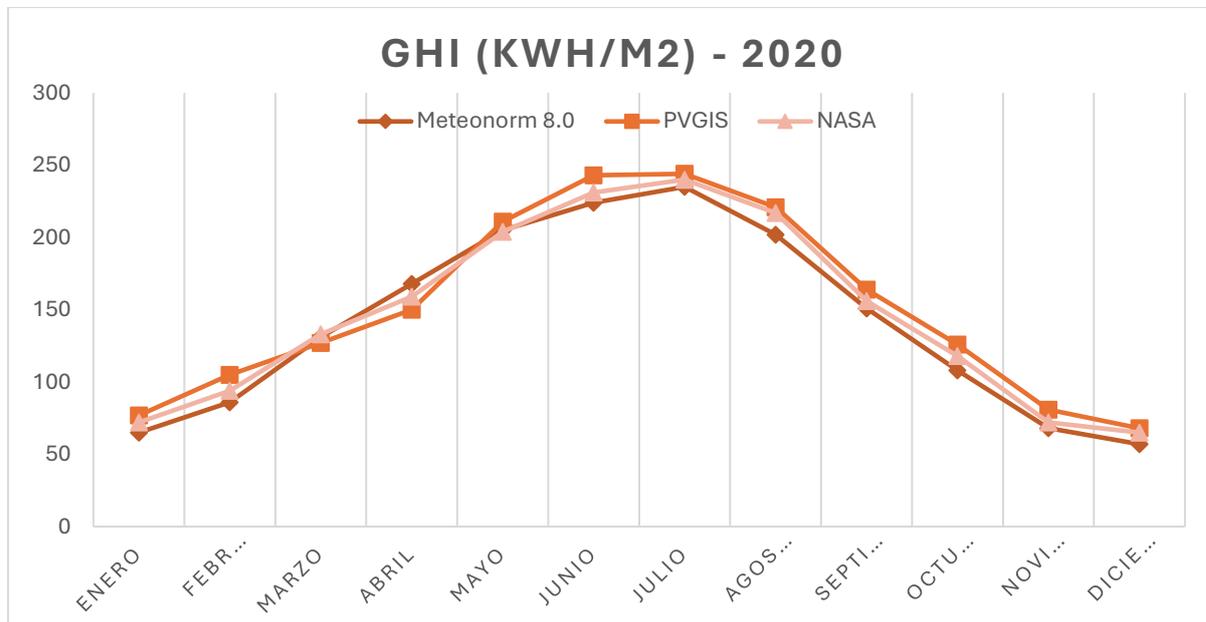


Figura 17. Representación de valores de GHI en la región (Elaboración Propia)

Recogiendo el promedio mensual de tres fuentes distintas, se observa un comportamiento estacional típico: máximos en los meses de verano y mínimos en invierno. A continuación, se representa la fracción de esta incidencia horizontal global emitida como irradiación horizontal difusa:

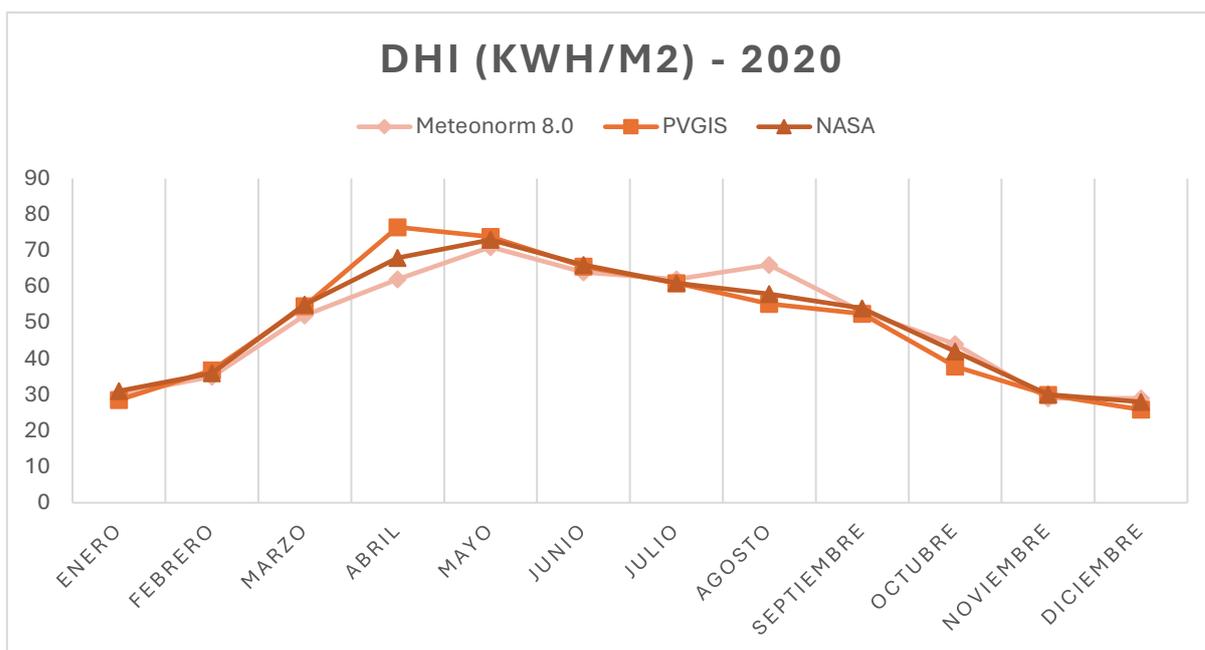


Figura 18. Representación de valores de DHI en la región (Elaboración Propia)

Donde se observa una mayor variabilidad entre las fuentes, especialmente en los meses de transición como marzo y abril, aunque esta se asume que depende del punto en el que cada estación meteorológica esté situada.

Además de los parámetros que caracterizan la irradiación solar, la simulación en PVSyst tendrá en cuenta parámetros ambientales que afecten al rendimiento de los paneles solares, tales como la velocidad del viento o la temperatura ambiente:

La temperatura ambiente influirá en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, ya que su incremento reduce la eficiencia de conversión debido al comportamiento termoeléctrico de las celdas solares. Para modelar este efecto, se emplea un modelo térmico que estima la temperatura de operación de las celdas a partir de la temperatura ambiente, el nivel de irradiancia incidente y las condiciones de montaje (por ejemplo, si los módulos están sobre cubierta o en estructura elevada). Se conseguirá de este modo una representación de las pérdidas térmicas que permite una representación realista del comportamiento energético del sistema bajo diferentes condiciones climáticas

En complemento, la velocidad del viento actúa como un factor modulador del intercambio convectivo entre los módulos y el ambiente, contribuyendo a la disipación del calor acumulado en las superficies fotovoltaicas. Una mayor velocidad del viento favorece la refrigeración natural de los módulos y, en consecuencia, reduce su temperatura operativa, mejorando el rendimiento eléctrico del sistema. Si bien la inclusión de esta variable no es obligatoria, cuando se encuentra disponible en los archivos meteorológicos, PVSyst la incorpora en los cálculos térmicos para afinar aún más la estimación de la temperatura de las celdas.

3.2.4. Simulación

Definida la ubicación geográfica del parque fotovoltaico a simular, el diseño en PVSyst, se cargarán los datos meteorológicos de la ubicación deseada en el formato nativo de PVSyst, es decir, .met, cuyos parámetros más relevantes, irradiación global horizontal (GHI), irradiación difusa (DHI), velocidad del viento y temperatura ambiente, han sido explicados por su relevancia en la simulación.

A. Orientación:

La selección de la orientación en el entorno de simulación establece la geometría espacial del campo generador respecto a la trayectoria solar. Esta implica la definición precisa de la inclinación del plano del generador y su azimut, entendidos como los parámetros que rigen el ángulo de incidencia de la irradiación solar sobre los módulos.

PVSyst permite optimizar estos parámetros con base en diferentes criterios de producción (rendimiento anual, estacionalidad, entre otros), proporcionando herramientas gráficas que cuantifican las ganancias o pérdidas relativas asociadas a cada configuración. De este modo, el software facilita una evaluación precisa del impacto geométrico sobre la captación energética, permitiendo adoptar decisiones fundamentadas tanto desde el punto de vista técnico como económico.

En este contexto, una orientación fija con inclinación moderada y alineación hacia el sur geográfico constituye una solución recurrente en el diseño de sistemas fotovoltaicos de conexión a red. Se determina, de acuerdo con la optimización del factor de incidencia, una inclinación de 35° con respecto a la horizontal, que maximizará el aprovechamiento del recurso solar de acuerdo con la trayectoria solar estimada.

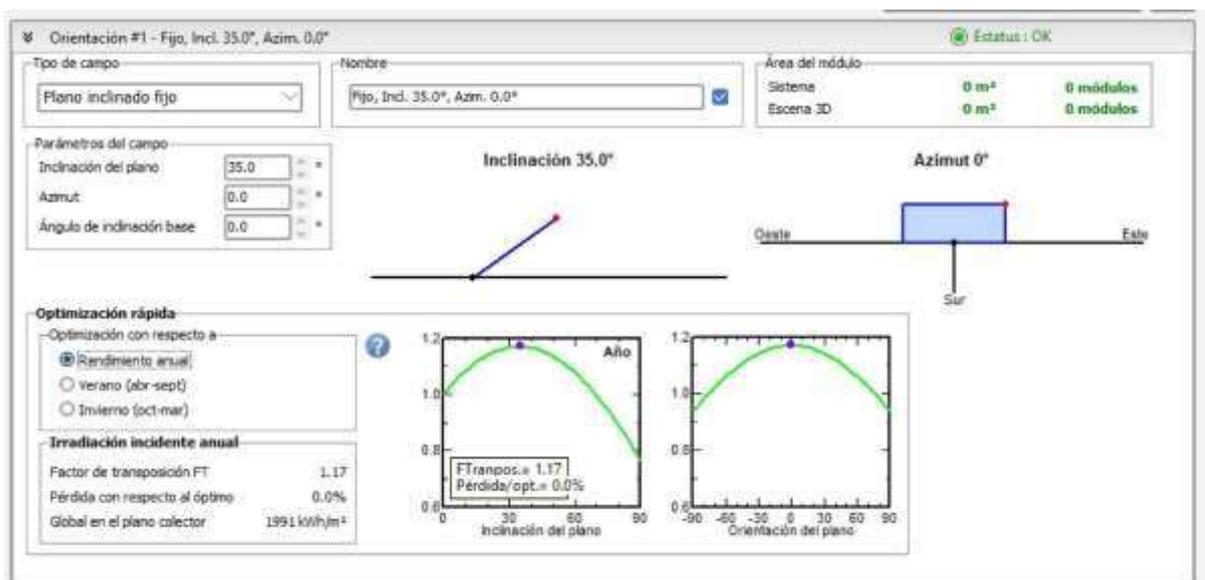


Figura 19. Resultado de la orientación en PVSyst

La renuncia explícita al seguimiento solar se justifica por su escasa competitividad económica asociada a este proyecto, dado que el incremento de producción asociado

prueba no compensar el sobre coste derivado de la motorización, por incrementar enormemente los costes de mantenimiento en una ubicación donde el recurso solar no es escaso.

B. Sistema:

La configuración del sistema fotovoltaico supone la selección y aplicación concreta de las tecnologías seleccionadas en la ubicación propuesta, determinando la arquitectura eléctrica del generador y su integración con los dispositivos de conversión.

Servirá para el diseño de las cadenas de conexión en serie y paralelo. A partir de los parámetros de entrada, el software permite establecer la cantidad de módulos solares y equipos de conversión necesarios, determinando a su vez parámetros eléctricos clave como tensiones de operación, intensidad de cortocircuito y proporciones de sobredimensionamiento.

En este caso particular, con el fin de alcanzar los 100.000 kWp propuestos, se determina un diseño global constituido por 200.000 módulos del fabricante Eco Green Energy, modelo EGE-500W-108N.

Estos módulos se organizarán en 6250 cadenas de 32 unidades conectadas en serie, dando lugar a una arquitectura eléctrica adecuada para su integración, empleando 14 inversores trifásicos Santerno Sunway SKID 8000-620 de 6.872 kW cada uno.

La potencia nominal de corriente alterna alcanza así los 96.208 kWac, lo que implica una relación de sobredimensionamiento de 1.039 frente a la potencia del generador, dentro de los márgenes recomendables.

Esta configuración, por tanto, presenta una proporción de potencia óptima que permite generar sin pérdidas por sobrecarga, garantizando condiciones de funcionamiento seguras, incluso bajo una irradiancia de 1.000 W/m² y temperaturas elevadas. Se evita la necesidad de optimizadores individuales y su operación será uniforme bajo un esquema de reparto de potencia por inversor.

Tras realizar la simulación, PVSyst permite conocer las características del sistema de potencia, estudiando el dimensionamiento del voltaje en conjunto:

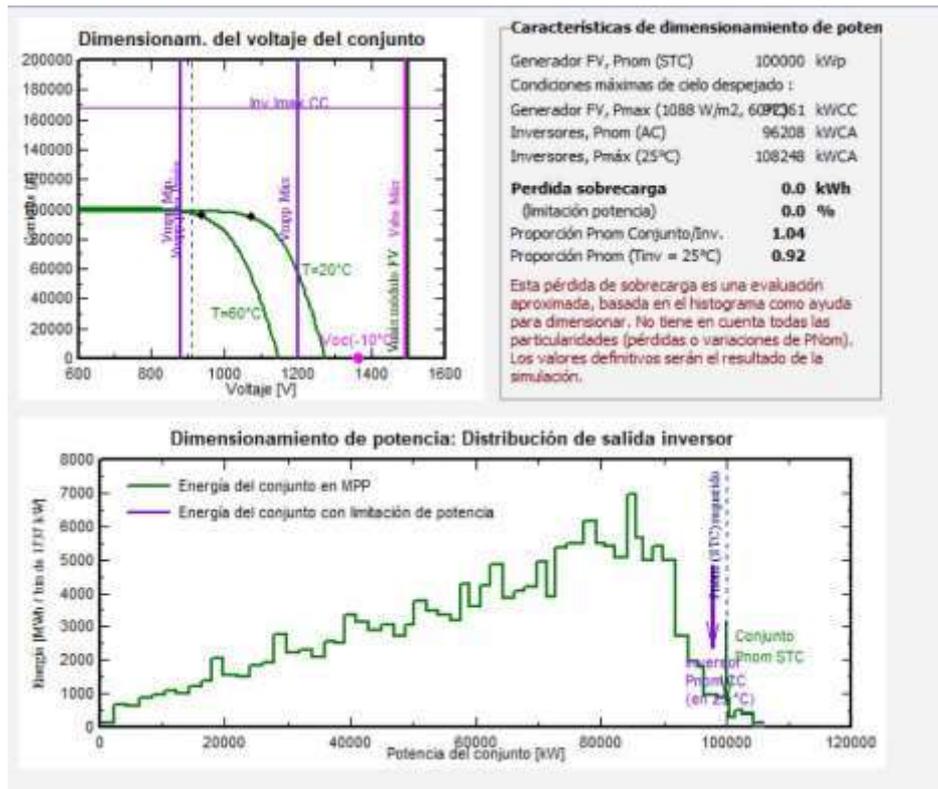


Figura 20. Resultado del dimensionamiento de potencia en PVSyst

Se observa que los rangos de tensión de operación del conjunto fotovoltaico, para el que se consideran distintas temperaturas, se mantienen dentro de los límites operativos del inverter, garantizando el seguimiento óptimo del punto de máxima potencia (MPP en la imagen).

Las curvas de voltaje bajo condiciones extremas (60 °C y -10 °C) se sitúan entre el voltaje mínimo de arranque y el voltaje máximo de entrada del inverter, asegurando un funcionamiento seguro y eficiente durante todo el año, independientemente de las variabilidades climáticas anuales.

En la gráfica inferior, la distribución de potencia entregada por el sistema muestra que la energía generada se concentra mayoritariamente en valores inferiores a la potencia nominal de los inversores, con una mínima incidencia de pérdidas por limitación de potencia.

C. Pérdidas Detalladas:

El siguiente elemento clave de la simulación de PVSyst es la caracterización de pérdidas esperadas en el parque fotovoltaico. Estas se clasifican de acuerdo con su origen y el software permite caracterizarlas con elevada precisión para permitir un análisis económico más detallado y minucioso por el usuario. A continuación, se detallan las pérdidas más relevantes que fueron dimensionadas y añadidas a la simulación:

- Pérdidas por efecto térmico:

Como se ha explicado, una característica esencial de los paneles solares es su pérdida de rendimiento al incrementar su temperatura. Por esto, además de los parámetros ambientales incluidos en el archivo meteo, la simulación permite incluir un factor de pérdidas térmicas, que será reducido gracias al efecto convectivo a través de la superficie del panel.

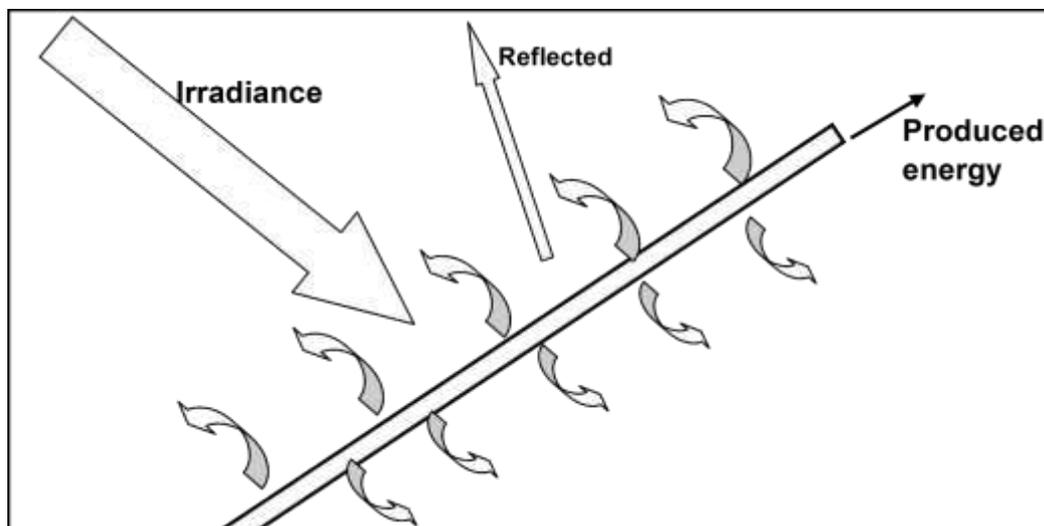


Figura 21. Representación del balance de equilibrio térmico en los módulos fotovoltaicos

Este cálculo de temperatura se realiza por medio de un cálculo iterativo que tiene en cuenta la temperatura estimada del panel en función de la irradiancia recibida, el porcentaje de energía reflejada y las pérdidas térmicas por efecto convectivo de la atmósfera. De esta forma, la temperatura del módulo fotovoltaico se define como:

$$T_{array} = T_{amb} + \frac{G_{inc} * \alpha - G_{inc} * Eff}{U}$$

Siendo estos parámetros:

- G_{inc} : Irradiancia efectiva sobre el módulo.
- α : Coeficiente de absorción solar (entre 0 y 1).
- Eff : Eficiencia eléctrica del módulo.
- T_{amb} : Temperatura ambiente.

U representa el factor de pérdidas térmicas en el panel solar. Este factor, afectado principalmente por el efecto refrigerante del viento se caracteriza de acuerdo con la expresión:

$$U = U_c + U_v * V_{viento}$$

Como se deduce de la fórmula, este efecto de refrigeración será mayor cuanto más libremente pueda circular el aire a través de los paneles solares, siendo aquellas instalaciones en tejados o paredes las menos favorables a este efecto.

En el caso de la granja solar planteada, los paneles son instalados directamente sobre el suelo, con un soporte que permite su elevación respecto al nivel del suelo y con suficiente

espacio entre ellos como para permitir la correcta circulación del viento. Será por esto por lo que se dimensione este factor de pérdidas térmicas con su expresión más favorable; según los valores predeterminados por el programa, se elegirán *módulos montados “libres” con circulación de aire*.

Esto determina un factor de pérdidas térmicas por efecto del viento caracterizado por el factor de pérdidas constante: $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $U_v = 0 \text{ W/m}^2\text{K}$.

- Pérdidas Óhmicas:

Será preciso definir también el porcentaje de pérdidas óhmicas o pérdidas resistivas estimado en el parque fotovoltaico. Este factor tiene lugar por efecto Joule en los equipos del sistema fotovoltaico, tanto dentro del módulo como en sus conexiones y empalmes y, muy especialmente, en el cableado del sistema.

La pérdida de energía se definirá en términos de potencia como:

$$P_{Joule}[W] = I[A]^2 * R[\Omega]$$

Por lo que, al depender cuadráticamente de la intensidad que circula por el conductor, serán especialmente elevadas en los elementos previos a la transformación de potencia.

Los módulos del parque fotovoltaico se conectan entre sí y con los elementos de conversión y transformación de potencia por medio de conductores en baja tensión, será en estos conductores, previos a la elevación del voltaje, los principales responsables de la pérdida de potencia por efecto Joule en el sistema fotovoltaico, ya que la resistencia de los conductores se relaciona con su sección y longitud de la forma:

$$R = \rho(T) \left[\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right] * \frac{L[\text{m}]}{A [\text{mm}^2]}$$

Donde:

- L: longitud del cable.
- A: Sección del conductor.
- $\rho(T)$: Es la resistividad característica del material conductor del cable, bien aluminio o cobre. Dicha resistividad, además varía aumenta proporcionalmente con la temperatura de la forma:

$$\rho(T) = \rho_{20} * (1 + \alpha(T - T_{20}))$$

Que define la diferencia de resistividad de un material determinado con respecto a su resistividad medida a 20 °C por medio del coeficiente de temperatura de resistividad.

Por tanto, queda comprobado que la correcta selección del cable adecuado para la transmisión de potencia del sistema fotovoltaico, desde los módulos de generación hasta su transformación en los transformadores de baja a media tensión, es una de las tareas

más relevantes para asegurar la eficiencia energética del parque de generación y minimizar pérdidas.

El dimensionamiento de cables, por tanto, buscará un compromiso entre la selección de conductores atendiendo a los criterios resistivos ahora comentados y el criterio económico al presentar la oferta de licitación. En efecto, aunque los conductores de cobre y mayor sección presentan los mejores resultados desde el punto de vista de sus pérdidas resistivas, la selección de estos cables para la conexión de todo el sistema fotovoltaico puede resultar prohibitivo, siendo en muchas ocasiones la selección de cables de aluminio la más indicada para realizar la misma tarea.

De cualquier forma, se buscará que la selección de cables cumpla con los criterios y restricciones definidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), que define la *ampacidad* permitida para cada tipo de cable en función de su material conductor, su aislante, la disposición en el que se sitúe y las características del medio en que se encuentra.

Con el propósito de ejecutar la simulación de PVSyst previa al dimensionamiento de conductores y de conocer en detalle la distribución del parque fotovoltaico en el terreno, se opta por definir este parámetro de pérdidas resistivas como uno de los valores estándar del programa. En este caso, definiendo estas pérdidas como un 1,50% previo a la conversión de potencia y 1% tras la inyección del inversor.

Se supone de este modo una definición conservadora de pérdidas esperadas, que, con la correcta selección de conductores, de la forma comentada, sea posible mejorar y reducir las pérdidas globales del parque en los conductores debido a este efecto.

