



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Hibridación del parque eólico “El Campillo” con
tecnología solar fotovoltaica

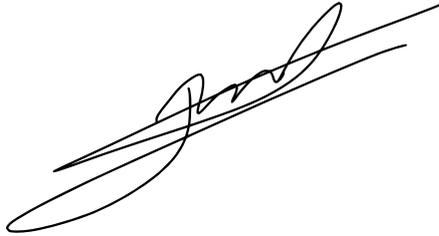
Autor: Rodrigo Agustí Ibáñez

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Hibridación del parque eólico “El Campillo” con tecnología solar fotovoltaica”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Rodrigo Agustí Ibáñez

Fecha: 26 / 07 / 2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández

Fecha: 26 / 07 / 2024

**SANZ
FERNANDEZ
IÑIGO -
52367115W**

Firmado digitalmente
por SANZ FERNANDEZ
IÑIGO - 52367115W
Fecha: 2024.07.28
22:52:11 +02'00'



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Hibridación del parque eólico “El Campillo” con
tecnología solar fotovoltaica

Autor: Rodrigo Agustí Ibáñez

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Agradecimientos

A mi familia y pareja, por su apoyo incondicional.

HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO “EL CAMPILLO” CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Agustí Ibáñez, Rodrigo.

Director: Sanz Fernández, Íñigo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto plantea la hibridación del Parque Eólico “El Campillo” con una planta solar fotovoltaica de 1.263 kW (parametrizada en esta memoria), habiéndose probado la viabilidad técnica de la instalación y concluyéndose en mejoras de las métricas de rentabilidad económicas, sociales y medioambientales respecto al proyecto eólico inicial.

Palabras clave: Hibridación, energía eólica, energía solar fotovoltaica, transformación energética.

1. Introducción

El compromiso en materia de cambio climático es prioritario en la agenda mundial. Con el sector energético responsable del 75% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) emitidos en 2021 (IEA, 2023a), a nivel nacional, el compromiso de España con la sostenibilidad ha desembocado en una fuerte apuesta por las energías renovables. Dentro del mix energético, la energía eólica se posiciona como principal fuente futura de generación de energía en el país. Sin embargo, sometida a la incertidumbre e irregularidad del recurso eólico en la región, esta fuente resulta insuficiente, por sí sola, para alcanzar los objetivos marcados de generación renovable.

La hibridación, definida como la integración de una planta eólica con diferentes tecnologías de generación renovable con un mismo punto de conexión a la red (AEE, 2019), se presenta como una alternativa atractiva capaz de aprovechar la anticorrelación de los potenciales eólico y solar fotovoltaico de la península ibérica, resultando en sinergias técnicas y económicas muy positivas.

2. Definición del proyecto

Este proyecto explora la hibridación de una instalación eólica de generación de electricidad ya existente con tecnología solar fotovoltaica. Concretamente, el parque eólico (PE) a hibridar es “El Campillo”, del promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L., situado en los Términos Municipales de Zaragoza y María de la Huerva, en la provincia de Zaragoza, España. El parque, actualmente en fase de construcción (2023), consta de ocho aerogeneradores que, en conjunto, dotan a la totalidad del parque de una potencia instalada de 48.7 MW, habiéndose estimado una producción de energía neta de 156.008,95 MWh/año. Sin embargo, dicha instalación no cubre la totalidad de la potencia de acceso inicialmente otorgada al promotor (50 MW). Por ello, se plantea un proyecto de hibridación para cubrir este margen de la potencia concedida.

Este proyecto se aborda desde la perspectiva técnica y económica. Técnicamente, se ha supuesto el parque eólico ya correctamente optimizado y se ha considerado, por tanto, exclusivamente la instalación solar fotovoltaica. Se ha seleccionado un emplazamiento adecuado atendiendo a requerimientos regulatorios, urbanísticos, orográficos y medioambientales, y se ha realizado una propuesta, debidamente justificada, de la selección de aparcamiento y distribución óptima para la instalación. Además, dicho esquema se ha simulado mediante el software PVsyst, habiéndose parametrizado previamente las pérdidas del conjunto (tanto las aplicables a la simulación como las proyectadas posteriormente en el modelo). A nivel económico, se han proyectado dos modelos: i) parque eólico, e ii) instalación híbrida. Esto ha permitido realizar un análisis comparativo de las métricas de rentabilidad VAN, TIR, PRI y LCOE.

3. Descripción del sistema

La instalación solar fotovoltaica propuesta como hibridación se sitúa en el Recinto 1 de la Parcela 48 del Polígono 105, situado en el Municipio 900 – Zaragoza de la Provincia 50 – Zaragoza. Está compuesta por 2.889 módulos FV bifaciales de 540 Wp (modelo JKM540M-72HL4-BDVP), formando 107 cadenas de 27 módulos en serie cada una y montadas sobre estructuras seguidoras a un eje. A su vez, dichas cadenas de módulos están conectadas a 9 cuadros CC que posteriormente se incorporan a un único inversor de 1.263 kVA (integrado en la estación de transformación Ingecon Sun InverterStation MSK). La salida a media tensión se produce mediante una línea de 30 kV que evacua la energía en el mismo punto que lo hace el parque eólico, SET “El Campillo” (ya construida como parte del mencionado proyecto).

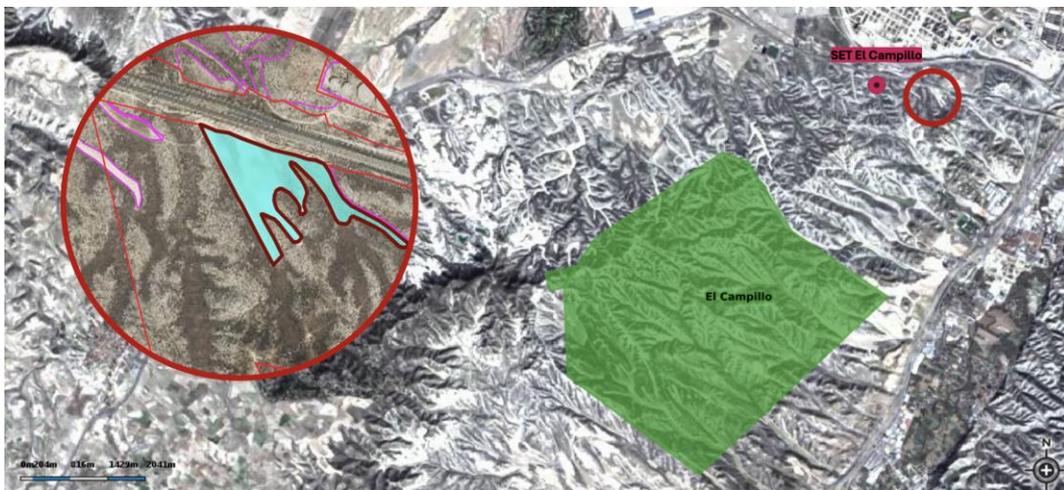


Figura 1 – Emplazamiento seleccionado para la PFV "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

4. Resultados

La hibridación propuesta resulta en un aumento de la capacidad instalada en 1.263 kW, cubriendo 49.963 kW de los 50.000 kW inicialmente concedidos al promotor, y sumando por tanto 3.042,00 MWh/año adicionales a los 156.008,95 MWh/año ya proyectados a generarse por la instalación eólica.

A nivel económico, el presente proyecto híbrido mejora las métricas (ya rentables) del proyecto eólico. Sumando una inversión adicional de 1.316.213,71 €, las proyecciones

económicas estiman un VAN positivo de 5.496.905,99 € (descontado al 7,09 %) y una TIR del 7,98%, siendo ambas métricas superiores a las proyecciones con únicamente generación eólica ($VAN_{PE} = 5.235.016,87 \text{ €}$ y $TIR_{PE} = 7,94\%$). Adicionalmente, dicha hibridación supondría una disminución del LCOE en - 0,27 €/MWh respecto del calculado para el PE, situándose ahora en 34,28 €/MWh.

Por último, se ha minimizado el impacto medioambiental nocivo de la instalación mediante criterios de selección de emplazamiento restrictivos (el proyecto quedaría sujeto a la resolución favorable de la DIA) y, en todo caso, resulta beneficioso al suponer un ahorro adicional de 771,75 toneladas de CO₂ equivalentes respecto del proyecto eólico. Socialmente, se prevé un impacto positivo sobre la economía local y en materia de creación de empleo, elevando además la calidad de la infraestructura de la localidad. Por tanto, el presente proyecto queda englobado dentro de los ODS número 7, 9 y 13 (Naciones Unidas, 2015).



Figura 2 – Principales resultados del proyecto. Iconos de (Flaticon, 2024)

5. Conclusiones

El presente proyecto, Planta Solar Fotovoltaica “El Campillo” para hibridar el Parque Eólico “El Campillo” del promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L. (ya autorizado y actualmente en construcción), ha resultado ser técnica y económicamente viable. Se ha demostrado, con ello, el potencial de la hibridación de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, concluyéndose como fundamental para alcanzar las metas establecidas en la Ley Europea del Clima (Reglamento (UE) 2021/1119, 2021).

La memoria detallada a continuación se plantea, además, como el comienzo de una nueva línea de investigación en el ámbito de la hibridación de tecnologías. Explorado dicho potencial, se sugieren trabajos futuros acerca de i) la composición y distribución óptima de esta u otras instalaciones según las capacidades eólica y solar fotovoltaica instaladas, y ii) la posibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento.

6. Referencias

Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2019). *Fomento de la Hibridación Eólica | Propuesta Regulatoria*.

Forestalia Renovables S.L. (2022). *Parque Eólico “El Campillo” - Proyecto Modificado III*.

BOE-A-2000-24019 Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, Por El Que Se Regulan Las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica., «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000. Retrieved February 22, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955>

HYBRIDAZATION OF “EL CAMPILLO” WIND FARM WITH PHOTOVOLTAIC SOLAR TECHNOLOGY

Author: Agustí Ibáñez, Rodrigo.

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project proposes the hybridization of the "El Campillo" wind farm with a photovoltaic solar plant of 1,263 kW (parameterized in this report), having tested the technical feasibility of the installation and having concluded on the economic, social and environmental profitability metrics being improved with respect to the initial wind farm.

Keywords: Hybridization, wind energy, photovoltaic solar energy, energy transformation.

1. Introduction

The commitment to climate change is a priority on the global agenda. With the energy sector responsible for 75% of greenhouse gases (GHG) issued in 2021 (IEA, 2023a), at the national level, Spain's commitment to sustainability has led to a strong commitment to renewable energies. Within the energy mix, wind energy is positioned as the main future source of energy generation in the country. However, subjected to the uncertainty and irregularity of the wind resource in the region, this source is insufficient, on its own, to achieve the objectives set for renewable generation.

Hybridization, defined as the integration of a wind farm with different renewable generation technologies with the same grid connection point (AEE, 2019), is presented as an attractive alternative capable of taking advantage of the anticorrelation of the wind and solar photovoltaic potentials of the Iberian Peninsula, resulting in very positive technical and economic synergies.

2. Definition of the project

This project explores the hybridization of an existing wind power generation facility with photovoltaic solar technology. Specifically, the wind park (WP) to be hybridized is "El Campillo", from the promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L., located in the Municipalities of Zaragoza and María de la Huerva, in the province of Zaragoza, Spain. The park, currently under construction (2023), consists of eight wind turbines that, together, provide the entire wind farm with an installed capacity of 48.7 MW, having estimated a net energy production of 156,008.95 MWh/year. However, this installation does not cover the entire access power initially granted to the promotor (50 MW). For this reason, a hybridization project is needed to cover this margin of the power granted.

This project is approached from a technical and economic perspective. Technically, it has been assumed that the wind farm was already properly optimized, and it has therefore been considered exclusively the photovoltaic solar installation. A site has been selected in

accordance with regulatory, urban and orographic criteria, and a proposal, properly justified, has been made for the selection of devices and optimal distribution for the installation. In addition, said schema has been simulated using the PVsyst software, having previously parameterized losses of the set (both those applicable to the simulation and those projected later in the model). On an economic level, two models have been projected: i) wind farm, and ii) hybrid installation. This has made it possible to carry out an analysis and comparison of the profitability metrics NPV, IRR, PRI, and LCOE.

3. Description of the system

The photovoltaic solar installation proposed as hybridization is located in the Enclosure 1 of Plot 48 of Polygon 105, situated in the municipality 900, Zaragoza, of the province 50, Zaragoza. It is composed of 2,889 bifacial PV modules of 540 Wp (model JKM540M-72HL4-BDVP), forming 107 strings of 27 modules in series each and mounted on single-axis follower structures. In turn, these chains of modules are connected to 9 DC combiner boxes that are then incorporated into a single inverter of 1,263 kVA (integrated into the Ingecon Sun InverterStation transformer station MSK). The medium-voltage output is produced by a 30 kV line that evacuates the energy at the same point as the wind farm, SET "El Campillo" (already built as part of the aforementioned project).

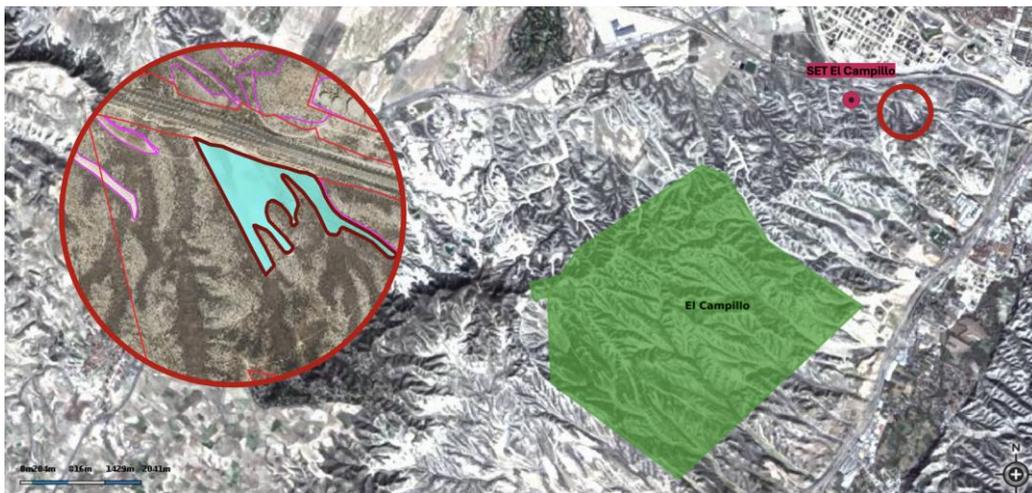


Figura 3 – Chosen site for the PSP "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

4. Results

The proposed hybridization results in an increase in the installed capacity by 1,263 kW, covering 49,963 kW of the 50,000 kW initially granted to the promotor, and thus adding 3,042.00 MWh/year on top of the 156,008.95 MWh/year already projected to be generated by the wind installation.

On an economic level, the current hybrid project improves the (already profitable) metrics of the wind project. Mounting an additional investment of € 1,316,213.71, the economic projections forecast a positive NPV of € 5,496,905.99 (discounted to 7.09%) and an IRR of 7.98%, both metrics being higher than the projected with only wind generation ($NPV_{WP} = € 5,235,016.87$ € and $IRR_{WP} = 7.94\%$). In addition, this hybridization would bring a decrease

in the LCOE by - 0.27 €/MWh compared to that calculated for the WP, now standing at 34.28 €/MWh.

Finally, the negative environmental impact of the facility has been minimized by means of restrictive site selection criteria (the project would be subject to the favorable resolution of the DIA), and, in any case, it has been proven to be beneficial as it represents an additional saving of 771.75 metric tons of equivalent CO₂ compared to the wind project. Socially, it is expected to have a positive impact on the local economy and in the matter of job creation, also raising the quality of the local infrastructure. Therefore, this project is included within the SDGs 7, 9, and 13 (United Nations, 2015).



Figura 4 - Main results of the project. Icons from (Flaticon, 2024)

5. Conclusions

The present project, Photovoltaic Solar Plant "El Campillo" to hybridize the Wind Farm "El Campillo" from the promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L. (already authorized and currently under construction), has turned out to be technically and economically viable. This has demonstrated the potential for the hybridization of wind and solar photovoltaic technologies, concluding as fundamental for the achievement of the goals set out in the European Climate Law (Regulation (UE) 2021/1119, 2021).

The report detailed below is also proposed as the beginning of a new line of research in the field of hybridization of these technologies. Having explored its potential, future work is suggested on i) the optimal composition and distribution of this or other installations according to the wind and solar photovoltaic capacities installed, and ii) the possibility of incorporating storage systems.

6. References

Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2019). *Fomento de la Hibridación Eólica | Propuesta Regulatoria*.

Forestalia Renovables S.L. (2022). *Parque Eólico "El Campillo" - Proyecto Modificado III*.

BOE-A-2000-24019 Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, Por El Que Se Regulan Las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica., «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000. Retrieved February 22, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Industria de la generación de energía	10
1.2 Energía eólica	11
1.2.1 Energía eólica en España	12
1.3 Energía solar fotovoltaica	14
1.3.1 Energía solar fotovoltaica en España	15
Capítulo 2. Estado de la cuestión	17
2.1 Optimización de un parque eólico	17
2.2 Motivación	18
2.3 Objetivos	19
Capítulo 3. Hibridación eólica con solar fotovoltaica	21
3.1 Fundamentos teóricos	21
3.1.1 Posicionamiento del territorio español frente a la tecnología de hibridación	22
3.2 Marco legislativo español	23
3.2.1 Hibridación	23
3.2.2 Instalación solar fotovoltaica	24
3.2.3 Impacto ambiental y contaminación atmosférica	25
Capítulo 4. Descripción de las tecnologías	26
4.1 Planta solar fotovoltaica	26
4.1.1 Célula fotovoltaica	26
4.1.2 Panel solar fotovoltaico	29
4.1.3 Inversor	30
4.1.4 Transformador	32
4.2 Sistemas de Almacenamiento	32
Capítulo 5. Parque eólico “El Campillo”	34
5.1 Histórico	35
5.1.1 Hibridación a posteriori	36
5.2 Emplazamiento	36
5.2.1 Caracterización del terreno	37

5.3	Tecnología del parque	37
5.3.1	Aerogeneradores	37
5.3.2	Subestación eléctrica transformadora (SET) y evacuación	38
Capítulo 6. Diseño de la planta.....		39
6.1	Selección del emplazamiento	39
6.1.1	Limitaciones regulatorias.....	39
6.1.2	Limitaciones urbanísticas.....	41
6.1.3	Limitaciones orográficas.....	42
6.1.4	Limitaciones medioambientales	43
6.1.5	Otras limitaciones	45
6.1.6	Emplazamiento escogido.....	45
6.2	Ajuste de potencia	47
6.2.1	Recurso solar del emplazamiento.....	47
6.2.2	Dimensionamiento de los equipos	49
6.2.3	Cálculos justificativos	52
Capítulo 7. Balance energético		63
7.1	Parametrización de las pérdidas	63
7.2	Resultados de la simulación	64
7.3	Estudio de la producción diaria	65
Capítulo 8. Impacto social y ambiental.....		73
8.1	Impacto ambiental	73
8.2	Impacto social.....	74
8.3	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	75
Capítulo 9. Viabilidad económica.....		77
9.1	Presupuesto.....	77
9.2	Estados financieros.....	79
9.2.1	Cuenta de pérdidas y ganancias.....	79
9.2.2	Flujo de caja.....	87
9.3	Análisis de la rentabilidad	90
9.3.1	Valor Actual Neto (VAN).....	90
9.3.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	92
9.3.3	Periodo de Recuperación de la Inversión	94

<i>9.3.4 Coste nivelado de la electricidad (LCOE)</i>	<i>95</i>
<i>Capítulo 10. Conclusiones.....</i>	<i>96</i>
<i>Capítulo 11. Bibliografía.....</i>	<i>98</i>
<i>ANEXO I. Producción de energía del parque eólico “El Campillo”</i>	<i>107</i>
<i>ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica... </i>	<i>108</i>
<i>ANEXO III. Informe de simulación en PVsyst.....</i>	<i>128</i>
<i>ANEXO IV. Presupuesto.....</i>	<i>138</i>
<i>ANEXO V. Mapas cartográficos.....</i>	<i>141</i>

Índice de figuras

Figura 1 – Emplazamiento seleccionado para la PFV "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	I
Figura 2 – Principales resultados del proyecto. Iconos de (Flaticon, 2024).....	10
Figura 3 – Chosen site for the PSP "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)	12
Figura 4 - Main results of the project. Icons from (Flaticon, 2024).....	13
Figura 5 - GEI emitidos por combustión de fósiles (International Energy Agency [IEA], 2023a).....	10
Figura 6 - Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023c).....	13
Figura 7 - Potencia eólica instalada (MW) por comunidad autónoma a cierra de 2022 (Red Eléctrica, 2024b).....	13
Figura 8 - Cuota nacional de mercado por generación en 2022 (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023c).....	15
Figura 9 - Potencia solar fotovoltaica instalada (MW) por comunidad autónoma a cierra de 2022 (Red Eléctrica, 2024b).....	16
Figura 10 - Hibridación eólica con solar fotovoltaica y almacenamiento (Iberdrola, 2021b)	19
Figura 11 – Primera planta fotovoltaica híbrida eólica y solar en España, Burgos (Iberdrola, 2023a).....	22
Figura 12 - Célula fotovoltaica de silicio monocristalino (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b).....	27
Figura 13 - Célula fotovoltaica de silicio policristalino (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b).....	28
Figura 14 - Célula fotovoltaica de silicio amorfo (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b).....	28
Figura 15 - Componentes de un módulo fotovoltaico (Artesa, 2023).....	29

Figura 16 - Estructura de panel solar fija (izquierda) y móvil (derecha), (Solarix, 2022) & (Xiamen Jesfer Industry & Trade Co., 2024)	30
Figura 17 - Inversor solar en cadena (izquierda) y central (derecha) (Ase Renovables S.L., 2021).....	31
Figura 18 - Batería ion-litio en instalación solar fotovoltaica (Iberdrola, 2021c).....	33
Figura 19 - Parque eólico en construcción del promotor FORESTALIA (Forestalia Renovables S.L., 2024)	34
Figura 20 - Poligonal del PE El Campillo (Google Earth, 2024).....	36
Figura 21 - Ubicación SET "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)	38
Figura 22 - Poligonal de El Campillo dividida en figuras geométricas simples (Google Earth, 2024).....	40
Figura 23 - Centroide de la poligonal con radio de 10.000m (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	41
Figura 24 - Tipología de los polígonos catastrales del municipio de Zaragoza (HUERTAS LIFE Km0 & Ayuntamiento de Zaragoza, 2014).....	42
Figura 25 - Mapa orográfico de la zona del emplazamiento (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	42
Figura 26 - Mapa de ZEPA y ZEC en Aragón (Gobierno de Aragón, 2023c, 2023b).....	43
Figura 27 - Espacios ZEPA y ENP cercanos a El Campillo (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	44
Figura 28 - Instalaciones de generación de energía próximas a El Campillo (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	45
Figura 29 - Perímetros circulares entorno a la SET "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024).....	46
Figura 30 - Emplazamiento escogido. Ref. catastral: 50900A105000480000GI (marcado en azul) (Ministerio de Agricultura, 2024b).....	47
Figura 31 – (Izq.) Radiación potencial en la Comunidad Autónoma de Aragón (Gobierno de Aragón, 2019).....	48
Figura 32 – (Der.) Irradiación de la Provincia de Zaragoza (Agencia Estatal de Meteorología, 2012).....	48

Figura 33 - Resultados de la simulación en PVGIS 5.2 del emplazamiento seleccionado (European Commission, 2024).....	49
Figura 34 - Generación eólica en Aragón, 2022 (Red Eléctrica, 2024a).....	66
Figura 35 - Generación solar fotovoltaica en Aragón, 2022 (Red Eléctrica, 2024a)	66
Figura 36 - Velocidad media horaria del viento en las coordenadas del PE "El Campillo" (CENER, 2024)	68
Figura 37 - Curva de producción horaria en abril simulada del PSFV "El Campillo" (PVsyst, 2024).....	68
Figura 38 - Curva de producción horaria simulada en julio del PSFV "El Campillo" (PVsyst, 2024).....	69
Figura 39 - Histórico de precios del mercado diario de la electricidad (€/MWh) (OMIE, 2023).....	79
Figura 40 - Sensibilidad del VAN frente al precio de la electricidad (€/MWh) (Elaboración propia).....	92
Figura 41 - Sensibilidad del TIR frente al precio de la electricidad (€/MWh) (Elaboración propia).....	93

Índice de tablas

Tabla 1 - Características del aerogenerador Cypress 158 – 50/60Hz (Forestalia Renovables S.L., 2022)	37
Tabla 2 - Coordenadas del centro geométrico de la poligonal de El Campillo (Elaboración propia).....	40
Tabla 3 - Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado (Jinko Solar, 2024)	50
Tabla 4 - Características técnicas del inversor seleccionado (Ingeteam, 2015)	52
Tabla 5 - Características eléctricas del conexionado: módulos FV - inversor (Elaboración propia).....	58
Tabla 6 - Principales resultados de la simulación en PVsyst (PVsyst, 2024)	64
Tabla 7 - Producción específica de la instalación para los meses de abril y julio (Elaboración propia).....	67
Tabla 8 - Producción horaria de la instalación híbrida (abril) (Elaboración propia).....	70
Tabla 9 - Producción horaria de la instalación híbrida (julio) (Elaboración propia).....	71
Tabla 10 - Presupuesto PE "El Campillo" y SET "El Campillo" (Forestalia Renovables S.L., 2022).....	77
Tabla 11 – Resumen ejecutivo presupuesto de Ejecución Material PSFV "El Campillo" (Elaboración propia)	78
Tabla 12 - Proyección de ingresos (PE y PE+PFV) (Elaboración propia).....	82
Tabla 13 - Gastos de O&M asociados al PFV (Elaboración propia)	83
Tabla 14 - Gastos de O&M asociados al PE (Elaboración propia)	84
Tabla 15 – Proyección de la cuenta P&L del PE (Elaboración propia)	85
Tabla 16 - Proyección de la cuenta P&L del PE+PFV (Elaboración propia)	86
Tabla 17 - Proyección de la cuenta Flujo de Caja del PE (Elaboración propia)	88
Tabla 18 -Proyección de la cuenta Flujo de Caja del PE+PFV (Elaboración propia).....	89
Tabla 19 - Periodo de Recuperación de la Inversión de ambos proyectos (Elaboración propia)	94

Tabla 20 - Desglose de la generación de energía de "El Campillo" por aerogenerador (GE Renewable Energy, 2022).....	107
Tabla 21 - Generación de energía bruta de "El Campillo" (GE Renewable Energy, 2022)	107
Tabla 22 - Generación de energía neta de "El Campillo" (GE Renewable Energy, 2022)	107
Tabla 23 - Presupuesto de Obra Civil (Elaboración propia)	139
Tabla 24 - Presupuesto de Instalación Mecánica (Elaboración propia)	139
Tabla 25 - Presupuesto de Instalación Eléctrica (Elaboración propia).....	139
Tabla 26 - Presupuesto de Gastos Generales (Elaboración propia).....	140

Índice de ecuaciones

Ecuación 1 - Coordenadas X e Y del centroide de un polígono.....	40
Ecuación 2 - Número de módulos FV	53
Ecuación 3 - Potencia del inversor	54
Ecuación 4 - Número máximo de módulos FV en serie.....	54
Ecuación 5 - Tensión de circuito abierto en temperaturas de célula extremas.....	54
Ecuación 6 - Número mínimo de módulos FV en serie	55
Ecuación 7 - Número de cadenas máximo de módulos fotovoltaicos.....	56
Ecuación 8 - Separación horizontal mínima entre módulos FV	57
Ecuación 9 - Criterio de intensidad máxima de empleo.....	59
Ecuación 10 - Caída de tensión en CC	59
Ecuación 11 - Resistividad de un conductor	59
Ecuación 12 - Intensidad de un circuito trifásico	62
Ecuación 13 - Valor Actual Neto (VAN)	90
Ecuación 14 - Tasa Interna de Retorno (TIR)	92
Ecuación 15 - Coste Nivelado de la Energía	95

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

El compromiso en materia de cambio climático es prioritario en la agenda mundial. En el 2021, con la aprobación de la Ley Europea del Clima, se establece como objetivo vinculante la neutralidad climática en el 2050, tratando de alcanzar primeramente para el 2030 una reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a 1990 (Reglamento (UE) 2021/1119, 2021).

El sector energético es uno de los principales afectados ante estas medidas de mitigación. A escala global, este sector, dominado por los combustibles fósiles (un 80% de la generación de energía está asociada a esta fuente), fue el responsable del 75% de los GEI emitidos en 2021 (International Energy Agency [IEA], 2023a).

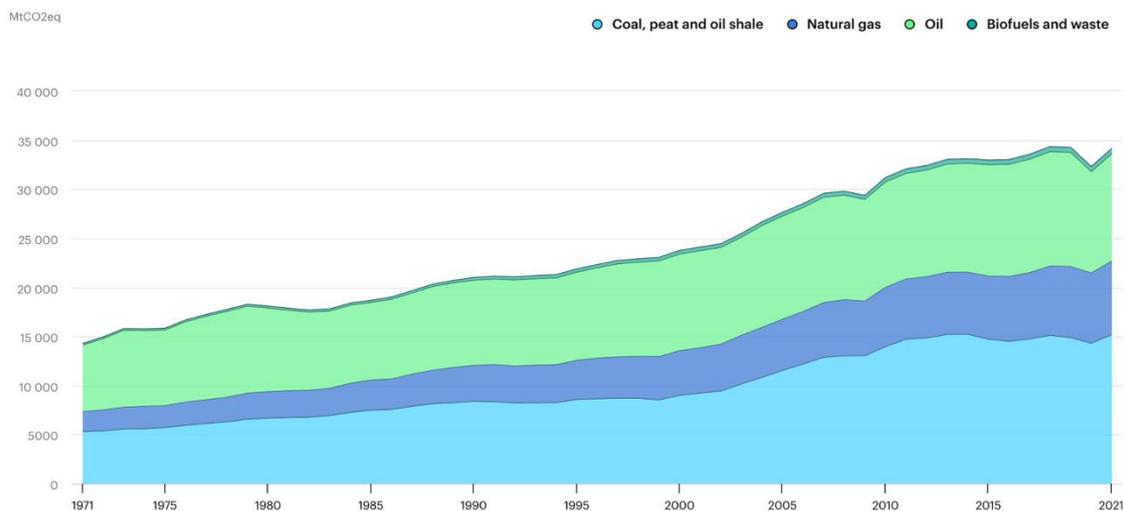


Figura 5 - GEI emitidos por combustión de fósiles (International Energy Agency [IEA], 2023a)

A nivel nacional, España, el compromiso con la sostenibilidad ha desembocado en una fuerte apuesta por las energías renovables. En 2022, el 42.2% de la generación de energía procedió de fuentes renovables (hidráulica, hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y térmica, etc.), y

se estima que, en 2023, la generación renovable rondará en torno al 50.3%, superando por primera vez la marca del 50% (Red Eléctrica, 2023). Además, con la aprobación del “7º Plan General de Residuos Radiactivos” (Ministerio para la Transición Ecológica, 2023), donde se establece la hoja de ruta para la clausura y desmantelamiento de las 5 centrales nucleares restantes en España, la energía nuclear (actual fuente primaria de energía en la península) va a reducir a 0 su cuota de demanda, dando paso a sustitutos renovables.

La energía eólica se posiciona como principal fuente futura de generación de energía en el país. Con una demanda que alcanza ya el 24%, actualmente se sitúa como la segunda fuente de generación eléctrica en España y un elemento fundamental para la transición energética. Dotada de un componente sostenible muy potente, al generar una energía limpia y segura, la energía eólica se antepone a formatos más tradicionales de generación de energía como los ciclos combinados en la carrera hacia los objetivos comunes marcados por la UE para 2050.

1.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que transforma la fuerza del viento en electricidad. No solo es considerada una fuente de energía renovable al provenir de un recurso natural inagotable como es el viento y evitar la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, sino que además se ha convertido en la tecnología líder hacia la transición energética. Mediante el empleo de aerogeneradores, se logra transformar la energía cinética de las corrientes del viento en energía eléctrica (previamente el rotor del aerogenerador transforma esta energía cinética incidente en energía mecánica).

El empleo de esta fuente de energía se remonta hasta el 5000 a.C., donde en el antiguo Egipto se aprovechaba este recurso natural para la navegación. Aproximando el uso de este recurso a como lo conocemos hoy en día, se cree que el primer molino de viento, denominado “molino de viento de eje vertical”, surgió en Persia en el siglo VII con la finalidad de moler el grano, aunque no tardó en expandirse hacia Europa, donde se continuó innovando y mejorando entre los siglos XII y XVII. Los molinos de viento se utilizaban principalmente para el bombeo de agua o la molienda de grano, y destaca el desarrollo del “molino de viento

de eje horizontal”, con el que se logró una mayor eficiencia energética y estabilidad estructural. En el siglo XIX, con la llegada de la revolución industrial, aparece en Norteamérica el “molino multipala americano”, capaz de duplicar la velocidad del viento en los extremos de sus palas gracias al uso de palas metálicas (empleado a día de hoy en el ámbito del bombeo). En materia de creación y almacenamiento de energía eléctrica, Poul la Cour, científico y profesor danés, desarrolló en 1899 el primer aerogenerador destinado a este propósito con una potencia de hasta 25kW. Sin embargo, no es hasta comienzos del siglo XX, donde se producen avances significativos en el ámbito de la aerodinámica, que se logra optimizar los perfiles de las palas y mejorar exponencialmente el rendimiento de los aerogeneradores, naciendo en 1927 el primer rotor cuyas palas adoptaban perfiles aerodinámicos. Este acontecimiento supuso que, por primera vez, se alcanzasen velocidades de punta de pala de entre cuatro o cinco veces la del viento incidente y, sumado al desarrollo en materia aerodinámica y de mecánica de fluidos, se optimizó el diseño del aerogenerador en tres palas, tal y como lo conocemos en la actualidad.

A día de hoy, datos del Global Wind Energy Council (GWEC) revelan que 2022 se cerró con un total de 906 GW instalados a escala mundial (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023a). Los países líderes en esta tecnología son China, EE.UU., Alemania, India y España, aunque se ha de destacar el papel de Reino Unido en el auge de la eólica marina, quienes ya se sitúan como el segundo país con mayor cuota de eólica offshore instalada (22%).

1.2.1 ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

España se ha convertido en el quinto país del mundo, y segundo de Europa (únicamente superado por Alemania), con mayor potencia eólica instalada. Al cierre de 2022, esta cifra ascendió hasta los 29.813 MW (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023b), consolidándose como la segunda fuente de generación eléctrica en España y llegando a cubrir un 24% de la demanda.

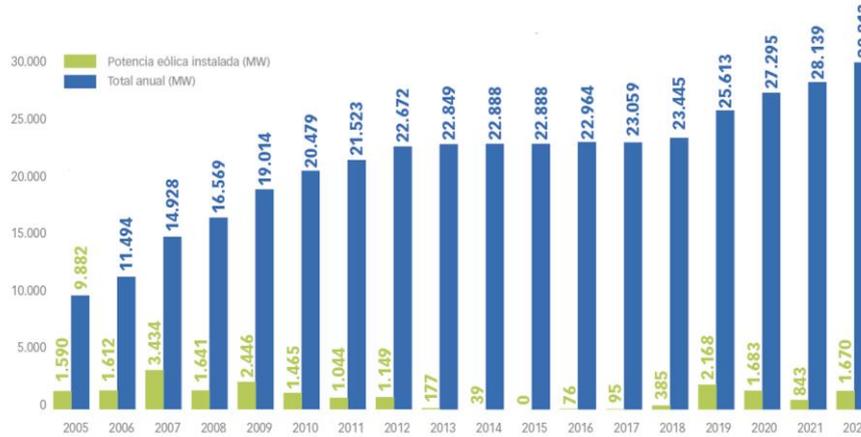


Figura 6 - Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023c)

Las características orográficas del territorio español aportan a la región norte del territorio español un amplio potencial de aprovechamiento de la energía eólica. Datos de Red Eléctrica reflejan esta casuística, con Castilla y León como comunidad autónoma con mayor potencia eólica instalada en el país en 2022 (6.631 MW), seguido de Aragón con 5.036 MW eólicos instalados.

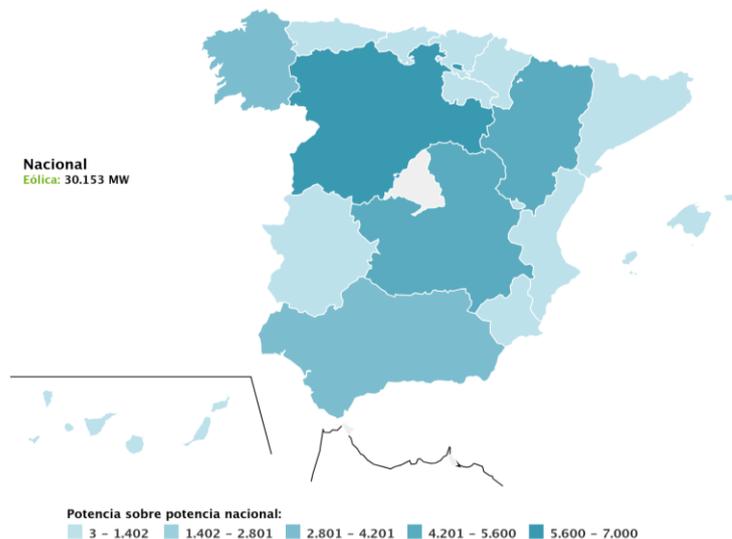


Figura 7 - Potencia eólica instalada (MW) por comunidad autónoma a cierra de 2022 (Red Eléctrica, 2024b)

1.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica, basada en el efecto fotoeléctrico, es aquella que se obtiene al convertir la luz solar en electricidad. Mediante tal efecto, en determinados materiales se produce la absorción de fotones provenientes de la radiación solar y la posterior liberación de electrones, generando una corriente eléctrica limpia y renovable. Dada la alta abundancia del recurso solar en el planeta y la “facilidad” de instalación de dicha tecnología, la energía solar ha ganado popularidad en los últimos años tanto como fuente de generación de electricidad vertida directamente a la red, así como fuente de generación con autoconsumo (ej. vivienda).

Empleada desde el siglo VII a.C. como fuente de generación de calor y fuego, no fue hasta 1839, con el descubrimiento del efecto fotovoltaico (Alexandre Edmond Becquerel), que se logró dar al recurso solar la finalidad de generación de energía eléctrica, aplicándose por primera vez en 1883 con la creación de la primera célula fotovoltaica de selenio de Charles Fritts. Posteriormente, diversas han sido las innovaciones que se han ido sucediendo en este campo hasta llegar al panel solar empleado a día de hoy, destacando la patente de la primera célula fotovoltaica de silicio (material que actualmente se sigue empleando) en 1955 de Charles Pearson, Daryl Chapin y Calvin Fuller.

En la actualidad, la capacidad de energía fotovoltaica instalada en la escala global se ha disparado durante los últimos años. Únicamente en 2022, esta capacidad ascendió en un 22%, cubriendo aproximadamente el 65% de la nueva capacidad total de energía renovable instalada durante ese año (295 GW) (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2023a). China continúa liderando el mercado de la energía solar fotovoltaica, cerrando 2022 con 414,5 GW de potencia solar fotovoltaica acumulada, muy por delante de la Unión Europea con 209,3 GW, y en donde España se sitúa séptima en el ranking mundial de capacidad fotovoltaica acumulada con 26,6 GW (International Energy Agency [IEA], 2023b).

1.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

El mix energético español representa el fuerte crecimiento de esta tecnología en el país. Con una cuota de generación que ya supera el 10% a cierre de 2022, la energía solar fotovoltaica se consolida como la cuarta fuente de generación de energía en España y como aquella con un mayor crecimiento en cuanto a potencia instalada, con 4.686 MW instalados en 2022 y sumando un total de 19.954 MW en territorio español.

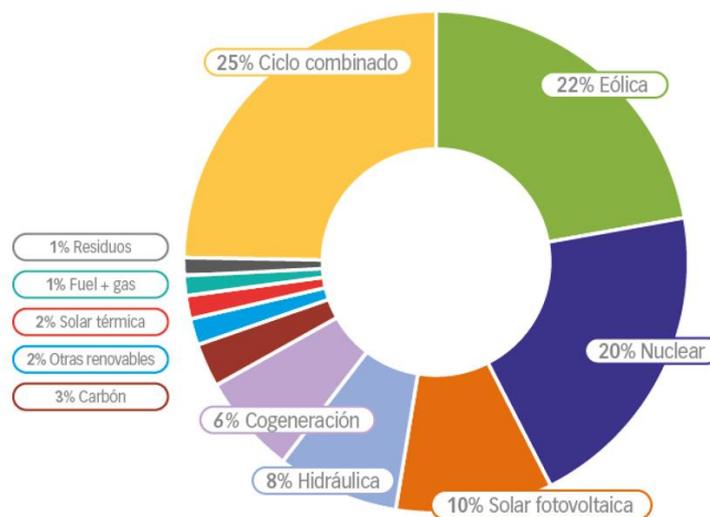


Figura 8 - Cuota nacional de mercado por generación en 2022 (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2023c)

Además, el impacto positivo del crecimiento de esta tecnología para el país es visible más allá que a nivel de generación de energía eléctrica. En 2022, la energía solar empleó a 197.383 personas en el país, contribuyendo con 15.656 millones de euros al PIB. Destaca también la industria de exportación de productos y componentes relacionados con la fotovoltaica ya que, superando a sectores como el vino o el aceite, este sector supuso 4960 millones de euros en 2022. (Unión Española Fotovoltaica [UNEF], 2024)

En cuanto al reparto por comunidades autónomas, destaca el ya conocido potencial solar de la parte sur del país, siendo Extremadura el líder en potencia solar fotovoltaica instalada con un total de 5.346 MW instalados a cierre de 2022, seguido de Andalucía y Castilla – La

Mancha. Por su parte, las comunidades de la cornisa cantábrica no alcanzan el 0,5% respecto al conjunto nacional.

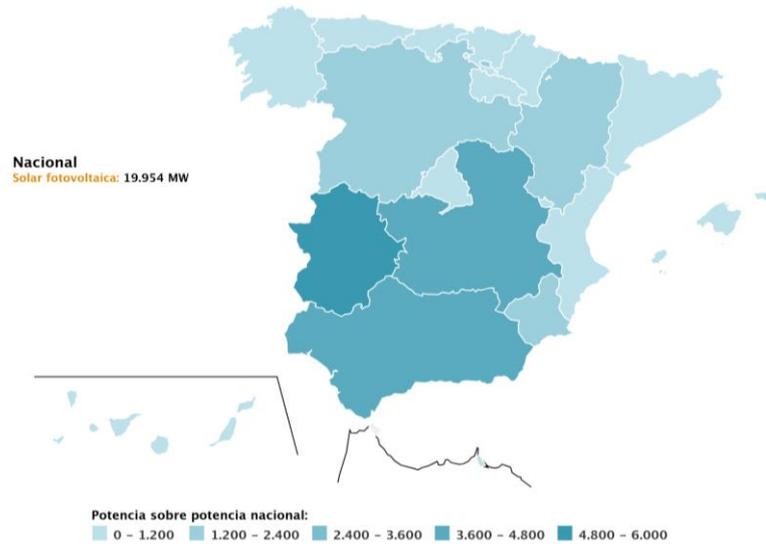


Figura 9 - Potencia solar fotovoltaica instalada (MW) por comunidad autónoma a cierra de 2022 (Red Eléctrica, 2024b)

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Con el fin de seguir fortaleciendo la presencia de la energía eólica en el país, se van a estudiar las diferentes posibilidades de optimización de un parque eólico ya existente, considerándose este proceso de igual relevancia que el desarrollo de nuevos proyectos eólicos.

2.1 OPTIMIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

Se han considerado diversas soluciones para abordar la optimización de un parque eólico, teniendo en cuenta la posible integración de varias de estas medidas para obtener un mayor rendimiento de la instalación.

- Actualización de las tecnologías

Mediante la optimización de los perfiles aerodinámicos de las palas para permitir una mayor captura del viento y una minimización de las pérdidas, la inclusión de rotores más grandes, o la implementación de sistemas de control de paso de las palas más preciso, se ha logrado aumentar la eficiencia energética del parque.

- Optimización del diseño del parque

Siendo el recurso eólico español muy variado, el análisis del micrositing y la elección emplazamiento del parque es un proceso clave para la optimización de una planta eólica. Además, destaca la fuerte tendencia hacia la eólica marina (offshore), siendo una alternativa muy atractiva que permite la instalación de turbinas de gran escala que aprovechan el fuerte y constante viento de estas localidades.

- Operación, mantenimiento, y desmantelamiento de la instalación

La inclusión de sensores y herramientas de mantenimiento predictivo, la repotenciación total o parcial del parque y la extensión de vida son algunas de las alternativas planteadas para mejorar el rendimiento del parque una vez iniciada la fase de explotación.

- Hibridación de instalaciones de generación de energía eléctrica
 - Mediante la incorporación a la misma de **módulos de generación de electricidad** que utilicen fuentes de energía primaria renovable.

La hibridación de ambas plantas se caracteriza por tener una única subestación interna, un mismo punto de conexión a la red, y un sistema de control y monitorización común. Esto permite el aprovechamiento de varias sinergias, incluyendo el incremento del factor capacitivo del punto de acceso y conexión, la reducción de inversiones en red y una mayor garantía de potencia en el punto de conexión.

- Mediante la incorporación de **instalaciones de almacenamiento**.

Las baterías electroquímicas, como sistema de almacenamiento que mejor se ajusta a la energía eólica debido a su versatilidad y a la posibilidad de ubicarse físicamente en el emplazamiento del parque, busca combatir la variabilidad de la generación de energía mediante las renovables, permitiendo el ajuste de la instalación a la demanda del momento. Se consideran también otras alternativas de almacenamiento, incluyendo sistemas térmicos, mecánicos, químicos o eléctricos.

2.2 MOTIVACIÓN

Este proyecto explora la hibridación de una instalación eólica de generación de electricidad ya existente con tecnología solar fotovoltaica. Concretamente, el parque eólico a hibridar es “El Campillo”, del promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L., situado en los Términos Municipales de Zaragoza y María de la Huerva, en la provincia de Zaragoza, España.