- Pérdidas por desajuste, LID y calidad del módulo:

La última definición de pérdidas detalladas para ejecutar la simulación serán las debidas al desajuste de rendimiento, las pérdidas por degradación inducida del módulo (LID) y las pérdidas por pérdida de eficiencia en los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas por desajuste serán aquellas debidas a la diferencia de rendimiento entre los módulos o cadenas que componen el generador solar. Estas son ocasionadas debido a diferencias constructivas entre módulos fotovoltaicos, haciendo que estos no sean exactamente iguales eléctricamente entre sí, como supone la simulación. Además, estas pueden deberse a factores externos como sombras parciales, suciedad no homogénea, o diferencias térmicas que acentúen estos desajustes.

En consecuencia, la generación total de la cadena estará limitada por la corriente más baja de toda la serie. PVSyst permite estimar estas pérdidas de forma estadística, simulando conjuntos de módulos con variaciones en tensión e intensidad de funcionamiento, comparando el punto de máxima potencia con el de un conjunto ideal.

Por tratarse de un sistema fotovoltaico de potencia elevada (100 MWp), se supondrá que estas diferencias afectarán al conjunto global, estableciendo esta pérdida de potencia

como valores conservadores en 1,50% para las pérdidas de desajuste del módulo y 1% para las pérdidas por desajuste de voltaje entre cadenas.

Las pérdidas LID serán causada por la exposición al sol en las primeras horas de funcionamiento de los paneles, afectando químicamente a la estructura de las células fotovoltaicas y provocando una reducción en la potencia máxima que estos son capaces de generar.

Debido a que los módulos elegidos cuentan con tecnología PERC, una pasivación adicional en la parte trasera de los paneles que permite reducir en gran medida la pérdida de efectividad global debido a una primera exposición global. En consecuencia, se determinará el factor de pérdidas por degradación inducida en torno al 0,1%.

En último lugar, las pérdidas por calidad del módulo en PVsyst representan una corrección de confianza sobre la potencia declarada del fabricante, la cual se basa en sus tolerancias de producción. Esta pérdida constante suele tomarse como un cuarto de la tolerancia de potencia a generar declarada por el fabricante.

En el caso de los paneles seleccionados, el rango de potencia generada se encuentra en $\pm 5\%$ de su potencia nominal, por lo que, en base a un criterio conservador, se establecen estas pérdidas de efectividad en un 1,25%.

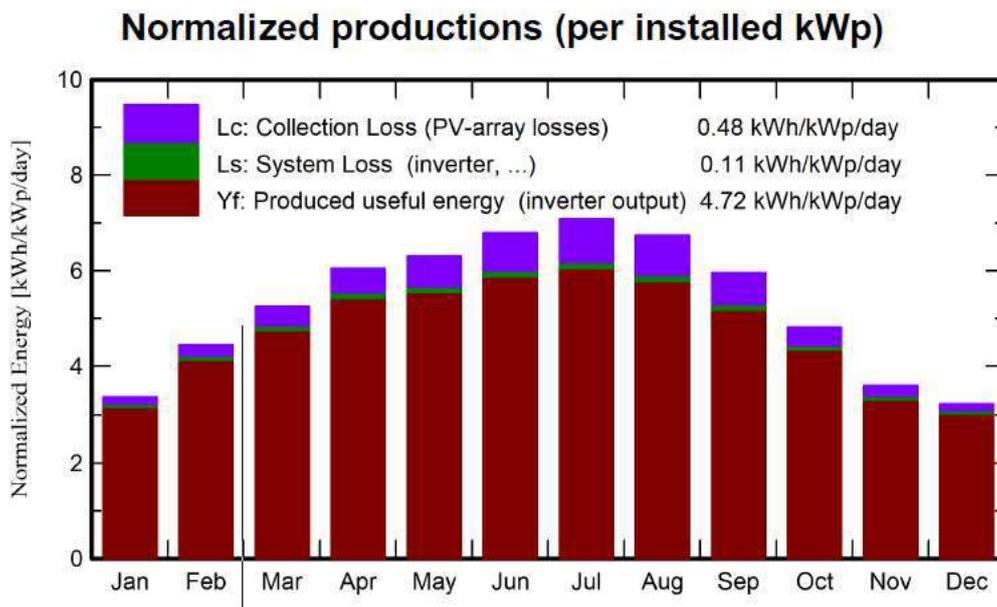
D. Resultados de la simulación

El informe completo de la simulación ejecutada en PVsyst de acuerdo con los parámetros especificados en este apartado se recogen en el anexo 1 de esta memoria. Este apartado tiene como propósito estudiar los resultados más relevantes que confirman la viabilidad técnica del proyecto propuesto.

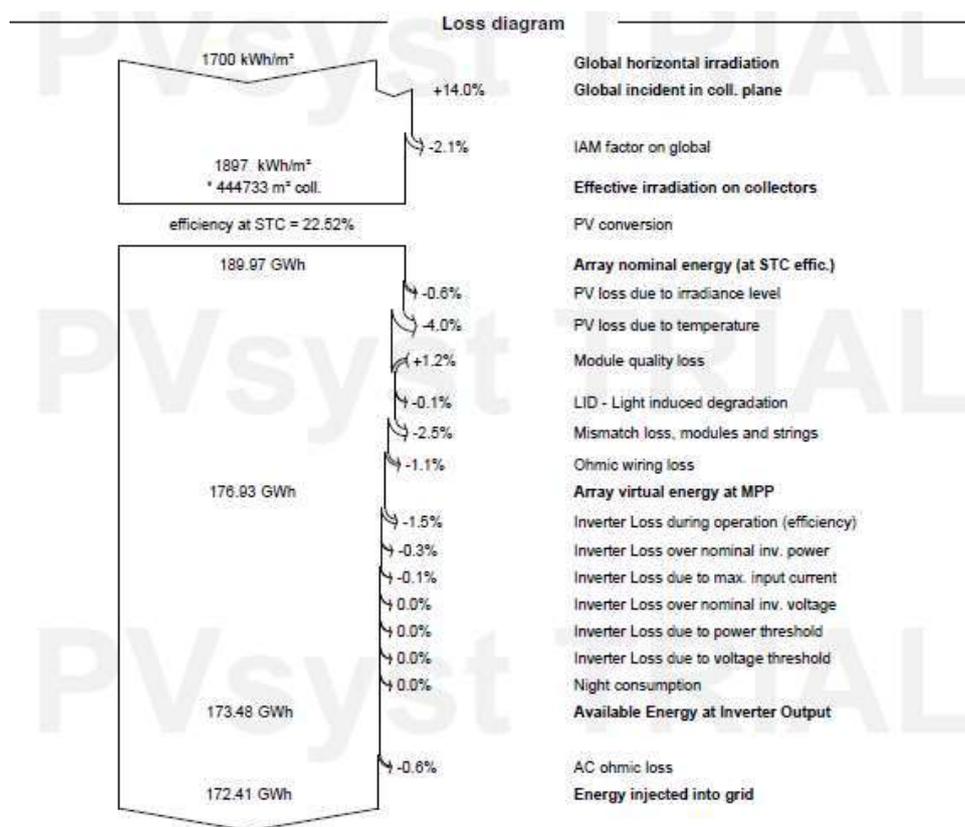
La instalación de generación fotovoltaica de este parque híbrido se define por medio de un sistema fotovoltaico conectado a red, con una potencia nominal de 100 MWp, compuesto por módulos JGE-500W y 14 inversores Sungrow SKID 5400. Posteriormente, la salida de estos inversores será transformada en transformadores de 18 MVA hasta una tensión de 33 kV, donde se conectan a la red de transporte a 132 kV y al parque de baterías por medio de una subestación de intemperie.



El rendimiento energético simulado para la generación fotovoltaica indica una producción total anual de 172.14 GWh, lo cual representa una producción específica de 1,724 kWh/kWp/año. Además, el Performance Ratio (PR) es de 0.89, indicando una conservación de cerca del 90% de la energía teórica disponible tras una estimación conservadora de sus pérdidas.



Analizando la producción mensual normalizada y la descomposición de las pérdidas, se observa un patrón estacional típico, con mayor producción en los meses de verano y menores en invierno. Las pérdidas de colección (Lc) del campo fotovoltaico alcanzan sus máximos también en los meses de verano debido a las pérdidas por efecto térmico en los módulos fotovoltaicos. En conjunto, estas pérdidas de colección, junto con las del sistema, representan en torno al 12,5% de la energía total aprovechable generada por el sistema.



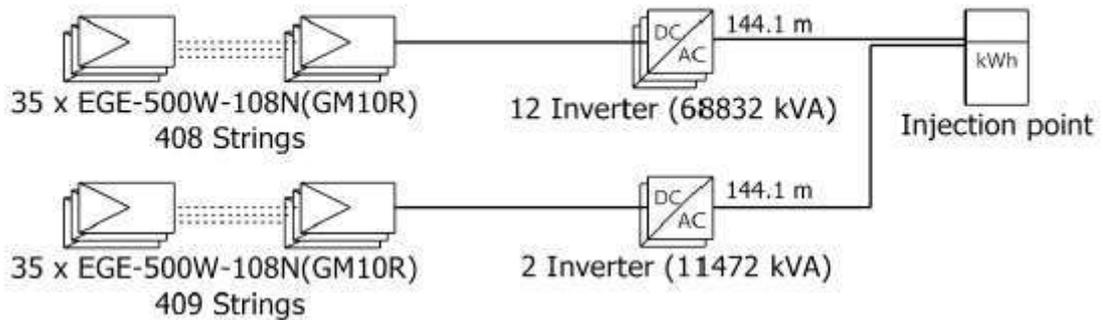
El diagrama de pérdidas generado permite identificar visualmente la generación de potencia en el sistema fotovoltaico y las pérdidas que esta sufre hasta su inyección a la red.

La irradiación global horizontal en el sitio es de 1700 kWh/m², aumentando un 14% por efecto de la inclinación de los módulos hasta alcanzar 1897 kWh/m² en el plano de captación. Esta generación se reducirá en un 2.1% por el ángulo de incidencia (IAM), que reduce la irradiancia efectiva recibida en los colectores.

Supuesta una eficiencia nominal de 22.52% en los paneles solares, se obtiene una energía nominal del conjunto de 189.97 GWh anuales, cuyas principales pérdidas se deberán debido a una alta temperatura de operación (-4.0%), principalmente en los meses de verano; desajustes entre módulos y cadenas de la forma que se ha comentado y pérdidas óhmicas en el cableado de corriente continua (-1.1%).

En el inversor y tras estos, las pérdidas más relevantes son las debidas a su eficiencia (-1.5) y a las pérdidas óhmicas en el cableado de baja tensión, resultando en 172.41 GWh de energía efectivamente inyectada a la red anualmente.

Por último, PVsyst proporciona un unifilar del sistema planteado, que servirá de base para la realización de la memoria descriptiva del proyecto de este sistema fotovoltaico:



Como puede observarse, el sistema está dividido en catorce inversores del modelo de Sungrow comentado. Doce de estos catorce inversores tienen asociados a él 408 cadenas, mientras que para alcanzar los 100 MWp propuestos es necesario que los dos inversores restantes se asocien a una cadena más cada uno de ellos.

Estas cadenas están definidas como la unión en serie de 35 paneles fotovoltaicos del modelo de Eco Green Energy seleccionado. Esta configuración permite alcanzar la tensión nominal de entrada al inversor y generar una potencia eléctrica que pueda ser convertida por este sin causar pérdidas por limitaciones en este equipo.

Capítulo III: Memoria Descriptiva

1. Objeto

El presente apartado tiene el propósito de actuar como memoria descriptiva del proyecto de construcción de un parque de generación fotovoltaico híbrido que será presentado a licitación con el fin de seleccionar la propuesta más eficiente. En él se definirán las características básicas del proyecto de construcción, la base de funcionamiento del sistema de generación, las principales condiciones técnico-normativas que deberán ser cumplidas por el contratista y, de forma general, un estudio de viabilidad del proyecto presente con el fin de recibir las autorizaciones administrativas y de construcción pertinentes.

El proyecto evaluado comprenderá la construcción de una planta híbrida de generación fotovoltaica y almacenamiento energético mediante la instalación de paneles solares y baterías de litio en el término municipal de La Solana, provincia de Ciudad Real. La instalación contará con una potencia nominal de generación fotovoltaica de 100 MW y una capacidad de almacenamiento por baterías de 300 MWh, con capacidad de descarga a 75 MW durante 4 horas.

La instalación de generación se conectará al sistema eléctrico por medio de la subestación compartida distribución/transporte de Red Eléctrica y UFD a 132 kV conocida como La Paloma. Este punto de conexión permite el enlace de la instalación con la red de transporte a 220 kV o verter a la red de distribución a las subestaciones aledañas.



Figura 22. Detalle de la red de transporte (REE,2021)

El presente proyecto técnico supondrá, por tanto, el diseño tanto de la planta de producción fotovoltaica como de la estación de baterías de almacenamiento contigua, sus dispositivos y conexiones de potencia en baja tensión, el circuito de media tensión que enlazará ambas generaciones de potencia con la estación de transformación MT/AT, denominada en adelante “SE FVH LA SOLANA 33/132 kV”; punto de partida de la línea de evacuación a 132 kV que conectará con la subestación mencionada de Red Eléctrica.

2. Antecedentes

Las consideraciones tecnológicas respecto a la generación fotovoltaica, que fueron comentadas en su capítulo correspondiente, convierten a Castilla la Mancha en uno de los principales puntos de interés al plantear la construcción de una generación basada en paneles solares en territorio nacional.

En efecto, la comunidad autónoma de Castilla la Mancha supuso en 2024 la región líder de generación de energía mediante solar fotovoltaica en España (10,82 GWh), superando a Extremadura (10,39 GWh) que, hasta entonces, había encabezado los ránquines de generación fotovoltaica anual publicados por Red Eléctrica.

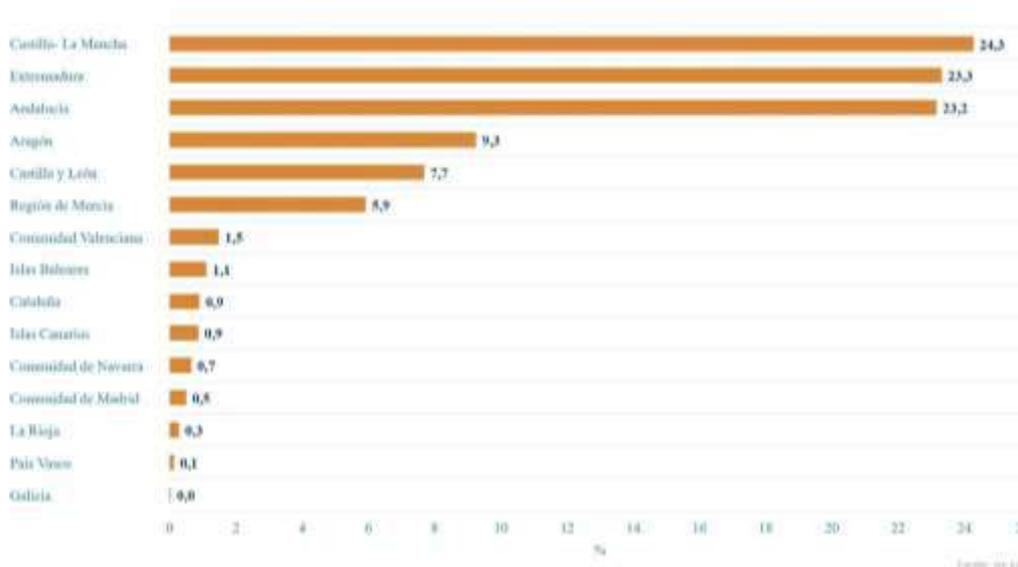


Figura 23. Generación solar fotovoltaica por CCAA (REDEIA, 2025)

Este posicionamiento líder ha sido alcanzado gracias a una combinación de condiciones geográficas privilegiadas y un compromiso institucional que, impulsadas tanto por el Gobierno regional como por los programas de ayudas al autoconsumo y almacenamiento energético, han promocionado las inversiones en nuevas instalaciones de generación fotovoltaica.

Además, su orografía mayoritariamente llana facilita la instalación de grandes plantas fotovoltaicas, reduce costes de obra civil y permite un óptimo aprovechamiento del espacio. Además de contar con una baja densidad poblacional en amplias zonas rurales, lo que favorece el desarrollo de proyectos a gran escala con bajo impacto ambiental y alta viabilidad técnica.

La apuesta en la región por proyectos similares de generación fotovoltaica de gran capacidad sirve de referencia técnica y económica para asegurar la factibilidad del proyecto. Entre ellos destacan los proyectos de Naturgy de las plantas de Picón I, II y III, de 50 MW de potencia máxima instalada en cada una y con una inversión acumulada de 100 millones de euros. Este proyecto, ubicado en el término municipal de Porzuna, alcanza una producción anual de 310 GWh.

Estos proyectos son sólo parte de la apuesta de la compañía en la comunidad, que busca alcanzar la construcción de los 250 MW de potencia instalada adjudicados en 2017. Entre ellos se cuenta con La Nava, de 49 MW y una inversión de más de 34 millones de euros, Carpio de Tajo con 50 MW y una inversión de 33 millones de euros, y Toledo PV, la planta más antigua de Europa con 1 MW en operación desde 1994.

Es de notar, además, la posibilidad en el ámbito de transición energética y cohesión territorial, de recibir ayudas FEDER que permitan amainar el impacto económico inicial que conllevaría la promoción de un parque de generación fotovoltaica hibridada con almacenamiento.

Estas subvenciones, gestionadas por entidades como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y cofinanciadas por la Unión Europea, se han dirigido a una amplia gama de beneficiarios, desde particulares y empresas hasta administraciones locales, con el objetivo de fomentar la inversión en tecnologías que garanticen una mayor penetración de energías renovables y la estabilidad del sistema eléctrico gracias a la integración de almacenamiento energético. En esta aplicación concreta, las ayudas FEDER se plantearían para reducir parte de los costes de inversión de la planta, reduciendo el ingreso económico necesario para hacer el proyecto viable.

Estas ayudas FEDER se sumarían a otros programas de apoyo al almacenamiento energético activados por el Gobierno español, como los que provienen de los fondos NextGenerationEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

3. Ubicación y Emplazamiento

Como se explicó en el capítulo primero, la ubicación del parque de generación buscará satisfacer, por un lado, la correcta eficiencia de los paneles fotovoltaicos, a la vez que su proximidad a una subestación de la red de transporte que permita incorporar a la instalación como generador a la red.

Fruto de este compromiso es la elección del término municipal de La Solana para el proyecto de generación solar híbrida en el que se basa este proyecto. Dicho municipio, ubicado en la provincia de Ciudad Real, posee todas las características físicas que, según se ha comentado en apartados anteriores, favorecen la generación mediante tecnología fotovoltaica, además de contar con numerosos incentivos que, de ámbito territorial favorecen la instalación de nueva generación renovable.

El parque se sitúa en el terreno previamente ocupado por la *Cantera Quevedo*, instalación de explotación, propiedad de Aglomerados Carrión S.A., que fue abandonada a comienzos de la década pasada. Con este reaprovechamiento del terreno se permitirá, además de las ventajas de generación renovable, aportar una revitalización económica al municipio, que aprovechará un terreno ya considerado como industrial para la ubicación de los paneles solares.



Figura 24. Vista del emplazamiento seleccionado desde la carretera de acceso

La instalación de generación *SOLANA FVH* se sitúa a 10 km de la subestación de Red Eléctrica en la localidad de Manzanares, el nudo de 220 kV llamado “La Paloma”; será a esta subestación de la red transporte a la que se vierta la energía eléctrica generada en el parque al nivel de tensión propio de la subestación.



Figura 25. Medición de la distancia del emplazamiento a la subestación de acceso a la red

Para los propósitos de conexión a la red de transporte, se supone que dicha subestación cuenta con capacidad de acceso disponible para la conexión del parque fotovoltaico y su almacenamiento. En este caso, será necesario contar con 100 MW de capacidad de acceso disponible para generación en módulos del parque eléctrico (MPE RdT) y 75 MW de capacidad de acceso disponible para almacenamiento en mismos módulos del parque eléctrico.

Atendiendo a la información proporcionada por Red Eléctrica, se observa que esta subestación no cuenta con capacidad de acceso disponible, por lo que será necesario plantear, además del proyecto de generación, una ampliación de la subestación que permita la conexión de la instalación planteada. Si bien esta ampliación supera el alcance del proyecto, de momento se supone únicamente que esta capacidad de acceso estaría disponible a tiempo para la conexión del parque fotovoltaico híbrido a la red.

3.1. Evaluación de idoneidad técnica:

En este apartado se estudiarán las características de la localización escogida para garantizar la viabilidad técnica del parque de generación, comprobando la viabilidad de instalar en la zona un parque fotovoltaico de gran potencia como un sistema de baterías de gran capacidad

3.1.1. Estudio topográfico:

La geografía de la provincia de Ciudad Real se caracteriza principalmente por la mitad meridional de la Meseta Central. Su altitud media es de 625 m sobre el nivel del mar, con pequeñas depresiones que no superan los 50 metros por debajo de la media en su superficie y cuyas elevaciones máximas se alcanzan en la frontera sur de la provincia debido a la presencia de Sierra Morena.

La altitud media del emplazamiento fotovoltaico permanece constante en torno a los 709 m de elevación sobre el nivel del mar. Puede asegurarse, por tanto que la instalación de paneles solares favorecerá la irradiación en la superficie



Figura 26. Mapa de elevación del terreno en la ubicación (GEOSAT)

De acuerdo con el mapa topográfico de la ubicación, tampoco existen grandes elevaciones en las proximidades de la instalación que pudieran proyectar sombras sobre los paneles solares, por lo que se asegura su máxima eficiencia desde el punto de vista geográfico.

3.1.2. Análisis Meteorológico:

Los grandes proyectos fotovoltaicos llevados a cabo en la provincia son muestra del interés que la provincia tiene para esta tecnología de generación. En efecto, las temperaturas suaves y la gran irradiación solar son las condiciones más favorables para maximizar la eficiencia de los paneles.

Empleando el software *PVSyst*, se ha realizado una simulación de la producción fotovoltaica que pudiera esperarse de esta planta. En el anexo 1 puede encontrarse toda la documentación relevante con esta simulación.

Geographical Site	Situation		Source	
Valdepeñas	Latitude	38.73 °(N)	Meteonorm 6.2 (2001-2020), Sat=100%	
España	Longitude	-3.38 °(W)		
	Altitude	790 m		
	Time zone	UTC		

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
Horizontal global	63.2	84.7	131.0	170.1	205.2	224.6	235.1	203.2	152.0	108.6	68.4	55.8	1701.9 kWh/m ²
Horizontal diffuse	23.5	33.5	47.8	66.6	73.9	70.6	62.0	60.3	52.5	41.5	30.7	24.4	587.3 kWh/m ²
Extraterrestrial	137.8	167.4	242.8	292.5	342.1	347.5	351.0	318.6	257.8	206.3	146.8	125.5	2936.2 kWh/m ²
Clearness Index	0.458	0.506	0.540	0.581	0.600	0.646	0.670	0.638	0.590	0.526	0.466	0.444	0.580 ratio
Ambient Temper.	5.8	7.4	10.8	13.7	18.7	24.4	28.2	27.6	21.9	16.3	9.4	6.3	15.9 °C
Wind Velocity	2.2	2.7	2.9	2.8	2.5	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.3	2.2	2.5 m/s

Figura 27. Valores de *PVSyst* para la caracterización climática

Empleando *Meteonorm* como base de datos para el análisis, se observa que la irradiación solar se encuentra en valores anuales en torno a los 1.700 kWh/m², que, según datos del

IDAE, se encuentra levemente por encima de la media para las zonas centro-sur, 1.400-1.600 kWh/m².