Con una tecnología de los aerogeneradores moderna, y un emplazamiento optimizado capaz de aprovechar el potencial del recurso eólico de la zona (vientos de hasta 8,0 m/s), se ha considerado la hibridación del parque con tecnología solar fotovoltaica como la mejor alternativa para su optimización, atendiendo a la “Adenda de Ampliación Seccionamiento 132 kV y SET 132/30 kV”, visada en 2021 y donde el promotor solicitaba la repotenciación del transformador y la implementación de dos nuevas celdas de línea en 30 kV, mencionando por primera vez la posibilidad de una futura hibridación con parques fotovoltaicos (Forestalia Renovables S.L. & Fernando Marco Serrano, 2020). Se ha querido expandir en esta idea y proponer diversas opciones para su ejecución, introduciendo brevemente, además, como afectaría al presente proyecto la incorporación de un sistema de almacenamiento (objeto de otro proyecto), al considerarse ambas integraciones esenciales para el futuro de la generación de electricidad mediante fuentes renovables.



Figura 10 - Hibridación eólica con solar fotovoltaica y almacenamiento (Iberdrola, 2021b)

2.3 OBJETIVOS

Los objetivos de este proyecto son los siguientes:

- Comprender el potencial de la hibridación de instalaciones de generación de electricidad en España

Siendo el sur de Europa una región capaz de aprovechar la anticorrelación de los potenciales eólicos y solares, estimándose en hasta un 70% más de disponibilidad de generación en caso de ejecutarse la hibridación (Bozonnat et al., 2014), este proceso innovador acelera la puesta en marcha de nuevas fuentes de generación primaria renovables de electricidad y ofrece una mejora en la estabilidad de la energía eléctrica suministrada.

- Proponer diferentes set-ups para el diseño de la planta fotovoltaica que hibridará el parque eólico “El Campillo”, escogiendo la óptima

Entendido el potencial de esta tecnología y el marco legislativo que la compone, se procederá a la hibridación del parque eólico “El Campillo”. Se buscará el diseño de planta óptimo, evaluando tanto la tecnología disponible como las limitaciones regulatorias impuestas sobre estos procesos. Además, la optimización de la planta se apoyará sobre una simulación que pretende otorgar datos de producción y pérdidas esperadas.

- Estudiar las sinergias procedentes de la hibridación a nivel económico

La hibridación del parque acercará el precio capturado a la unidad y permitirá el aprovechamiento de sinergias que reducirán el precio por MW instalado. Sin embargo, no deja de ser un proyecto de instalación de una planta de generación de electricidad, elevando los costes respecto a la inserción única de la planta eólica ya construida. Se empleará, por tanto, un modelo proyectado durante toda la vida útil de ambas instalaciones (considerando i) únicamente el parque eólico, y ii) la hibridación de este mismo parque con la planta solar fotovoltaica descrita en la presente memoria), a modo de poder comparar las métricas de rentabilidad económica comúnmente empleadas en la industria.

Capítulo 3. HIBRIDACIÓN EÓLICA CON SOLAR

FOTOVOLTAICA

3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

La hibridación se define como la integración de una planta eólica con diferentes tecnologías de generación renovable (módulos de generación renovable, fundamentalmente fotovoltaica), con o sin almacenamiento, caracterizado por tener una única subestación interna, un mismo punto de conexión a la red, y un sistema de control y monitorización común (Asociación Empresarial Eólica [AEE], 2019). En su “Propuesta Regulatoria para el Fomento de la Hibridación Eólica”, la AEE señala las siguientes potenciales ventajas de esta co-ubicación:

- Incremento del factor de capacidad del punto de acceso y conexión a la red como consecuencia de la complementariedad de las curvas de carga de las diferentes tecnologías.
- Reducción de inversiones en red, evitando, entre otros, la instalación y ejecución de nuevas subestaciones y líneas eléctricas.
- Una mayor garantía de potencia en el punto de conexión, que otorga más flexibilidad en los mercados de ajuste.
- Optimización de los procesos de Operación y Mantenimiento (O&M), así como una reducción de impacto sobre el terreno.
- Mejora en la estabilidad de la energía eléctrica suministrada y una disminución del coste de posibles restricciones en el caso de complementar la hibridación con almacenamiento, otorgando a la planta híbrida una eficaz capacidad de respuesta ante los requisitos del operador de red.

- Agilización de los plazos de conexión y puesta en marcha de nuevas plantas de generación renovable, contribuyendo positivamente al cumplimiento de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

En términos económicos, la hibridación de eólica con fotovoltaica también trae consigo una serie de reducciones en el coste total de la planta. Suponiendo la adhesión de una nueva planta solar a un parque eólico ya existente, un estudio realizado por la Australian Renewable Energy Agency determinó que el CAPEX del proyecto puede verse disminuido entre el 2% y el 13% (principalmente en las ramas de obra civil, desarrollo del proyecto, y en los equipos y redes eléctricas), mientras que el OPEX puede llegar a beneficiar de recortes de hasta el 16% (Australian Renewable Energy Agency, 2016).



Figura 11 – Primera planta fotovoltaica híbrida eólica y solar en España, Burgos (Iberdrola, 2023a)

3.1.1 POSICIONAMIENTO DEL TERRITORIO ESPAÑOL FRENTE A LA TECNOLOGÍA DE HIBRIDACIÓN

Europa ha sido calificada, según un estudio del MIT (Bozonnat et al., 2014), como una región en donde los potenciales eólicos y solares están anticorrelacionados en escalas de tiempo estacionales y mensuales, siendo más notorio este efecto en el sur de Europa al

estimarse una disponibilidad de generación de energía de hasta un 70% mayor en caso de ejecutarse la hibridación. Además, este mismo estudio señala que la zona del Mediterráneo es en donde existe la menor posibilidad de nula-generación de energía, existiendo en la mayoría de los casos una fuente alternativa en las inmediaciones en caso de malfuncionamiento o parada del sistema.

3.2 MARCO LEGISLATIVO ESPAÑOL

3.2.1 HIBRIDACIÓN

A continuación, se señala el marco jurídico y legislativo alrededor de la hibridación de instalaciones de generación de electricidad en España.

- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE-A-2000-24019)
 - **Disposición Adicional Decimocuarta.** Consideración de una misma instalación de generación a efectos de los permisos de acceso y conexión.
 - **Anexo II.** Criterios para considerar que una instalación de generación de electricidad es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión concedidos o solicitados.

Los criterios marcados son la nula modificación de la tecnología de generación, entre los que se indican la conservación del carácter síncrono o asíncrono de la instalación y la obligación de pertenencia de las tecnologías híbridadas a la misma categoría (el Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, engloba en la “Categoría b” a las energías renovables no fósiles), mientras que la adición de elementos de almacenamiento de energía no se considera como una modificación de la tecnología de la instalación. Además, la capacidad de acceso solicitada no deberá incrementarse en más de un 5% del permiso de acceso original y, a nivel geográfico, el centro geométrico de ambas instalaciones debe encontrarse dentro de un radio máximo de 10.000 metros.

- **Real Decreto 1183/2020**, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (BOE-A-2020-17278)

Las implicaciones de una hibridación se recogen en los siguientes artículos, diferenciando entre dos casuísticas:

- **Artículo 27.** Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y de conexión concedidos.
- **Artículo 28.** Hibridación de instalaciones de generación de electricidad sin permisos de acceso y de conexión concedidos.

Como se estudiará más adelante (Capítulo 5.1.1), la hibridación tratada en este proyecto se sitúa en el marco del artículo 27. A tales efectos, según lo expuesto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, un proceso de hibridación implicará la posibilidad de uso del mismo punto de conexión y capacidad de acceso ya concedida para la evacuación de energía, siempre y cuando la nueva instalación no comprometa el cumplimiento de los hitos establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio. Sin embargo, para mantener la vigencia del permiso de acceso, la hibridación debe respetar, entre otros, que la potencia instalada de la tecnología que ya tiene otorgados los permisos de acceso y de conexión en ningún caso sea, durante toda la vida de la instalación, inferior al 40% de la capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso.

3.2.2 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE-A-2014-6123)
 - **Artículo 3.** Potencia instalada.

Habiéndose modificado dicho artículo con la entrada en vigor del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, la potencia instalada de una instalación fotovoltaica queda definida

como la menor de entre la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos, o la suma de las potencias de los inversores, que configuran dicha instalación.

3.2.3 IMPACTO AMBIENTAL Y CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

Se detalla a continuación el marco legislativo español en torno a las limitaciones ambientales de una instalación de generación de energía eléctrica, considerándose tanto a nivel nacional como específico de la Comunidad Autónoma de Aragón (objeto de estudio de este proyecto).

- **Ley 21/2013**, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. (BOE-A-2013-12913)
- **Ley 11/2014**, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón. (BOE-A-2015-186)
- **Ley 6/2023**, de 23 de febrero, de protección y modernización de la agricultura social y familiar y del patrimonio agrario de Aragón. (BOE-A-2023-7735)
- **Decreto 13/2021**, de 25 de enero, del Gobierno de Aragón, por el que se declaran las Zonas de Especial Conservación en Aragón, y se aprueban los planes básicos de gestión y conservación de las Zonas de Especial Conservación y de las Zonas de Especial Protección para las Aves de la Red Natura 2000 en Aragón. (BOA-2021)

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

4.1 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Las instalaciones solares fotovoltaicas se diferencian en dos categorías principales según su finalidad, distinguiendo entre aquellas con aplicaciones autónomas y aquellas con aplicaciones conectadas a la red. Mientras que en la primera categoría residen proyectos como las telecomunicaciones, la señalización y el alumbrado público o la electrificación de zonas rurales y aisladas (entre otros), en la segunda clasificación, con un propósito de directo vertimiento de la energía generada a la red eléctrica, se encuentran tanto las centrales fotovoltaicas y huertos solares como los edificios fotovoltaicos. Con lo expuesto anteriormente, se explicarán los elementos que constituyen una planta solar fotovoltaica.

4.1.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

El elemento primordial de este tipo de instalaciones, responsable de la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, son las células fotovoltaicas, comúnmente agrupadas en módulos fotovoltaicos (tradicionalmente conocidos como paneles solares). Estas células se componen de dos semiconductores con cargas opuestas, denominados semiconductor N (carga negativa) y semiconductor P (carga positiva), que a su vez están separados por una junta neutra. Para lograr la neutralización de cargas requerida en el efecto fotoeléctrico, el semiconductor N es dotado de un exceso de electrones (modificación de la estructura cristalina del silicio), mientras que la capa positiva presenta estabilidad inicial al carecer de un electrón. En la unión de ambos semiconductores se alcanza la neutralidad de cargas que, al ser expuesta a la radiación solar en forma de luz (fotones), reacciona con la liberación de electrones y el consecuente aumento de potencial entre ambas capas. Este proceso, conocido como efecto fotoeléctrico, produce en un circuito cerrado una corriente eléctrica, completando el proceso de transformación del recurso solar en energía eléctrica. (Iberdrola, 2024)

En la actualidad se emplean principalmente tres tipos de células fotovoltaicas, todas elaboradas a partir del silicio (material semiconductor en abundancia y de reducido coste).

4.1.1.1 Célula fotovoltaica de silicio monocristalino

Obtenida a partir de un único cristal de silicio puro fundido, dopado con boro, este tipo de célula presenta el rendimiento más elevado de las tres alternativas presentes (entre un 15% y un 18%). Su lenta fabricación permite la creación de una estructura cristalina ordenada y de gran pureza, produciendo células solares circulares o semi-cuadradas de un característico color azul oscuro uniforme. Además, consecuentemente, su precio es el más alto.

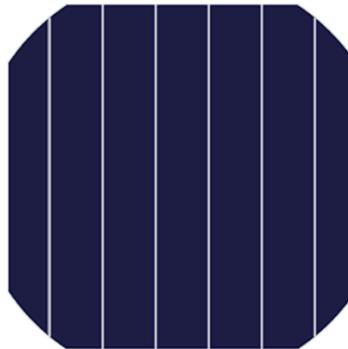


Figura 12 - Célula fotovoltaica de silicio monocristalino (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b)

4.1.1.2 Célula fotovoltaica de silicio policristalino

Disminuyendo el número de fases de cristalización en el proceso de fabricación anterior, se obtiene la célula fotovoltaica de silicio policristalino. Presenta un rendimiento del 12% al 14% y una superficie estructurada en cristales con distintas tonalidades azules. Sin embargo, sometido a un proceso de fabricación más sencillo, este es incapaz de eliminar las impurezas del material, impactando sobre su rendimiento y su precio (más barato que las células de silicio monocristalino).

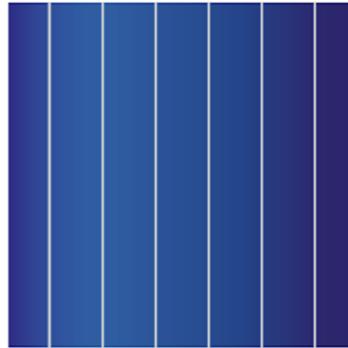


Figura 13 - Célula fotovoltaica de silicio policristalino (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b)

4.1.1.3 Célula fotovoltaica de silicio amorfo

Este tipo de célula presenta el rendimiento más bajo (inferior al 10%). Su fabricación se realiza mediante el depósito del silicio, en forma de lámina delgada, sobre un sustrato como vidrio, metal o plástico, resultando en una estructura cristalina desordenada y reduciendo con ello su coste y durabilidad.



Figura 14 - Célula fotovoltaica de silicio amorfo (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024b)

Siendo, para los tres tipos de células descritas, el diferencial de potencial creado en la junta neutra de cada celda considerablemente pequeño (efecto fotovoltaico), estas se agrupan en módulos fotovoltaicos para lograr un mejor rendimiento en conjunto. Su conexionado se realiza tanto en serie como en paralelo, según se desee aumentar el voltaje o la intensidad de corriente de la agrupación, respectivamente. Hoy en día, el esquema de conexión óptimo

resulta de la combinación de ambos, creándose inicialmente varias cadenas de células en serie que posteriormente se entrelazan en paralelo.

4.1.2 PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

La agrupación de diversas células fotovoltaicas conforma la parte fundamental de un panel solar. Estas se fijan tanto al respaldo (capa posterior del panel) como al vidrio frontal (comúnmente templado o laminado) mediante EVA (Etileno Vinil Acetato). Este material termoplástico actúa como capa adhesiva y proporciona, además, protección y aislamiento térmico y eléctrico a las células. Por su parte, ambas capas externas son duraderas y resistentes, actuando, junto al marco de típicamente aluminio anodizado (aporta ligereza y durabilidad), como soporte y protección frente a los elementos externos. Finalmente, se complementa el montaje con una caja que alberga el conexionado de las células. (Iberdrola, 2021a)



Figura 15 - Componentes de un módulo fotovoltaico (Artesa, 2023)

4.1.2.1 Estructura

Los paneles solares se montan sobre una estructura que garantiza su adecuada sujeción, orientación e inclinación. Por sus características, se diferencia entre estructuras fijas y estructuras móviles.

Por un lado, las estructuras fijas proporcionan a los módulos una inclinación estable (inmóvil), previamente definida según la latitud de la región geográfica a trabajar. Estas

estructuras, menos costosas y de mayor sencillez, son una alternativa fiable y accesible para la instalación de una planta solar fotovoltaica. Por otro lado, las estructuras móviles o seguidoras permiten un aumento de la eficiencia al continuamente ajustar la posición de los módulos según la trayectoria del sol, logrando un incremento de la incidencia de la radiación solar. Montadas sobre uno o dos ejes móviles, se alcanzan producciones de energía de entre el 20% y el 40% superiores a aquellas con estructura fija, justificando por tanto su elevado coste de instalación y complejo mantenimiento. (Autosolar Energía y Servicios S.L.U., 2024a)

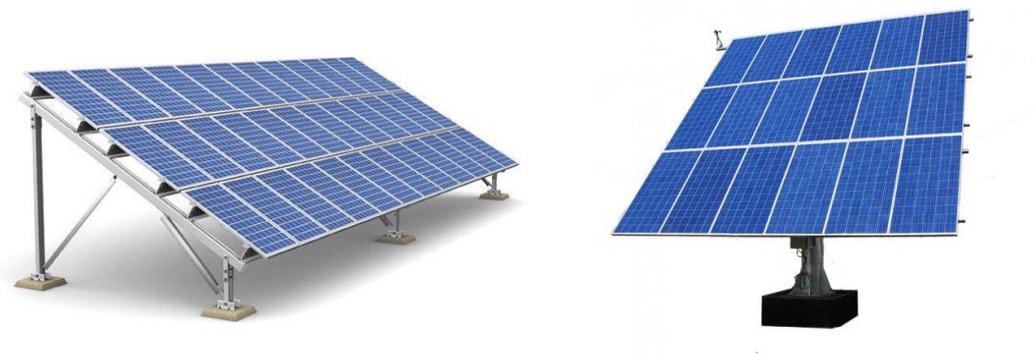


Figura 16 - Estructura de panel solar fija (izquierda) y móvil (derecha), (Solarix, 2022) & (Xiamen Jesfer Industry & Trade Co., 2024)

4.1.2.2 Avances tecnológicos

La reciente utilización de paneles solares bifaciales, frente al tradicional panel monofacial, permite dotar a la producción de hasta un 30% de potencia adicional. Estos, a diferencia de su antecesor que únicamente es capaz de captar la radiación solar desde una de sus caras, emplea tanto la cara delantera como la trasera para lograr una ganancia adicional de radiación, aprovechando la luz reflejada y el albedo de suelo (radio de luz reflejada en la superficie con respecto a la radiación incidente). (Iberdrola, 2023b)

4.1.3 INVERSOR

El inversor permite la transformación de la corriente continua (DC) proveniente de las células fotovoltaicas en corriente alterna (AC), empleada en la red eléctrica. Se posiciona,

por tanto, como un elemento fundamental de las instalaciones fotovoltaicas de generación de energía eléctrica conectadas a la red. Este dispositivo electrónico, encargado tanto de la conversión de la corriente como de la sincronización de la onda eléctrica con aquella de la red, garantiza la calidad del suministro eléctrico de la instalación.

A nivel de instalación, en la actualidad se emplean dos tipos de inversores: inversores de cadena (string) e inversores centrales. El primero de ellos, más propio de instalaciones pequeñas y medianas, se conecta directamente a las diversas líneas de paneles solares. Además, comúnmente viene equipado con tecnología MPPT (Maximum Power Point Tracking) capaz de maximizar el rendimiento de cada serie de paneles individualmente. Presentan, también, unos costes iniciales de instalación reducidos y su manejo y distribución, sostenido sobre el principio de modularidad, es sencillo y escalable. Sin embargo, en grandes instalaciones, pueden derivar en mayores pérdidas de energía y en una disminución de la eficiencia del conjunto. En su lugar, los inversores centrales, a pesar de su elevado coste inicial, optimizan su potencial en instalaciones de gran tamaño. Capaz de conectarse a todos los módulos fotovoltaicos en paralelo, este inversor logra una mayor eficiencia y una reducción de las pérdidas energéticas. Además, al tratarse de una única instalación, aunque por un lado está sujeto a un único punto de fallo, su mantenimiento es más sencillo y presenta una vida útil más longeva que los modelos en string. (SolarPlak, 2023)



Figura 17 - Inversor solar en cadena (izquierda) y central (derecha) (Ase Renovables S.L., 2021)

4.1.4 TRANSFORMADOR

El transformador permite la adaptación de la electricidad generada por los módulos (y previo paso por el inversor) a las características requeridas por la red eléctrica. Entre otros, es capaz de elevar/disminuir la tensión según las especificaciones de diseño (en el presente proyecto se trabajará con un transformador elevador) suponiendo, por tanto, una reducción significativa de las pérdidas del circuito.

4.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento energético se presenta como una de las claves para la descarbonización de la industria de generación de energía. Hasta ahora, la demanda marcaba la generación de energía en cada momento. Sin embargo, con la introducción de las fuentes de energía renovables, dicha flexibilidad de generación se ha visto ampliamente mermada. Los sistemas de almacenamiento de energía, por tanto, al integrarse con fuentes de generación renovables, permiten flexibilizar su producción y dotan de mayor eficiencia y seguridad al sistema eléctrico.

A nivel de almacenamiento en redes y en activos de generación, operando comúnmente en escalas de MW (objeto de este proyecto), las tecnologías de almacenamiento empleadas actualmente se listan a continuación:

- Pilas y baterías (almacenamiento electroquímico).
- Condensadores y superconductores (almacenamiento eléctrico).
- Volantes de inercia (almacenamiento mecánico).

Los volantes son un sistema de almacenamiento de energía cinética que funciona a través de la aceleración y posterior frenado de un cilindro giratorio a gran velocidad, debido al par proporcionado por un motor eléctrico. A nivel económico, su elevado coste lo descarta para la instalación en esta tipología de proyectos. Por su parte, las baterías de flujo, basado en el almacenaje separado de los electrolitos líquidos dentro de la propia batería, presentan su principal ventaja competitiva en el almacenamiento de larga durabilidad. Sin embargo,

mientras que estas resultan una alternativa atractiva para plantas solares fotovoltaicas (nula generación en los periodos de noche), la hibridación con una instalación eólica permite la continua generación reduciendo la conveniencia de aplicación de este método en el proyecto. (Enel Green Power, 2023a)

Las baterías de iones de litio se posicionan como la tecnología de almacenamiento energético del futuro. A pesar de su actual elevado coste inicial, el cual ya se ha visto reducido en un 85% respecto a su precio en 2010 y se ha pronosticado que continuará disminuyendo para el año 2030 hasta reducirse en un 50% más (BloombergNEF, 2023), esta tecnología presenta una alta eficiencia dado el elevado potencial electroquímico del litio. Entre otros, su modularidad, su alta densidad de energía o su alta eficiencia de carga y descarga (superior al 90% por módulo), hacen de las baterías de iones de litio una alternativa competitiva a considerar en este proyecto. (Enel Green Power, 2023b)



Figura 18 - Batería ion-litio en instalación solar fotovoltaica (Iberdrola, 2021c)

Capítulo 5. PARQUE EÓLICO “EL CAMPILLO”

El parque eólico “El Campillo” es un proyecto de generación de energía renovable impulsado por el promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L., como parte del grupo FORESTALIA. Situado en los Términos Municipales de Zaragoza y María de la Huerva, en la provincia de Zaragoza, el proyecto nace como una forma de potenciar el uso de energías limpias y de explotar los recursos naturales que ofrece esta localidad, trayendo consigo además una mejora económica en el municipio. Entre otros, se estima que este proyecto evitará la emisión de más de 30 mil toneladas de CO₂ anuales. El parque, actualmente en fase de construcción (2023), consta de ocho aerogeneradores modelo Cypress 158 - 50/60Hz (GE 6.1-158 96m HH) del fabricante GE Renewable Energy, de los cuales siete tienen una potencia unitaria de 6.100 kW, mientras que uno cuenta con una potencia unitaria de 6.000 kW. En conjunto, la totalidad del parque cuenta con una potencia instalada de 48,7 MW, habiéndose estimado, por tanto, una producción de energía neta de 156.008,95 MWh/año.



Figura 19 - Parque eólico en construcción del promotor FORESTALIA (Forestalia Renovables S.L., 2024)

5.1 HISTÓRICO

A continuación, se exponen los hitos más relevantes del parque eólico “El Campillo”, según los antecedentes definidos en la “Memoria del Proyecto Modificado III” para dicho parque, fechado en junio de 2022 (Forestalia Renovables S.L., 2022).