El índice de claridad, también levemente por encima del 0,50 medio, indica que de promedio se experimentará una menor nubosidad en la región, por lo que habrá un mayor aprovechamiento de la radiación solar directa.

Además, las temperaturas medias anuales no alcanzan los 30 °C en los meses de mayor calor, lo que permite que en los meses de verano se alcance la máxima generación sin reducir su rendimiento. A esto se suma una velocidad del viento moderada, en torno a los 2,5 m/s, lo que contribuye a una ventilación natural que ayuda a disipar el calor acumulado en los módulos sin suponer un esfuerzo estructural en los apoyos.

Se demuestra, por tanto, la idoneidad también meteorológica de situar geográficamente esta planta en la provincia de Ciudad Real.

3.1.3. Idoneidad del emplazamiento para el parque de baterías:

Las características topográficas y climáticas comentadas demuestran la idoneidad del emplazamiento elegido para el parque fotovoltaico. Sin embargo, al tratarse de una central híbrida de generación, la instalación contará con tres cuartas partes de la potencia pico conseguida por los paneles solares vertida por medio de baterías electrolíticas.

El emplazamiento asegurará la idoneidad para la instalación de baterías si, en primer lugar, las temperaturas máximas no superan los valores límites establecidos por el fabricante, en este caso, 40-50 °C de forma continuada.



Figura 28. Rango de temperaturas registradas en la provincia de Ciudad Real (Meteonorm)

El perfil de temperaturas de la localidad sitúa a los meses más cálidos en torno a los 30 °C, con máximas puntuales que pudieran superar los 35 °C en ciertos momentos del día, pero nunca se superan los 40 °C de forma continuada como se buscaba comprobar.

Topográficamente, las baterías contarán con cimentación propia, excavada sobre el suelo en que se apoyen. El factor más importante de la idoneidad geográfica para las baterías será el tipo de suelo, favoreciendo aquel que permita la excavación y obra civil del foso y cimentación, evitando zonas con riesgo de inundación o deslizamientos de tierra.

De acuerdo con el estudio hidrológico municipal, el emplazamiento del parque se sitúa en la subcuenca 6 de la cuenca del Arroyo del Peral.

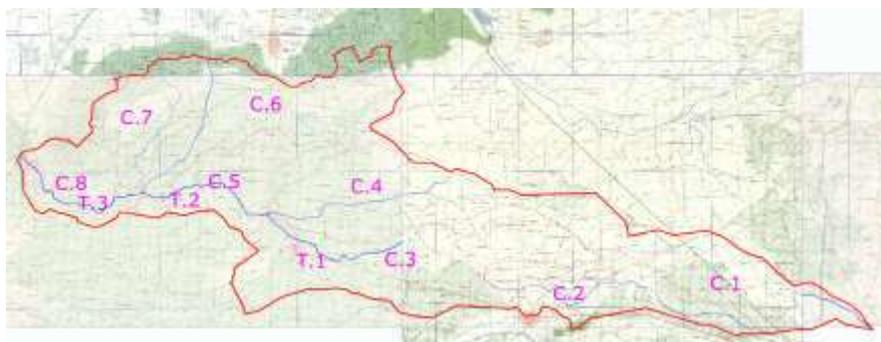


Figura 29. Cuenca del Arroyo del Peral (Junta de Castilla la Mancha)

Los resultados proporcionados por el estudio hidrológico municipal de la junta de Castilla la Mancha aportan la siguiente información respecto a dicha zona:

Subcuencas	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
Área (km ²)	19,5	12,3	26,6	26,4	13,7	22,8	11	9,5
Longitud (km)	16,2	12,4	11,4	13,8	6,5	18,8	6,4	6,2
Salto (m)	163	83	51	54	50	177	136	208
Pendiente (m/m)	0,01	0,007	0,004	0,004	0,008	0,009	0,021	0,034
Umbral de escorrentía (mm)	37	37	38	37	39	42	42	38
Número de curva (tipo de suelo)	58	58	58	58	57	54	54	57
Tiempo de concentración (h)	5,97	5,26	5,33	6,32	3,14	6,77	2,56	2,29
Tiempo de retraso (h)	3,58	3,16	3,2	3,79	1,88	4,06	1,53	1,37

Figura 30. Estudio hidrográfico del Arroyo del Peral (Junta de Castilla la Mancha)

Esta caracterización del terreno se emplea para analizar distintos escenarios de precipitación para diversos escenarios temporales; sus resultados más relevantes son sus conclusiones respecto al número de Froude, que no alcanza valores críticos que pudiesen causar escorrentías en ningún punto del arroyo por lo que puede asegurarse la seguridad del parque de baterías para todos los escenarios temporales considerados.

3.2. Límites del terreno:

La instalación del parque de generación híbrido *La Solana FVH* se ubica en el término municipal de La Solana (Ciudad Real). En el llano de superficie total de 80 hectáreas y perímetro de 3.500 m situado a 2,6 kilómetros de la subestación de transporte de Red Eléctrica en la localidad de Valdepeñas, *SE La Paloma*.

Los límites del terreno abarcan el emplazamiento previamente ocupado por la cantera en la localidad y parte de sus terrenos adyacentes. Las coordenadas geográficas que definen el vallado perimetral de la instalación son las siguientes:



Figura 31. Representación del vallado en la imagen de satélite

1. Límite Noroeste:	38° 43' 55,5" N	3° 22' 54,9" O
2. Límite Suroeste:	38° 43' 38,5" N	3° 23' 03,0" O
3. Límite Sureste:	38° 43' 30,0" N	3° 22' 85,0" O
4. Límite Noreste:	38° 43' 28,5" N	3° 22' 33,1" O
5. Límite Norte:	38° 43' 32,1" N	3° 22' 29,8" O

El acceso a la instalación será posible desde la autovía CR-1513 mediante un camino a asfaltar que conducirá hasta las principales instalaciones del parque (subestación, emplazamiento de baterías, caminos a paneles) y el edificio principal de operación y control del sistema.



Figura 32. Representación del asfaltado en la imagen satélite

Dicho acceso asfaltado será el principal y único acceso de entrada al recinto. De esta vía asfaltada partirán los caminos afirmados a cada sector de paneles solares, distribuidos de la forma que se verá en los próximos apartados.



Figura 33. Caminos divisorios en la imagen satélite

De la subestación elevadora partirá una línea aérea de alta tensión, conectando el parque con la subestación principal de Red Eléctrica a 220 kV. Aunque el dimensionamiento de esta línea aérea supera el alcance de este trabajo, este proyecto sí presenta las especificaciones de partida para el cálculo de esta conexión con la red de transporte.

4. Normativa Aplicable

A continuación, se realiza una recopilación de las principales normativas y legislaciones que afectarán al proyecto en cualquier momento de su vida, desde su construcción hasta su operación y actividad en el mercado. Esta normativa atiende a cada uno de los organismos que se han identificado como afectados en el desarrollo del proyecto, desde el inicio de su construcción hasta su puesta en operación y funcionamiento habitual.

Este apartado no pretende ser un estudio en calidad legal de cada norma relevante, sino una breve mención de las legislaciones y regulaciones más relevantes que cumplir para el proyecto y el propósito general de las mismas.

Por claridad, se encuentran recogidas en función de la materia legal que hace necesaria su aplicación.

4.1. Conexión como generador a la red:

Serán las normas que, de acuerdo con la división de actividades en el sector eléctrico, permitan a la planta su conexión a la red eléctrica y que pueda ser gestionada por el TSO de acuerdo con las necesidades de la red. Algunas de las normas más relevantes son:

- Circular 1/2021 de la CNMC: define la metodología y condiciones de acceso y conexión por parte de generadores a las redes de distribución y transporte, incluyendo asimismo las instalaciones de almacenamiento energético.
- Real Decreto 1183/2020 sobre acceso y conexión a la red: establece el procedimiento y los criterios técnicos y administrativos para solicitar y obtener los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, regulación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables: establece el régimen económico y jurídico, además de los requisitos administrativos necesarios para participar en el mercado o eléctrico o acceder a mecanismos de retribución regulada por parte de instalaciones de producción renovable, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico: define el marco legal de la regulación aplicada al sistema eléctrico, legislará las actividades de generación y conexión a la red.
- Normas particulares de REE: se cumplirán los requisitos del operador del sistema en cuanto a criterios técnicos, plazos y documentación necesaria para la conexión de la planta.

4.2. Mercado Eléctrico

Serán, además de las normas de conexión de la planta como generador en el sistema eléctrico, las normas que regulen la actividad económica de la planta durante su operación y participación en el mercado:

- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y alta como agente de mercado en el OMIE

4.3. Estructuras, instalaciones y obra civil:

Debido a que el proyecto contempla la construcción de infraestructura que afectará a las personas y el medio ambiente, el diseño y construcción debe contemplar las siguientes normativas:

- Real Decreto 1955/2000 (desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico): regulación de procedimientos administrativos de autorización, expropiación, licencias y servidumbres para instalaciones eléctricas. Definirá el procedimiento para obtener la autorización administrativa previa, de construcción y de explotación de instalaciones de producción y evacuación.
- Decreto 3565/2017, de 23 de diciembre, por el que se establecen las normas tecnológicas de la edificación (NTE) y modificaciones posteriores, tanto en cuanto a la ejecución de los trabajos, como en lo relativo a mediciones.
- Orden de 6 de febrero de 1976 del Ministerio de Obras Públicas, por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3) y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documentos Básicos del CTE aplicables.
- Regulación específica sobre almacenamiento (PNIEC y normativa europea complementaria): establece los criterios de seguridad, eficiencia y coordinación del almacenamiento con el operador del sistema. Aunque aún permanece en desarrollo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima considera el almacenamiento una de las principales vías de actuación.
- Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC, las Normas UNE y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

4.4. Instalaciones de baja tensión

La naturaleza de instalación eléctrica de la planta requiere cumplir con la normativa correspondiente que garantice su seguridad y eficiencia. De acuerdo con la legislación española, encontramos:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT): marco normativo que define los criterios sancionados por real decreto de aplicación a las instalaciones eléctricas con tensiones inferiores a 1 kV para corriente alterna y 1,5 kV en corriente continua.
- Norma UNE 50549: requisitos para centrales eléctricas destinadas a ser conectadas en paralelo con redes de distribución. Que rige los criterios técnicos para las funciones de protección y capacidades de funcionamiento de las centrales eléctricas destinadas a su conexión en paralelo con las redes de distribución.

4.5. Instalaciones de alta tensión

La generación eléctrica, procedente de los paneles solares y baterías, es transformada y evacuada a niveles por encima de los 1.000 V, por lo que es necesario aplicar la normativa española relevante para instalaciones con circuitos de alta tensión.

- Reglamento de alta tensión (RAT): sancionado por Real Decreto 337/2014, regula el diseño, operación y mantenimiento de estas instalaciones, definiendo condiciones técnicas, protecciones y verificaciones que garanticen la seguridad de las personas, equipos y sistemas asociados.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.

4.6. Medio ambiente

Como se detalló en su apartado correspondiente, el propósito de esta instalación será contribuir con la transición energética, asegurando de esta forma la preservación del medio ambiente en compromiso con los objetivos de desarrollo sostenible.

Debe asegurarse, por tanto, que el proyecto cumple con la normativa medioambiental relevante:

- Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, que regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental: requiere la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental y un periodo de información pública y consulta a administraciones afectadas. Buscará la creación de una matriz de riesgos al entorno en el que se construya la instalación para obtener la autorización pertinente.
- Ley 42/2007 de Patrimonio Natural y Biodiversidad: identificará las afecciones a espacios según su identificación como lugares de interés comunitario o hábitats de especies protegidas. Recibiendo, de esta forma la evaluación del órgano ambiental relevante.

4.7. Otra legislación autonómica, local y municipal

De acuerdo con la correspondiente distribución de competencias, se detallan a continuación algunas normas específicas que afectarán al desarrollo del proyecto:

- Ley 1/2021 de Simplificación Urbanística y Medidas Administrativas de Castilla La Mancha, en coordinación con las leyes de obra civil y protección medioambiental comentadas antes.
- Plan de Ordenación Municipal de La Solana: definirá distintas zonas en función de la actividad para la que se destine el suelo. Podrá declarar la planta como uso de interés público con fin de poder instalarse en suelo rústico.
- Reglamento de ruido, aguas, paisaje y fauna autonómico: que desarrolla aspectos de protección ambiental de especial sensibilidad en entornos rurales y naturales. Se valorará para ello la integración paisajística de los paneles, el impacto acústico de inversores, transformadores y ventilación; así como el uso del recurso hidráulico.

5. Descripción del Sistema

El sistema planteado en este proyecto tiene como propósito aprovechar la energía solar mediante tecnologías fotovoltaicas atendiendo, además, a la intermitencia en su generación mediante la instalación y uso de baterías electrolíticas que, almacenando excedentes y aprovechando la variación en su precio a lo largo del día, aumenten la eficiencia económica del proyecto.

La instalación tendrá, por tanto, dos sistemas principales de intercambio de potencia eléctrica con la red, discriminados por su tecnología característica; paneles solares, que alcanzarán 100 MW de potencia nominal de generación, caracterizada por sus inversores, y 75 MW de potencia nominal de almacenamiento, que complementará la generación solar del parque.

El siguiente esquema detalla los elementos más relevantes del parque fotovoltaico híbrido y las distintas conexiones, de potencia eléctrica o de comunicaciones, que existen entre ellos. Servirá de referencia para explicar detalladamente el funcionamiento de la instalación durante su operación:

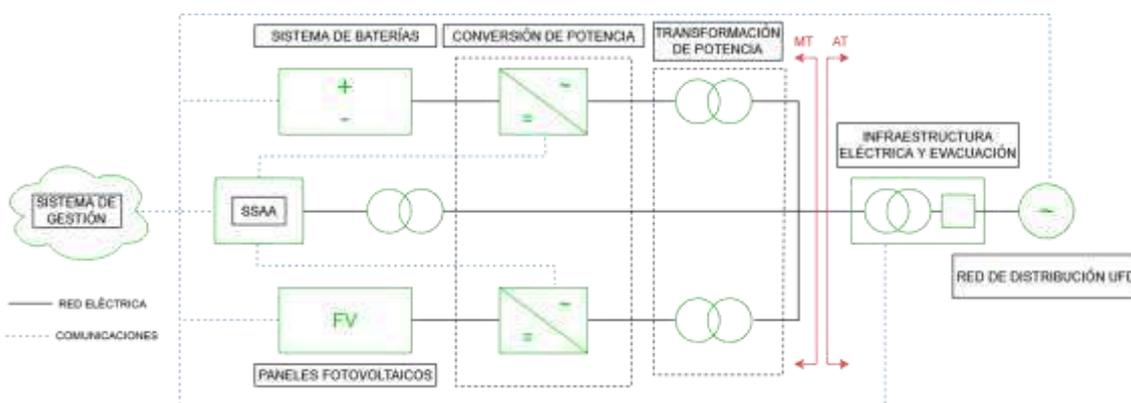


Figura 34. Representación esquemática de funcionamiento

Ambos sistemas estarán unidos en barras de media tensión de los transformadores de evacuación del parque de generación. De esta forma, las baterías podrán almacenar energía procedente de los paneles solares en las horas pico de generación solar y verter esta energía almacenada a la red en las horas de mayor demanda eléctrica.

A continuación, desglosando cada elemento del esquema según la función realizada en cada uno de ellos:

- 1) **Sistema de generación:** Es el componente central del parque, encargado de generar y almacenar la energía. Se compone de:
 - a) Bastidores de baterías: Formados por módulos conectados en serie hasta alcanzar la tensión de bus en corriente continua. Cada módulo contiene celdas en configuración serie-paralelo, con control y protección integrados.
 - b) Paneles fotovoltaicos: Módulos solares conectados en serie hasta alcanzar la tensión de bus en corriente continua. Cada módulo está compuesto por celdas

fotovoltaicas en configuración serie-paralelo, con sistemas de protección integrados frente a sobretensiones o fallos de aislamiento.

Por lo tanto, ambos sistemas paralelos se representan con comienzo en su tecnología de generación, cuyo dimensionamiento se abordará en próximos apartados. Tanto los paneles fotovoltaicos como las baterías generan electricidad en corriente continua, por lo que la conexión de potencia eléctrica es, a continuación, con los elementos de conversión, inversores y *power conversion systems* (PCS), respectivamente, que transformarán la tensión de corriente continua a corriente alterna en baja tensión.

- 2) Sistema de conversión de potencia: Es responsable de la carga y descarga de las baterías y de ajustar la tensión continua a la salida del sistema. Sus dos componentes principales son:
 - a) Convertidor bidireccional CA/CC: Estos inversores híbridos son capaces de gestionar el flujo de energía en ambas direcciones, siendo esenciales en sistemas de almacenamiento.
 - b) Convertidor CC/CC bidireccional: Actúa como cargador, estabilizando la tensión durante las fases de carga y descarga, y elevando la salida de las baterías al nivel adecuado para el convertidor.
 - c) Armarios de embarrado: integran las salidas de paneles solares para su entrada en los inversores.

La potencia eléctrica será transformada hasta los 33 kV, nivel de tensión determinado como media tensión MT, que servirá para alimentar tanto a los servicios auxiliares (SSAA) como a la subestación de evacuación MT/AT. Si bien se representan como elementos separados, en el caso de la conversión de potencia mediante PCS y no mediante inversor, la conversión de potencia eléctrica de corriente continua a corriente alterna en baja tensión y posterior transformación a media tensión se realiza en un mismo equipo.

- 3) Sistema de transformación de tensión: Es el encargado de elevar la tensión de salida en baja tensión proveniente de los sistemas de conversión (inversores o PCS) hasta el nivel de media tensión requerido (33 kV) para su evacuación o uso en servicios auxiliares. Sus dos componentes principales son:
 - a) Transformadores de baja a media tensión: Eleva la tensión de corriente alterna desde la salida de paneles solares y baterías, en torno a los 0,6 kV, hasta los 33 kV. Pueden encontrarse integrados en el sistema de PCS o en equipos separados.
 - b) Celdas de media tensión: Equipos encargados de la protección, maniobra y seccionamiento del transformador, asegurando un funcionamiento seguro y coordinado con el sistema eléctrico del parque.
- 4) Sistemas auxiliares: serán los sistemas adicionales a la instalación necesarios para la protección de la instalación o para el correcto funcionamiento de esta que, a diferencia de los elementos de generación, consumirán potencia eléctrica. Podemos agrupar en este bloque a la ventilación de las baterías o a la detección y extinción de incendios. El transformador a los elementos auxiliares que precisen de él será propio a cada uno de ellos, ya que su alimentación se obtendrá de las barras de media tensión de la subestación del parque.

- 5) Sistema de gestión de energía (EMS): Controla el parque completo, integrando requisitos del Código de Red, gestionando el PCS y el BMS, y monitorizando el sistema mediante SCADA. Además, gestiona el estado de carga (SOC) y supervisa la degradación del sistema (SOH). Incluirá:
- Hardware y software de control (PLC Y algoritmos).
 - SCADA, para monitorización remota.

Las conexiones definidas como comunicaciones en el esquema referencian las conexiones de fibra óptica entre elementos de protección y control del parque de generación, que garantizan la desconexión de elementos en caso de falta y la variación de la producción en función de las necesidades de generación en cada momento. Se seguirán para ello los códigos de red y su monitorización mediante el sistema SCADA.

- 6) El sistema de evacuación: de potencia eléctrica a la red de transporte se realizará mediante una subestación de salida 33/220 kV en dos etapas de transformación 33/110 kV y 110/220 kV, de la que se asegurará su selectividad mediante varios transformadores en paralelo que permitan seguir evacuando parte de la producción nominal en caso de fallo en uno de ellos.
- 7) El punto de conexión a la red de transporte (POI): se conectará mediante una línea aérea que unirá el parque de generación con la subestación de La Paloma, propiedad de Red Eléctrica. Si bien el dimensionamiento de esta línea supera el alcance de este proyecto, sí se plantearán las protecciones y protocolos de conexión con la red de transporte en posteriores apartados de esta memoria.

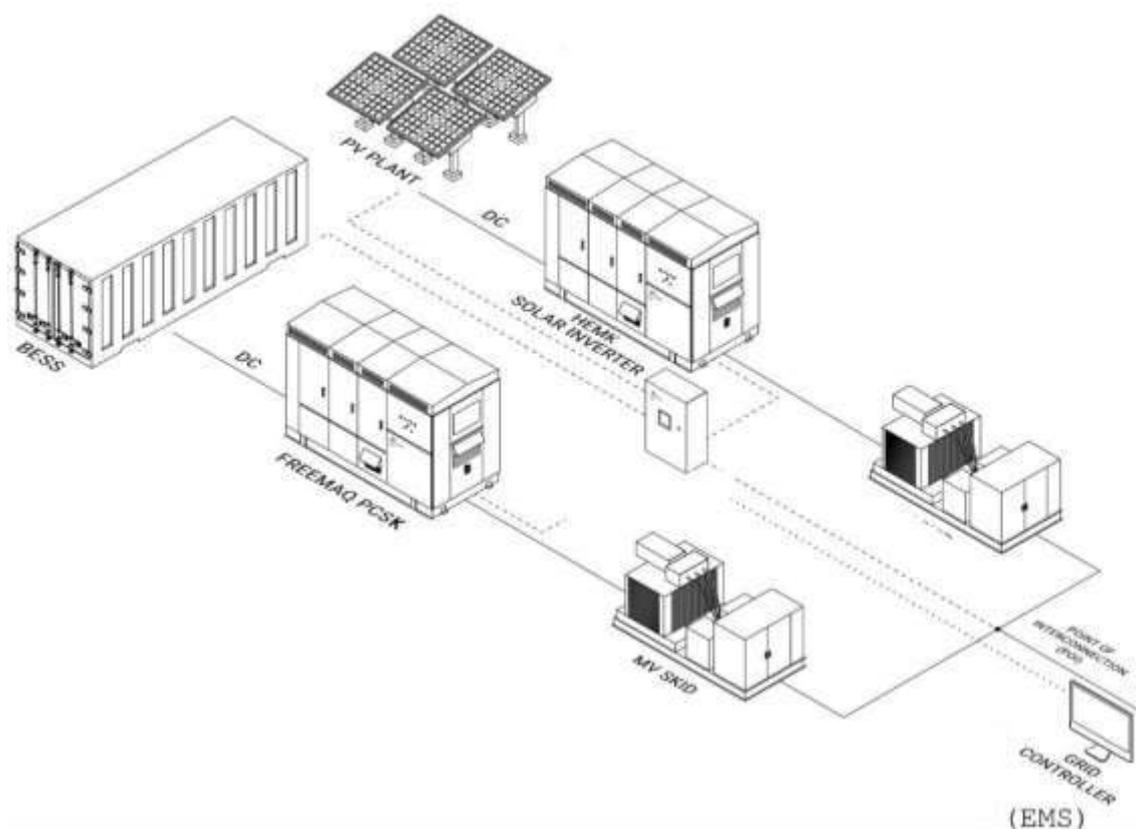


Figura 35. Representación del sistema global

Esta disposición permitirá el flujo de potencia eléctrica desde los paneles solares hacia la línea de evacuación o hacia las baterías, según las necesidades de generación en cada momento.