- ENERGÍAS EÓLICAS Y ECOLÓGICAS 59 S.L. inició la promoción del Parque Eólico “El Campillo” en el Término municipal de Zaragoza, el cual fue admitido a trámite por la Dirección General de Energía y Minas el 27 de junio de 2017.
- En fecha 13 de junio de 2018, se transmite la titularidad del proyecto a ENERGÍAS RENOVABLES DE REDUX, S.L., del grupo Forestalia.
- El proyecto, inicialmente con 13 posiciones del aerogenerador GE130-3.8., se somete a información pública en el Boletín Oficial de Aragón el 31 de enero de 2019. Tras su valoración ambiental, se reajusta a una propuesta de 9 posiciones del modelo GE158-5.3, de las cuales únicamente 6 posiciones obtienen una resolución favorable de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) a fecha 27 de noviembre de 2020.
- En fecha 17 de junio de 2021, se otorga al proyecto administración previa y de construcción, autorizando 6 aerogeneradores de 5,3 MW.
- En fecha 15 de noviembre de 2021, el promotor solicita la modificación de la Autorización Administrativa detallando una repotenciación de los aerogeneradores autorizados (alcanzando 6,1 MW), una adaptación del transformador para abarcar una posible hibridación y la reubicación de las 3 posiciones restantes (posteriormente, en fecha 17 de febrero de 2022, el promotor elimina una de esas tres posiciones reubicadas).
- En fecha 11 de abril de 2022, INAGA resuelve favorablemente la DIA para las 8 posiciones finales.
- Tras la solicitud de una última repotenciación de los aerogeneradores autorizados a 1 de junio de 2022, la potencia total del parque eólico resulta de 48,7 MW.

Esta situación impide alcanzar la potencia otorgada en acceso para este parque, 50 MW.

5.1.1 HIBRIDACIÓN A POSTERIORI

El parque eólico “El Campillo” se encuentra actualmente en fase de construcción, por lo que no ha recibido aún la autorización de explotación (prevista para la segunda mitad del año 2024). Con el fin de no comprometer los plazos de la madre, se va a asumir la construcción de la planta solar fotovoltaica a hibridar a posteriori, una vez obtenida la autorización de explotación del proyecto eólico.

Esto enmarca al proyecto de hibridación en el marco legislativo del artículo 27 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

5.2 EMPLAZAMIENTO

El parque eólico “El Campillo” se sitúa en la Comunidad Autónoma de Aragón, en la provincia de Zaragoza, entre los Términos Municipales de Zaragoza y María de la Huerva (a aproximadamente 7km de la ciudad de Zaragoza).



Figura 20 - Poligonal del PE El Campillo (Google Earth, 2024)

5.2.1 CARACTERIZACIÓN DEL TERRENO

Situado en la cuenca hidrográfica del Ebro, en la que se considera como la parte central de la Depresión Terciaria del Ebro (Ayuntamiento de Zaragoza, 1999), el emplazamiento sufre de la caracterización ambiental propia de esta región. Entre otros, climatológicamente se ajusta a un clima mediterráneo continental semidesértico, y presenta una vegetación perteneciente a la “Serie 29: serie mesomediterránea aragonesa semiárida de *Quercus coccifera* o coscoja” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

5.3 *TECNOLOGÍA DEL PARQUE*

5.3.1 AEROGENERADORES

“El Campillo” cuenta con tecnología eólica puntera. Tras una primera aprobación del proyecto con aerogeneradores de 5,3 MW de potencia unitaria, la repotenciación concedida en 2022 dota actualmente al parque con 7 aerogeneradores de 6,1 MW de potencia unitaria y 1 aerogenerador de 6 MW, sumando un total de 48,7 MW instalados. Las características del aerogenerador Cypress 158 – 50/60 Hz (modelo empleado en el parque) se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1 - Características del aerogenerador Cypress 158 – 50/60Hz (Forestalia Renovables S.L., 2022)

AEROGENERADOR (GE 6.1-158 96m HH)

Potencia unitaria (KW)	6100
Tensión de generación (V)	690
Frecuencia de red (Hz)	50
Altura de Buje (m)	96
Diámetro de Rotor (m)	158
Palas	Fibra de vidrio reforzada con poliéster
Número de palas	3
Longitud palas (m)	77,4

5.3.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA (SET) Y EVACUACIÓN

La subestación eléctrica transformadora (SET) “El Campillo” se encuentra en el polígono 5, parcela 105, de Zaragoza. Se trata de una subestación elevadora de 60 MVA de potencia, cuyo transformador posee una tensión primaria de 30 kV y secundaria de 132 kV (30/132 kV). El punto de entrega de energía a la red es la línea aérea de alta tensión 132 kV “Plaza-Ecociudad”, perteneciente al grupo E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES.



Figura 21 - Ubicación SET "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

La evacuación de energía del parque se realiza a través de una Línea Subterránea de 30 kV que interconecta todos los aerogeneradores con el Centro de Seccionamiento “El Campillo” (situado en el interior del parque). Desde este punto de partida, otra Línea Subterránea de media tensión 30 kV (de 8227 m de longitud) le conecta con la subestación P.E. “El Campillo”.

Capítulo 6. DISEÑO DE LA PLANTA

El parque eólico “El Campillo”, con una potencia de 48,7 MW instalados, no cubre la totalidad de la potencia de acceso otorgada al promotor (50 MW). Por ello, la hibridación más lógica, a priori, se llevará a cabo para cubrir la totalidad de la potencia concedida. Este razonamiento implicaría la construcción de una planta solar fotovoltaica a hibridar de 1,3 MW de potencia instalada ($48,7 \text{ MW} + 1,3 \text{ MW} = 50 \text{ MW}$).

6.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Previo a la selección del emplazamiento óptimo para la planta solar fotovoltaica a hibridar al PE “El Campillo”, se han de considerar las principales limitaciones a nivel regulatorio, urbanístico, orográfico y medioambiental.

6.1.1 LIMITACIONES REGULATORIAS

Según lo expuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a nivel geográfico, el centro geométrico de ambas instalaciones debe encontrarse dentro de un radio máximo de 10.000 metros.

Para el cálculo del centro geométrico del emplazamiento del parque, al ser este una poligonal irregular, se ha dividido en figuras geométricas más sencillas (triángulos, empleando el vértice 5 como vértice común), cuyo centroide se puede calcular aritméticamente como la suma de las coordenadas de sus tres vértices dividido entre tres.

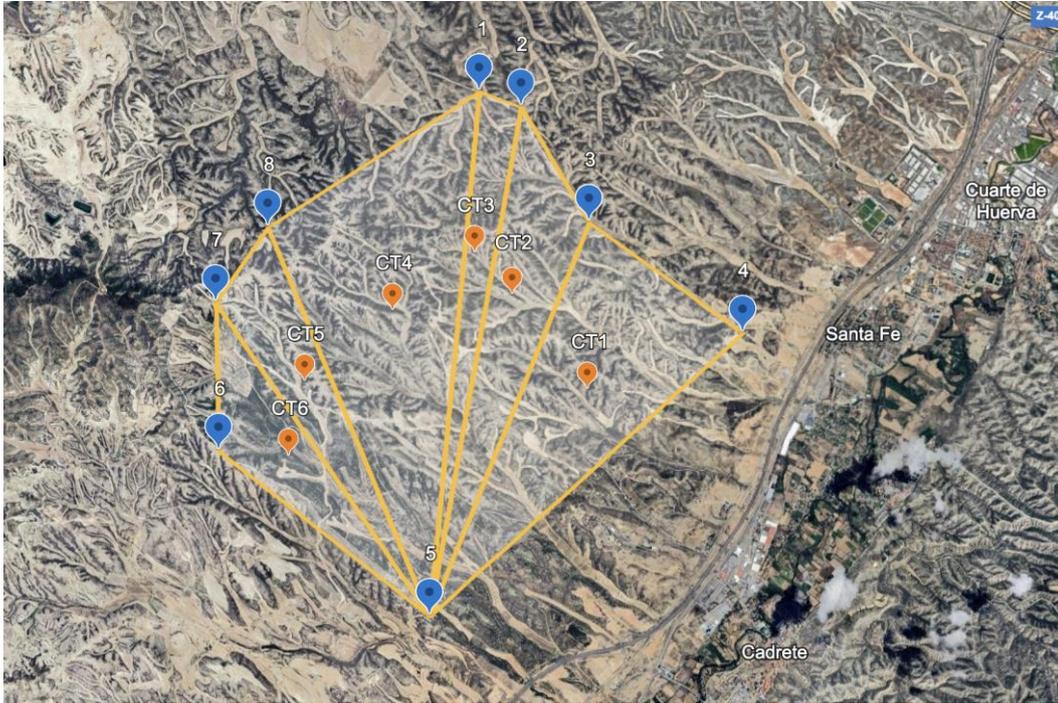


Figura 22 - Poligonal de El Campillo dividida en figuras geométricas simples (Google Earth, 2024)

Posteriormente, teniendo en cuenta el área de cada uno de los triángulos, se ha calculado la posición del centroide de la poligonal completa mediante la siguiente expresión,

Ecuación 1 - Coordenadas X e Y del centroide de un polígono

$$x_c = \frac{\sum x_{ci} \cdot A_i}{A_{Total}} \quad y_c = \frac{\sum y_{ci} \cdot A_i}{A_{Total}}$$

donde,

Tabla 2 - Coordenadas del centro geométrico de la poligonal de El Campillo (Elaboración propia)

TRIÁNGULOS	COORDENADAS UTM, HUSO 30 ETRS89		ÁREA, ha
	X	Y	
CT1	668095	4605016	391,50
CT2	667337	4605753	225,72
CT3	666962	4606181	112,64
CT4	666131	4605760	517,93
CT5	665275	4605034	159,72
CT6	665131	4604288	151,91
Centro Geométrico	666674	4605385	

Obteniéndose así el centroide de la poligonal del parque.

Finalmente, se ha establecido el perímetro marcado por la normativa, con un radio de 10.000 metros, donde se puede ubicar el centro geométrico de la planta solar fotovoltaica a hibridar.

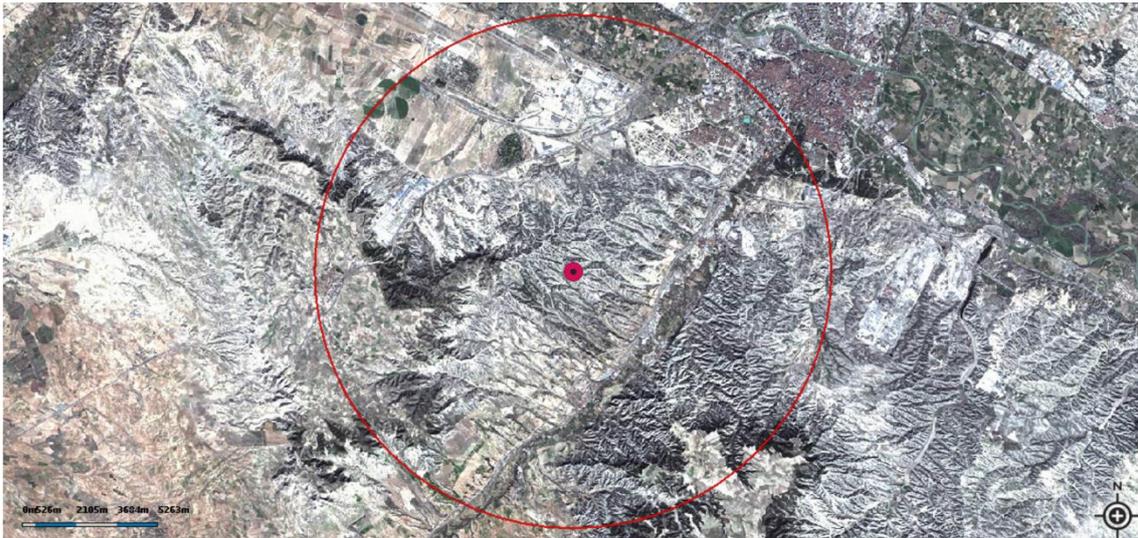


Figura 23 - Centroide de la poligonal con radio de 10.000m (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

6.1.2 LIMITACIONES URBANÍSTICAS

Tras la aprobación con carácter inicial de la modificación aislada número 214 del Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) el 30 de noviembre de 2023, el Ayuntamiento de Zaragoza pretende prohibir la instalación de plantas solares y parques eólicos en suelo productivo de regadío de la ciudad. Concretamente, se denegará dicha instalación en los terrenos de regadío con protección de huerta honda, los de regadío alto tradicional y los de transición del tramo urbano del Ebro, delimitando así un total de 96.906.849 m² en la huerta zaragozana (Zaragoza Noticias, 2023). Por tanto, estas instalaciones quedan sujetas a suelo no urbanizable de secano tradicional.

El Ayuntamiento de Zaragoza presenta la siguiente clasificación del suelo del municipio.

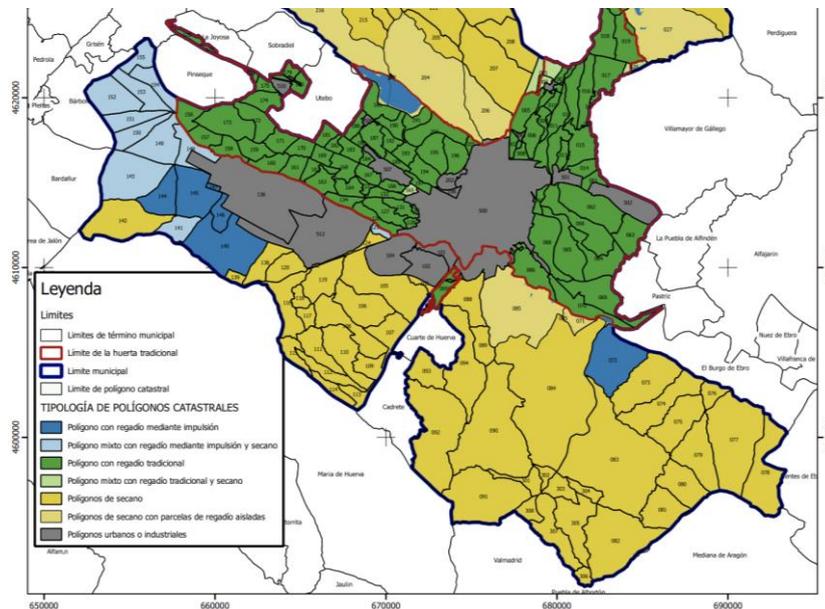


Figura 24 - Tipología de los polígonos catastrales del municipio de Zaragoza (HUERTAS LIFE Km0 & Ayuntamiento de Zaragoza, 2014)

6.1.3 LIMITACIONES OROGRÁFICAS

La instalación de una planta fotovoltaica requiere una inclinación del terreno inferior al 10%. A continuación, se presentan las pendientes de la región cercana al emplazamiento actual del parque eólico.

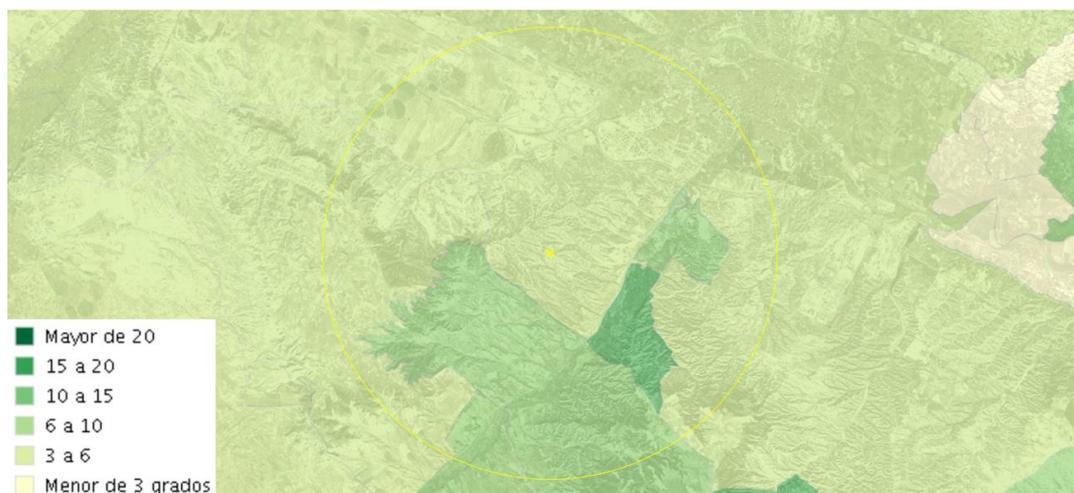


Figura 25 - Mapa orográfico de la zona del emplazamiento (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

6.1.4 LIMITACIONES MEDIOAMBIENTALES

De acuerdo con el Decreto 13/2021, de 25 de enero, del Gobierno de Aragón, se establecen en la Comunidad Autónoma las delimitaciones de los espacios naturales protegidos de la Unión Europea bajo el nombre de Red Natura 2000. Estas regiones están conformadas por ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves) y ZEC (Zonas de Especial Conservación), suponiendo una política común en materia de conservación de aves silvestres y conservación de los hábitats naturales, la fauna y la flora silvestres, respectivamente.

Mientras que en la actualidad el 27,35% del territorio nacional está protegido por la Red Natura 2000, Aragón aporta a esta red 48 áreas ZEPA y 156 áreas declaradas ZEC, sumando un total de 13.612 kilómetros cuadrados de espacio protegido (Gobierno de Aragón, 2023a).

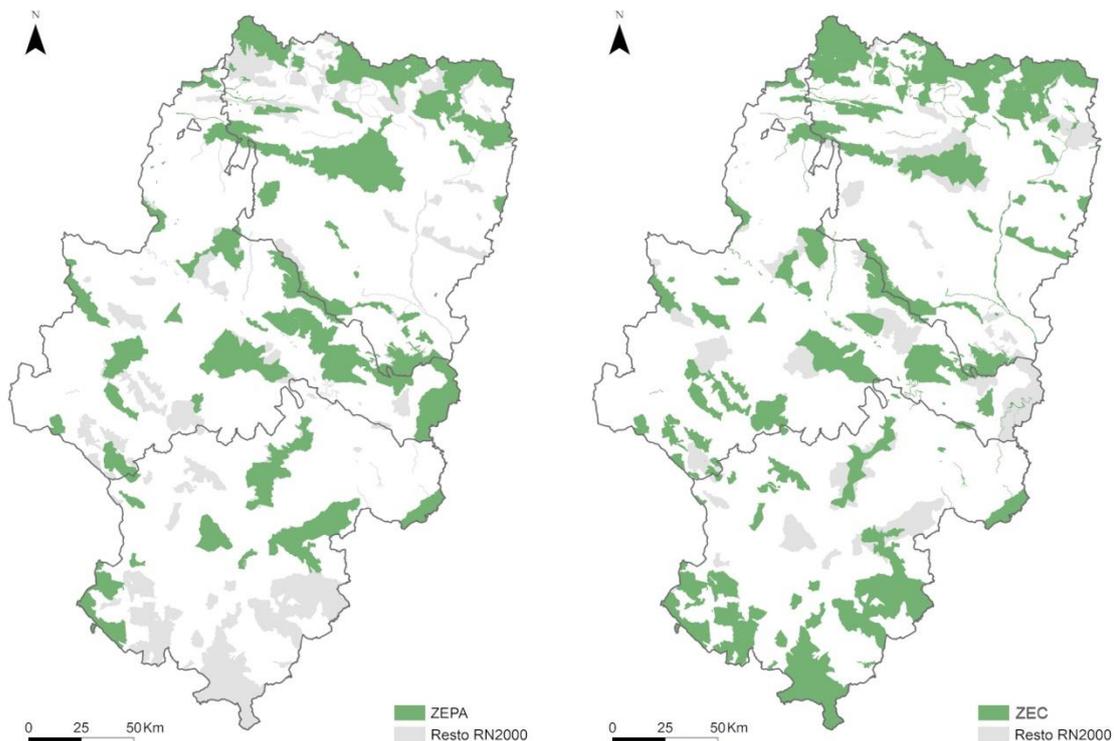


Figura 26 - Mapa de ZEPA y ZEC en Aragón (Gobierno de Aragón, 2023c, 2023b)

A través del Visor IDEARAGON, aplicación del Gobierno de Aragón que permite la visualización de los distintos planes de gestión de la Red Natura 2000 en la provincia, se han detectado los siguientes espacios protegidos cercanos al emplazamiento del parque.

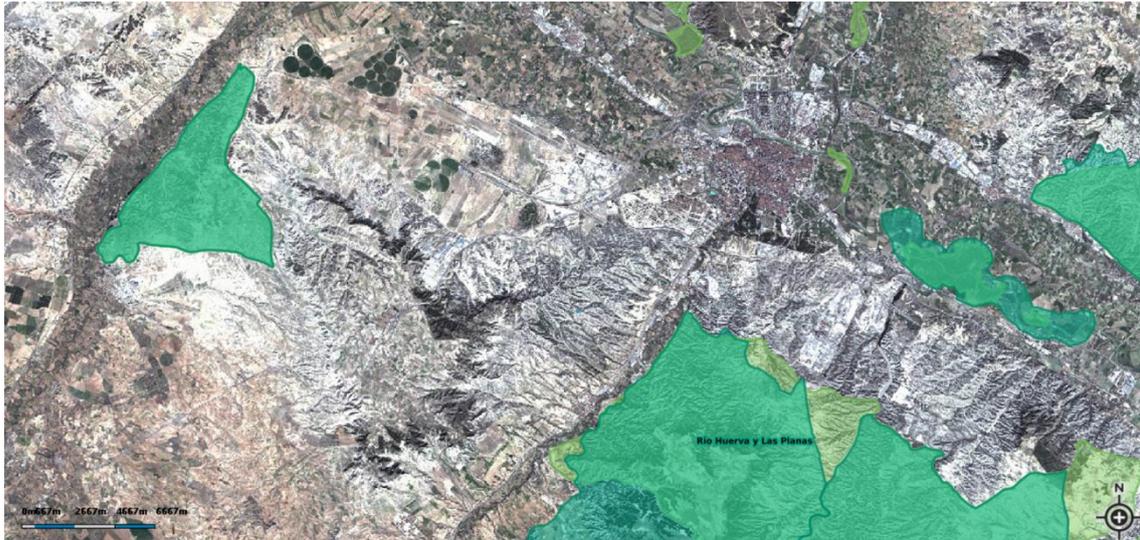


Figura 27 - Espacios ZEPA y ENP cercanos a El Campillo (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

Espacios ZEPA cercanos a El Campillo:

- ES0000136; Estepas de Belchite – El Planerón – La Lomaza
- ES0000138; Galachos de la Alfranca de Pastriz, La Cartuja y El Burgo del Ebro
- ES0000180; Estepas de Monegrillo y Pina
- ES0000300; Río de Huerva y Las Planas

Espacios LIC/ZEC cercanos a El Campillo:

- ES2430083; Montes de Alfajarín y Saso de Osera
- ES2430090; Dehesa de Rueda – Montolar
- ES2430091; Planas y Estepas de La Margen derecha del Ebro
- ES2430152; Reserva Natural de los Galachos de la Alfranca de Pastriz, La Cartuja y El Burgo del Ebro

6.1.5 OTRAS LIMITACIONES

Con motivo del uso del terreno disponible, se han considerado también las distintas instalaciones de generación de energía cercanas al emplazamiento del parque, tanto actualmente en funcionamiento como aquellas con autorización previa, admitidos a trámite, o con autorización de construcción a marzo de 2024. A continuación, se señalan los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas que se ajustan a los criterios expuestos.