6. Distribución de la Instalación

Definidos ya los sistemas que integran la planta de generación, se procederá a continuación a situar en la imagen de satélite la ubicación preliminar de cada uno de los elementos que compondrán el parque.

Se presenta esta disposición dividida según la funcionalidad de cada elemento, donde se marca, según sectores de distintos colores, el espacio previsto para cada necesidad.

En primer lugar, se recuerda la ubicación del parque de generación *LA SOLANA FVH* como se presentó en el capítulo referido al vallado:



Figura 36. Límites del vallado

6.1. Paneles fotovoltaicos

De acuerdo con el dimensionamiento preliminar, se precisará que el sistema conjunto de paneles solares alcance una potencia instalada de 100 MW de potencia pico. La determinación de la superficie total necesaria para la generación fotovoltaica se obtendrá como resultado de la simulación en el software *PVSyst*:

Resumen sistema global	
Núm. de módulos	200000
Área del módulo	444755 m ²
Núm. de inversores	14
Potencia FV nominal	100000 kWp
Potencia de CA nominal	96208 kWCA
Proporción Pnom	1.039

Figura 37. Resumen del sistema global de la simulación *PVSyst*

Esta simulación, además, permite obtener el diseño preliminar del parque fotovoltaico. Como se concluye de esta, el parque fotovoltaico, compuesto por los 200.000 módulos

fotovoltaicos que se detallarán en el apartado de equipo, deberá alcanzar la ocupación total de 444.755 m².

La distribución del parque se planteará, por tanto, dividida por inversores, donde cada inversor constituirá una división única del parque fotovoltaico con su fracción de paneles solares correspondientes asociado a él. Atendiendo a la simulación realizada en *PVSystem*, la disposición de módulos fotovoltaicos por panel deberá estructurarse según el esquema:



Figura 38. Representación unifilar de la simulación *PVSystem*

En el cual se considera una cadena como la unión en serie de 32 módulos fotovoltaicos para alcanzar la tensión en corriente continua consignada para la entrada al inversor. Dichas cadenas se dividirán entre 446 cadenas para los ocho primeros inversores y 447 cadenas para los siguientes seis inversores, hasta alcanzar el total estimado de 200.000 módulos fotovoltaicos.

La disposición del parque fotovoltaico se planteará, entonces, dividido en catorce sectores individuales asociados cada uno a un inversor central, lo que permite una configuración modular que facilitará la operación sectorizada del parque. Además, la división por sectores del espacio reservado a la generación fotovoltaica permitirá la realización de caminos de paso que permitan un tránsito más fácil de personal para mantenimiento de los módulos o atenderlos en caso de falta.



Figura 39. Sectorización de paneles fotovoltaicos

Como se aprecia en la imagen, las 44 hectáreas y media destinadas a la generación de potencia por paneles fotovoltaicos se presentan divididos en catorce sectores aproximadamente equivalentes, en el que cada uno de ellos ha sido dimensionado para tener capacidad suficiente para el conjunto de cadenas asociado al inversor, además de un coeficiente de mayoración del 10% para permitir espacio suficiente para el tránsito de operadores para labores de mantenimiento de los paneles.

6.2. Transformadores BT/MT

La salida de los inversores en el sistema de generación procedente de los paneles debe ser transformada para su acople al parque de media tensión de la subestación de salida. La entrada de los transformadores, procedentes de los inversores centrales a cada sector de paneles fotovoltaicos en torno a los 600 V, es transformada hasta los 33 kV, definido como nivel de media tensión.

Esta transformación de tensión en el sistema de potencia tiene lugar en transformadores contiguos a cada sector destinado; la distribución se plantea de forma que cada transformador sea alimentado por los tres sectores más cercanos, por lo que el total del parque precisará de cuatro transformadores destinados a la transformación de potencia de tres sectores y uno encargado de dos sectores, hasta el total de cinco transformadores BT/MT.

Estos transformadores se instalarán en el interior de edificios prefabricados de hormigón, repartidos por el parque de la manera comentada. Se precisará que estos edificios sean accesibles desde los caminos establecidos entre paneles, edificio de control y entrada al parque. Los edificios prefabricados son fabricados por Ormazábal para su aplicación en centros de transformación, cumpliendo con las normas y certificaciones necesarias para su uso en media/alta tensión.



Figura 40. Edificio prefabricado para centro de transformación

Teniendo en cuenta los requisitos de proximidad a los paneles solares y de recorrido del conductor de media tensión, se plantea la siguiente distribución de los edificios prefabricados destinados a los centros de transformación a lo largo de la planta:



Figura 41. Distribución de los centros de transformación a lo largo del parque fotovoltaico (en verde)

En verde se representan las ubicaciones de los centros de transformación asignados a los tres sectores de paneles fotovoltaicos más próximos. EL edificio prefabricado contará con una caja de distribución en BT que reciba el suministro eléctrico procedente de los módulos fotovoltaicos y celdas de media tensión salientes del transformador que supongan el inicio del recorrido del cable de media tensión aislado y enterrado bajo zanja.

6.3. Sistema de Baterías

En referencia de nuevo a la solución preliminar propuesta para el diseño del parque de generación híbrido, se contempla que la instalación cuente con la capacidad de evacuar hasta 75 MW de potencia proveniente de sistemas de almacenamiento electroquímico durante ciclos de descarga de cuatro horas de duración. Para conseguirlo, se emplearán sistemas de baterías basados en tecnología LFP (fosfato de hierro y litio), cuya capacidad unitaria de almacenamiento energético se sitúa en el orden de los 5 MWh por sistema.

Consecuentemente, se planteará la instalación de 60 *battery units* de estas características para alcanzar la capacidad requerida. Estas unidades de baterías tienen las dimensiones de un contenedor de mercancía de barco, en torno a los 6x3 metros en planta y 2,5 metros de altura.



Figura 42. Sistema de baterías de gran capacidad CATL

De acuerdo con esta noción, se designa un espacio suficiente para albergar las sesenta unidades de batería y equipo de transformación y conversión de potencia necesario, cerca de la subestación elevadora para reducir al máximo las pérdidas de potencia en los cables y la caída de tensión hasta esta.

El espacio designado deberá tener suficiente espacio para permitir la distribución de baterías en pasillos próximos a sus elementos de conversión de potencia. En total, cada pasillo se asignará a doce sistemas de baterías y, equivalentemente a dos sistemas TWIN SKID, hasta un total de cinco pasillos para alcanzar el total de baterías planteadas en el dimensionamiento de la planta.

El espacio designado al parque de baterías se sitúa aledaño al camino principal para permitir el fácil acceso de los operarios al mismo para atender cualquier necesidad durante su operación.



Figura 43. Ubicación del sistema de baterías en el parque

6.4. Subestación de Evacuación

La frontera entre el punto de acceso a la red y el sistema definido en el parque de generación será la subestación de exterior situada cerca de la entrada principal del recinto, que intercambiará energía con la red elevando o disminuyendo su tensión de acuerdo con el modo de operación en cada momento.

La subestación se dimensiona para tener una doble barra colectora en su parque de alta tensión (132 kV). De esta forma, la instalación permanecería operativa incluso ante falta en una de las dos barras, aumentando su selectividad y tiempo disponible global.

La subestación de evacuación contará con dos parques de distinta tensión, correspondiendo a cada uno de los sistemas de baja tensión de la instalación, paneles fotovoltaicos y baterías. Cada uno de dichos parques será alimentado por dos transformadores con sus correspondientes protecciones individuales; de nuevo,

respondiendo a un criterio de selectividad, mayor respuesta ante fallos y debido a que esto permite usar transformadores más pequeños, más fáciles de encontrar fabricados de forma estandarizada en los principales fabricantes.

Esta subestación permitirá el intercambio de energía entre la red y el parque de generación, vertiendo energía en el sentido de la red principalmente durante las horas de máxima generación solar y, en caso de necesitarlo, absorbiendo energía de la red para cargar las baterías y estar disponible durante las horas de uso de estas.



Figura 44. Ejemplo de subestación de intemperie

Debido al elevado voltaje de las barras colectoras de alta tensión, así como a las grandes potencias que serán manejadas en esta subestación, el criterio es dimensionarla para ser una subestación de intemperie, asignando un sector a este propósito que, entre parque de alta tensión, los dos parques de media tensión y sus correspondientes pararrayos y unidades de medida y el perímetro de seguridad, se asignará un espacio total de 80 m x 100 m.

Los soportes, fabricados en acero galvanizado en caliente, se diseñarán para sostener los equipos necesarios en el parque: interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos y estructuras de barra colectoras. Su geometría y altura, que dependen de las distancias de seguridad requeridas para el nivel de tensión correspondiente, se dimensionarán entre cinco y ocho metros para el parque de 132 kV, mientras que en las barras de 33 kV la altura puede reducirse hasta los tres metros. Estos soportes deberán ser capaces de resistir tanto el peso propio de los equipos y conductores, como las cargas debidas a esfuerzos de cortocircuito, empuje de viento, vibraciones inducidas y dilataciones térmicas, asegurando la estabilidad y alineación necesaria para su correcto funcionamiento (UFD, 2020).

De dicha subestación partirá la línea aérea de alta tensión que enlace el parque de generación con la subestación de Red Eléctrica. La conexión entre subestación y línea se asegurará mediante apartamento de control, seccionadores e interruptores que actúen en caso de percibir anomalías en alguno de los dos sistemas con el propósito de no propagar

fallos que causen problemas en la red o de ser afectados en los elementos internos por fallos provenientes de la red.

Capítulo IV: Selección de Equipo

El capítulo tercero sirvió para conocer el sistema planteado, describiendo en este las funciones propias de cada elemento de la instalación y el funcionamiento del sistema en su conjunto.

Desde esta base, el presente capítulo analizará dicho proyecto presentado estudiará dicho proyecto, haciendo las veces de una oferta de licitación propuesta por una empresa contratista de proyectos de ingeniería, describiendo los elementos concretos, sus características y precios, con el fin de elaborar una propuesta de precio total a la que sería posible actuar en el contrato EPC de dicha instalación. El objetivo será, por tanto, establecer una base técnica sólida sobre la cual se pueda construir un diseño definitivo optimizado tanto en términos de rendimiento como de viabilidad económica.

La información presentada buscará tanto demostrar la viabilidad técnica del diseño preliminar, con equipos concretos, como elaborar una oferta económica que sirva para conocer de manera preliminar las características económicas del proyecto conforme a los estándares de calidad exigidos, servir de base para la realización de la evaluación económica del proyecto, y actuar a modo de definición de CAPEX en el estudio de viabilidad económica del proyecto.

1. Sistema fotovoltaico.

1.1. Módulos Fotovoltaicos

La selección de paneles fotovoltaicos se ha realizado basándose en el modelo empleado en la simulación ejecutada en PVsyst, ya que, comprobada su viabilidad en el proyecto planteado, la selección de este panel para la oferta EPC tras haber sido simulado permite conocer con seguridad las características del sistema por cadenas y en su conjunto, habiendo sido dimensionadas las pérdidas por eficiencia y desajuste entre módulos con un criterio conservador.

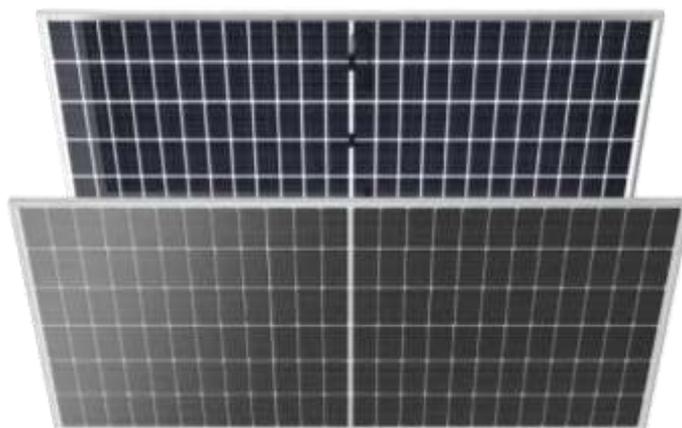


Figura 45. Paneles fotovoltaicos monocristalinos

Por tanto, se seleccionará como elemento fundamental del sistema de generación solar el módulo fotovoltaico Eco Green Energy EGE-500W-108N(GM10R). Actuando como base del sistema de conversión de la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua y convirtiéndose así en la primera etapa del sistema de generación.

La elección de este modelo se fundamenta en su alta potencia unitaria, tecnología de célula y buena eficiencia global. Se trata de un módulo monocristalino con una potencia nominal de 500 W de potencia máxima, lo que permite optar por un número redondo de paneles para alcanzar los 100 MW pico proyectados, optando así por cadenas equivalentes y entradas al inversor equilibradas. Su comentada elevada eficiencia tanto sobre el área del módulo como sobre el área activa de celdas asegura un aprovechamiento óptimo del espacio disponible.

En cuanto a otras características técnicas, su perfil eléctrico permite una correcta adaptación a sistemas MPPT modernos. Además, la incorporación de tres diodos bypass, por su parte, mejora la tolerancia ante sombreados parciales, reduciendo pérdidas por desajustes entre módulos.

En el anexo 4 de esta memoria puede encontrarse la hoja de especificaciones técnicas completa para este modelo. A continuación, se recogen las características más relevantes del módulo para su inclusión al sistema de generación:

- Potencia nominal (STC): 500 Wp
- Tecnología: Monocristalina (Si-mono)
- Dimensiones del módulo: 1134 mm × 1961 mm
- Superficie del módulo: 2,22 m² (área bruta), 2,06 m² (área activa de celdas)
- Número de celdas: 108 (2 × 54)
- Tensión en circuito abierto (Voc): 39,3 V
- Tensión en punto de máxima potencia (Vmpp): 33,3 V
- Corriente de cortocircuito (Isc): 15,90 A
- Corriente en punto de máxima potencia (Impp): 15,04 A
- Eficiencia sobre el área del módulo: 22,5 %
- Eficiencia sobre el área activa: 24,3 %
- Resistencia serie / derivación (Rserie / Rshunt): 0,12 Ω / 700 Ω

El precio estimado para este módulo fotovoltaico se encuentra entre los 0,10 € y los 0,20 € por watio de potencia pico instalado, dependiendo del lote demandado y de las características de su entrega. Teniendo en cuenta que se planea la compra de la instalación completa de 100 MW de potencia máxima en módulos fotovoltaicos al mismo fabricante, Eco Green Energy, se opta por estimar en 0,12 € el precio del gasto en módulos fotovoltaicos de este modelo.

Por tanto, se estima de forma preliminar la inversión total en paneles fotovoltaicos en torno a los 12 millones de euros.

1.2. Inversores

Continuando con los resultados de la simulación de PVsyst, como parte del sistema de conversión de energía de la planta se selecciona el inversor Santerno Sunway SKID 5400-690 para convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna elevable.



Figura 46. Inversor Santerno Sunway SKID

Como se estableció en el capítulo de diseño de la planta, los inversores se ubicarán centrales a cada uno de los catorce sectores de módulos fotovoltaicos, recogiendo toda la potencia generada en estos sin provocar pérdidas elevadas por excederse su potencia gestionable.

El modelo seleccionado es un sistema modular compuesto por dos inversores SUNWAY TG 2700 integrados en una estación SKID, permitiendo así obtener la potencia nominal de salida en corriente alterna, siendo capaz de alcanzar hasta 6454 kW, que permitirían flexibilidad en la operación del parque cuando las condiciones sean más favorables.

También ofrece funciones avanzadas de control y soporte a la red, como respuesta ante tensiones altas o bajas (LVRT, HVRT), control de potencia reactiva y ajuste de factor de potencia, elementos que permiten que este sistema sea capaz de apoyar a la red en su funcionamiento deseado.

La hoja de especificaciones técnicas recogidas en la biblioteca de PVsyst puede encontrarse íntegra en el anexo 4 de esta memoria. A continuación, sus características más notables de funcionamiento:

- Potencia nominal AC (Pnom): 5736 kW
- Potencia máxima AC (Pmax): 6454 kW
- Tensión nominal de red: 690 V (trifásica)
- Frecuencia de red: 50/60 Hz

- Corriente nominal AC: 4800 A
- Corriente máxima AC: 5400 A
- Tensión máxima del campo fotovoltaico: 1500 V
- Rango de seguimiento MPPT: 980 V – 1200 V
- Número de entradas MPPT: 6
- Umbral mínimo de potencia de arranque: 48 kW
- Eficiencia máxima: 98,7 %, media europea: 98,4 %

El sistema, además, incorpora protecciones instaladas, como seccionadores internos DC y AC, monitorización de aislamiento, y su ajuste de desconexión por umbral de tensión.

El precio estimado para los inversores de 5400 MW se estima en base a ofertas de modelos de potencia similar a los que se ha podido tener acceso durante la elaboración de esta memoria. Se estima el precio unitario de cada uno de los grupos SKID en torno a los 300.000 € cada uno, suponiendo, de nuevo que el proveedor permitirá facilidades económicas por realizarse todo el pedido mediante el mismo agente.

De esta forma, se estima el coste total de los catorce inversores en torno a los 4 millones de euros.

1.3. Transformadores BT/MT

Los transformadores de baja a media tensión recogerán la salida de los inversores, cuyo valor nominal se encuentra en los 1200 V, para elevar su tensión hasta los 33 kV tensión a la que se acoplarán a las celdas de media tensión de la subestación de evacuación.

Estos transformadores se encontrarán en el interior de edificios prefabricados de hormigón repartidos entre sectores del parque fotovoltaico. Debido a criterios medioambientales, se opta por la selección de que estos transformadores sean secos, para evitar posibles vertidos al entorno. La refrigeración de los transformadores en el interior de los edificios será debida a convección natural mediante la instalación de rejillas a las correctas alturas de admisión y extracción de aire.



Figura 47. Transformador Siemens Energy Gaefol Neo

Se elegirá a Siemens Energy como proveedor de estos transformadores debido a la reputación y características de sus modelos de transformadores secos aplicados al sector de la energía. Las características de dicho equipo serán:

- Potencia nominal: 18.000 kVA (AN/AF)
- Tensión primaria/secundaria: 33/1,2 kV
- Grupo vectorial: Dyn11
- Refrigeración: AN/AF
- Tensión de cortocircuito (uk%): 6–8 %
- Pérdidas en vacío: 15–20 kW
- Pérdidas en carga: 110–130 kW
- Rendimiento a plena carga: $\geq 98,8$ %
- Impedancia total: ~ 7 %
- Nivel de aislamiento: AT: 36/70/170 kV, BT: 3/10 kV

El coste para cada transformador de estas características se estima en torno a los 100.000-200.000 € por unidad. De forma conservadora, se estima en 160.000 € el coste unitario de cada transformador al incluir equipos de protección y pruebas tanto en fábrica como en sitio.

En total, el coste agregado que se estima para el conjunto de los cinco transformadores que compondrán el sistema de transformación del parque fotovoltaico se estimará, por tanto, en 800.000 €.

1.4. Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación será el equipo intermedio que recoja la salida de las cadenas de módulos fotovoltaicos de cada sector y las agrupe para su entrada en el inversor, combinando su salida en un único canal.

Las 446 cadenas asociadas a cada inversor deben repartirse entre los seis MPPT de los que dispone cada uno de los inversores del modelo elegido. Esto supone la reunión de 72 cadenas para cada input del inversor.

Las cajas de agrupación seleccionadas para la reunión de estas cadenas serán las recogidas en el anexo 4 de esta memoria. Preparadas para la exposición a la intemperie, serán capaces de integrar hasta 12 entradas en corriente continua para una misma salida, permitiendo así conducir la generación del parque fotovoltaico hasta cada una de las entradas MPPT del inversor.



Figura 48. Ejemplo de caja de agrupación del sistema fotovoltaico

La propuesta, por ende, será la reunión de cada doce cadenas en una singular caja de agrupación, sumando un total de 6 cajas de agrupación por entrada al inversor, sumando así un total de 36 cajas de agrupación por inversor debido a las seis entradas en las que se basa su funcionamiento.

Las características más relevantes de este equipo se recogen a continuación:

- Tensión máxima de operación: hasta 1500 V DC
- Corriente máxima por entrada: hasta 32 A por string
- Número de entradas por caja: hasta 12 strings
- Número de salidas: 1 o 2 salidas DC agrupadas
- Elementos de protección integrados:
 - Fusibles de 10×38 mm (15 A, CE)
 - Seccionador DC (IEC/EN 60947-3)
 - Protección contra sobretensiones tipo T2

El coste de cada caja de agrupación tiene en cuenta tanto el propio coste de agrupación como la instalación de cableado y protecciones necesarios para su funcionamiento. En total, se considera el coste agregado en 200€ por cada caja instalada.

El total de las 36 cajas para cada uno de los 14 inversores suma un total de 504 cajas de agrupación previstas a instalar. Por tanto, el presupuesto total destinado a estas cajas se estima en 100.000€.

1.5. Conductores

El correcto dimensionamiento y selección de los conductores empleados para la transmisión de energía eléctrica supone uno de los pasos más relevantes en la elaboración de la propuesta EPC del sistema, ya que un exceso de material conductor, o la selección de un cable innecesariamente caro para las conexiones del parque, puede incrementar exponencialmente el coste de este elemento, haciendo a la oferta drásticamente menos competitiva de no ser optimizado este aspecto.

Se seguirán, por tanto, las normativas relevantes al dimensionamiento de cables de acuerdo con las normas UNE y reglamento ITC de obligado cumplimiento para las instalaciones energizadas, comentando asimismo las consideraciones que deben aplicarse a cada una de las intensidades admisibles declaradas en estos reglamentos o el criterio económico aplicado en cada caso.

Los conductores que transporten energía a baja tensión se dimensionarán de acuerdo con los criterios explicitados en el reglamento electrotécnico de baja tensión, ITC-BT-19, que armoniza las normas UNE 20.315, UNE 60.364 y UNE 60.309, de acuerdo con la última revisión publicada por la normativa vigente.

El dimensionamiento de conductores buscará un compromiso entre el criterio económico, buscando el mínimo coste posible en su selección, y el criterio técnico, buscando que se cumplan correctamente las restricciones técnicas exigidas por la normativa. Estas exigencias buscan asegurar la seguridad del equipamiento y personas que transiten cerca de los conductores, a la vez que la eficiencia energética; se buscará entonces cumplir con dos requisitos, no superar la caída de tensión máxima declarada para cada propósito (3 % de la tensión nominal para alumbrado y 5 % de caída de la tensión nominal para demás usos) y el respeto de la capacidad de transmisión máxima del cable, denominada intensidad máxima admisible o ampacidad, y cuyos valores dependerán del tipo de instalación de cada circuito.

La norma UNE 60.364, transpuesta de la normativa europea IEC del mismo nombre, define las intensidades máximas permitidas en conductores aislados de instalaciones de baja tensión, sus valores se encuentran tabulados según método de instalación y aislamiento del número de conductores, sin embargo, es preciso aplicar un coeficiente de reducción o mayoración según la disposición de los conductores en el sitio. Esta corrección se debe a que la máxima corriente admisible responde a un criterio térmico del cable, por lo que condiciones más o menos desfavorables benefician o mejoran las posibilidades de transportar mayor o menor carga por el conductor.