Figura 28 - Instalaciones de generación de energía próximas a El Campillo (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

6.1.6 EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO

Se van a considerar los siguientes puntos:

- El recurso solar dentro del perímetro regulatorio (radio de 10.000 m con respecto al PE) es bastante homogéneo. Se profundizará en este aspecto en el Capítulo 6.2.1.
- Una instalación fotovoltaica de 1,3 MW requiere de un espacio inferior a los 10.000 m².

Además, en un proyecto de hibridación, al tratarse de una actualización del permiso de acceso y conexión a la subestación con permisos ya otorgados (la SET “El Campillo” del PE

“El Campillo”), una de sus principales ventajas es la minimización de la evacuación de la planta a hibridar. Por ello, se va a buscar potenciar, en todo momento, dicho punto favorable.

Trazando un perímetro circular de 1.000 m, 2.000 m y 3.000 m respectivamente alrededor de la SET “El Campillo” (Figura 29), se observa cómo, mientras que la zona norte está afectada por el propio centro urbanístico de la ciudad de Zaragoza, el resto de las afecciones a nivel de infraestructura son los parques fotovoltaicos con autorización de construcción “Plaza II” y “PFV El Palomar”.

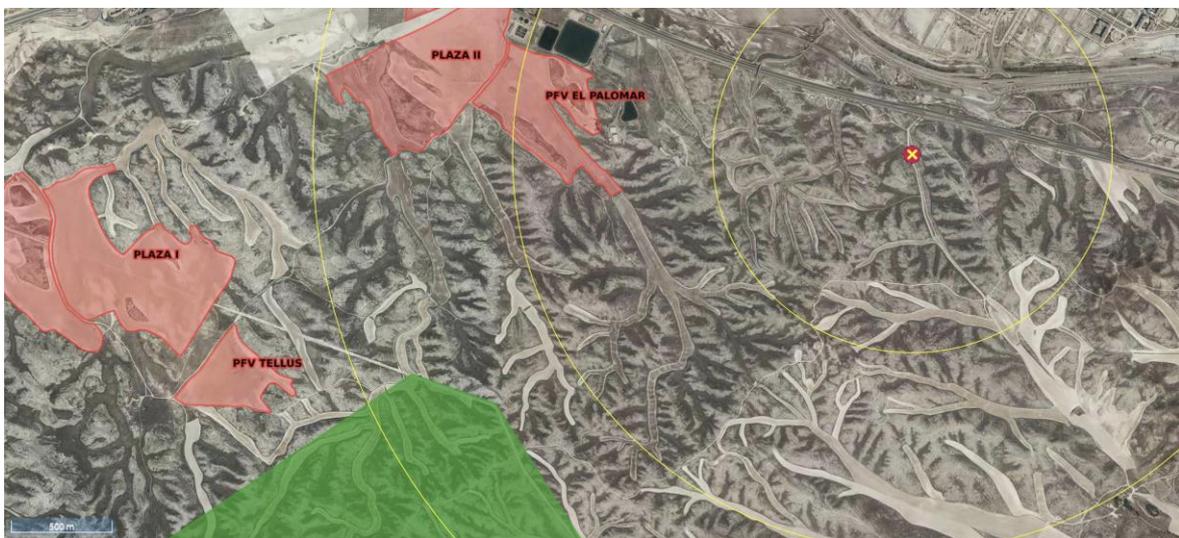


Figura 29 - Perímetros circulares entorno a la SET "El Campillo" (Instituto Geográfico de Aragón, 2024)

Además, dada las características orográficas de la región, con pendientes que superan el 15%, la adecuación del terreno a una pendiente menor del 10% para facilitar la instalación fotovoltaica restringe ampliamente las opciones de emplazamiento. Sin embargo, un punto positivo de esta localidad es que, tal y como se estudió en el Capítulo 6.1.2, el uso del suelo se ha categorizado como “Polígono de secano”. Por ello, y siguiendo la tendencia de otras plantas fotovoltaicas tramitadas en la región, se va a proceder a la instalación en suelo de uso SIGPAC “TA – Tierras Arables”. La imposibilidad orográfica de seleccionar un suelo de clasificación “MT – Matorral”, sumado a un uso TA con un coeficiente de regadío de 0, hacen de este suelo el único emplazamiento viable para instalaciones solares fotovoltaicas en esta localidad.

Por todo lo anterior, se ha escogido el Recinto 1 de la Parcela 48 del Polígono 105, situado en el Municipio 900 – Zaragoza de la Provincia 50 – Zaragoza (Referencia catastral: 50900A105000480000GI).



Figura 30 - Emplazamiento escogido. Ref. catastral: 50900A105000480000GI (marcado en azul) (Ministerio de Agricultura, 2024b)

Dicho recinto, de uso SIGPAC “TA – Tierras Arables” pero con un coeficiente de regadío de 0, tiene una superficie de 4,4330 hectáreas y una pendiente del 7,90%. Además, se sitúa a una altitud de 307 m y la separación con la SET “El Campillo” es de aproximadamente 1.000 m (Ministerio de Agricultura, 2024a).

6.2 AJUSTE DE POTENCIA

6.2.1 RECURSO SOLAR DEL EMPLAZAMIENTO

Como se mencionó anteriormente, el recurso solar de la región central de la Comunidad Autónoma de Aragón es muy homogéneo. Concretamente, se estima que el 44% del territorio aragonés presenta los mismos valores de radiación solar.

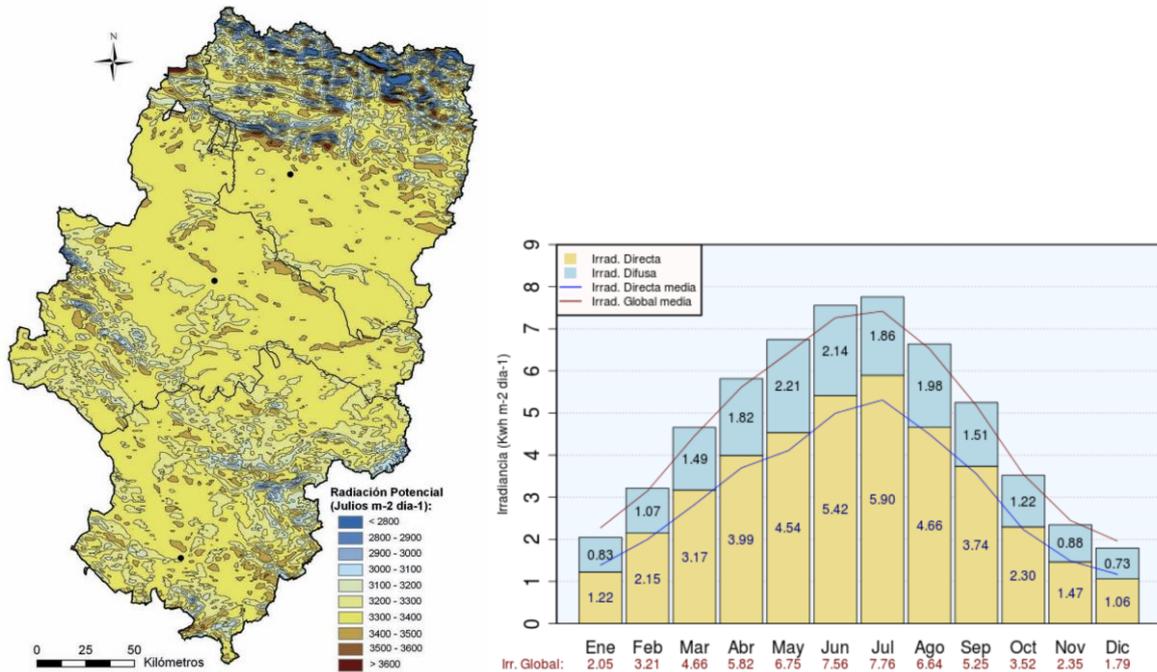


Figura 31 – (Izq.) Radiación potencial en la Comunidad Autónoma de Aragón (Gobierno de Aragón, 2019)

Figura 32 – (Der.) Irradiación de la Provincia de Zaragoza (Agencia Estatal de Meteorología, 2012)

Por ello, al no existir apenas variación en los niveles de radiación de los polígonos contenidos dentro del perímetro regulatorio para la hibridación, este no ha sido un factor influyente en la elección del emplazamiento.

Para las coordenadas concretas del emplazamiento seleccionado (X: 670588,22 Y: 4608908,94; coordenadas UTM, HUSO 30 ETRS89), se va a estudiar el recurso solar mediante el software PVGIS 5.2 (European Commission, 2024). Dicha simulación presenta unas temperaturas medias anuales de alrededor de 25,6 °C en el mes más caluroso (julio) y 6,3 °C en el mes más frío (enero), oscilando por tanto la variación de temperatura anual en un margen inferior a los 20 °C de diferencia. En cuanto a la irradiación solar, a continuación se presentan los valores recogidos por el programa, así como un estudio del perfil del horizonte (a emplear más adelante en el balance energético).

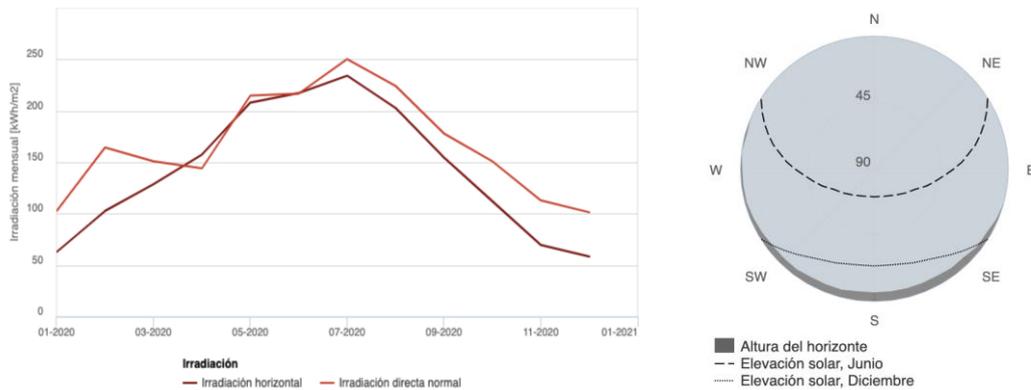


Figura 33 - Resultados de la simulación en PVGIS 5.2 del emplazamiento seleccionado (European Commission, 2024)

6.2.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS

6.2.2.1 Dimensionamiento del módulo FV a emplear en el proyecto

Para garantizar la calidad del módulo fotovoltaico empleado en este proyecto, se han considerado exclusivamente aquellos proveedores pertenecientes a la Tier 1 del ranking trimestral de BloombergNEF (BloombergNEF, 2024). Además, entre estos, se ha tratado de seleccionar un proveedor con el que el promotor (FORESTALIA) ya haya trabajado previamente en otros proyectos fotovoltaicos. Por ello, atendiendo a su PSFV “San Miguel D”, de 33,23 MW de potencia instalada y también situado en la provincia de Zaragoza (Forestalia Renovables S.L., 2021), se ha optado por el mismo proveedor empleado para esa instalación: Jinko Solar.

El cuanto a los requerimientos técnicos del módulo FV, se han considerado las siguientes tendencias del mercado actual:

- Consolidación de los paneles bifaciales.
- Planteamiento inicial de proyectos con módulos FV de potencia reducida (en torno a los 430 Wp) que, tras las primeras valoraciones técnicas y ambientales, se tratan de aumentar hasta potencias modulares a instalar de entre 670 Wp y 690 Wp.

Por todo lo anterior, para este proyecto se ha considerado apropiado optar por un módulo fotovoltaico bifacial de potencia en la franja de 500 Wp - 550 Wp. Concretamente, se ha optado por el módulo fotovoltaico Tiger Pro 72HL4- BDVP, de 540 Wp, con tecnología bifacial, del proveedor Jinko Solar. A continuación se especifican algunas características técnicas relevantes del módulo a emplear en los cálculos justificativos (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

Tabla 3 - Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado (Jinko Solar, 2024)

MÓDULO FV (JKM540M-72HL4-BDVP)

Características Eléctricas (STC)	
Potencia máxima	540 Wp
Tensión a máxima potencia	41,13 V
Intensidad a máxima potencia	13,13 A
Tensión en circuito abierto	49,73 V
Intensidad de cortocircuito	13,89 A
Eficiencia	20,90%
Parámetros de Funcionamiento	
Temperatura de funcionamiento	-40°C a +70°C
Tensión máxima	1.500 V (DC)
Máximo calibre de fusibles en serie	30 A
Coefficientes de Temperatura	
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,35 %/°C
Coefficiente de temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente de temperatura Icc	0,048 %/°C

6.2.2.1.1 Dimensionamiento de la estructura de soporte

Para lograr una mayor captación de la radiación solar, los módulos seleccionados se van a montar sobre estructuras seguidoras. Concretamente, se tratan de rastreadores a un único eje (horizontal) ya que, dentro del aumento de rendimiento que aporta una estructura móvil, económicamente son menos costosos que los seguidores a dos ejes.

Además, para la simplificación de los cálculos, se va a asumir un ratio aproximado en torno a los 60 módulos FV por cada rastreador (valor que se ajustará según el número de módulos en serie a instalar finalmente seleccionado). Según estas características, se ha escogido el seguidor solar TracSmart+1V, del proveedor Solar Steel. Dicho modelo, con una longitud y anchura suficiente para la sujeción del módulo FV escogido (hasta 80m y 2,5m, respectivamente), tiene capacidad para hasta 2x30 módulos y un rango de seguimiento de +/- 55 grados, entre otros (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

6.2.2.2 Dimensionamiento del inversor a emplear en el proyecto

Como se explica más adelante en el Capítulo 6.2.3.1, la potencia nominal del inversor a la salida será la que marque la potencia instalada de la planta solar fotovoltaica. Por ello, se ha dimensionado el inversor para que dicha potencia sea lo más cercana a 1,3 MW (potencia restante para cubrir la potencia otorgada en acceso).

Siguiendo un criterio similar al empleado en la elección del módulo FV a instalar, se ha vuelto a indagar en proyectos fotovoltaicos del promotor FORESTALIA con el fin de seleccionar un proveedor con el que ya se haya trabajado previamente. Concretamente, haciendo referencia al mismo proyecto PSFV “San Miguel D”, se ha escogido un inversor del mismo proveedor: Ingeteam.

Aplicando la restricción de potencia, se ha optado por el modelo de inversor Dual Ingecon Sun 1400TL B540, de 1.263 kW de potencia, y cuyas características más relevantes se muestran a continuación (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

Tabla 4 - Características técnicas del inversor seleccionado (Ingeteam, 2015)

INVERSOR (1400TL B540)

Parámetros Eléctricos de Salida (AC)	
Potencia máxima (@30°C)	1.403 kVA
Potencia máxima (@50°C)	1.263 kVA
Intensidad máxima (@30°C)	1.500 A
Tensión nominal	540 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Eficiencia	98,90%
Parámetros Eléctricos de Entrada (DC)	
Tensión máxima DC	1.500 V
Tensión mínima PMP	769 V
Tensión máxima PMP	1300 V
Corriente máxima DC	1.870 A
Número de entradas	desde 6 hasta 15

6.2.2.3 Dimensionamiento del centro de transformación a emplear en el proyecto

El transformador seleccionado, también del proveedor “Ingeteam”, pretende garantizar una adecuada conexión y la subsecuente minimización de las pérdidas en el conexionado entre ambas secciones (inversor y transformador), atendiendo al supuesto de diseño prioritario para dicha apartamentada (del mismo fabricante). Concretamente, se ha optado por el modelo Ingecon Sun InverterStation MSK, modelada para el inversor Dual Ingecon Sun 1400TL B540 y con un transformador elevador 0,540/30 kV y de sobredimensionado en un 10% respecto a la potencia del inversor de 1.263 kW (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

6.2.3 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

6.2.3.1 Potencia y número de módulos FV a instalar

El PE “El Campillo”, con una potencia instalada de 48,7 MW, no alcanza la capacidad concedida en el permiso de acceso de 50 MW. Por ello, este proyecto de hibridación pretende cubrir los 1,3 MW de potencia instalada de diferencia.

El Artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, define la potencia instalada de una instalación fotovoltaica como la menor entre la suma de potencias pico de los módulos o la potencia del inversor (Capítulo 3.2.2). Al estar la potencia pico de cada módulo calculada en condiciones estándar (STC: 25°C y 1000 W/m²), las cuales son muy difíciles de alcanzar simultáneamente en la práctica, y sumado al efecto de las pérdidas por temperatura, tradicionalmente se sobredimensiona la potencia pico respecto a la potencia de acceso en un factor de entre el 15% y el 25% extra. Consecuentemente, la potencia instalada de este proyecto correspondería con la potencia del inversor.

Asumiendo una potencia a instalar de 1,3 MW, con un factor de sobredimensionamiento de la potencia pico del 20%, dicha potencia queda definida en:

$$P_{pico,total} = 1300(kW) \cdot 1,2 = 1.560 kWp$$

A partir de dicha potencia, se puede dimensionar el número de módulos a instalar según:

Ecuación 2 - Número de módulos FV

$$\text{Número de módulos FV} = \frac{P_{pico,total}}{P_{pico,módulo}}$$

donde $P_{pico,total} = 1.560 kWp$ y $P_{pico,módulo} = 540 Wp$ (a partir de la ficha técnica del módulo). Consecuentemente, el número de módulos a instalar es:

$$\text{Número de módulos FV} = \frac{1560 \cdot 10^3 (Wp)}{540 (Wp)} = 2888,8 \approx 2.889 \text{ módulos FV}$$

Por su parte, la potencia del inversor no debería superar los 1,3 MW, ya que esta se va a emplear para definir la potencia instalada de la planta. Habiendo sobredimensionado la potencia pico respecto a los 1,3 MW y siguiendo la relación visible en las antiguas versiones del código técnico para el cálculo de la potencia del inversor, establecida en un 80% de la potencia pico total de la instalación, se calcula dicha potencia mediante la siguiente expresión:

Ecuación 3 - Potencia del inversor

$$P_{inversor} = 0,8 \cdot \text{Número de módulos FV} \cdot P_{pico,módulo}$$

donde *Número de módulos FV* = 2.889 (definido anteriormente), con una $P_{pico,módulo} = 540 \text{ Wp}$. Por tanto,

$$P_{inversor} = 0,8 \cdot 2889 \cdot 540(\text{Wp}) = 1.248.048 \text{ W} \rightarrow P_{inversor} \geq 1.248 \text{ kW}$$

quedando definida la potencia nominal del inversor a la salida (en CA) entre los 1.248 kW y los 1.300 kW. Como se aprecia en el Capítulo 6.2.2.2, el inversor a instalar en el proyecto tiene una potencia de 1.263 kW.

6.2.3.2 Número de módulos en serie

Se procede, a continuación, al dimensionamiento del conexionado de los módulos FV al inversor. En primer lugar, se calculará el número de módulos en serie en la instalación, limitado por el voltaje máximo y mínimo admisible por el inversor a la entrada. Por un lado, se define el límite superior como:

Ecuación 4 - Número máximo de módulos FV en serie

$$N_{serie,máx}^{\circ} = \frac{U_{máx,inversor}}{U_{ca,(módulo \ a \ -10^{\circ}\text{C})}}$$

donde $U_{máx,inversor} = 1.500 \text{ V}$ viene especificado por el proveedor y $U_{ca,(módulo \ a \ -10^{\circ}\text{C})}$ representa un caso desfavorable en el que el módulo alcanza la tensión de circuito abierto en temperaturas de célula mínimas (en España se establece esta temperatura en -10°C). Dicha expresión, matemáticamente, queda definida por:

Ecuación 5 - Tensión de circuito abierto en temperaturas de célula extremas

$$U_{ca,(módulo \ a \ T_c)} = \left(1 + (T_c - T_{STC}) \cdot \frac{\delta_{U_{ca}/^{\circ}\text{C}}}{100} \right) \cdot U_{ca,(STC)}$$

donde $T_c = -10^{\circ}\text{C}$ es la temperatura de célula desfavorable mencionada, T_{STC} es la temperatura considerada en condiciones STC, establecida en un valor de $T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$,

mientras que $\delta_{U_{ca}/^{\circ}\text{C}}$ y $U_{ca,(STC)}$ parámetros concretos del módulo empleado. Concretamente, $\delta_{U_{ca}/^{\circ}\text{C}}$ representa el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto U_{ca} por cada grado de temperatura, comúnmente expresado en “%/°C” (para el módulo escogido tiene un valor de $\delta_{U_{ca}/^{\circ}\text{C}} = -0,28 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$), y $U_{ca,(STC)}$ hace referencia a la tensión de circuito abierto en condiciones STC del módulo, establecida en $U_{ca,(STC)} = 49,73 \text{ V}$ en el módulo a emplear. Sustituyendo estos parámetros en la expresión anterior, se obtiene que

$$U_{ca,(\text{módulo a } -10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + (-10 - 25) \cdot \frac{-0,28}{100} \right) \cdot 49,73(\text{V}) = 54,604 \text{ V}$$

por lo que $N^{\circ}_{serie,máx}$ queda definido en

$$N^{\circ}_{serie,máx} = \frac{1500(\text{V})}{54,604(\text{V})} = 27,471 \approx 27 \text{ módulos } FV$$

Para el caso contrario, $N^{\circ}_{serie,mín}$, el procedimiento es similar. Se define esta variable como:

Ecuación 6 - Número mínimo de módulos FV en serie

$$N^{\circ}_{serie,mín} = \frac{U_{mín,invensor (PMP)}}{U_{PMP,(\text{módulo a } 70^{\circ}\text{C})}}$$

donde $U_{mín,invensor (PMP)}$ hace referencia al valor mínimo del rango de tensiones de entrada del inversor en el Punto de Máxima Potencia (PMP) (definido por el proveedor en condiciones nominales de $U_{ca} = 1 \text{ p.u.}$ y *Factor de potencia* = 1), siendo dicho valor de $U_{mín,invensor (PMP)} = 769 \text{ V}$. Por su parte, el cálculo de $U_{PMP,(\text{módulo a } 70^{\circ}\text{C})}$ busca garantizar que el módulo funciona en condiciones extremas (se emplean $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ como límite desfavorable superior) y sigue un procedimiento similar al empleado en el cálculo de $U_{ca,(\text{módulo a } -10^{\circ}\text{C})}$. Además del cambio de $T_c = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$, la otra modificación en la ecuación se produce al utilizar el valor de U_{PMP} del módulo (voltaje a potencia máxima) en lugar de la $U_{ca,(STC)}$ empleado en la ecuación anterior, el cual viene definido por el proveedor en $U_{PMP} = 41,13 \text{ V}$. Las otras dos variables, $T_{STC} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y $\delta_{U_{ca}/^{\circ}\text{C}} = -0,28 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$ permanecen invariantes. Por tanto, $U_{PMP,(\text{módulo a } 70^{\circ}\text{C})}$ queda establecido en

$$U_{PMP,(\text{módulo a } 70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + (70 - 25) \cdot \frac{-0,28}{100}\right) \cdot 41,13 = 35,948 \text{ V}$$

lo que, al sustituirse en la ecuación de $N^{\circ}_{serie,mín}$, se obtiene un valor de

$$N^{\circ}_{serie,mín} = \frac{769(V)}{35,948(V)} = 21,392 \approx 22 \text{ módulos FV}$$

Consecuentemente, el número de módulos en serie para el inversor queda limitado en la franja desde los $N^{\circ}_{serie,mín} = 22$ módulos hasta los $N^{\circ}_{serie,máx} = 27$ módulos, habiéndose escogido para el presente proyecto unas cadenas configuradas en 1 fila de 27 paneles.