A continuación, se recogen los coeficientes de mayoración o minoración más relevantes para tener en cuenta en el diseño:

- Corrección por resistividad térmica del terreno: los cables enterrados dependen de la disipación térmica permitida por el terreno en el que se encuentran, siendo el terreno de piedra caliza el tipo básico (factor 1) y siendo los terrenos más húmedos menos restrictivos en cuanto a la intensidad admisible en los conductores.
- Corrección por profundidad: de nuevo, una mayor proximidad al exterior favorece la disipación térmica de los conductores enterrados, siendo los valores más restrictivos los que se encuentran a mayor distancia de la superficie.
- Corrección por soleamiento: esta vez para cables descubiertos al exterior, se aplicará un coeficiente de reducción a los conductores expuestos a la radiación solar, debido a las dificultades de disipación térmica causadas por la exposición de su superficie a la luz solar.
- Corrección por temperatura: las tabulaciones suponen de 40 °C la temperatura ambiente para cables no enterrados o de 25 °C para cables enterrados. Temperaturas más suaves favorecerán la corriente admisible por el conductor, mientras que condiciones más extremas empeorarán la conducción.
- Corrección por agrupamiento: se debe a la corrección debida a la afectación térmica de distintos circuitos entre sí. Un mayor número de circuitos en la proximidad del conductor harán más difícil la disipación térmica, siendo este coeficiente siempre de reducción.

La seguridad en el diseño se garantiza seleccionando para cada coeficiente su valor más restrictivo durante todo el trazado. De esta forma, un circuito que comparta más de 2 metros de recorrido junto a otro en su proximidad obtendrá un coeficiente de corrección por agrupamiento correspondiente a este hecho, aunque el resto del trazado lo transitase aislado.

1.5.1. Conductores de baja tensión

Recordando la estructura eléctrica del parque fotovoltaico, los módulos fotovoltaicos se estructuran en cadenas unidas entre sí en serie, alcanzando al final de la cadena la tensión nominal de entrada al inversor.

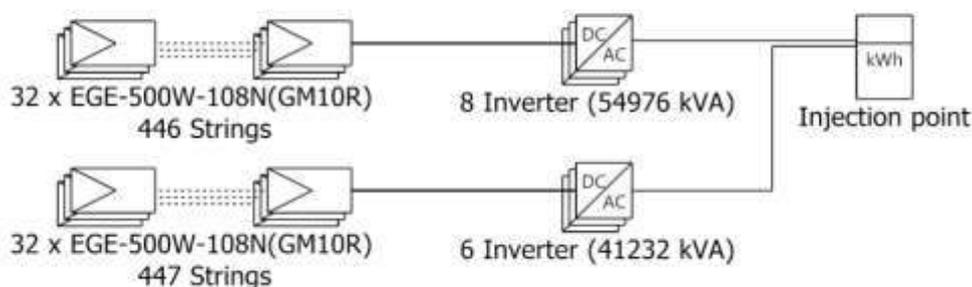


Figura 49. Esquema del sistema de conexión de BT

Cada inversor recibirá 446-447 cadenas de módulos fotovoltaicos compuestas por 32 paneles en cada uno de ellos. Cada módulo de la cadena incrementa la potencia en el valor

supuesto pico del módulo fotovoltaico (500 W/panel) y la tensión en 35 V por cada uno. De esta forma, la intensidad transmitida permanece constante en todos los conductores de estos circuitos en corriente continua.

Debido al gran número de conexiones a realizar, la selección de cobre como elemento conductor de la instalación resulta prohibitivo, seleccionando en su lugar conductores de aluminio que, si bien elevarán las pérdidas teóricas en la instalación, reducen considerablemente el coste de la oferta EPC.

En abril de 2025, la normativa ITC-BT 02 referida a nuevas instalaciones de conductores de baja tensión (UNE 60364-5-52) se actualizó, retirando numerosas secciones permitidas además de la prohibición de usar conductores de aluminio con aislamiento de PVC (Prysmian, 2025). En consecuencia, la sección mínima permitida para conductores de aluminio queda limitada en los 10 mm².

El anexo 3 recoge la evaluación de los conductores de aluminio de 10 mm² para el sistema fotovoltaico dividido por elementos de la cadena. Los parámetros empleados en el cálculo son los siguientes:

- Circuito de corriente continua de 1,50 metros como máximo de distancia entre paneles.
- Temperatura ambiente máxima de 35 °C en las condiciones más desfavorables.
- Conductores al aire en el exterior, disposición resultante G según la norma UNE 60364-5-52.

Se comprueba que esta sección cumple, para todos los circuitos de la cadena, el criterio térmico y el criterio de caída de tensión, siendo esta la sección escogida para unir la estructura constituyente del sistema fotovoltaico.

En total, se requieren, tras una mayoración del 5%, un total de 97,65 metros de conductor por cadena de módulos fotovoltaicos que, en el total del parque suponen 610.312 metros de conductor de aluminio.

El precio del metro de cable de estas características, debido a la gran cantidad necesaria y a ofertas similares a la que se ha tenido acceso, se estima en 15,2 céntimos el metro. Sumando un total aproximado de 93.000 € destinados a las uniones de cable aislado entre módulos fotovoltaicos.

La salida del conjunto de cadenas asociadas a cada inversor se recoge en el armario de agrupación, que unificará la potencia generada por el conjunto de cadenas que deba ser convertida en cada inversor. De esta forma, el circuito transportará aproximadamente 989 kW de potencia a tensión de entrada en el inversor, 1085 V, en corriente continua. Encontraremos siete circuitos de estas características por inversor.

Esta conexión, debido a la gran intensidad transmitida, se diseñará de cobre para reducir las pérdidas en el conductor. Además, para favorecer la disipación térmica del circuito, se diseñará sobre bandeja perforada que permite una convección más favorable en todo su recorrido; resultando esto en una configuración F según la norma.

En el anexo correspondiente puede consultarse el cálculo que lleva a la conclusión de cables de cobre unipolar de 240 mm^2 para esta conexión. Será preciso el uso de tres conductores por fase, lo que equivale a 220 metros por inversor y, equivalentemente 3087 metros de estas características. La estimación de presupuesto es de unos 24 €/m, lo que supone un coste total de 74.100 € de este conductor.

La última conexión supone la alimentación del transformador de BT/MT de cada inversor. Esta es la conexión más costosa, ya que se transmite toda la potencia del sector al centro de transformación ubicado entre dos zonas de paneles, alcanzando unos 30 metros de distancia como máximo.

Se empleará para ello un conductor de sección especial del fabricante PRYSMIAN, multipolar de 630 mm^2 de sección, soportado por bandejas debido a las ventajas comentadas anteriormente. Este circuito será trifásico y sufrirá el coeficiente por agrupación más severo debido al número de circuitos entrantes al transformador.

En total, se requerirán ocho conductores trifásicos por circuito, sumando un total de 252 metros por inversor y 3.500 metros en el total del parque. El precio estimado para este conductor de cobre es de 60 €/m. Suponiendo un total de 210.000 € en el conjunto de dichas conexiones.

1.5.2. Conductores de media tensión

El dimensionamiento de conductores por encima de los 1000 V de tensión responde a las normativas ITC-RAT y normas UNE coordinadas con la regulación europea IEC correspondiente.

Similarmente a las consideraciones tenidas en cuenta para el diseño de conductores de baja tensión, se buscará respetar las intensidades máximas admisibles definidas en la normativa UNE 60502.

En el dimensionamiento de estos conductores se tiene en cuenta, además, la capacidad de soportar la intensidad de cortocircuito máxima esperable. En el caso de esta instalación, para el sistema fotovoltaico se determina en 25 kA durante los segundos de falta.

Los conductores de media tensión del sistema fotovoltaico enlazarán la salida de los transformadores con las celdas de media tensión de la subestación de evacuación del parque de generación. Su distancia máxima se determina en 250 metros del transformador más alejado de esta.

El anexo 3 recoge el estudio de los conductores de media tensión presentes en la instalación. En el caso del parque fotovoltaico, deberán transmitirse como máximo la potencia convertida por tres inversores a 33 kV. El conductor escogido será de aluminio, ya que las pérdidas en el conductor tras la elevación de tensión se reducen considerablemente.

La disposición será de conductores multipolares enterrados en tubo bajo la superficie del parque de sección 300 mm² y con dos conductores por fase. En total, esto supone la instalación de 2.525 m de cable aislado a 5,67 €/m, sumando un coste total de 15.000 €, aproximadamente.

2. Sistema de Almacenamiento Energético.

2.1. Sistemas de baterías

El almacenamiento energético se basará en sistemas de baterías electrolíticas de fosfato de hierro y litio (LFP), recogidas en contenedores de tamaño de contenedor de barco, suponen la solución más extendida hoy en día para el almacenamiento de energía eléctrica en soluciones tanto aisladas como integradas en un sistema de generación como el de esta planta.

El modelo seleccionado para este propósito será el **PowerTitan 2.0 ST5015kWh** del fabricante Sungrow. Permitiendo permitir la gestión temporal de la energía generada, ya sea entregando su almacenamiento en cuatro o en dos horas para optimizar el beneficio de la energía entregada a la red, o permitir servicios de estabilidad y firmeza en la red.



Figura 50. Sistema de baterías PowerTitan 2.0 de Sungrow

La selección de este modelo se fundamenta en su arquitectura compacta y su alta densidad energética. Con una capacidad de 5015 kWh y una potencia nominal variable que permite entregar su capacidad en un mínimo de dos horas, esta solución permite una integración flexible con inversores de potencia elevada, adaptándose al modelo de planta que combina generación solar con descarga programada en horario nocturno o de pico.

Se trata de un sistema de baterías prefabricado y montado en fábrica, facilitando su instalación y reduciendo riesgos y fallos durante su montaje en campo. Este modelo, además, cuenta con refrigeración líquida inteligente que mejora la vida útil de las baterías y aumenta la capacidad de descarga en condiciones exigentes.

Cada contenedor contendrá armarios rack de baterías conectados en paralelo. A su vez, cada armario está compuesto por módulos de baterías. Existirán armarios de conexión de corriente continua para el cableado entre contenedores y PCS. Los armarios irán protegidos con fusibles y descargadores de tensión. Por último, se puede contar con funciones de seguridad avanzadas, con sistemas de detección de gases, supresión de incendios, ventilación de emergencia y cumplimiento de estándares UL y NFPA.

- Tecnología de batería: LFP 3.2 V / 314 Ah por celda

- Capacidad energética nominal: 5015 kWh
- Potencia máxima de descarga: 2500 kW (2 horas)
- Tensión DC de operación: 1123,2 – 1497,6 V
- Sistema de refrigeración: refrigeración líquida inteligente
- Dimensiones (L × A × H): 6058 × 2896 × 2438 mm
- Peso total: 42 – 43 toneladas
- Protección mecánica: IP tipo 3S, resistencia anticorrosión C3
- Certificaciones: UL 9540A, UL 1973, UL 1741SB, NFPA 855, IEEE 1547

La estimación de presupuesto parte en unos 360.000 € por contenedor de baterías de este modelo. El parque de baterías se diseña, de acuerdo con los criterios de dimensionamiento inicial, para ser capaz de inyectar 75 MW a la red durante cuatro horas tras una misma carga. Conociendo la capacidad individual de cada contenedor de baterías como 5015 kWh, cuya capacidad de descarga en cuatro horas es de 1253 kW, se necesitarán un total de 60 unidades de baterías para conseguir este dimensionamiento deseado.

El presupuesto total estimado para el sistema de baterías se encuentra, por tanto, en los 21,6 millones de euros para la totalidad del sistema de almacenamiento energético.

2.2. Conversión de potencia

El sistema de conversión de potencia se constituye por el conjunto de dispositivos encargados de transformar la corriente continua proveniente de la batería en corriente alterna sincronizada con la red eléctrica a la que está conectado el sistema. Estos equipos deberán ser bidireccionales, ya que también son responsables de rectificar la corriente alterna de la red para recargar las baterías.

El funcionamiento de los convertidores de potencia será completamente automático, permitiendo el vertido o absorción de la subestación según las órdenes realizadas por la electrónica de potencia integrada.

Los convertidores, así, operarán de manera eficiente, utilizando la energía tanto del parque fotovoltaico como de las baterías según sea necesario, controlando la cantidad de energía que requiere el sistema. Dado que los componentes electrónicos del equipo obtienen su energía de la fuente externa, cuando las baterías no se están cargando ni descargando, el sistema no consumirá energía.

La solución propuesta para el sistema de baterías consiste en la implementación de sistemas de conversión mediante inversores del fabricante Power Electronics cada conjunto de tres baterías. Estos inversores, de modelo Freemak PCSK, convertirán la energía intercambiada de las baterías a la subestación entre corriente continua y corriente trifásica de baja tensión.

El motivo de la selección de este equipo es debido a la posibilidad de integrarlo de forma sencilla, tipo “plug&play”, con el sistema Twin Skid Compact del mismo fabricante, un

transformador baja-media tensión que permite la incorporación nativa de dos inversores del modelo especificado y que actuarán como un mismo sistema.

De esta forma, las baterías instaladas en el parque se dividirán en conjuntos de tres baterías, cada uno asociado a un inversor PCSK y cada dos inversores de este modelo se integrarán en un mismo SKID, permitiendo la integración de manera sencilla y más eficaz que de realizarse mediante equipos independientes. De esta forma, se facilita la conversión de energía eléctrica desde las baterías hasta los 30 kV de circuito trifásico, donde podrá ser incorporada al parque de intemperie en sus celdas correspondientes.

Este modelo, además, permitirá conectar entre sí las salidas de dos transformadores, integrándolas en un mismo circuito. Esto permitirá “coser” los sistemas SKID entre sí, reduciendo el número de conductores necesarios para la transmisión de energía y aprovechando al máximo el espacio de la planta.

Se planea coser cada dos sistemas SKID o, equivalentemente, cada cuatro inversores PCSK. De esta forma, se plantea el layout del parque de baterías dividido en pasillos de dos grupos SKID, con 12 contenedores de baterías en cada uno de ellos.

La configuración definitiva de la planta puede conocerse en el anexo 2 de esta memoria. Los equipos empleados en esta serán:

Freemaq PCSK:

Convertidor de potencia bidireccional diseñado específicamente para aplicaciones con baterías de almacenamiento energético en corriente continua. Seleccionado por su robustez, eficiencia y elevada capacidad de integración con distintos tipos de baterías. Incluye protecciones completas en AC y DC, monitoreo por Modbus TCP y compatibilidad con controladores de planta y sistemas SCADA de terceros.



Figura 51. Freemaq PCSK de Power Electronics

Las principales características técnicas de este equipo para la aplicación planteada:

- Potencia nominal AC (a 40 °C): hasta 5125 kW
- Rango de tensión DC de operación: 976 V – 1500 V
- Tensión nominal AC: 690 V
- Frecuencia de red: 50/60 Hz
- Factor de potencia ajustable: 0,5 capacitivo a 0,5 inductivo
- Corriente máxima continua DC: hasta 4590 A
- Eficiencia máxima: hasta 98,95 %
- Enfriamiento: ventilación forzada (forced air cooling)
- Dimensiones: 3,0 × 2,0 × 2,2 m
- Peso: 5200 – 5500 kg
- Protocolos de comunicación: Modbus TCP

Twin Skid Compact:

Actuará de la forma comentada como un elemento integrador de inversores y transformador de media tensión en elementos singulares para el parque de baterías. Su diseño está orientado a facilitar una conexión rápida y compacta, con una arquitectura que reduce los tiempos de instalación, el espacio ocupado y los trabajos de puesta en marcha en campo.

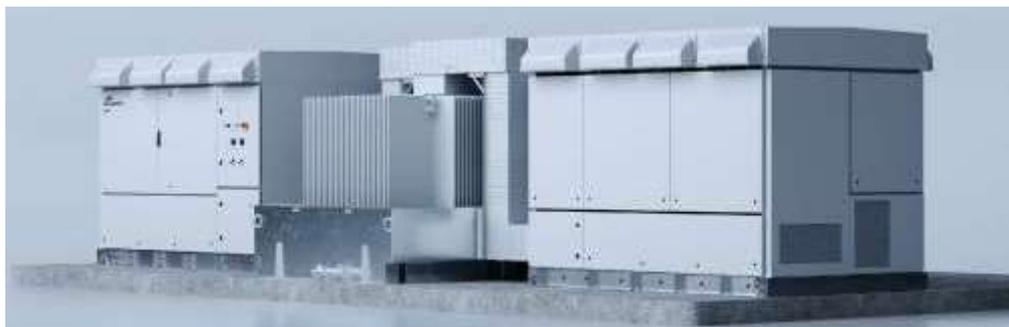


Figura 52. Twin Skid Compact de Power Electronics

El transformador puede elegirse de refrigeración ONAN o KNAN y su grupo vectorial será Dy11y11. Además, el sistema incluye celdas de media tensión con interruptores automáticos, enclavamientos de seguridad, accesorios para retención de aceite y posibilidad de incorporar un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) para servicios auxiliares.

Sus características técnicas más relevantes son:

- Rango de potencia nominal: 3050 kVA – 8780 kVA a 40 °C
- Tensión de media tensión (MV): configurable entre 11 kV y 34,5 kV

- Tensión de baja tensión (LV): 480 V – 690 V
- Refrigeración del transformador: ONAN / KNAN
- Grupo vectorial: Dy11y11
- Celdas de MT: configuración de doble alimentación (2L), disyuntor de protección incluido.
- Capacidad de cortocircuito de celdas: 16 kA / 1 s (opcional 20 o 25 kA)

La estimación de presupuesto para este equipo se sitúa en 160.000 € por unidad para los inversores tipo PCSK, de los que el sistema de almacenamiento energético contará con un total de 20 unidades, sumando un total de 3.200.000 €.

El grupo Twin Skid alcanza un valor estimado de 300.000 € por unidad. El total del parque de baterías cuenta con 10 equipos como este, sumando un total de 3.000.000 € para este equipo de transformación de potencia.

2.3. Servicios Auxiliares

Los elementos del parque de baterías requieren especialmente de recibir de forma externa una alimentación de potencia que garantice el correcto funcionamiento de los sistemas complementarios al almacenamiento energético. Este sistema de servicios auxiliares se estudia a continuación, realizando una estimación de los transformadores de servicios auxiliares y unidades de alimentación ininterrumpida (SAI) que son necesarios para alimentar de forma continua los equipos del sistema de almacenamiento que requieran de ello.

2.3.1. Transformadores de SSAA

Recordando la configuración propuesta, las salidas de cada dos grupos SKIDS se integrarán en una única debido a la posibilidad que ofrece dicho equipo de coser las salidas entre sí. Esto lleva a que la alimentación de servicios auxiliares se realice mediante transformadores de servicios auxiliares que alimente cada uno de ellos a un grupo formado por los dos SKIDS de la manera propuesta.

De esta forma, los transformadores de servicios auxiliares tendrán cada uno de ellos la función de alimentar los servicios de refrigeración y apoyo de 12 baterías, 4 inversores PCSK y 2 transformadores de media tensión del grupo SKID.

En las hojas de características de estos equipos puede encontrarse la potencia necesaria para alimentar los servicios auxiliares que garantizan su correcto funcionamiento. Debido a que la máxima demanda de potencia en servicios auxiliares provendrá de las baterías, a continuación, se realiza una estimación de la potencia que cada transformador debe ser capaz de proveer a todas las baterías, que se mayorará para incluir al resto de equipos.

El funcionamiento electroquímico de las baterías requiere que los sistemas de refrigeración garanticen en todo momento que la temperatura de estos sistemas se encuentre siempre dentro de los límites especificados para evitar daños en los racks de baterías o evitar una degradación que reduzca su vida útil. Además, los sistemas de monitorización y las comunicaciones con el SCADA requieren también de alimentación estable de corriente alterna.

En el anexo 4 figura un estudio que recoge el consumo en servicios auxiliares que conlleva el uso de baterías durante su operación:

Table 4-1 Aux. Consumption of ESS Container

Test Conditions	-20°C		0°C		25°C		35°C		45°C	
	0.25P	0.5P								
Operating average power (kW)	6.1	13.2	7.5	14.1	10.6	27.5	14.7	32.2	22.0	35.1
Rest average power (kW)	2.8	3.5	2.9	3.5	1.7	3.2	4.9	6.6	6.3	9.6
24h Aux. energy consumption (kWh)	95	127	109	132	119	186	201	273	285	343

Figura 53. Esquema de consumo de potencia auxiliar para un contenedor de baterías

Por lo que se observa que el valor medio a las condiciones de operación se sitúa en torno a los 35 kW en los puntos de potencia pico de consumo de servicios auxiliares, es decir, en las operaciones de carga y descarga de las baterías.

Los transformadores de servicios auxiliares, por la configuración explicada, deben ser capaces de alimentar a 12 baterías cada uno de ellos durante sus ciclos de carga y descarga, simultáneamente:

$$35 \text{ kW} * 12 \text{ bat} = 420 \text{ kW}$$

Por tanto, cada transformador de servicios auxiliares deberá tener una capacidad de 420 kW para cumplir con las especificaciones de servicios auxiliares en los contenedores de baterías. Aplicando un sobredimensionamiento, se concluye en 450 kVA la capacidad de cada transformador destinado a este propósito.

Estos transformadores se situarán en intemperie, en la cabecera de cada fila de grupos de baterías definidos por dos sistemas SKID. Por ende, se seleccionan transformadores sumergidos en aceite, capaces de aguantar en estas condiciones. Estos transformadores se conectarán al parque de media tensión de la subestación de evacuación (30 kV) y gracias a este serán capaz de alimentar los servicios auxiliares de la manera pedida.

El resumen de sus especificaciones se detalla a continuación:

- Potencia nominal: 450 kVA
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tensión primaria/secundaria: 30.000/400 V (trifásico+neutro)
- Grupo vectorial: Dyn11

- Tipo de refrigeración: ONAN
- Instalación prevista: Exterior sobre base de hormigón
- Accesorios incluidos:
 - Válvula de vaciado y toma de muestra de aceite
 - Indicador de nivel y temperatura
 - Buchholz con contacto
 - Termómetro bimetálico
 - Bornes de puesta a tierra

El coste estimado de estos transformadores será menor que el de los grandes transformadores de potencia debido a que, al tratarse de transformadores de menor potencia, su diseño está estandarizado, pudiendo encontrar equipos de estas características en torno a los 10.000 €.

Para el total de los cinco transformadores de servicios auxiliares, el presupuesto total estimado ascenderá a los 50.000€.

2.3.2. Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS)

La relevancia que la alimentación de servicios auxiliares alcanza en el sistema de almacenamiento energético justifica la necesidad de garantizar la continuidad de suministro a este sistema en todo momento. Incorporando, para este propósito sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI o UPS, por sus siglas en inglés).

Estos SAI se situarán dentro del edificio de control, y se alimentarán de la misma barra de la subestación que los transformadores de servicios auxiliares. Debido a la potencia demandada (un total de 1800 kVA) se seleccionan SAI de alta capacidad.



Figura 54. SAI de gran capacidad Delphys

El modelo seleccionado será el modelo MX Elite+ del fabricante Delphys. Este SAI de gran capacidad permite alcanzar una salida de potencia máxima de hasta 600 kVA, por lo

que bastará con incluir tres de estos equipos para alimentar la totalidad de servicios auxiliares.

La hoja de características completa de este equipo puede encontrarse en el anexo 4. La característica más relevante será la capacidad de estos sistemas de alimentar los servicios auxiliares hasta 30 minutos continuados supuesta la pérdida de potencia en la barra, supuesto que los tres grupos en paralelo alcanzan un almacenamiento de 900 kWh.

El precio estimado de este equipo se sitúa en los 60.000 € por unidad, alcanzando un total estimado de 180.000 € por el total del sistema de alimentación ininterrumpida que garantiza la alimentación de los equipos de almacenamiento y transformación del sistema de baterías.

2.4. Conductores

El dimensionamiento de los conductores del parque de baterías seguirá el mismo criterio y normativas que fueron detallados para el cálculo de conductores del parque fotovoltaico.

Los circuitos de baja tensión del sistema de baterías se distinguirán por aquellos circuitos en corriente continua, encargados de la carga y descarga de las baterías y los circuitos trifásicos, encargados de alimentar los servicios auxiliares, principalmente refrigeración de los contenedores de baterías.

Los conductores de potencia partirán del conjunto de conversión hasta los terminales de vertido de cada contenedor de baterías, mientras que los encargados de alimentar los servicios auxiliares parten del transformador de servicios auxiliares y alimentan individualmente cada una de las baterías.

Recordando la distribución del sistema de almacenamiento por pasillos con sus elementos de conversión en el centro, el esquema de conductores de baja tensión empleado es el siguiente:

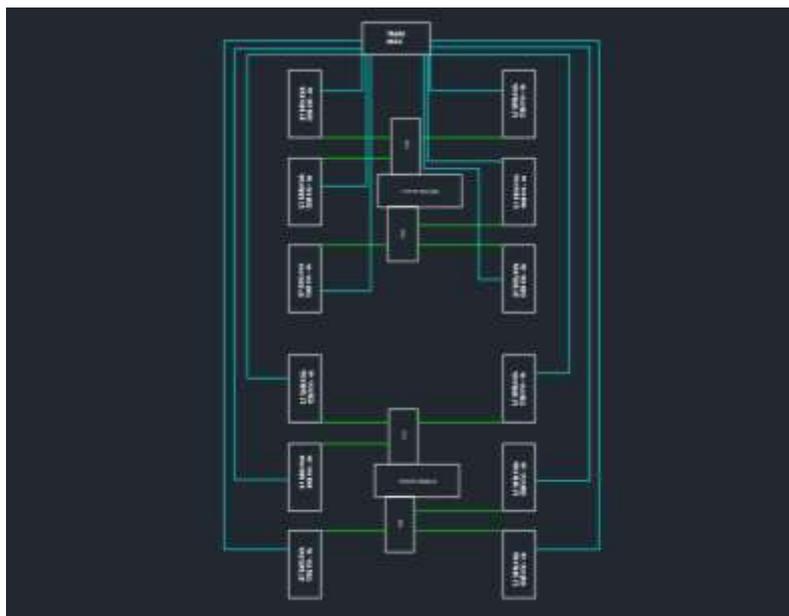


Figura 55. Esquema de conexiones en BT

Este esquema de conexiones se repetirá idéntico en cada uno de los cinco pasillos. Los trazados verdes representan las uniones de cables de conductor de cobre, para minimizar las pérdidas en el sistema de batería. El trazado azul representa las alimentaciones de servicios auxiliares que alcanzan cada uno de los contenedores de baterías.

Los cables de potencia se dimensionan, según las condiciones propuestas de funcionamiento, para ser capaces de evacuar el total de almacenamiento de la batería, 5015 kWh en cuatro horas a la tensión nominal de los contenedores de baterías, 1123 V.

La conclusión es emplear conductores multipolares de 300 mm² de sección sobre bandeja perforada, que, promediando como 5 metros la distancia entre los contenedores de baterías y su PCSK correspondiente, suponen un total de 300 m de cable a 55 €/m, equivalente a 16.500 € por todo el sistema de transmisión de potencia en corriente continua.

Respecto a los circuitos de alimentación de servicios auxiliares, se recuerda que la potencia máxima de SSAA demandada por un contenedor de baterías es de 35 kW. Se emplearán conductores enterrados en canal para esta disposición, con el fin de despejar lo máximo posible el tránsito de conductores en la instalación. La sección empleada será de 25 mm² de aluminio, necesitando un total de 1000 metros para cubrir la instalación completa de cada transformador a batería, sumando en total sobre los 4.000 € (4€/m).

Por último, se dimensionarán los conductores de media tensión del parque de baterías, distinguiendo de nuevo los de potencia y los de servicios auxiliares.

Recordando la distribución planteada, cada celda de media tensión será alimentada por la potencia resultante de coser dos grupos SKID entre sí, por lo que la potencia transmitida en ellos será 12 veces la vertida por una batería.

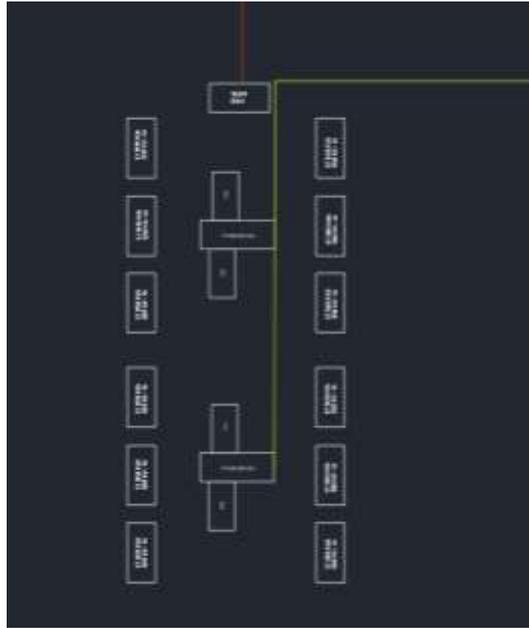


Figura 56. Esquema de conexiones en MT

En consecuencia, el conductor obtenido será un cable multipolar de aluminio de sección 300 mm^2 . A $5,67 \text{ €/m}$ supondría un total de 1000 € cubrir la totalidad de la instalación.

Por su parte, cada conductor de servicios auxiliares deberá alimentar la energía equivalente a los SSAA de 12 baterías, sumando en total 420 kW de potencia transmitida. El conductor empleado será de aluminio, de 35 mm^2 y su coste total se encuentra en torno a los 500 € .

3. Subestación de Evacuación

3.1. Infraestructura eléctrica

3.1.1. Parámetros de diseño a 132 kV

La disposición física de los elementos del parque responderá a la normalización eléctrica para un esquema cuyas características principales son:

- La estructura principal y soportes de aparatos serán fabricados con perfiles de alma llena.
- Se construirá un edificio de control que albergará los equipos de telecontrol, comunicaciones y servicios auxiliares.

Como criterios básicos de diseño se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas:

Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada del material	145 kV
Neutro	Impedante
Intensidad de cortocircuito f-f	31,5 kA
Tiempo de extinción de la falta	0,5 s
Frecuencia	50 Hz
Nivel de aislamiento	Clase II
Tensión soportada tipo maniobra	275 kV
Tensión soportada tipo rayo	650 kV
Intensidad permanente de paso	2000 A

La parte de la subestación correspondiente al nivel de tensión de 132 kV estará ubicada en un recinto vallado. En este se instalará el transformador de potencia, así como la aparata de alta tensión, que incluirá interruptores, seccionadores con puesta a tierra, transformadores de intensidad, transformadores de tensión y autoválvulas, junto con sus respectivas estructuras metálicas de soporte.

En el dimensionamiento del embarrado, deben atenderse a las alturas y distancias mínimas a mantener en la subestación proyectada, con el fin de respetar las magnitudes fundamentales en base a la normativa aplicable.

Con este fin, se atenderá a la determinación de alturas especificada en:

- Instrucción técnica complementaria MIE-RAT-12
- Normas UNE.21.062.80 (II)
- Normas CEI.72.1 y 72.2

De esta forma, se determinará la distancia mínima entre conductores tendidos y con el paso de personal de acuerdo con los siguientes criterios: permitir el paso sin riesgo de personas y herramientas bajo los puntos del parque de intemperie y permitir el paso de vehículos de transporte y elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos en calles de descargo.

3.1.2. Parámetros de diseño a media tensión

Desde la salida de bornas del devanado secundario de los transformadores de potencia, hasta su conexión con las celdas de media tensión, el embarrado de los parques de media tensión estará constituido por tubo de cobre de 50/42 mm de diámetro que admite un paso de corriente de 1.310 A.

La conexión entre el embarrado en la salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al módulo de 30 kV, se hace a través de cuatro ternas de cable de potencia, que proporcionan una intensidad máxima de 1280 A por fase. Estos embarrados proporcionarán una intensidad soportada según fabricante de 2000 A.

Como criterios de diseño se adoptarán las siguientes magnitudes eléctricas:

Tensión Nominal	30/33 kV
Tensión más elevada del material	36 kV
Neutro	Aislado
Icc	25 kA
Tiempo extinción	1 s
Frecuencia	50 Hz
Nivel de aislamiento	
Tensión soportada corta duración	70 kV
Tensión soportada tipo rayo	170 kV
Intensidad nominal	630 A

3.2. Aparellaje de la subestación

3.2.1. Transformadores de potencia

La subestación de evacuación conectará las barras de alta tensión, a 132 kV a cada uno de los dos parques de media tensión, de baterías y de generación fotovoltaica, mediante dos transformadores, respectivamente.

Los transformadores de potencia al sistema de baterías serán de 45 MVA cada uno, de relación nominal 132/30 kV, en baño de aceite sobre una bancada situada en la zona del parque de intemperie.



Figura 57. Transformador de potencia ONAN

El dieléctrico en el interior de la cuba será de aceite mineral por convección natural, conectándose el neutro en el lado de alta tensión rígidamente a tierra mientras que en el devanado de 30 kV se contará con neutro aislado.

Características Constructivas:	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigeración	ONAN
Potencia Nominal	45 MVA
Tensiones en vacío	
Primario	132 +- 10%
Secundario	30 kV
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella/Triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Nivel de aislamiento primario	145 kV
Nivel de aislamiento secundario	36 kV

El sobredimensionamiento de estos transformadores permitirá aumentar la selectividad de la instalación, pudiendo transformar más del 50 % de la potencia almacenada aun tras fallo de uno de los dos transformadores.

Por su parte, el parque de generación fotovoltaico contará con dos transformadores similar en todos los aspectos, con mayor potencia nominal y relación de transformación 132/33 kV:

Características Constructivas:	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigeración	ONAN
Potencia Nominal	50 MVA

Tensiones en vacío	
Primario	132 +/- 10%
Secundario	33 kV
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella/Triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Nivel de aislamiento primario	145 kV
Nivel de aislamiento secundario	36 kV

El coste estimado de estos cuatro transformadores, supuestos equivalentes de precio pese a las diferencias de características nominales entre ellos, es de 800.000 € la unidad, sumando un total de 3.200.000 €.

3.2.2. Celdas de media tensión

En el sistema de media tensión se utilizarán celdas prefabricadas de interior normalizadas por el fabricante, garantizando que hayan superado los ensayos correspondientes y siendo de nuevo evaluadas en sitio.



Figura 58. Celdas de media tensión Ormazábal

Las celdas de media tensión permiten la maniobra, protección y estructura de la instalación de media tensión aguas abajo de los transformadores de potencia. Las celdas empleadas serán:

- Celdas de protección y medida: directamente posteriores a los transformadores de potencia, asegurarán la seguridad de la alimentación al resto del embarrado, permitiendo disparar las medidas de protección. Su coste estimado se sitúa aproximadamente en los 30.000 €.
- Celdas de línea suponen el punto de conexión físico entre los conductores de media tensión y los receptores de potencia, contando con un interruptor-seccionador con capacidad de corte en carga. El coste de estas celdas se estima en 20.000 €.

- Celda de remonte de cables: permite el soterramiento de los conductores como estructura principal del diseño del sistema de media tensión, alimentando los sistemas SKID del sistema de baterías o los transformadores del parque de generación fotovoltaico. Su coste para el sistema de MT se estima en 10.000 € la unidad.

3.2.3. Transformadores de tensión

La subestación contará con aparellaje de medida tales como transformadores de tensión e intensidad para controlar el correcto funcionamiento de sus componentes durante la operación de esta.

El propósito de los transformadores de tensión (TT) es reducir el nivel de tensión en una conexión para poder ser manejados por la instrumenta de protección y control, separando el circuito de alta tensión de estos instrumentos de medida para emplear valores de tensión manejables.

Estos serán situados antes y después de cada transformador de potencia, para asegurar que la transformación se realiza de manera correcta en cada etapa. Además, el embarrado principal a 132 kV contará también con este equipo para controlar el vertido y absorción de energía de la red.

Adicionalmente, permitirán la opción de transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas de alta tensión. Los condensadores de acoplamiento responden únicamente al acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia.

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN AT	
Tensión máxima de servicio	145 kV
Tensión de servicio	132 kV
Frecuencia	50 Hz
Relación de transformación	132.000: $\sqrt{3}$ / 110: $\sqrt{3}$ V
Sobretensión tipo impulso	650 kVp
Capacidad Estándar	3.900 pF
Aislamiento	Papel-Aceite
Factor de tensión nominal	1,2
Intensidad primaria	600/1200
Intensidad secundaria	5-5-5-5
Potencia y clase de precisión:	
1er devanado	30 VA; CI 0,2 s
2º devanado	50 VA CI 6P

Estos transformadores de tensión capacitivos se estiman en 6.000 € por unidad.

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN MT	
Tensión máxima de servicio	36 kV
Tensión de servicio	30-33 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión eficaz de ensayo 1 min	70 kV
Tensión de cresta 1,2 microseg.	170 kV
Relación de transformación:	
1er Devanado	$33.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} V$
2º Devanado	$33.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} V$
3er Devanado	$33.000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} V$
Potencias y clases de precisión	
1er Devanado	25 VA CI 0,2
2º Devanado	25 VA CI 0,5-3P
3er Devanado	50 VA CI 3P

La estimación de presupuesto de cada transformador de tensión para hasta 36 kV de tensión de servicio se sitúa en 4.000 €.

3.2.4. Transformadores de intensidad

Al igual que los TT, los transformadores de intensidad (TI) son un componente esencial del sistema de control de la subestación para asegurar la correcta transmisión de energía y activar los protocolos de seguridad en caso de detectar una falla.

Su propósito es reducir la corriente que circula por los conductores, alimentando relés de protección de sobrecorriente o diferenciales para aislar zonas en las que se detecte un fallo. También permite al sistema de supervisión y control (SCADA) conocer el comportamiento de las cargas y evitar desequilibrios o identificar patrones de consumo.

Consta de uno o varios núcleos con sus correspondientes arrollamientos secundarios, situando las partes activas dentro de una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión sobre la que se coloca el aislamiento principal de papel aceite que termina con una pantalla de alta tensión. El conductor primario puede ser pasante, con reconexión exterior o bobinado, según el caso. Los conductores secundarios discurren a través de una borna condensadora aislada con papel aceite y formada por pantallas distribuidoras del campo eléctrico.

Se plantea una instalación de mínimo de seis TI en el parque de 132 kV de la subestación de evacuación. Con una valoración económica de 8.000 € la unidad, se definen sus características eléctricas:

TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD AT	
Tensión máxima de servicio	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad térmica de cortocircuito	31,5 kA
Sobretensión tipo impulso	650 kVp
Aislamiento	Papel-Aceite
Intensidad primaria	600/1200
Intensidad secundaria	5-5-5-5
Potencia y clase de precisión:	
1er devanado	30 VA; CI 0,2 s; 30 VA CI. 0,5
2º- 4º devanado	50 VA CI 5P20

En los parques de 30 y 33 kV se emplearán el mismo modelo de TI, con las siguientes características., hasta un total de 4 unidades. El presupuesto se estima en 5.000 € la unidad:

TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD MT	
Tensión máxima de servicio	36 kV
Frecuencia	50 Hz
Poder de corte en cortocircuito	31,5 kA
Intensidades primarias nominales:	
Celdas de línea	200-400 A
Celdas de transformador	500-1000 A
Potencias y clase de precisión	
Devanado 1	15 VA CI 5P20
Devanado 2	15 VA CI 0.5

3.2.5. Autoválvulas (pararrayos)

Las autoválvulas actúan como protección de las líneas ante sobretensiones bien provenientes de la red, de un defecto en el sistema eléctrico o de origen atmosférico. Se situarán en las conexiones de la subestación con la línea de evacuación y anteriores a los transformadores, para protegerlos de defectos que puedan causar averías en estos equipos.

Se tratan de descargadores que permiten el paso de la corriente a tierra solo cuando la tensión supera un cierto umbral, protegiendo así los equipos sensibles del sistema. En condiciones normales, se comporta como un aislante; actuando de forma conductiva cuando es preciso contactar una sobretensión peligrosa a tierra.

Se plantea la instalación de 9 autoválvulas en la subestación, 5 de ellas en el parque de alta tensión y 4 en el parque de media tensión. Sus características eléctricas son las siguientes:

AUTOVÁLVULAS	
Tensión nominal	132 kV
Tensión máxima f-f	145 kV
Tensión de servicio continuo	92 kV
Tensión asignada	120 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Corriente de descarga	10 kA
Clase	3
Línea de fuga estándar	3.715 mm

3.2.6. Interruptores

Los interruptores deberán ser diseñados de manera que la operación de apertura y cierre de sus contactos principales pueda ser controlada eléctricamente, tanto de forma remota como local.

Deberán ser del tipo extraíble, utilizando rodamientos integrados que faciliten un proceso de extracción e instalación eficiente y seguro. Asimismo, deberán incorporar un mecanismo de apertura que permita su accionamiento manual, garantizando la operatividad en situaciones excepcionales o de mantenimiento.

Los interruptores de alta tensión serán de mando tripolar con cámaras de corte aisladas en gas de simple y baja presión, para su uso en intemperie. Tendrán su mando accionado por muelle para funcionamiento tripolar.

Interruptores AT	
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada material	145 kV
Intensidad nominal	2.000 A
Tensión asignada	120 kV
Corriente nominal de corta duración	31,5 kA
Frecuencia nominal	50 Hz
Medio de Extinción	SF6
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kV
Tensión soportada a impulso tipo atmósf.	650 kV
Tensión de motor y mando	125 Vcc

Los interruptores de AT se estiman en 25.000 € y se plantea la instalación de cinco unidades en la subestación.

Los interruptores de media tensión enlazarán la salida de los transformadores con la entrada a las celdas de media tensión, permitiendo aislar cualquiera de los dos sistemas en caso necesario. Sus características serán:

Interruptores MT	
Tensión nominal	36 kV
Tensión ensayo 1 min 50 Hz	70 kV
Tensión ensayo onda de choque	170 kV
Poder de corte en cortocircuito	31,5 kA
Frecuencia nominal	50 Hz
Aislamiento	SF6
Intensidades primarias nominales:	
Celdas de línea	630 A
Celdas de transformador	1600 A
Ciclo de maniobra:	
Celdas de línea	O-0,3s-CO-15s-CO
Celdas de transformador	O-0,3s-CO-3 min-CO

Se valora cada interruptor de media tensión en 18.000 €. Empleando hasta un total de cuatro en el parque.

3.2.7. Seccionadores

El seccionador es un aparato mecánico de conexión/desconexión que asegura, en posición de abierto, una distancia de seccionamiento que garantiza el aislamiento eléctrico entre dos partes de una instalación (ITC-RAT 01). En aquellas instalaciones en las que el corte no es visible (por ejemplo, en celdas de SF6) deben existir elementos que garanticen e indiquen que el corte es efectivo.

Este elemento no tiene poder de corte, ya que no tiene medios para extinguir el arco eléctrico que se genera. En este sentido, la normativa electrotécnica indica que un seccionador se puede maniobrar cuando se interrumpe o establece una corriente de intensidad despreciable, o bien cuando no se produce ningún cambio notable de tensión entre sus contactos al realizar la maniobra.

Los seccionadores en el parque de alta tensión serán seccionadores rotativos tripolares para barras. Compuestos por tres columnas con su central giratoria, actuando como bornas de conexión cilíndricas o rectangulares y con apertura doble lateral.

Seccionadores AT	
Tensión más elevada	145 kV
Corriente nominal	2000 A
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de corta duración	31,5 kA
Valor de cresta admisible	80 kA

También se tendrá en cuenta la instalación de seccionadores de puesta a tierra, un elemento de seguridad cuya función es la de poner en cortocircuito y a tierra los conductores activos sobre los que se cierra.

Su principal objetivo es provocar el rápido disparo de las protecciones en caso de energización accidental, protegiendo al personal que esté trabajando en la línea.

Seccionadores MT	
Tensión más elevada	36 kV
Corriente nominal	1600 A
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de corta duración	31,5 kA

La evaluación económica para el conjunto de seccionadores del parque asciende en torno a los 65.000 €.

3.3. Puesta a tierra

La puesta a tierra es la conexión metálica directa entre elementos de la subestación y electrodos enterrados, con el objetivo de garantizar la seguridad de las personas y la protección de las instalaciones ante descargas eléctricas.

Sus funciones principales suponen la derivación al terreno de las corrientes indeseadas, cualquiera sea su origen, mediante un circuito de baja impedancia; también establecerá un potencial de referencia permanente, evitando diferencias de tensión indebidas entre distintos puntos.

Se distinguen dos sistemas:

- Red de tierras superiores: ofrecen protección contra descargas atmosféricas mediante pararrayos conformados por puntas Franklin e hilos de guarda. Se unirán a la malla de tierra inferior a través de su estructura metálica de soporte.
- Red de tierras inferiores: conformada por una malla de cobre enterrada a 70 cm de la superficie, formando rejillas reticuladas que se extiende bajo las instalaciones de la subestación, sistema de baterías y edificio de control.
- Red de tierras del parque fotovoltaico: debido a la gran extensión de la superficie cubierta por paneles fotovoltaicos, su configuración de puesta a tierra estará formada por una malla perimetral de conductor enterrado a la que se unirá mediante picas de tierra en el interior del parque. Cada cadena del parque se enlazará mediante bajantes enlazando sus partes metálicas entre sí.

3.3.1. Cálculo de la red de tierras inferiores:

Se procederá al cálculo de las tensiones de paso y contacto de la malla de puesta a tierra instalada bajo la subestación, asegurando que esta cumple los criterios de tensiones máximas admisibles definidas por el Reglamento de Alta Tensión (Asdrúbal, 2003):

El diseño de una malla a tierra está afectado por las siguientes variables:

- Tensión permisible de paso.
- Tensión permisible de contacto.
- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno.
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Conductor de la malla.
- Profundidad de instalación de la malla.

La sección del conductor se determinará según la expresión:

$$Ac = I * \text{sqrt} \left(\frac{(33 * t)}{\log \left(\frac{(Tm - Ta)}{(234 + Ta)} + 1 \right)} \right)$$

Donde:

- A_c = Sección del conductor (cm^2).
- I = Corriente máxima de falla (A).
- t = Tiempo máximo de despeje de la falla (s).
- T_m = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450°C con soldadura y 250°C con amarre pernado).
- T_a = Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$).