6.2.3.3 Número de ramas en paralelo

En cuanto al número de cadenas a instalar, estas se limitarán mediante el criterio de corriente máxima. Dicha expresión se formula según:

Ecuación 7 - Número de cadenas máximo de módulos fotovoltaicos

$$N^{\circ}_{cadenas,máx} = \frac{I_{DC \text{ máx},inversor}}{I_{CC,rama}}$$

donde $I_{DC \text{ máx},inversor}$ hace referencia a la intensidad máxima en continua (DC) admitida por el inversor, estipulada por el proveedor en $I_{DC \text{ máx},inversor} = 1.870 \text{ A}$, e $I_{CC,rama}$ se aproximará, minimizando el error cometido, a la intensidad de cortocircuito de un único módulo FV. Para el módulo seleccionado, dicha corriente es de $I_{CC,módulo} = 13,89 \text{ A}$, resultando la expresión anterior en

$$N^{\circ}_{cadenas,máx} = \frac{1870(A)}{13,89(A)} = 134,629 \approx 134 \text{ cadenas}$$

Con el fin de ajustar el número de módulos instalados a la estimación inicial siguiendo un factor de sobredimensionamiento del 20% respecto a los 1,3 MW de potencia máxima a instalar (2.889 módulos), y habiendo optado por el número máximo admisible de módulos en serie (27), se han decidido instalar **107** cadenas.

6.2.3.4 Criterio de separación entre series de módulos

Se ha de buscar una separación óptima entre series de módulos que permita i) minimizar las pérdidas por sombreado sobre la siguiente serie debidas a la propia rotación de los módulos, y ii) maximizar el aprovechamiento del espacio. Además, se ha de garantizar un espacio de paso (vial) adicional entre series, para facilitar las labores de mantenimiento.

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, dicha separación entre módulos viene modelizada según

Ecuación 8 - Separación horizontal mínima entre módulos FV

$$D_{horizontal,mín} = \frac{h_{conjunto}}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

donde $h_{conjunto}$, la altura de dicha composición del módulo y su estructura, es variable para este proyecto al estar los módulos montados sobre estructuras seguidoras. Al estar los módulos en constante rotación sobre un eje, se ha de tomar como punto crítico el momento en el que los módulos se encuentren con el mayor ángulo de inclinación, ya que este representará el punto de máxima altura del conjunto (+/- 55°). Tomando dicho ángulo, y suponiendo una separación extra de 0,5m desde el punto inferior del panel con el suelo (a efectos de la base de la estructura, etc.), la altura máxima del conjunto queda definida como

$$h_{conjunto} = 2,278 * \text{sen}(55^\circ) + 0,5 = 2,366 \text{ metros}$$

a lo que, conociendo la latitud del emplazamiento seleccionado (41,614017°), estable un criterio de separación horizontal mínima de

$$D_{horizontal,mín} = \frac{2,366}{\tan(61^\circ - 41,614^\circ)} = 6,724 \text{ metros}$$

Con el fin de simplificar la obra civil y reducir notoriamente las pérdidas por sombreado, se aplicará un paso entre series de módulos de **8,00 m**.

6.2.3.5 Esquema de conexionado: módulos FV a inversor

Con un sistema formado por 2.889 módulos FV distribuidos en 107 cadenas de 27 módulos en serie cada una, y con un único inversor de 1.263 kVA con hasta 15 entradas, se ha de modelar el conexionado entre ambos puntos mediante la utilización de cuadros de corriente continua a la salida de las cadenas. Comúnmente, dichos cuadros (de tamaño a considerar en esta instalación) presentan 8, 12 o 16 entradas. Las 107 cadenas, por tanto, se han de agrupar en hasta un máximo de 15 cuadros (con un número de entradas estándar) cuyas características eléctricas no superen aquellas del inversor seleccionado.

Se ha optado por agrupar las cadenas en 9 cuadros de 12 entradas cada uno (uno de estos únicamente empleará 11 de las 12 entradas posibles), aprovechando por tanto 9 de hasta las 15 entradas que puede ofrecer el inversor. Se ha concluido que cuadros con 12 entradas aportan al proyecto la mejor relación calidad del suministro/precio, siendo además esta distribución técnicamente viable tal y como se muestra en la Tabla 5 - Características eléctricas del conexionado: módulos FV - inversor (Elaboración propia).

Tabla 5 - Características eléctricas del conexionado: módulos FV - inversor (Elaboración propia)

	MÓDULO FV	CADENA	CUADRO	INVERSOR
Características Eléctricas (STC)	(1 módulo)	(1 cadena - 27 módulos)	(1 cuadro - 12 entradas)	(1 inversor - 9 entradas)
Potencia máxima	540 Wp	14,58 kWp	174,96 kWp	1.574,64 kWp
Tensión a máxima potencia	41,13 V	1.110,51 V	1.110,51 V	1.110,51 V
Intensidad a máxima potencia	13,13 A	13,13 A	157,56 A	1.418,04 A
Tensión en circuito abierto	49,73 V	1.342,71 V	1.342,71 V	1.342,71 V
Intensidad de cortocircuito	13,89 A	13,89 A	166,68 A	1.500,12 A

6.2.3.6 Conexionado

Se va a modelar el conexionado de la instalación fotovoltaica diferenciando entre dos casuísticas:

- Tramos de corriente continua (CC)
- Tramos de corriente alterna (CA)

Se presentan a continuación los cálculos para el conexionado categorizado en el primer tramo (CC), que recoge el recorrido desde el módulo FV hasta el inversor.

En el tramo de CC se rige que, en todo momento, la intensidad máxima de empleo $I_{m\acute{a}x}$ ha de venir dada por

Ecuación 9 - Criterio de intensidad máxima de empleo

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

donde I_{sc} se refiere a la intensidad de cortocircuito de los paneles (expresada en Amperios).

Por otro lado, la caída de tensión en los tramos de corriente continua (CC), limitada a un máximo permitido en cualquier punto del circuito del 1,5% (2% para CA) (IDAE, 2011), viene dada por la siguiente expresión:

Ecuación 10 - Caída de tensión en CC

$$e(V) = 2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{mpp}$$

donde L es la longitud del conductor (en metros), S representa la sección del conductor (en milímetros cuadrados), I_{mpp} viene definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, y siendo ρ

Ecuación 11 - Resistividad de un conductor

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

donde ρ_{20} es el valor de la resistividad del conductor a una temperatura de 20°C, α hace referencia al coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor (Cu: 0,00392 °C⁻¹; Al: 0,00403 °C⁻¹) y T la temperatura real estimada del conductor. Considerando para el tramo de CC un conductor de cobre ($\rho_{20,Cu} = \frac{1}{58} \Omega \cdot mm^2/m$) y una temperatura máxima de funcionamiento de los módulos FV de $T = 70 \text{ °C}$ (especificada por el proveedor y empleada para el cálculo como caso más desfavorable), la resistividad ρ queda expresada como

$$\rho = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0,00392 \cdot (70 - 20)) = 0,02062 \Omega \cdot mm^2/m$$

Dicho recorrido en CC se puede subdividir en los siguientes tramos:

- Conexión de los módulos FV en serie (dimensionado por el fabricante)
- Conexión de las cadenas con el cuadro CC
- Conexión de los cuadros CC al inversor

Al estar el primer tramo ya dimensionado, a continuación se desglosa el conexionado de los dos tramos restantes.

Tal y como se refleja en la Tabla 5 - Características eléctricas del conexionado: módulos FV - inversor (Elaboración propia), la corriente de cortocircuito en las cadenas es de $I_{sc} = 13,89 A$, resultando por tanto en una intensidad máxima de empleo de

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 13,89 = 17,36 A$$

Por otro lado, según el criterio de la caída de tensión (establecida en un máximo del 1,5% en todo el circuito, y por tanto limitado a 0,5% en este tramo), donde la $I_{mpp,cadena} = 13,13 A$ y $V_{mpp,cadena} = 1.110,51 V$, $\rho = 0,02062 \Omega \cdot mm^2/m$ (para el caso más desfavorable) y la longitud del conductor se estima en $L = 50 m$ (a modo de simplificación), se obtiene que la sección mínima del conductor a emplear en dicho tramo es de

$$S_{m\acute{i}n,cadena-cuadro} = 2 \cdot 0,02062 \cdot \frac{50}{0,005 \cdot 1.110,51} \cdot 13,13 = 4,876 mm^2$$

Agrupando ambos criterios y considerando el modelo de conductor H1Z2Z2-K del proveedor PRYSMIAN PRYSOLAR (Prysmian, 2024b), se opta para este tramo por un conductor de **6 mm²** de sección y una intensidad admisible al aire de 59 A (superior a los 17,36 A calculados de intensidad máxima) (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

En cuanto al conexionado desde los cuadros de CC hasta el inversor, se toma la corriente de cortocircuito como aquella resultante de las 12 entradas por cada cuadro, es decir, $I_{sc} = 166,68 A$. Consecuentemente, la intensidad máxima de empleo en este tramo es de

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 166,68 = 208,35 \text{ A}$$

Por su parte, el criterio de caída de tensión (limitada en este caso al 1% tras haber limitado el tramo anterior al 0,5%) establece que, con una $I_{mpp,cuadro} = 157,56 \text{ A}$ y una $V_{mpp,cuadro} = 1.110,51 \text{ V}$, donde se sigue considerando una resistividad del conductor $\rho = 0,02062 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ y se estima una longitud de $L = 300 \text{ m}$ (a modo de simplificación).

$$S_{m\acute{i}n,cuadro-inversor} = 2 \cdot 0,02062 \cdot \frac{300}{0,01 \cdot 1.110,51} \cdot 157,56 = 175,535 \text{ mm}^2$$

Se considera, por tanto, agrupando ambos criterios, un conductor del modelo anterior (H1Z2Z2-K del proveedor PRYSMIAN PRYSOLAR) de sección **185 mm²** y una intensidad admisible al aire de 523 A (superior a los 208,35 A calculados de intensidad máxima) (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

Se va a modelar a continuación el tramo de cableado en corriente alterna (CA), que transcurre desde la salida del inversor hasta la llegada a la subestación eléctrica transformadora (SET “El Campillo”). Dicho trayecto, de nuevo, se puede subdividir en varios tramos.

- Conexión del inversor con el transformador (dimensionado por el fabricante)
- Conexión del transformador con la SET

Estando el primer tramo ya dimensionado dentro de la estación de potencia seleccionada para este proyecto, los cálculos justificativos del presente proyecto se centrarán en el último tramo listado.

Para dicho tramo, se empleará un modelo de cable AL RH5Z1-OL del mismo proveedor, PRYSMIAN PRYSOLAR (Prysmian, 2024a), de aluminio, con aislamiento XLPE y tensión asignada 18/30 kV (la ficha técnica completa se encuentra adjunta en el ANEXO II. Ficha técnica de los elementos a emplear en la instalación fotovoltaica).

Se estima la intensidad nominal a la salida del transformador para un circuito trifásico según

Ecuación 12 - Intensidad de un circuito trifásico

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)}$$

donde $P = 1.389,3 \text{ kVA}$ representa la potencia del transformador y $V = 30 \text{ kV}$ la tensión de salida del mismo (se aproxima $\cos(\varphi) \approx 1$). Por tanto, la intensidad nominal a la salida es

$$I_{nom} = \frac{1.389,3 \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ (kV)} \cdot 1} = 26,737 \text{ A}$$

Siguiendo con el criterio de intensidad máxima de empleo (Ecuación 9), esta quedaría definida como

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 26,731 = 33,421 \text{ A}$$

Por otro lado, de nuevo, considerando la Ecuación 11 de resistividad de un conductor, se van a aplicar ahora los valores propios del aluminio ($\alpha = 0,00403 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$, $\rho_{20,Al} = 0,0280 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$), obteniéndose

$$\rho = 0,0280 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (70 - 20)) = 0,033642 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

Por tanto, aplicando el criterio de máxima caída de tensión permitido, establecido en el 2% para tramos de CA, y considerando una longitud $L = 1.000 \text{ m}$ según la distancia que separa el terreno seleccionado con la SET “El Campillo”, se concluye

$$S_{min,trafo-SET} = 2 \cdot 0,033642 \cdot \frac{1000}{0,02 \cdot 30.000} \cdot 26,731 = 2,998 \text{ mm}^2$$

Por último, se aplicará, además, un criterio de intensidad de cortocircuito trifásico durante 1 segundo, donde el valor normalizado de diseño en la red de 30 kV es de 20 kA (i-DE, 2019). Según las especificaciones detalladas por el proveedor, la sección mínima del conductor que es capaz de soportar dicha intensidad es de 240 mm^2 (establecida en 22,6 kA).

Por tanto, esta última es la sección del conductor a emplear en este tramo.

Capítulo 7. BALANCE ENERGÉTICO

El balance energético de la planta solar fotovoltaica a hibridar se ha llevado a cabo mediante simulación implementada en el paquete: “PVsyst” (PVsyst, 2024). Haciendo uso de bases de datos integradas para la obtención de valores fiables de radiación y temperatura en el emplazamiento seleccionado, y permitiendo la definición de parámetros específicos de los módulos fotovoltaicos, su colocación y orientación (entre otros), este software proporciona con alta precisión una estimación de la producción eléctrica anual de la instalación fotovoltaica simulada.

7.1 PARAMETRIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

A continuación, se listan las pérdidas parametrizadas en la simulación.

- Se ha considerado el valor de albedo medio del sistema Tierra-Atmósfera estipulado en el Atlas de Radiación Solar en España, siendo este aproximadamente igual a 0,3. (Agencia Estatal de Meteorología [AEMET], 2012)
- Se ha asumido el valor estándar de las constantes U_c y U_v para la modelización de las pérdidas térmicas del conjunto (proporcionado por PVsyst), al considerarse el emplazamiento escogido como un lugar sin condiciones climatológicas extremas. Por tanto, se han considerado unas pérdidas térmicas proporcionales a $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $U_v = 0 \text{ W/m}^2\text{K/m/s}$.
- Se han fijado unas pérdidas por sombreados únicamente provenientes del causado por los propios módulos FV sobre sí mismos a lo largo de la instalación. Se ha estimado, por tanto, un horizonte plano dado el entorno que rodea el emplazamiento, sin elevada vegetación o grandes edificaciones que puedan alterar la recepción de luz solar directa. Consecuentemente, las pérdidas por sombreado quedan definidas por el parámetro de paso indicado en el Capítulo 6.2.3.4 ($D_{horizontal} = 8,00 \text{ m}$) y las dimensiones de los elementos a instalar definidos por el proveedor.

- Otros parámetros, incluyendo las pérdidas por desajuste del módulo y cadenas, se han estimado según los valores indicativos proporcionados en el software de simulación PVsyst.

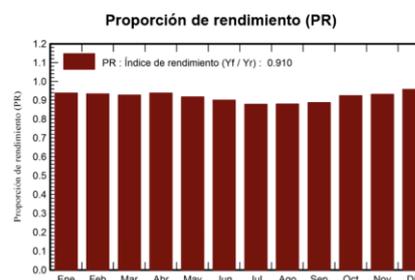
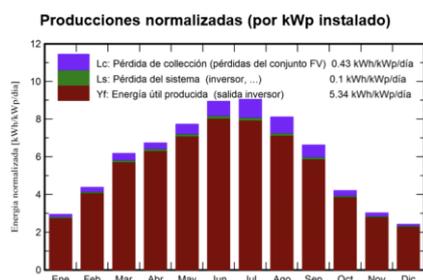
Ajenas a las pérdidas parametrizadas en PVsyst, cabe destacar que las pérdidas de rendimiento del módulo fotovoltaico, estipuladas por el proveedor en un 0,45% anual sumado a un 2% en el primer año de uso, no se han considerado en la simulación, ya que estas se verán reflejada en la proyección a 30 años de la producción anual de la instalación (visible en el Capítulo 9.). Además, se han estimado unas pérdidas por rotación del eje seguidor del 0,20% anual, suponiendo que un porcentaje de la energía producida por el sistema se emplea para dicha función (sin necesidad de alimentación/conexionado externo).

7.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación se presentan los principales resultados de la simulación del proyecto en PVsyst (el informe completo de la simulación se encuentra adjunto en el ANEXO III. Informe de simulación en PVsyst).

Tabla 6 - Principales resultados de la simulación en PVsyst (PVsyst, 2024)

Resumen del sistema			
Sistema conectado a la red		Rastreadores ilimitados	
Orientación campo FV		Sombreados cercanos	
Orientación		Sin sombreados	
Rastreo eje horizontal		Algoritmo de rastreo	
		Optimización de irradiancia	
Información del sistema			
Generador FV			
Núm. de módulos	2889 unidades	Inversores	
Pnom total	1560 kWp	Núm. de unidades	1 unidad
		Pnom total	1263 kWca
		Proporción Pnom	1.235
Necesidades del usuario			
Carga ilimitada (red)			
Resumen de resultados			
Energía producida	3041573 kWh/año	Producción específica	1950 kWh/kWp/año
		Proporción rend. PR	91.04 %



7.3 ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

A efectos de conocer las sinergias procedentes de la hibridación de ambas tecnologías a nivel de energía vertida a la red, se va a considerar el modelo de generación diario. A raíz de este, se podrá proyectar una producción anual una vez entendido el potencial de generación de ambas instalaciones, tanto a nivel individual como de forma conjunta, y atendiendo a la limitación impuesta por el punto de acceso y permisos otorgados (50 MW). A niveles prácticos, dicha limitación impide verter a la red más de 50 MWh, procedentes en este caso de la suma de la producción horaria de cada tecnología, catalogándose como energía “perdida” toda aquella producción que exceda este límite horario (la incorporación de un sistema de almacenamiento, que no es objeto de este proyecto, permitiría “recuperar” esta producción extra y mantenerla almacenada para poderse verter en momentos que la red así lo requiera).

Mientras que el modelo diario de generación de electricidad de la planta solar fotovoltaica a hibridar viene dado directamente por las simulaciones con el software “PVsyst”, en el caso del parque eólico “El Campillo” este modelo es más complejo de desglosar. Partiendo de la producción anualizada del PE brindada por el promotor (156.009 MWh/año), se va a aplicar un coeficiente sobre la producción mensual en función de la distribución de la generación eólica en Aragón para un año concreto, que permita entender cómo se comporta dicha tecnología en función de cada mes/periodo del año. Seguidamente, según los niveles de producción del parque para cada mes, se proyectará un modelo diario específico para los meses de interés desglosado de forma horaria tras aplicarse un nuevo coeficiente de distribución de dicha producción en base a la hora del día. Cabe destacar que el coeficiente sobre la generación mensual también se aplicará a la producción solar fotovoltaica (específico para dicha tecnología), mientras que el modelo horario, como se mencionó anteriormente, se ajustará mediante los resultados de la simulación.

Este proceso aportará al modelo:

- Entendimiento de la anti-correlación entre el potencial eólico y fotovoltaico de la región del emplazamiento.
- Detección del mes crítico, donde ambos potenciales sean moderadamente elevados, para profundizar en la producción horaria del conjunto y el límite de los 50 MWh.
- Análisis de la capacidad de aportación de la planta solar fotovoltaica al conjunto en los meses donde el potencial eólico es reducido.

El coeficiente sobre la producción mensual para ambas tecnologías se obtiene a partir de los datos de generación eólica y fotovoltaica en Aragón proporcionados por Red Eléctrica, para el año 2022, que se muestran a continuación.

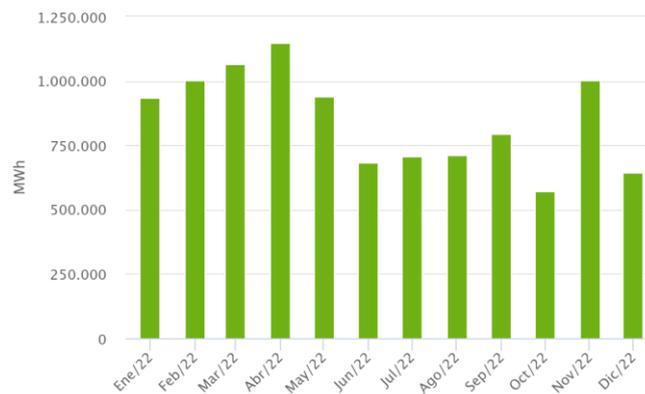


Figura 34 - Generación eólica en Aragón, 2022 (Red Eléctrica, 2024a)

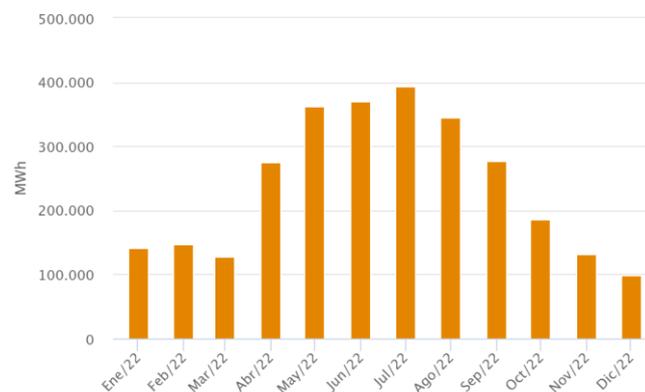


Figura 35 - Generación solar fotovoltaica en Aragón, 2022 (Red Eléctrica, 2024a)

Se aprecia como ambas tecnologías tienen una tendencia opuesta de generación donde, mientras que la fotovoltaica tiende a generar más en los meses centrales del año (verano), la eólica repunta en los meses iniciales y finales del año, disminuyendo su potencial en este periodo central. A este efecto es a lo que se le ha denominado como anti-correlación de los potenciales eólico y solar fotovoltaico. Este proyecto de hibridación, a priori, permitirá compensar la reducida generación eólica de los meses más calurosos en el país con una elevada generación fotovoltaica.

A nivel de análisis, se ha escogido profundizar en la producción de los meses de abril y julio. Al primero de estos se le considera el “mes crítico”, donde ambas tecnologías tienen un nivel de generación moderadamente elevado (se concentra el 11,26% y el 9,60% de la generación eólica y fotovoltaica anual, respectivamente), poniendo en riesgo el sobrepaso de la limitación de los 50 MWh y “desperdiciando” parte de la energía producida. El segundo, julio, es el mes con mayor nivel de generación solar fotovoltaica en la región, concentrándose un 13,76% de la producción anual, mientras que los niveles de generación eólica decaen considerablemente (únicamente se concentra el 6,94% de la producción anual). Por tanto, se han aplicado dichos porcentajes sobre la producción anualizada de ambos, el PE “El Campillos” y la PSFV simulada, obteniéndose la producción específica para los meses de abril y julio de la instalación. Se ha detallado la producción diaria de un día aleatorio de cada uno de estos meses dividiendo la producción específica mensual entre 30 días (como regla general del número de días de cada mes). La Tabla 7 muestra los resultados del proceso descrito.

Tabla 7 - Producción específica de la instalación para los meses de abril y julio (Elaboración propia)

Tecnología	MWh/año	MWh/mes (Abril)	MWh/día (Abril)	MWh/mes (Julio)	MWh/día (Julio)
Eólica	156008,95	17568,96	585,63	10834,58	349,50
Solar fotovoltaica	3042,00	292,12	9,74	418,57	13,50

Una vez estimada la producción diaria para cada casuística, se proyectará dicha producción en función horaria. En el caso de la energía eólica, se emplearán los datos del Mapa Eólico Ibérico (plataforma desarrollada por el Centro Nacional de Energías Renovables, CENER), utilizando a modo de referencia la velocidad del viento media en las coordenadas del

emplazamiento del parque. Atendiendo a estas características, de nuevo, se ponderará la producción horaria en base a la curva de viento.