En este caso, la malla se dimensiona para ser capaz de soportar una intensidad de 1000 A durante 1 segundo, empleando amarre pernado, resultando en un conductor menor al calibre mínimo permitido por la norma establecida en el RAT, siendo en este caso el conductor AWG 2/0 10,52 mm.

La malla se configura para enterrarse a 70 cm empleando cuadrados de 10 m en un área de 50x40 m. El terreno de la subestación estará gravado, otorgando resistividad al terreno de $1000 \Omega\text{m}$.

Por tanto, los coeficientes del cálculo de coeficientes para las tensiones de paso y contacto:

$$A = 50 \text{ m} \quad B = 42 \text{ m}$$

$$n = 5 \quad m = 6$$

$$D = 10 \text{ m} \quad d = 0.01052$$

$$L = (5 \times 50) + (6 \times 40) = 490 \text{ m}$$

El coeficiente geométrico de la malla se calculará según la expresión:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{10^2}{16 * 0.7 * 0.01052} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} \dots \right)$$

Resultando en $k_m = 0.881$

El coeficiente de irregularidad del terreno:

$$k_i = 0.65 + 0.172 * 5 = 1.51$$

Por último, el coeficiente de la influencia combinada de profundidad y espaciamiento de la malla:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * 0.7} + \frac{1}{10 + 0.7} + \frac{1}{20} + \frac{1}{30} + \frac{1}{40} \right)$$

Que resulta en $k_s = 0.291$

Empleando estos datos, las tensiones esperadas de paso y contacto serán:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \text{ y } E_c = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$E_p = \frac{165 + 2000}{\sqrt{1}} = 2165 \text{ V} \text{ y } E_t = \frac{165 + 0.25 * 2000}{\sqrt{1}} = 665 \text{ V}$$

Según la MIE-RAT 13, las tensiones de paso y contacto admisibles en la instalación serán:

$$E_{pmax} = \frac{(0.281 * 1.51 * 1000 * 1000)}{\sqrt{490}} = 19168 \text{ V} > 2165 \text{ V}$$

$$E_{tmax} = \frac{0.881 * 1.51 * 1000 * 1000}{\sqrt{490}} = 60097 \text{ V} \geq 665 \text{ V}$$

Por lo que se comprueba la idoneidad de la red propuesta en el sistema de tierras de la instalación.

3.4. Sistema de comunicaciones y control

El sistema SCADA (sistema de control, supervisión y adquisición de datos, por sus siglas en inglés) se implementa en la subestación de evacuación y en los elementos de generación y almacenamiento del parque para ofrecer un control seguro y eficaz de estos elementos según las intenciones de operación y los criterios de funcionamiento habitual.

Permitirá obtener capacidades de supervisión en tiempo real, operación remota y adquisición de datos, gestionando el sistema en su conjunto tanto desde el sitio como desde un centro de control remoto.

Jerárquicamente se estructura en base a una Unidad Central de Subestación (UCS) instalada en el armario de servicios generales del edificio de control. Esta UCS actúa como núcleo del sistema, concentrando y procesando todas las señales de mando, alarmas y medidas procedentes de los equipos de alta y baja tensión. La UCS también se comunica con el centro de control del operador del sistema, mediante protocolos estándar como IEC 61850, para garantizar su interoperabilidad correcta con el sistema eléctrico al que se integra.

Los sistemas gestionados mediante este sistema serán:

- El sistema de gestión de baterías (BSM) el cual monitoriza todas las variables críticas de las baterías y controla los equipos secundarios como son el sistema de refrigeración.
- El sistema de conversión de potencia controla y monitoriza los convertidores de potencia dándole las consignas necesarias según el algoritmo propio o consignas exteriores del despacho delegado
- Control de la estación de potencia: al ser un equipo compacto, la integración de las señales del sistema de MT y SSAA de las EPs se hace a través de este subsistema

Existirá un armario que centralice todas las comunicaciones del subsistema BESS y subsistema fotovoltaico y que a la vez conecte con el armario principal a través de la red de fibra óptica (FO) de la planta.

Cada posición funcional (líneas, transformadores y servicios auxiliares) contará con su propia Unidad de Control de Posición (UCP), integrada bien en los armarios de protección y control o en las celdas modulares. Dichas UCP permitirán el control local de interruptores y seccionadores, la adquisición de señales digitales, la medición de variables eléctricas críticas y la visualización directa a través de una interfaz HMI local.

La infraestructura de comunicación entre la UCS y las UCPs se basará en una red de fibra óptica multimodo desplegada en canalizaciones subterráneas con redundancia física, garantizando su disponibilidad operativa ante posibles fallos.

La red de cableado de comunicación se dividirá en las siguientes tipologías:

- Red de fibra óptica: usada para la comunicación de equipos entre distancias grandes como los armarios de campo, los armarios de conversión de potencia o el sistema de CCTV.
- Red de comunicación en serie: definida para comunicaciones en distancias medias y siempre que no se pueda usar por la red de ethernet. Se empleará cable tipo RS485 o RS232.
- Red de Ethernet: Es la comunicación requerida por el armario principal de comunicaciones y de CCTV, por lo que las demás tipologías de red deberán ser paralelas a esta y realizar su conversión a Ethernet. Será empleado por otros equipos de esta tipología para comunicación o alimentación.

La aplicación de estas formas de comunicación entre equipos y uso de material de control permitirá al operador disponer de un unifilar interactivo, proporcionando control e información en tiempo real sobre el estado y rendimiento de los componentes de media tensión de la instalación.

Además, permite la representación esquemática y distribuida de los elementos de la instalación, facilitando la visualización, el análisis de potencia y energía y acceder de forma rápida a la información contextual de los dispositivos.

El presupuesto estimado para la arquitectura de dicho sistema SCADA, la compra de equipos y licencias requeridas y la instalación de este asciende a un total de 800.000 € en el presupuesto global del parque.

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

1. Estimaciones de Presupuesto

A partir de la selección de equipo llevada a cabo durante el capítulo previo, se determinará la estimación del coste global del parque híbrido de generación con almacenamiento por baterías. Este presupuesto será el punto de partida del análisis económico estimado del mismo, sirviendo de base para evaluar la sostenibilidad financiera del proyecto.

Este capítulo se dividirá en tres apartados, estudiando en primer lugar el detalle de la oferta de contrato de ingeniería, suministro y construcción desarrollada a partir de los datos de partida, así como las estimaciones de reservas necesarias para asegurar la correcta consecución del mismo; posteriormente se declararán las hipótesis de producción del sistema, detallando los gastos previsibles de la planta posterior a su construcción, las estimaciones de energía a la red y el precio que puede esperarse recibir por dicha energía.

Por último, se ofrecerán unas conclusiones del estudio llevado a cabo en este proyecto de fin de máster. Dicha síntesis pretende aportar tanto las conclusiones de viabilidad económica del proyecto, como del papel de dicho proyecto en el contexto del sistema en el que se integra, analizando el sentido de este como parte del conjunto global del sistema energético español.

1.1. Desglose del *Bill of Quantities*

Como parte de la oferta EPC se incluye en el Anexo 5 un documento de carácter técnico-económico detallando, de forma estructurada por características, los trabajos, materiales y equipos necesarios para la ejecución del proyecto.

Dicho listado de mediciones actúa como base de justificación del CAPEX estimado en el proyecto, alcanzando una estimación justificada del coste del proyecto en su conjunto. Este documento nos permitiría asimismo comparar entre ofertas de distintos fabricantes hasta alcanzar la oferta de contratación más competitiva.

En el caso del proyecto presente, esta partida de presupuesto se desglosa en los siguientes ítems:

1. Partida de propósito general: supone el presupuesto destinado a la movilización de maquinaria y mano de obra al emplazamiento, así como las utilidades para permitir trabajo en él durante la duración del proyecto; los estudios de ingeniería y gestión, así como costes adicionales a la ejecución del proyecto: seguros, pruebas y reservas de contingencia.

El coste total asociado a la partida de propósito general alcanza los 260.000 €.

2. Instalación y montaje: dividido entre partidas de obra civil, excavación de trincheras, montaje de vallas, preparación de la instalación electromecánica,

sistema de puesta a tierra general y sistema de monitorización. Este apartado engloba todas las obras de puesta a punto del emplazamiento en el que se ubicará el parque de generación, el coste de la obra civil en función de los metros cuadrados de la superficie a preparar y metros cúbicos esperados a trasladar en el proceso.

Este apartado también incluirá el presupuesto del edificio externo de control, incluyendo el equipo en este y obra civil de las fundaciones. En conjunto, esta partida se estima en 3.094.150 €

3. Sistema de almacenamiento: de acuerdo con los equipos declarados en el capítulo previo y con los datos de ofertas disponibles, el coste del sistema de baterías de 300 MWh de capacidad de almacenamiento alcanza los 28.745.211 €.
4. Sistema de generación fotovoltaica: desglosado entre suministro de equipo y la instalación de este, esta partida supone un coste total de 14.919.300 €.
5. El sistema de la subestación de evacuación, en base a los elementos declarados en el capítulo previo, se estima en los 5.900.216 €

La siguiente imagen ofrece una representación visual del presupuesto total, desglosado en cada uno de los sistemas.

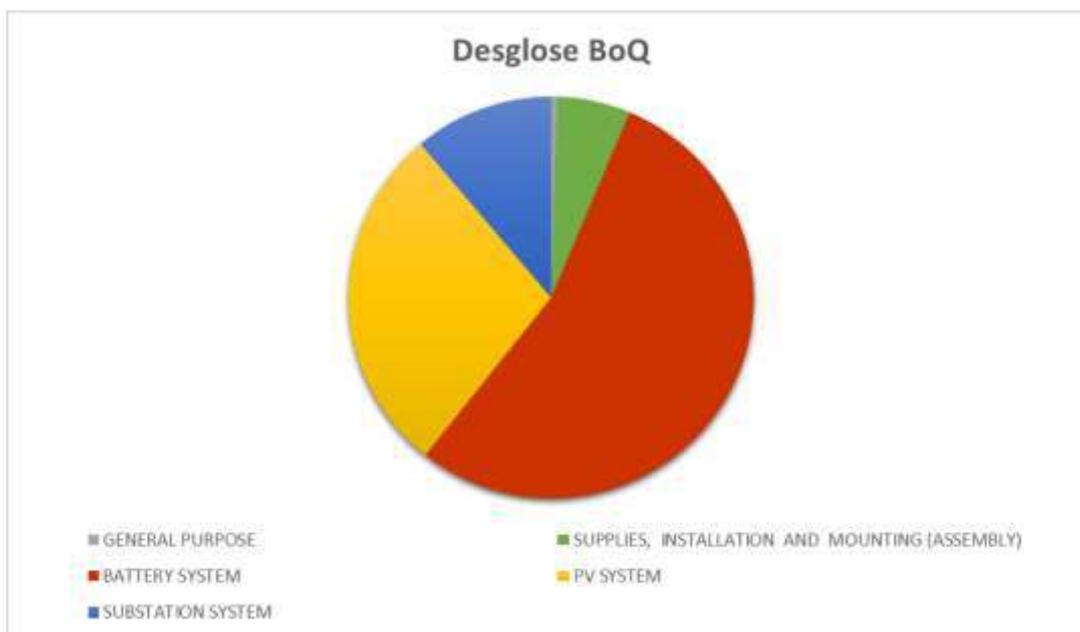


Figura 59. Desglose del Bill of Quantities por partidas

El coste total de la instalación en su conjunto supondría una inversión de 52.918.877 €, CINCUENTA Y DOS MILLONES NOVECIENTOS DIECIOCHO MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS.

La representación del presupuesto permite visualizar claramente que más de la mitad de esta inversión estaría destinada al sistema de almacenamiento energético. Las conclusiones del proyecto tratarán este hecho al final del presente capítulo.

1.2. Presupuesto total del proyecto (TAB)

El presupuesto detallado en la *Bill of Quantities* define la estimación del coste necesario para cubrir los gastos destinados al suministro del equipo necesario para su construcción, así como la supervisión y correcto montaje del proyecto desde su comienzo hasta su puesta en operación ejerciendo como línea base de medición del desempeño del proyecto (PMB).

Este coste, sin embargo, no cubrirá la totalidad del presupuesto destinado a la consecución del proyecto, ya que, desde la teoría de la dirección de proyectos, se deben tener en cuenta las reservas destinadas a la gestión y contingencias generales que puedan surgir hasta su puesta en servicio, sirviendo así como medida de actuación ante los riesgos que puedan identificarse durante la ejecución del proyecto.

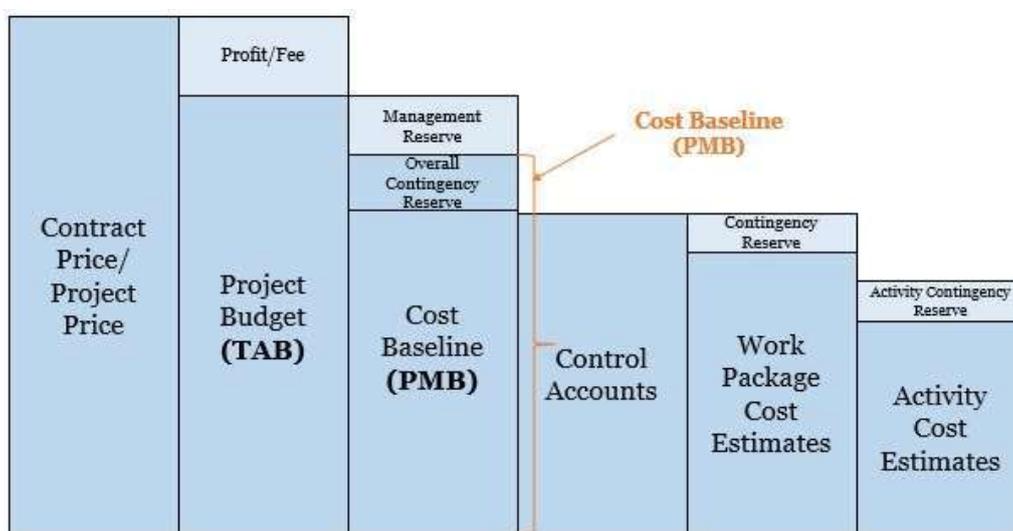


Figura 60. Presupuestos de un proyecto (apuntes de la asignatura)

El primer riesgo identificado será el retraso en la finalización de la construcción del parque, ya que, motivado por diferentes causas como la prolongación de trámites administrativos o dificultades de suministro de los equipos, el incumplimiento de los plazos establecidos para la finalización de la construcción es una de las causas más comunes del rebase de presupuesto estimado en los proyectos de generación renovable.

En efecto, una prolongación del periodo de construcción conlleva tanto un incremento de coste debido al gasto adicional de dicho periodo del equipo de construcción como a un retraso de la puesta en operación del sistema, atrasando el momento en el que se empiecen a percibir los beneficios que justifican el gasto de la inversión y disminuyendo en consecuencia la tasa interna de rentabilidad.

El siguiente riesgo identificado serán los relativos al coste del equipo presupuestado, donde fluctuaciones en el mercado o dificultades de abastecimiento supongan un incremento del coste planteado inicialmente para el mismo. Los defectos en ellos o las fallas técnicas de fabricación también serán incluidos en este riesgo, agrupando todos los sobrecostes asociados al equipo y material necesarios para la construcción.

Por último, se identifican los riesgos relativos a eventos imprevisibles durante la construcción del sistema, como condiciones meteorológicas adversas que impidan las obras durante un tiempo prolongado, cambios en la normativa que obliguen a reconsiderar parte de la instalación o accidentes laborales que generen paradas o responsabilidades legales.

La medida por defecto ante los riesgos planteados siempre será la búsqueda de evitarlo y en caso imposible, de mitigarlo. Esta reserva de contingencia actuará como medida de seguridad para el proyecto, constituyendo el presupuesto total asignado al proyecto (TAB).

En conjunto, se estima un presupuesto total asignado al proyecto del 13,4 % por encima del valor de oferta recibido en la oferta EPC, suponiendo un coste total de 60.000.000 €, SESENTA MILLONES DE EUROS.

Este coste total cubrirá tanto el presupuesto de la oferta realizada como el beneficio del contratista, las reservas de contingencias establecidas y actuará como colchón económico ante posibles imprevistos desde su comienzo hasta su puesta en operación.

2. Análisis de Rentabilidad

2.1. Gastos de operación

Si bien la generación de la planta, al proceder de una fuente de energía renovable como es la irradiación solar, no implica el consumo de un combustible cuya compra representaría de forma directa los costes de operación por generación de potencia, sí podemos encontrar los siguientes costes asociados a la operación del sistema:

- Costes de operación y mantenimiento: será especialmente relevante en el caso del parque fotovoltaico, donde será necesaria una limpieza frecuente de los paneles debida a la pérdida de rendimiento de estos que conlleva la acumulación de polvo o suciedad en su superficie. En el caso del sistema de baterías, los principales costes de mantenimiento serán debidos a la repotenciación que se debe realizar periódicamente debido al envejecimiento sufrido tras varios ciclos de carga y descarga.
- Costes del terreno: como pago respecto a la propiedad del terreno en el que se sitúa el coste de la planta de generación, en caso de que esta no sea titularidad del promotor.
- Pagos por acceso a la red y uso de la infraestructura eléctrica de la red, debido a la conexión de la instalación a la subestación de red eléctrica.
- Medidas compensatorias de la Declaración de Impacto Ambiental en caso de que sea valorada por la administración el pago de tasas destinadas a compensar posibles efectos negativos del proyecto sobre el entorno natural o social.
- Impuestos propios de la región o estatales, destacando el impuesto sobre bienes inmuebles, actividades económicas o las tasas municipales por servicios o aprovechamiento del dominio público.
- Costes adicionales: se enmarcan aquí todos los gastos relativos a contratación de seguridad del recinto, seguros sobre el equipo y gastos de gestión administrativos o legales.

GASTO	COSTE ANUAL (AÑO 1)
O&M	200.000,00 €
Terreno	100.000,00 €
Acceso a la red	50.000,00 €
Impuestos	70.000,00 €
Compensación Ambiental	60.000,00 €
Otros	40.000,00 €
TOTAL	520.000,00 €

Figura 61. Desglose de gastos de operación en el primer año

Los costes anuales para el primer año de operación se estiman en función del tamaño de la instalación y del equipamiento presente en ella. En su conjunto, la estimación del OPEX de la planta supone un coste de 520.000 € en el primer año de actividad económica.

Este coste de operación será dependiente de cláusulas de revisión de precios ligadas al IPC y al coste de los materiales, además de a cambios en la legislación que aumenten el coste destinado a impuestos o al pago por acceso a la red. En consecuencia, tanto la inflación como posibles pagos adicionales se representarán en la estimación económica como un aumento anual en el coste de operación.

2.2. Energía vertida a la red

Las estimaciones de energía vertida a la red se estimarán en función de los resultados de la simulación realizada en PVSyst.

En el primer anexo de esta memoria puede consultarse el resultado completo de la simulación del parque de generación fotovoltaica planteado. Como resultado de esta, el software de simulación proporcionaba los siguientes resultados para los valores de energía generados al día por kilovatio de potencia pico instalada:

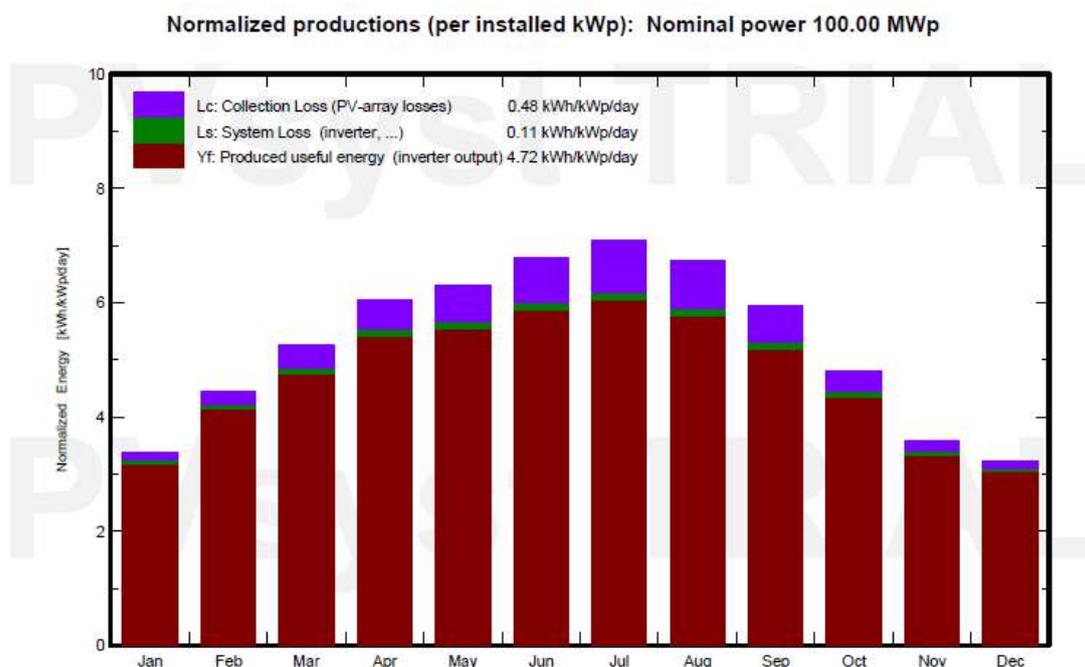


Figura 62. Estimación de producción diaria por kW de potencia pico instalada

Que suponen una generación máxima de ~6 kWh/kWp/día durante los meses de verano y una generación mínima en diciembre cercana a 3 kWh/kWp/día.

Recordando las características de la instalación, esta cuenta con 100 MW de potencia pico instalada y 300 MWh de capacidad de almacenamiento. El funcionamiento planteado de esta es priorizar la carga de las baterías durante las horas de sol y vender los excedentes solares en el mercado de energía diario, para luego permitir la descarga de las baterías en las horas sin generación solar.

Se distinguirán así dos tipos de energía vendidas a precios distintos en el mercado de la energía, la solar, excedente que no puede ser almacenado en el sistema de baterías y la

energía descargada por las baterías. La representación de estas dos formas de descarga a la red representadas sobre el esquema de generación planteado por PVSyst es la siguiente:

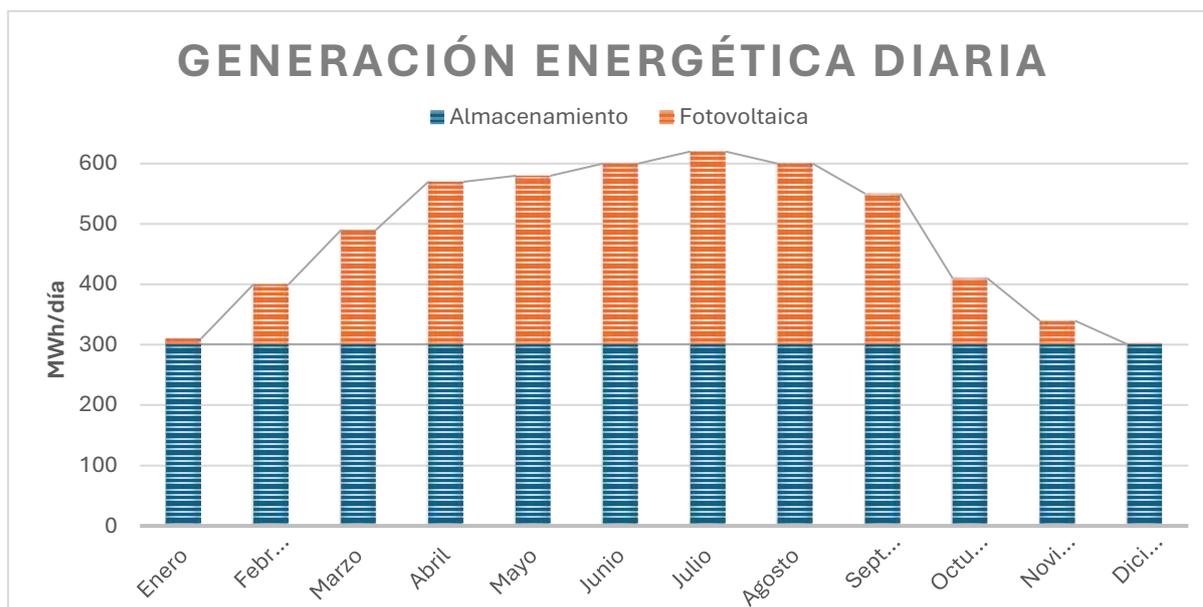


Figura 63. Fracción de la energía mensual almacenada/generada

Esta gráfica supone la traducción de las estimaciones de generación proporcionadas por PVSyst divididas según la hora del día en la que sean vertidas a la red y, consecuentemente, según el precio a la que dicha energía es vendida. La altura total de cada barra representa el total de energía generada, de acuerdo con los datos proporcionados de potencia aprovechable por kilovatio de potencia pico instalada y día. En azul se representa la fracción de dicho total de generación diario que será almacenado en el sistema de baterías, mientras que la fracción naranja representa la generación fotovoltaica que, habiéndose cargado por completo el sistema de baterías, no puede almacenarse y es vertida directamente a la red.

Como puede observarse, el sistema de almacenamiento ha sido dimensionado para ser capaz de cargarse por completo diariamente incluso en los meses de mínima generación fotovoltaica según las estimaciones realizadas por PVSyst. Esto supone una maximización de los ingresos recibidos por energía generada, ya, como se explicó durante el capítulo de análisis del mercado, el precio de la energía durante las horas de generación fotovoltaica está desplomado debido a la canibalización entre instalaciones solares, siendo el precio durante las últimas horas del día y durante la noche mucho mayor debido a su ausencia.

Desde el punto de vista de la red, esto supone que durante los meses de primavera y verano la instalación *La Solana FVH* actúa como un campo solar convencional de potencia nominal 25 MW durante las primeras horas del día, hasta que se han cargado las baterías, pasando a poder ofertar 95 MW de potencia nominal pasadas las primeras cinco horas del día y siendo capaz de verter 75 MW de potencia a la red durante cuatro horas tras la puesta del sol.

Mientras que, durante los meses de invierno, la fracción de energía vertida a la red a modo de parque solar es despreciable, actuando puramente como generador durante las horas de la noche cuando el precio de venta de la energía es más elevado.

2.3. Precio de venta de la energía

Como último paso para estimar los ingresos de la instalación, se tratará de realizar un breve análisis del mercado español para justificar el valor de la energía vendida en el mercado diario.

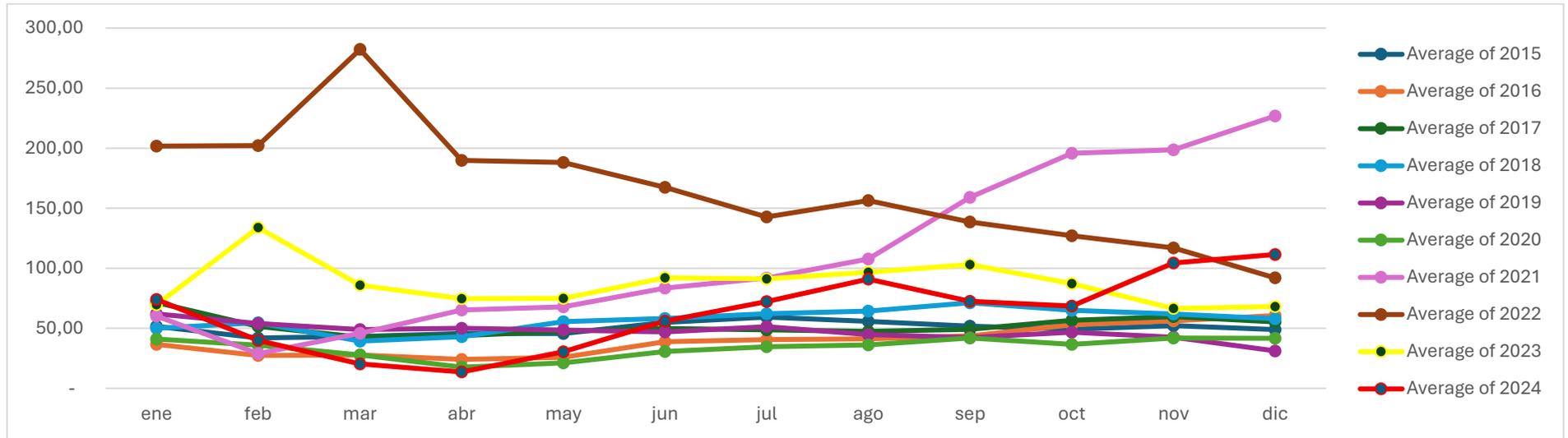
El primer paso será la justificación de eliminar la variabilidad estacional del precio del mercado mayorista a lo largo del año. El primer gráfico adjunto en este apartado ilustra los precios medios mensuales en los últimos diez años extraídos de la base de datos del OMIE, donde se puede observar que, a excepción de los años de la crisis energética causada por eventos políticos, el precio medio del mercado se mantiene bastante estable a lo largo del mismo año.

En efecto, la intermitencia anual de las fuentes de energía renovables es complementaria, haciendo que los meses donde el precio de la energía no se reduce debido a la mayor generación fotovoltaica, sí lo haga debido a una mayor generación eólica e hidráulica. En consecuencia, debido al carácter menos exhaustivo de esta evaluación económica, se considerará constante a lo largo del año al precio de venta de la electricidad para cada hora del día.

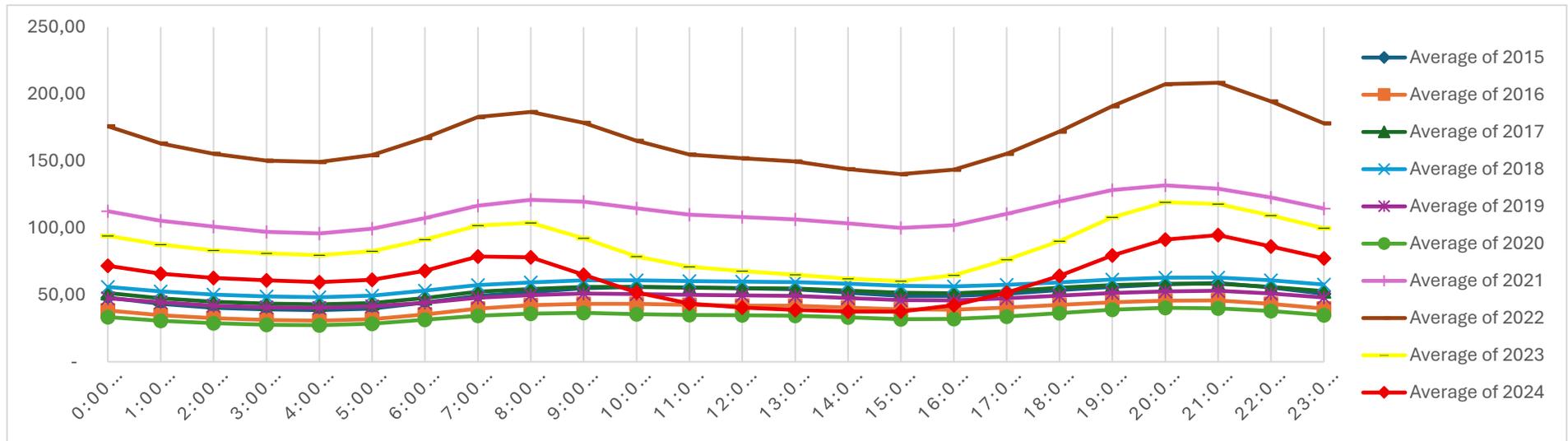
Respecto a la media horaria de la electricidad por día, se demuestra que la variabilidad del precio entre las horas de máximo precio y mínimo ha aumentado en los últimos años. La segunda gráfica de este apartado demuestra este hecho, los valores previos a 2021 presentan cambios muy suaves durante las 24 horas del día, representándose casi como una recta en la figura. En cambio, a partir de 2021 (obviando el valor medio por los motivos políticos que conllevaron dicho aumento y atendiendo únicamente a la desviación a lo largo del día) se demuestra cómo la denominada “curva de pato” se hace cada vez más notable, con precios mucho más reducidos durante las horas centrales del día y observando crecimiento en el precio a partir de las seis de la tarde.

Esta desviación será la base que trate de justificar económicamente la instalación del sistema de almacenamiento energético. En efecto, puede concluirse que el aumento de potencia instalada de origen solar en el sistema eléctrico en los últimos cinco años ha provocado el desplome del precio de la energía durante las horas centrales del día, haciendo peligrar la propia rentabilidad de estas instalaciones.

2.3.1. Precio medio mensual del mercado diario 2015 – 2024 (ESIOS, 2025)



2.3.2. Precio medio horario del mercado diario 2015-2024 (ESIOS, 2025)



La estrategia de operación de la planta será, por tanto, la venta únicamente de la energía sobrante de la carga de las baterías durante las horas de menor precio (fracción naranja en la figura 63) y la venta de la energía almacenada durante las horas de mayor precio (fracción azul en la figura 63).

Tomando como referencia los valores del mercado de 2024, el valor de la energía se promedia en 42,93 € durante las ocho horas de menor precio (10:00-17:00) y en 72,81 € en las dieciséis horas restantes. Las previsiones para los siguientes 10 años, sin embargo, conllevan la reducción del precio máximo debido a una mayor penetración de energía eólica, por lo que la estimación del flujo de caja tendrá en cuenta dicha caída en los ingresos netos.

2.4. Evaluación económica

En base a los datos de la simulación de generación solar realizada en PVSyst, los valores de energía solar generada anualmente en el sistema fotovoltaico serán los siguientes:

Mes	Generación/día	Días/mes	Generación/Mes
Enero	9100	31	282,1
Febrero	99100	28	2774,8
Marzo	189100	31	5862,1
Abril	269100	30	8073
Mayo	279100	31	8652,1
Junio	299100	30	8973
Julio	319100	31	9892,1
Agosto	299100	31	9272,1
Septiembre	249100	30	7473
Octubre	109100	31	3382,1
Noviembre	39100	30	1173
Diciembre	100	31	3,1
		Total Solar (MWh)	65812,5

Que permanecerán constantes de forma aproximada cada año de operación del parque. Por su parte, el sistema de baterías tiene una capacidad de 300,9 MWh con ciclos de carga y descarga diarios. Suponiendo su funcionamiento continuado durante todo el año y aplicando un factor de indisponibilidad del 10 % anual, la energía del parque de baterías es capaz de vender un total de 98.845,65 MWh anuales.

A los precios estimados se le aplicará un factor de aumento del 2,3 % interanual debido a la tasa de IPC en el momento en el que se realiza esta evaluación. Este mismo factor se aplicará a los gastos de operación explicitados en el apartado anterior.

De forma adicional, debido a las predicciones de disminución del precio máximo de la energía debido a mayor penetración eólica y de almacenamiento durante las horas de menor generación solar, las horas de venta de la energía a mayor precio sufrirán una tasa de descuento del 4,5 % interanual, una estimación conservadora de dicha variación y que acerca este precio al de la energía en sus horas de menor valor.

2.4.1. Análisis de Flujos de Caja:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
ENERGÍA GENERADA												
Baterías (MWh)		98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65	98845,65
Solar (MWh)		65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50	65812,50
PRECIO DE VENTA												
Horas día (€/MWh)		42,93 €	43,92 €	44,93 €	45,96 €	47,02 €	48,10 €	49,21 €	50,34 €	51,50 €	52,68 €	53,89 €
Horas noche (€/MWh)		72,81 €	71,21 €	69,64 €	68,11 €	66,61 €	65,15 €	63,71 €	62,31 €	60,94 €	59,60 €	58,29 €
INGRESOS		10.022.282,40 €	9.928.932,07 €	9.840.559,66 €	9.757.122,91 €	9.678.582,06 €	9.604.899,76 €	9.536.041,15 €	9.471.973,76 €	9.412.667,54 €	9.358.094,83 €	9.308.230,35 €
O&M		200.000,00 €	204.600,00 €	209.305,80 €	214.119,83 €	219.044,59 €	224.082,62 €	229.236,52 €	234.508,96 €	239.902,66 €	245.420,42 €	251.065,09 €
Coste del terreno		100.000,00 €	102.300,00 €	104.652,90 €	107.059,92 €	109.522,29 €	112.041,31 €	114.618,26 €	117.254,48 €	119.951,33 €	122.710,21 €	125.532,55 €
Pago de acceso a la red		50.000,00 €	51.150,00 €	52.326,45 €	53.529,96 €	54.761,15 €	56.020,65 €	57.309,13 €	58.627,24 €	59.975,67 €	61.355,11 €	62.766,27 €
Impuestos		70.000,00 €	71.610,00 €	73.257,03 €	74.941,94 €	76.665,61 €	78.428,92 €	80.232,78 €	82.078,13 €	83.965,93 €	85.897,15 €	87.872,78 €
Compensación Ambiental		60.000,00 €	61.380,00 €	62.791,74 €	64.235,95 €	65.713,38 €	67.224,78 €	68.770,95 €	70.352,69 €	71.970,80 €	73.626,13 €	75.319,53 €
Costes adicionales		40.000,00 €	40.920,00 €	41.861,16 €	42.823,97 €	43.808,92 €	44.816,52 €	45.847,30 €	46.901,79 €	47.980,53 €	49.084,08 €	50.213,02 €
OPEX		520.000,00 €	531.960,00 €	544.195,08 €	556.711,57 €	569.515,93 €	582.614,80 €	596.014,94 €	609.723,28 €	623.746,92 €	638.093,10 €	652.769,24 €
FLUJO DE CAJA	-60.000.000,00 €	9.502.282,40 €	9.396.972,07 €	9.296.364,58 €	9.200.411,35 €	9.109.066,12 €	9.022.284,96 €	8.940.026,21 €	8.862.250,48 €	8.788.920,62 €	8.720.001,73 €	8.655.461,11 €

Los flujos de caja estimados en el proyecto permiten la recuperación de la inversión inicial antes de concluir el séptimo año de operación. Su tasa interna de rentabilidad (TIR) a once años vista es del 9,729 % y el valor actualizado neto del proyecto en ese tiempo, supuesta una tasa de descuento del 8 % es de 5.034.469,79 €.

3. Conclusiones

El proyecto La Solana FVH supone una iniciativa de integración a gran escala de almacenamiento energético combinándolo con generación renovable fotovoltaica, lo que beneficia la rentabilidad de ambas instalaciones.

En primer lugar, como fue explicado, la penetración masiva de generación fotovoltaica ha conllevado una gran disminución de la rentabilidad de estas instalaciones, canibalizándose entre sí debido a su imposibilidad de generar energía a demanda y desincentivando en consecuencia nueva inversión en esta forma de generación renovable, haciendo los PPAs la única forma de dar viabilidad económica a estas instalaciones y provocando la percepción en el público general de que el sistema está saturado de generación fotovoltaica a causa de sus vertidos energéticos.

Las baterías, por su parte, son una solución incipiente que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima quiere convertir en un aspecto troncal de energía, buscando alcanzar en 2030 los 22,5 GW de potencia en el sistema eléctrico español. El principal inconveniente del almacenamiento por baterías es su rentabilidad ya que, como se ha estudiado, el almacenamiento por baterías conlleva una fuerte inversión de capital cuya recuperación en forma de arbitraje del mercado incrementa su incertidumbre, desincentivando la inversión en ellas.

En adición, el almacenamiento por baterías destinado al arbitraje es enormemente vulnerable a la canibalización, ya que su adopción masiva aplana las curvas del mercado energético, tendiendo a cero su beneficio cuanto mayor sea su penetración.

En consecuencia, la unión de ambos sistemas supone una conciliación entre los inconvenientes presentados por cada uno, permitiendo al parque fotovoltaico evacuar su potencia cuando la red no permita la absorción de generación solar en el nudo; mientras que a las baterías les ofrece una forma de cargarse sin depender de la volatilidad del mercado diario.

De acuerdo con la evaluación económica presentada, el proyecto cumple los requisitos de viabilidad, presentando un TIR superior al 9,7 % en el caso propuesto, superando con creces el 6,2 % de referencia del sector energético español (PRB, UE, 2024).

A pesar de ello, la viabilidad del sistema de generación propuesto dependerá enormemente del cumplimiento del escenario planteado, donde toda la generación solar una vez cargadas las baterías puede ser vendida en el mercado diario y donde la disminución del precio de la energía durante las horas de la noche no supera el 4,5 % planteado. En caso de no darse una situación similar a la planteada, la viabilidad de la instalación se vería gravemente comprometida, pudiendo no recuperar la inversión planteada.

El otro gran inconveniente se presenta en la misma tecnología de almacenamiento, causado por el envejecimiento de los sistemas de baterías a causa de los ciclos diarios de carga y descarga. La información concreta de cómo afecta este uso al rendimiento de las

baterías no es fácilmente accesible, y costes por encima de los estimados para la repotenciación de estos sistemas o tiempos de indisponibilidad más grandes que los planteados podrían afectar a la rentabilidad de la planta en su conjunto.

Si posteriores estudios pueden confirmar la viabilidad económica concluida en esta primera aproximación a un sistema híbrido de almacenamiento y generación fotovoltaica, este supone sin duda un proyecto pionero en cuanto a las tecnologías de generación en el sistema eléctrico español, beneficiando tanto la estabilidad del sistema como el compromiso de generación energética sin generación de gases de efecto invernadero; facilitando así la consecución de los objetivos propuestos en el plan de acción contra el cambio climático y desarrollo sostenible.

Referencias:

ACER. (2023). Curtailment of energy generated by renewable technologies as a percent of total renewable energy for each member state.

AEMET. (2022). Atlas de radiación solar en España.

ALEASOFT. (2022). The drop in the LCOE of renewable energies over the past decade drives the energy transition.

AlmacenNuclear (wordpress). (2017). Madrid, (y las ciudades) sumideros de energía del resto de España.

Asdrúbal, J. (2003). CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN.

Atalaya Generación. (2024). La actualización del PNIEC y el papel clave del almacenamiento energético para la transición renovable.

BOE. (2023). Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

BOE. (2024). Resolución de 9 de septiembre de 2024, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración ambiental estratégica de la "Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030".

CAISO. (2023). California's Duck Curve Hits Record Lows.

China, E. (2024). La caída de los precios de las baterías impulsa un boom de almacenamiento de energía limpia.

CINEA. (2021). Innovation funds: large-scale projects.

CNMC. (2021). INFORME SOBRE EL PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE CREA UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Comisión Europea. (2019). Energía y el Pacto Verde.

e-Distribución. (2025). Capacidad de acceso para generación en nudos de la red de distribución operada por e-Distribución Redes Digitales.

El Periódico de la Energía. (2025). Red Eléctrica consigue reducir las pérdidas de energía en 2024 a pesar de incrementar la capacidad renovable en más de 7 GW.

Elekluz. (2015). Mapa de distribuidoras en España.

Energy Commission Europe. (2021). Energy storage: EU initiatives on batteries.

ESIOS. (2025). Precio medio del mercado diario.

European Commission. (2020). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL,

THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS EMPTY.

European Commission. (2021). Horizon Europe 2028-2034: a framework for excellence, innovation and competitiveness .

European Commission. (2023). European Regional Development Fund.

Iberdrola. (2022).

IEA. (2024). Renewable Integration.

JLL. (2023). Spain Standalone BESS Market.

LevelTen Energy. (2025). Precios de PPA Solar P25 por países de Europa.

Magnus Commodities. (2024). Sandbox energético.

MITECO. (2021). Estrategia de almacenamiento energético.

MITECO. (2021). La Comisión Europea aprueba un nuevo esquema de ayudas de 700 millones para reforzar el almacenamiento de energía en España.

MITECO. (2023). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030).

MITECO. (2024). El MITECO lanza la propuesta de regulación para un mercado de capacidad en el sistema eléctrico.

Ojea, L. (2024). Se acerca la ‘canibalización’ de las baterías: hay 22.000 MW de solicitudes de acceso a la red y se necesitan sólo 2.000 MW.

Ojha, S. (2025). European Energy secures US\$158 million for 78.5MW solar park and 50MW BESS in Lithuania.

Owen, C. (2025). Romanian project to become Europe’s largest solar plant.

PRB, UE. (2024). Study on the cost of capital.

Presidencia del gobierno. (2023). PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento.

Prysmian. (2025). Nueva ITC-BT 02 del REBT. Comienza la validez legal de las nuevas intensidades admisibles en tablas simplificadas de UNE-HD 60364-5-52 .

pvmagazine. (2025). Los vertidos convierten en rentables las baterías de hasta 0,2 kWh por kW fotovoltaico en España.

REDEIA. (2024). Generación, solar fotovoltaica.

REE. (2020). Red de transporte en Barcelona.

REE. (2024). Informe de Potencia instalada.

REE. (2025). Generación nacional, Red Eléctrica de España.

Review Energy. (2024). MITECO destina 150 millones para impulsar proyectos de almacenamiento energético conectado a fuentes renovables.

Roca, R. (2024). El Gobierno concede casi 168 millones a distintos proyectos de baterías 'stand-alone': estos son los ganadores.

Roca, R. (2024). España, en el podio de los 'curtailments' en Europa.

Roca, R. (2025). España desperdicia uno de cada cinco megavatios que genera la energía solar fotovoltaica.

Sánchez Molina, P. (2025). La bajada de precios de los PPA solares en España amenaza la rentabilidad de los proyectos, según LevelTen.

UFD. (2020). DOCUMENTO DE INFORMACION DE RIESGOS Subestaciones de intemperie.

Wankmüller, F. (2017). Impact of battery degradation on energy arbitrage revenue of grid-level energy storage.

Anexo 1: Informe de la Simulación PVSyst

Anexo 2: Esquemas Unifilares

2.1. Subestación

2.2. Sistema de baterías

2.3. Sistema de baterías: detalle

2.4. Sistema fotovoltaico

Anexo 3: Hoja de Cálculo de Conductores

Anexo 4: Hoja de Características del Equipo Seleccionado

- 4.1. Módulos fotovoltaicos
- 4.2. Inversor Santerno Sunway
- 4.3. Cajas de agrupación fotovoltaica
- 4.4. Inversor PCSK Power Electronics
- 4.5. Estudio del consumo de servicios auxiliares
- 4.6. Cable de transmisión potencia de gran sección
- 4.7. Sistema de baterías Sungrow PowerTitan
- 4.8. Sistema de conversión Twin Skid Power Electronics
- 4.9. SAI DELPHYS MX Elite+
- 4.10. Celdas de media tensión cgm.800 Ormazábal

Anexo 5: *Bill of Quantities* de la oferta EPC

Anexo 6: Diagrama de Gantt del proyecto