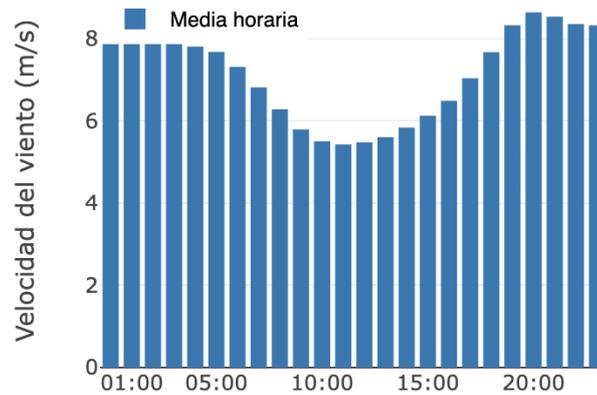


Figura 36 - Velocidad media horaria del viento en las coordenadas del PE "El Campillo" (CENER, 2024)

Por su parte, al haber aproximado la producción solar fotovoltaica diaria en los meses de interés, se utilizará una curva de producción horaria de la planta, obtenida mediante la simulación en "PVsyst", que se ajuste en cierta medida al valor de producción estimada para un día concreto de ese mes. Se buscará, por tanto, el desglose por horas de dos días con una producción aproximada de 9,74 MW/día y 13,50 MW/día, respectivamente.

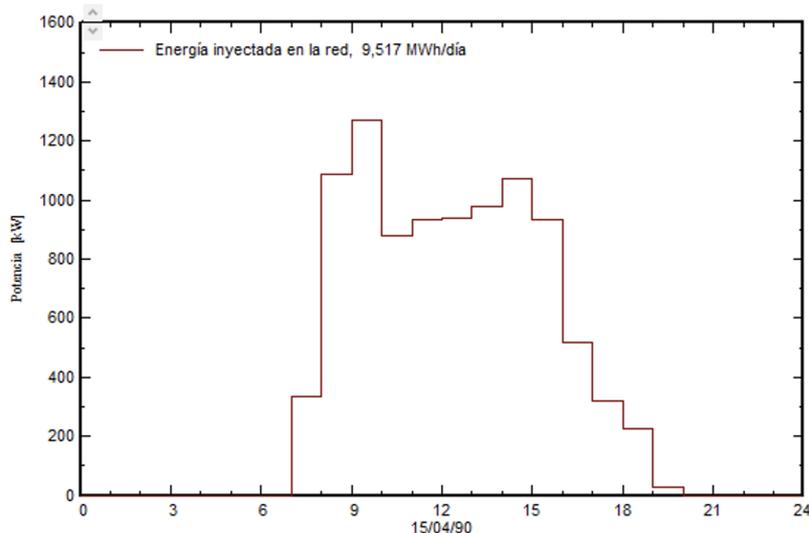


Figura 37 - Curva de producción horaria en abril simulada del PSFV "El Campillo" (PVsyst, 2024)

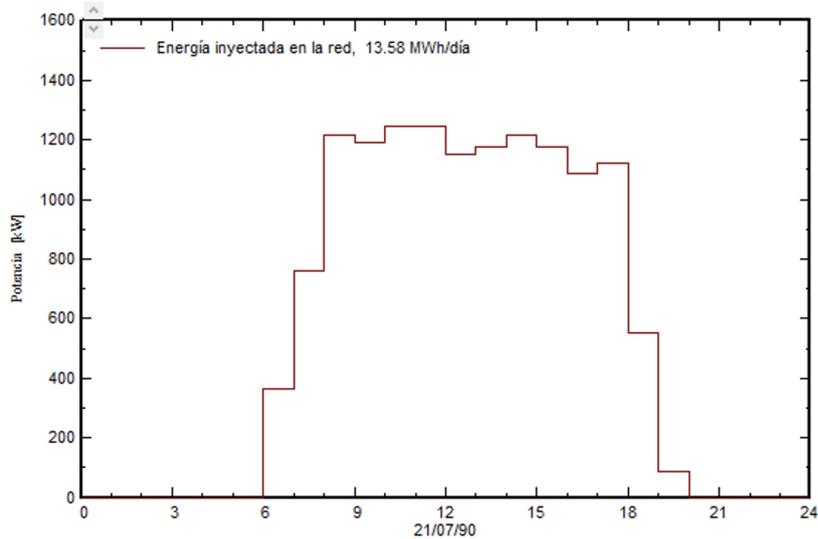


Figura 38 - Curva de producción horaria simulada en julio del PSFV "El Campillo" (PVsyst, 2024)

A priori, la anti-correlación del potencial eólico y solar fotovoltaico de la región se evidencia también en el desglose por tecnologías de su producción horaria (Figuras Figura 36 y Figura 38). Mientras que parece evidente que la energía solar únicamente es capaz de generar electricidad durante las horas de sol del día, maximizando la producción en torno a las horas centrales, se ha comprobado como la energía eólica (estudiada según la velocidad del viento) aumenta su potencial en las horas iniciales y finales del día.

Se ha reflejado dicha distribución horaria en el modelo hibridado, obteniéndose el siguiente esquema desglosado de producción por tecnología. Se estudiará en primera instancia el caso para el mes de abril.

Tabla 8 - Producción horaria de la instalación híbrida (abril) (Elaboración propia)

PRODUCCIÓN HORARIA (abril)					
HORAS (día)	(% distrib. horaria eólica)	PE (MWh)	PFV (MWh)	PE + PFV (MWh)	(incremento % respecto al PE)
0:00	3%	17,569	0	17,569	-
1:00	3%	17,569	0	17,569	-
2:00	3%	17,569	0	17,569	-
3:00	3%	17,569	0	17,569	-
4:00	3%	17,569	0	17,569	-
5:00	2%	11,713	0	11,713	-
6:00	2%	11,713	0	11,713	-
7:00	2%	11,713	0,337	12,050	2,88%
8:00	2%	11,713	1,085	12,798	9,27%
9:00	1%	5,856	1,271	7,128	21,71%
10:00	1%	5,856	0,878	6,734	15,00%
11:00	1%	5,856	0,935	6,791	15,96%
12:00	2%	11,713	0,940	12,653	8,03%
13:00	3%	17,569	0,979	18,548	5,57%
14:00	4%	23,425	1,071	24,496	4,57%
15:00	5%	29,282	0,932	30,214	3,18%
16:00	6%	35,138	0,517	35,655	1,47%
17:00	7%	40,994	0,319	41,314	0,78%
18:00	8%	46,851	0,227	47,077	0,48%
19:00	9%	52,707	0,026	52,733	0,05%
20:00	9%	52,707	0	52,707	-
21:00	8%	46,851	0	46,851	-
22:00	7%	40,994	0	40,994	-
23:00	6%	35,138	0	35,138	-
Total diario	100%	585,63	9,518	595,150	1,63%

Según los datos expuestos, dada la diferencia de potencia instalada entre ambas plantas, el grueso de la producción diaria se concentra en aquellas horas donde repunta la eólica. Esto implica que, considerando un incremento porcentual en la generación relativamente pequeño causado por la hibridación respecto a la generación exclusiva del parque eólico (del 1,63% diario, llegando a suponer hasta por encima del 20% en alguna hora puntual del día), la influencia de la fotovoltaica sobre el límite de los 50MWh es escasa. Se aprecia cómo, para la franja horaria donde se supera el límite del punto de conexión (de 19:00 a 21:00), dicho límite se alcanza independientemente de la generación fotovoltaica, aportando esta únicamente 0,026 MWh/día de los 5,44 MWh/día totales de excedente de producción. Consecuentemente, estando este exceso clasificado como “energía perdida” dada la incapacidad de verterla a la red, se va a modelizar el excedente mediante un coeficiente de pérdidas por “excedente”.

Se estimará que estas pérdidas solo se producirán en el mes crítico, tal y como se ha estudiado, al ser este el mes con el nivel de generación eólica más elevado (tecnología principal del excedente). Se asumirá, además, que se mantiene un nivel constante de excedente diario a lo largo de todo el mes (5,414 MWh/día eólicos y 0,026 MWh/día fotovoltaicos), para representar en el modelo posibles pérdidas por excedente puntuales en otros periodos y suponiendo en la práctica un nivel de generación variable para el mes de abril. Por tanto, dicho supuesto estimaría un excedente de 162,41 MWh/año de generación eólica y 0,78 MWh/año de generación fotovoltaica que, sobre el total de producción anual (156.008,95 MWh/año eólicos y 3.042 MWh/año fotovoltaicos), estipularía un coeficiente de pérdidas del 0,10% y del 0,03%, respectivamente.

Por su parte, el estudio de la generación de la instalación hibridada en el mes de julio aporta los siguientes resultados.

Tabla 9 - Producción horaria de la instalación híbrida (julio) (Elaboración propia)

PRODUCCIÓN HORARIA (julio)					
HORAS (día)	(% distrib. horaria eólica)	PE (MWh)	PFV (MWh)	PE + PFV (MWh)	(incremento % respecto al PE)
0:00	3%	10,49	0	10,485	-
1:00	3%	10,49	0	10,485	-
2:00	3%	10,49	0	10,485	-
3:00	3%	10,49	0	10,485	-
4:00	3%	10,49	0	10,485	-
5:00	2%	6,99	0	6,990	-
6:00	2%	6,99	0,364	7,354	5,20%
7:00	2%	6,99	0,759	7,749	10,86%
8:00	2%	6,99	1,216	8,206	17,40%
9:00	1%	3,50	1,189	4,684	34,01%
10:00	1%	3,50	1,246	4,741	35,65%
11:00	1%	3,50	1,247	4,742	35,67%
12:00	2%	6,99	1,149	8,139	16,44%
13:00	3%	10,49	1,178	11,663	11,23%
14:00	4%	13,98	1,217	15,198	8,71%
15:00	5%	17,48	1,174	18,649	6,72%
16:00	6%	20,97	1,087	22,058	5,19%
17:00	7%	24,47	1,121	25,586	4,58%
18:00	8%	27,96	0,550	28,510	1,97%
19:00	9%	31,46	0,085	31,540	0,27%
20:00	9%	31,46	0	31,455	-
21:00	8%	27,96	0	27,960	-
22:00	7%	24,47	0	24,465	-
23:00	6%	20,97	0	20,970	-
Total diario	100%	349,50	13,582	363,085	3,89%

En este caso, el potencial fotovoltaico tiene mayor peso sobre la generación de la planta. La anti-correlación de ambos potenciales, tanto a nivel de periodicidad anual como a nivel horario, se ejemplifica en la Tabla 9. Siendo responsable de un incremento en el nivel de producción diaria de aproximadamente el 4%, la inclusión de la planta fotovoltaica es capaz de aumentar la producción del PE en más del 30% en las franjas horarias donde el potencial eólico es escaso.

Capítulo 8. IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

El parque eólico “El Campillo”, previa hibridación, ya suponía un impacto favorable tanto a nivel ambiental como social. Entre otros, se estimó que, una vez inicie su funcionamiento, el parque evitará emitir a la atmósfera 39.579,48 toneladas de CO₂ anuales y el consumo equivalente de 13.416,77 toneladas de petróleo al año (Athmos Sostenibilidad, 2023). El presente proyecto prevé escalar dicho impacto favorable, de acuerdo con las labores marcadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

8.1 IMPACTO AMBIENTAL

Este proyecto de hibridación otorgará a la planta un total de 49,963 MW de potencia instalada (48,7 MW eólicos + 1,263 MW fotovoltaicos). Según los resultados de la simulación (Capítulo 7.), su puesta en marcha generará una energía neta de 3.042,00 MWh/año, frente a los 156.008,95 MWh/año ya generados por el propio parque eólico. Entendiéndose dicha energía como limpia y sostenible al proceder de fuentes renovables, este proyecto supone una contribución positiva hacia la descarbonización del mix energético español.

Este ahorro energético se puede cuantificar a través de la metodología de REE para las emisiones de CO₂ equivalentes asociadas a la generación de electricidad en España (Red Eléctrica de España, 2021). Este criterio engloba, dentro del entendimiento de los gases de efecto invernadero (GEI) generados por esta industria, únicamente a las emisiones de CO₂ y las de N₂O (con una conversión de 265 g de CO₂ por cada 1 g de N₂O). El resultante es una descarbonización expresada en toneladas de CO₂ equivalente ahorradas por MW hora (tCO₂-eq/MWh) con respecto a otras tecnologías de generación de electricidad mucho más contaminantes presentes en el país (p. ej. central térmica de carbón o ciclo combinado).

A modo de facilitar la comprensión del ahorro energético que supone la hibridación propuesta frente al parque eólico actualmente en construcción, se le va a aplicar al presente

proyecto el mismo factor de emisiones de CO₂ equivalentes que el promotor aplicó en la memoria del proyecto “PE El Campillo”. Consecuentemente, habiéndose estimado un ahorro de 39.579 toneladas de CO₂ equivalentes para el parque eólico de producción 156.008,95 MWh/año (suministro de energía a 577.811 viviendas con un consumo medio), la hibridación solar fotovoltaica supondrá un ahorro suplementario de **771,75** toneladas de CO₂ equivalentes y el suministro de energía a 11.266 viviendas adicionales (considerando una producción anual de 3.042,00 MWh/año).

Sin embargo, a nivel terrestre, este proyecto impacta nocivamente sobre la fauna y flora de la Cuenca Hidrográfica del Ebro. Se ha tratado de minimizar dicho impacto mediante la selección de un emplazamiento sin afección sobre los espacios protegidos por Red Natura 2000 (ZEPA y ZEC/LIC) (Capítulo 6.1.4). Además, a nivel de uso de suelo, el proyecto se sitúa en el (Polígono 105, parcela 48, de Zaragoza), siendo la caracterización de este terreno como “TA – Tierras Arables” (Capítulo 6.1.2). Consecuentemente, dicho impacto también queda minimizado. Por último, este proyecto supone una alteración del paisaje natural de la localidad, resultando en contaminación visual y auditiva. Por tanto, según lo expuesto y a pesar de los esfuerzos por minimizar los daños ambientales, el proyecto queda sujeto a la resolución favorable por parte de INAGA de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

8.2 IMPACTO SOCIAL

Este proyecto promueve la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Se engloba, por tanto, dentro de un mix energético sostenible que fortalece las posiciones eólicas y solares fotovoltaicas en el país y combate la dependencia, cada vez menor, de combustibles fósiles procedentes del extranjero. La hibridación de “El Campillo” situará a España como país pionero en esta nueva tecnología y fomentará la autosostenibilidad del país en el ámbito de generación de energía limpia.

A nivel local, se prevé un impacto social positivo en materia de creación de empleo y mejora de los servicios urbanísticos locales. La construcción de dicha instalación fotovoltaica, a nivel de obra civil, fomentará el flujo de personas en las regiones próximas al

emplazamiento, contribuyendo positivamente a la economía local. Además, se mejorarán los viales de acceso al parque que, sumado a la mejora del propio suministro de energía eléctrica, elevará la calidad de la infraestructura de la localidad.

Por último, los organismos previstos de ser afectados por este proyecto se listan a continuación:

- Ayuntamiento de Zaragoza.
- Confederación Hidrográfica del Ebro.
- Dirección General de Cultura y Patrimonio.
- Dirección General de Energía y Minas. Servicio de Gestión Energética.
- Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (INAGA).
- Red Eléctrica de España, S.A.
- Servicio Provincial de Zaragoza. Servicio de Infraestructuras Urbanas y de Vías y Obras.

8.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto colabora con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7, 9 y 13 (Naciones Unidas, 2015).

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

La hibridación de una instalación de generación de electricidad supone la ampliación de infraestructuras para el suministro de energía limpia y asequible. Este proceso mejora la estabilidad de la energía eléctrica suministrada y contribuye a garantizar un mayor acceso a energía segura y sostenible.

- Meta 7.2: De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

A nivel de tramitación, la hibridación de instalaciones de generación de electricidad agiliza los plazos de conexión y puesta en marcha de nuevas plantas de generación renovable, promoviendo un acelerado crecimiento del número de instalaciones renovables para 2030.

- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras

La hibridación se presenta como un enfoque innovador en la industria de generación de electricidad. Permite un mayor aprovechamiento del recurso de la zona mientras minimiza el impacto ambiental que supondría la construcción de dos infraestructuras independientes, promoviendo la industrialización sostenible y la adopción de tecnologías limpias y ambientalmente racionales.

- Objetivo 13: Acción por el clima

El sector energético se posiciona actualmente como uno de los mayores responsables de la emisión de gases de efecto invernadero. La hibridación, como fomento del uso de tecnologías de generación de electricidad limpias, colabora con la desaparición de los combustibles fósiles en la industria y la reducción de su impacto climático.

Capítulo 9. VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez entendida la viabilidad técnica del presente proyecto, se va a realizar una aproximación económica para determinar la rentabilidad, o no, de dicha instalación.

El estudio económico se va a plantear en dos casuísticas a modo comparativo:

- Parque eólico “El Campillo”.
- Hibridación del parque eólico “El Campillo” con una planta solar fotovoltaica.

obviándose, consecuentemente, el rendimiento económico de la instalación fotovoltaica por si sola, al no ser esta de valor para la visualización de las sinergias provenientes de la hibridación de instalaciones.

9.1 PRESUPUESTO

Los proyectos de generación de energía eléctrica son considerados como actividades intensivas en CAPEX (“Capital Expenditures” o “Gastos en Capital”), requiriendo habitualmente de elevadas inversiones para poder levantar/iniciar el proyecto. Dicho gasto es, por tanto, fundamental a la hora de determinar la rentabilidad económica del proyecto.

A continuación se presenta el presupuesto, aportado por el promotor, para el parque eólico (PE) “El Campillo”, y el destinado para la subestación eléctrica transformadora (SET) de dicho proyecto. Cabe destacar que, mientras que los presupuestos para el PE parte II y la SET son consultables en documentación pública de los respectivos proyectos, el presupuesto para el PE parte I se ha estimado a partir de la financiación de BBVA concedida al promotor para dicha actividad, asumiéndose una base financiada estándar del 70% del presupuesto.

Tabla 10 - Presupuesto PE "El Campillo" y SET "El Campillo" (Forestalia Renovables S.L., 2022)

PE "EL CAMPILLO"		56.117.812,98 €
PE "EL CAMPILLO" - Parte I	(finan. BBVA de 29,5 millones de €)	42.142.857,14 €
PE "EL CAMPILLO" - Parte II		13.974.955,84 €
SET "EL CAMPILLO"		3.112.857,40 €

Con ello, el presupuesto de la Ejecución Material del Parque Eólico “El Campillo” asciende a CINCUENTA Y SEIS MILLONES CIENTO DIEZ Y SIETE MIL OCHOCIENTOS DOCE euros con NOVENTA Y OCHO céntimos (56.117.812,98 €), destinándose además un presupuesto para la Subestación Eléctrica Transformadora “El Campillo” de TRES MILLONES CIENTO DOCE MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SIETE euros con CUARENTA céntimos (3.112.857,40 €).

Por su parte, se ha elaborado un presupuesto orientativo para este proyecto solar fotovoltaico en base a presupuestos similares ya existentes, priorizando, si disponible, aquel elaborado por el mismo promotor (FORESTALIA) para esta tecnología (el presupuesto completo y desglosado se encuentra adjunto en el ANEXO IV. Presupuesto).

Tabla 11 – Resumen ejecutivo presupuesto de Ejecución Material PSFV "El Campillo" (Elaboración propia)

PARTIDA	UNID.	CONCEPTO	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL					914.100,78 €
1.		OBRA CIVIL			215.073,40 €
1.1		Movimiento de tierras			17.916,91 €
1.2		Drenaje			27.262,00 €
1.3		Canalizaciones			150.096,43 €
1.4		Viales			17.546,67 €
1.5		Cimentaciones			2.251,40 €
2.		INSTALACIÓN MECÁNICA			588.086,25 €
2.1-2.3		Módulos FV, Estructura y Montaje			485.047,49 €
2.4		Combiner boxes			10.397,16 €
2.5		Estación de potencia			92.641,59 €
3.		INSTALACIÓN ELÉCTRICA			52.016,83 €
3.1		Tomas de tierra			18.418,50 €
3.2		Instalación baja tensión			15.170,06 €
3.3		Instalación media tensión			8.680,00 €
3.4		Varios			9.748,27 €
4.		GENERALES			58.924,31 €
4.1		Seguridad y salud			13.656,29 €
4.2		Medio ambiente			20.475,01 €
4.3		Puesta en marcha			17.200,00 €
4.4		Varios			7.593,00 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL					914.100,78 €
6,00% GASTOS GENERALES					54.846,05 €
13,00% BENEFICIO INDUSTRIAL					118.833,10 €
SUMA P.E.M + GG + BI					1.087.779,93 €
21,00% I.V.A.					228.433,79 €
TOTAL PRESUPUESTO					1.316.213,71 €

Tal y como se refleja en la Tabla 11, el presupuesto de la Ejecución Material de la Planta Solar Fotovoltaica “El Campillo” es de **UN MILLÓN TRESCIENTOS DIEZ Y SEIS MIL DOSCIENTOS TRECE** euros con **SETENTA Y UN** céntimos (1.316.213,71 €).

9.2 ESTADOS FINANCIEROS

9.2.1 CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

A nivel de simplificación del modelo, se ha estimado un precio medio de la electricidad para la totalidad de la instalación, sin diferenciar económicamente entre la venta de electricidad producida mediante energía eólica o solar fotovoltaica. Para ello, se ha partido del histórico de precios del mercado eléctrico español proporcionado por OMIE (operador designado), habiéndose seleccionado el rango desde 1999-2023 (OMIE, 2023). Dicho criterio se sostiene en la longevidad de los datos seleccionados (el rango cubre aproximadamente los últimos 25 años) con el fin de recoger por un lado la tendencia de precios ligeramente crecientes visible hasta el año 2020 y, por otro, el desajuste de precios apreciable desde entonces a raíz del Covid-19 y los conflictos socio-políticos en los que se ha visto envuelta la región, tal y como se ilustra en la Figura 39.

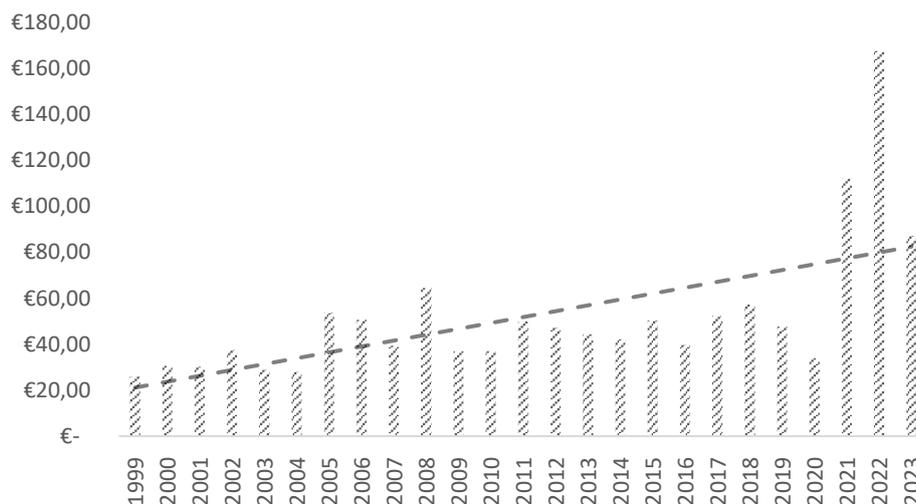


Figura 39 - Histórico de precios del mercado diario de la electricidad (€/MWh) (OMIE, 2023)

El precio medio considerado para el año 1 de funcionamiento del proyecto, coincidiendo con la media de los datos presentados, es de 51,77 € (la desviación típica de estos datos es de $\pm 30,68$ €, a emplear más adelante para el cálculo de la rentabilidad en distintos escenarios). Además, a dicho precio inicial se le ha aplicado un incremento anual porcentual correspondiente con el Índice de Precios del Consumo (IPC), que a su vez reflejaría la tendencia de precios crecientes vista en el histórico de la Figura 39. Este valor, de nuevo, se ha calculado en base al histórico de datos de este índice, habiéndose seleccionado como rango la última década disponible (INE, 2023). Por tanto, el valor medio del IPC a aplicar, anualmente, tanto al precio de la electricidad como a los gastos recurrentes de operación y mantenimiento (O&M) de la instalación, es del 1,84%.

La vida útil de este proyecto se ha estimado en 30 años, atendiendo i) al criterio del proveedor de los módulos fotovoltaicos a emplear y ii) considerando la tendencia actual del mercado de generación eólica donde parques inicialmente planteados con una vida útil de entre 20 y 25 años muestran signos de fortaleza una vez superada esa longevidad. Sin embargo, durante este tiempo, la producción de energía anual no se ha considerado constante, si no que se le ha aplicado un porcentaje de reducción que refleja la degradación de la tecnología instalada (se aplica un factor lineal, constante anualmente). Para cada tecnología, los factores de pérdidas por degradación considerados han sido:

- 0,45% anual para la tecnología solar fotovoltaica tras un 2% sufrido exclusivamente en el año 1 de producción, según se muestra en las características técnicas de los módulos FV seleccionados.
- 0,90% anual para la tecnología eólica (estimado), aplicándose también el mismo factor del 2% en el año 1, al considerarse esta apartada más compleja de mantener y atendiendo a la longevidad “extra” de este tipo de instalaciones.

Además, encontrándose el parque eólico actualmente en fase de construcción, con proyección para obtener el permiso de explotación durante este año (2024), se ha asumido que, en caso de resolución favorable del presente proyecto, este no iniciaría su actividad de generación hasta pasados dos años, por lo que se ha desfasado el modelo económico en un

año todo lo relativo exclusivamente a esta planta. Por simplificación del modelo, la vida útil de 30 años se ha considerado desde que el parque eólico inicia su funcionamiento, sin tener en cuenta, por tanto, el último año de generación solar fotovoltaica resultante del desfase de 1 año con respecto a la instalación “madre”.

Según estos criterios, el modelo de generación de ingresos de esta instalación híbrida se presenta a continuación, ofreciéndose la comparativa gráfica con respecto al funcionamiento exclusivamente del parque eólico.

Tabla 12 - Proyección de ingresos (PE y PE+PFV) (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T = 1	T = 2	T = 3	T = 4	T = 5	T = 6	T = 7	T = 8	T = 9	T = 10	T = 11	T = 12	T = 13	T = 14	T = 15
PRECIO ELECTRICIDAD (€/MWh)	51,77 €	52,72 €	53,69 €	54,68 €	55,69 €	56,71 €	57,76 €	58,82 €	59,91 €	61,01 €	62,13 €	63,28 €	64,45 €	65,63 €	66,84 €
PRODUCCIÓN PE (MWh/año)	155.846,54	152.729,61	149.992,84	148.642,91	147.305,12	145.979,38	144.665,56	143.363,57	142.073,30	140.794,64	139.527,49	138.271,74	137.027,30	135.794,05	134.571,90
PRODUCCIÓN PFV (MWh/año)	-	3.041,22	2.980,40	2.941,78	2.922,66	2.903,66	2.884,79	2.866,04	2.847,41	2.828,90	2.810,51	2.792,24	2.774,09	2.756,06	2.738,15
PRODUCCIÓN PE+PFV (MWh/año)	155.846,54	155.770,83	152.973,24	151.584,69	150.227,78	148.883,04	147.550,35	146.229,61	144.920,71	143.623,54	142.338,00	141.063,98	139.801,39	138.550,11	137.310,05
INGRESOS (PE)	8.067.614,16 €	8.051.923,77 €	8.053.328,66 €	8.127.884,76 €	8.203.131,08 €	8.279.074,01 €	8.355.720,01 €	8.433.075,59 €	8.511.147,30 €	8.589.941,79 €	8.669.465,74 €	8.749.725,91 €	8.830.729,11 €	8.912.482,22 €	8.994.992,18 €
INGRESOS (PE+PFV)	8.067.614,16 €	8.212.257,53 €	8.213.350,59 €	8.288.743,14 €	8.365.888,21 €	8.443.752,31 €	8.522.342,14 €	8.601.664,50 €	8.681.726,22 €	8.762.534,19 €	8.844.095,40 €	8.926.416,87 €	9.009.505,71 €	9.093.369,07 €	9.178.014,20 €

TIEMPO (años)	T = 16	T = 17	T = 18	T = 19	T = 20	T = 21	T = 22	T = 23	T = 24	T = 25	T = 26	T = 27	T = 28	T = 29	T = 30
PRECIO ELECTRICIDAD (€/MWh)	68,07 €	69,33 €	70,60 €	71,91 €	73,23 €	74,58 €	75,95 €	77,35 €	78,78 €	80,23 €	81,71 €	83,21 €	84,75 €	86,31 €	87,90 €
PRODUCCIÓN PE (MWh/año)	133.360,76	132.160,51	130.971,06	129.792,33	128.624,19	127.466,58	126.319,38	125.182,50	124.055,86	122.939,36	121.832,90	120.736,41	119.649,78	118.572,93	117.505,78
PRODUCCIÓN PFV (MWh/año)	2.720,35	2.702,67	2.685,10	2.667,65	2.650,31	2.633,08	2.615,97	2.598,96	2.582,07	2.565,29	2.548,61	2.532,04	2.515,59	2.499,24	2.482,99
PRODUCCIÓN PE+PFV (MWh/año)	136.081,11	134.863,18	133.656,17	132.459,97	131.274,50	130.099,66	128.935,34	127.781,46	126.637,93	125.504,64	124.381,51	123.268,45	122.165,37	121.072,17	119.988,77
INGRESOS (PE)	9.078.266,01 €	9.162.310,77 €	9.247.133,60 €	9.332.741,70 €	9.419.142,34 €	9.506.342,86 €	9.594.350,67 €	9.683.173,24 €	9.772.818,11 €	9.863.292,89 €	9.954.605,27 €	10.046.763,00 €	10.139.773,91 €	10.233.645,89 €	10.328.386,92 €
INGRESOS (PE+PFV)	9.263.448,39 €	9.349.679,02 €	9.436.713,51 €	9.524.559,39 €	9.613.224,22 €	9.702.715,66 €	9.793.041,42 €	9.884.209,31 €	9.976.227,18 €	10.069.102,97 €	10.162.844,70 €	10.257.460,46 €	10.352.958,41 €	10.449.346,80 €	10.546.633,93 €

Por otro lado, se ha estimado un modelo de costes de operación y mantenimiento anuales (O&M, OPEX) para cada instalación individual, agregándose una serie de gastos “compartidos” que refleja las sinergias económicas de las instalaciones híbridas. Respectivamente, el monto de estos gastos recae sobre la tecnología propia de captación del recurso (aerogeneradores y módulos FV), atendiendo a labores de mantenimiento preventivo y limpieza con el fin de garantizar su funcionamiento lineal a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Otras categorías incluyen las instalaciones que acompañan a la aparamenta de captación, un gasto correctivo anualizado y gastos asociados al terreno. El listado de gastos compartidos excluye los asociados exclusivamente a una u otra instalación, y recoge los costes de la Subestación Eléctrica Transformadora (punto común para la evacuación de ambas plantas), gastos en seguros y gastos en personal (categorizados como comunes dada la proximidad de ambas instalaciones).

Económicamente, estos costes de operación y mantenimiento se han estimado en base a la publicación “Renewable Power Generation Costs in 2022” de la International Renewable Energy Agency (IRENA), donde se aporta un porcentaje asociado a cada una de las categorías de gastos anteriormente nombradas respecto al coste de O&M global de estas instalaciones (IRENA, 2023b). Además, a modo de referencia, se ha empleado la estimación de los gastos de O&M para dicha tecnología por kW instalado aportada por esta misma fuente, estipulada en \$40 por kW/año para una instalación eólica y \$8,4 por kW/año para una instalación solar fotovoltaica.

A continuación se recogen los gastos de O&M a emplear en el modelo económico tanto del PE “El Campillo” como para la instalación híbrida.

Tabla 13 - Gastos de O&M asociados al PFV (Elaboración propia)

PFV "EL CAMPILLO"		7.552,74 €
O&M Módulos FV	(mantenimiento preventivo y limpieza)	5.926,00 €
O&M Instalación		1.278,16 €
O&M Correctivo		232,39 €
O&M Terrenos		116,20 €

Tabla 14 - Gastos de O&M asociados al PE (Elaboración propia)

PE "EL CAMPILLO"	1.874.598,80 €
O&M Aerogeneradores	1.440.000,00 €
O&M Instalación	322.588,80 €
O&M Correctivo	107.529,60 €
O&M Terrenos	4.480,40 €
OTROS	151.687,67 €
SET "El Campillo"	50.562,56 €
Seguros	96.528,52 €
Personal	4.596,60 €

Cabe destacar que, al igual que para el precio anual de la electricidad, estos gastos también están sometidos al incremento porcentual del IPC.

Por último, a nivel de desarrollo de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, se ha asumido un porcentaje de amortización del 4% para ambas instalaciones, y una tasa impositiva estatutaria del 25% (de acuerdo con los datos publicados en la web de la OCDE). Este estado financiero se presenta a continuación para ambos proyectos estudiados (con únicamente el parque eólico en funcionamiento, y con la instalación una vez hibridada).

Tabla 15 – Proyección de la cuenta P&L del PE (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T=0	T=1	T=2	T=3	T=4	T=5	T=6	T=7	T=8	T=9	T=10	T=11	T=12	T=13	T=14	T=15
INGRESOS (PE)	- € 8.067.614,16 €	8.051.923,77 €	8.053.328,66 €	8.127.884,76 €	8.203.131,08 €	8.279.074,01 €	8.355.720,01 €	8.433.075,59 €	8.511.147,30 €	8.589.941,79 €	8.669.465,74 €	8.749.725,91 €	8.830.729,11 €	8.912.482,22 €	8.994.992,18 €	
O&M PE "EL CAMPILLO"	- € 1.874.598,80 €	- 1.909.135,68 €	- 1.944.308,85 €	- 1.980.130,04 €	- 2.016.611,19 €	- 2.053.764,45 €	- 2.091.602,21 €	- 2.130.137,07 €	- 2.169.381,89 €	- 2.209.349,74 €	- 2.250.053,94 €	- 2.291.508,06 €	- 2.333.725,91 €	- 2.376.721,57 €	- 2.420.509,36 €	
O&M OTROS	- € 151.687,67 €	- 154.482,30 €	- 157.328,42 €	- 160.226,98 €	- 163.178,94 €	- 166.185,29 €	- 169.247,02 €	- 172.365,16 €	- 175.540,75 €	- 178.774,84 €	- 182.068,52 €	- 185.422,88 €	- 188.839,04 €	- 192.318,14 €	- 195.861,33 €	
EBITDA (PE)	- € 6.041.327,70 €	5.988.305,79 €	5.951.691,38 €	5.987.527,73 €	6.023.340,95 €	6.059.124,28 €	6.094.870,79 €	6.130.573,35 €	6.166.224,66 €	6.201.817,21 €	6.237.343,28 €	6.272.794,97 €	6.308.164,16 €	6.343.442,51 €	6.378.621,49 €	
AMORTIZACIÓN (PE)	- € 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	
EBIT (PE)	- € 3.796.615,18 €	3.743.593,27 €	3.706.978,87 €	3.742.815,21 €	3.778.628,43 €	3.814.411,76 €	3.850.158,27 €	3.885.860,83 €	3.921.512,14 €	3.957.104,69 €	3.992.630,76 €	4.028.082,45 €	4.063.451,64 €	4.098.729,99 €	4.133.908,97 €	
IMPUESTO BENEF. (PE)	- € 949.153,79 €	- 935.898,32 €	- 926.744,72 €	- 935.703,80 €	- 944.657,11 €	- 953.602,94 €	- 962.539,57 €	- 971.465,21 €	- 980.378,04 €	- 989.276,17 €	- 998.157,69 €	- 1.007.020,61 €	- 1.015.862,91 €	- 1.024.682,50 €	- 1.033.477,24 €	
BENEF. NETO (PE)	- € 2.847.461,38 €	2.807.694,96 €	2.780.234,15 €	2.807.111,41 €	2.833.971,32 €	2.860.808,82 €	2.887.618,70 €	2.914.395,62 €	2.941.134,11 €	2.967.828,52 €	2.994.473,07 €	3.021.061,84 €	3.047.588,73 €	3.074.047,49 €	3.100.431,73 €	
TIEMPO (años)	T=16	T=17	T=18	T=19	T=20	T=21	T=22	T=23	T=24	T=25	T=26	T=27	T=28	T=29	T=30	
INGRESOS (PE)	9.078.266,01 €	9.162.310,77 €	9.247.133,60 €	9.332.741,70 €	9.419.142,34 €	9.506.342,86 €	9.594.350,67 €	9.683.173,24 €	9.772.818,11 €	9.863.292,89 €	9.954.605,27 €	10.046.763,00 €	10.139.773,91 €	10.233.645,89 €	10.328.386,92 €	
O&M PE "EL CAMPILLO"	- 2.465.103,89 €	- 2.510.520,00 €	- 2.556.772,84 €	- 2.603.877,83 €	- 2.651.850,67 €	- 2.700.707,33 €	- 2.750.464,11 €	- 2.801.137,59 €	- 2.852.744,66 €	- 2.905.302,52 €	- 2.958.828,69 €	- 3.013.341,00 €	- 3.068.857,62 €	- 3.125.397,06 €	- 3.182.978,16 €	
O&M OTROS	- 199.469,81 €	- 203.144,76 €	- 206.887,42 €	- 210.699,03 €	- 214.580,87 €	- 218.534,23 €	- 222.560,42 €	- 226.660,78 €	- 230.836,69 €	- 235.089,54 €	- 239.420,74 €	- 243.831,73 €	- 248.323,99 €	- 252.899,02 €	- 257.558,33 €	
EBITDA (PE)	6.413.692,32 €	6.448.646,01 €	6.483.473,33 €	6.518.164,83 €	6.552.710,80 €	6.587.101,31 €	6.621.326,14 €	6.655.374,86 €	6.689.236,75 €	6.722.900,83 €	6.756.355,85 €	6.789.590,27 €	6.822.592,30 €	6.855.349,82 €	6.887.850,44 €	
AMORTIZACIÓN (PE)	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	- 2.244.712,52 €	
EBIT (PE)	4.168.979,80 €	4.203.933,49 €	4.238.760,81 €	4.273.452,31 €	4.307.998,28 €	4.342.388,79 €	4.376.613,62 €	4.410.662,34 €	4.444.524,23 €	4.478.188,31 €	4.511.643,33 €	4.544.877,75 €	4.577.879,78 €	4.610.637,30 €	4.643.137,92 €	
IMPUESTO BENEF. (PE)	- 1.042.244,95 €	- 1.050.983,37 €	- 1.059.690,20 €	- 1.068.363,08 €	- 1.076.999,57 €	- 1.085.597,20 €	- 1.094.153,41 €	- 1.102.665,59 €	- 1.111.131,06 €	- 1.119.547,08 €	- 1.127.910,83 €	- 1.136.219,44 €	- 1.144.469,94 €	- 1.152.659,32 €	- 1.160.784,48 €	
BENEF. NETO (PE)	3.126.734,85 €	3.152.950,12 €	3.179.070,61 €	3.205.089,23 €	3.230.998,71 €	3.256.791,59 €	3.282.460,22 €	3.307.996,76 €	3.333.393,17 €	3.358.641,23 €	3.383.732,49 €	3.408.658,31 €	3.433.409,83 €	3.457.977,97 €	3.482.353,44 €	

Tabla 16 - Proyección de la cuenta P&L del PE+PFV (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T = 0	T = 1	T = 2	T = 3	T = 4	T = 5	T = 6	T = 7	T = 8	T = 9	T = 10	T = 11	T = 12	T = 13	T = 14	T = 15
INGRESOS (PE+PFV)	- €	8.067.614,16 €	8.212.257,53 €	8.213.350,59 €	8.288.743,14 €	8.365.888,21 €	8.443.752,31 €	8.522.342,14 €	8.601.664,50 €	8.681.726,22 €	8.762.534,19 €	8.844.095,40 €	8.926.416,87 €	9.009.505,71 €	9.093.369,07 €	9.178.014,20 €
O&M PE "EL CAMPILLO"	- €	1.874.598,80 €	1.909.135,68 €	1.944.308,85 €	1.980.130,04 €	2.016.611,19 €	2.053.764,45 €	2.091.602,21 €	2.130.137,07 €	2.169.381,89 €	2.209.349,74 €	2.250.053,94 €	2.291.508,06 €	2.333.725,91 €	2.376.721,57 €	2.420.509,36 €
O&M PFV "EL CAMPILLO"	- €	- €	7.552,74 €	7.691,89 €	7.833,60 €	7.977,92 €	8.124,91 €	8.274,60 €	8.427,04 €	8.582,30 €	8.740,42 €	8.901,45 €	9.065,45 €	9.232,46 €	9.402,56 €	9.575,79 €
O&M OTROS	- €	151.687,67 €	154.482,30 €	157.328,42 €	160.226,98 €	163.178,94 €	166.185,29 €	169.247,02 €	172.365,16 €	175.540,75 €	178.774,84 €	182.068,52 €	185.422,88 €	188.839,04 €	192.318,14 €	195.861,33 €
EBITDA (PE+PFV)	- €	6.041.327,70 €	6.141.086,81 €	6.104.021,42 €	6.140.552,51 €	6.178.120,15 €	6.215.677,66 €	6.253.218,32 €	6.290.735,22 €	6.328.221,28 €	6.365.669,19 €	6.403.071,49 €	6.440.420,49 €	6.477.708,29 €	6.514.926,81 €	6.552.067,72 €
AMORTIZACIÓN (PE+PFV)	- €	2.244.712,52 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €
EBIT (PE+PFV)	- €	3.796.615,18 €	3.843.725,74 €	3.806.660,35 €	3.843.191,44 €	3.880.759,09 €	3.918.316,60 €	3.955.857,25 €	3.993.374,16 €	4.030.860,21 €	4.068.308,13 €	4.105.710,42 €	4.143.059,42 €	4.180.347,23 €	4.217.565,74 €	4.254.706,65 €
IMPUESTO BENEF. (PE+PFV)	- €	949.153,79 €	960.931,43 €	951.665,09 €	960.797,86 €	970.189,77 €	979.579,15 €	988.964,31 €	998.343,54 €	1.007.715,05 €	1.017.077,03 €	1.026.427,61 €	1.035.764,86 €	1.045.086,81 €	1.054.391,43 €	1.063.676,66 €
BENEF. NETO (PE+PFV)	- €	2.847.461,38 €	2.882.794,30 €	2.854.995,27 €	2.882.393,58 €	2.910.569,31 €	2.938.737,45 €	2.966.892,94 €	2.995.030,62 €	3.023.145,16 €	3.051.231,09 €	3.079.282,82 €	3.107.294,57 €	3.135.260,42 €	3.163.174,30 €	3.191.029,99 €
TIEMPO (años)	T = 16	T = 17	T = 18	T = 19	T = 20	T = 21	T = 22	T = 23	T = 24	T = 25	T = 26	T = 27	T = 28	T = 29	T = 30	
INGRESOS (PE+PFV)	9.263.448,39 €	9.349.679,02 €	9.436.713,51 €	9.524.559,39 €	9.613.224,22 €	9.702.715,66 €	9.793.041,42 €	9.884.209,31 €	9.976.227,18 €	10.069.102,97 €	10.162.844,70 €	10.257.460,46 €	10.352.958,41 €	10.449.346,80 €	10.546.633,93 €	
O&M PE "EL CAMPILLO"	- 2.465.103,89 €	- 2.510.520,00 €	- 2.556.772,84 €	- 2.603.877,83 €	- 2.651.850,67 €	- 2.700.707,33 €	- 2.750.464,11 €	- 2.801.137,59 €	- 2.852.744,66 €	- 2.905.302,52 €	- 2.958.828,69 €	- 3.013.341,00 €	- 3.068.857,62 €	- 3.125.397,06 €	- 3.182.978,16 €	
O&M PFV "EL CAMPILLO"	- 9.752,21 €	- 9.931,88 €	- 10.114,86 €	- 10.301,21 €	- 10.491,00 €	- 10.684,28 €	- 10.881,12 €	- 11.081,59 €	- 11.285,76 €	- 11.493,68 €	- 11.705,44 €	- 11.921,09 €	- 12.140,72 €	- 12.364,40 €	- 12.592,19 €	
O&M OTROS	- 199.469,81 €	- 203.144,76 €	- 206.887,42 €	- 210.699,03 €	- 214.580,87 €	- 218.534,23 €	- 222.560,42 €	- 226.660,78 €	- 230.836,69 €	- 235.089,54 €	- 239.420,74 €	- 243.831,73 €	- 248.323,99 €	- 252.899,02 €	- 257.558,33 €	
EBITDA (PE+PFV)	6.589.122,49 €	6.626.082,38 €	6.662.938,39 €	6.699.681,31 €	6.736.301,69 €	6.772.789,82 €	6.809.135,77 €	6.845.329,34 €	6.881.360,06 €	6.917.217,23 €	6.952.889,84 €	6.988.366,64 €	7.023.636,08 €	7.058.686,33 €	7.093.505,25 €	
AMORTIZACIÓN (PE+PFV)	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	- 2.297.361,07 €	
EBIT (PE+PFV)	4.291.761,43 €	4.328.721,31 €	4.365.577,32 €	4.402.320,24 €	4.438.940,62 €	4.475.428,75 €	4.511.774,70 €	4.547.968,27 €	4.583.999,00 €	4.619.856,16 €	4.655.528,78 €	4.691.005,58 €	4.726.275,01 €	4.761.325,26 €	4.796.144,18 €	
IMPUESTO BENEF. (PE+PFV)	- 1.072.940,36 €	- 1.082.180,33 €	- 1.091.394,33 €	- 1.100.580,06 €	- 1.109.735,15 €	- 1.118.857,19 €	- 1.127.943,68 €	- 1.136.992,07 €	- 1.145.999,75 €	- 1.154.964,04 €	- 1.163.882,19 €	- 1.172.751,39 €	- 1.181.568,75 €	- 1.190.331,31 €	- 1.199.036,05 €	
BENEF. NETO (PE+PFV)	3.218.821,07 €	3.246.540,98 €	3.274.182,99 €	3.301.740,18 €	3.329.205,46 €	3.356.571,57 €	3.383.831,03 €	3.410.976,20 €	3.437.999,25 €	3.464.892,12 €	3.491.646,58 €	3.518.254,18 €	3.544.706,26 €	3.570.993,94 €	3.597.108,14 €	

9.2.2 FLUJO DE CAJA

Para la elaboración del modelo de flujo de caja de cada casuística, a modo de simplificación y con el fin de poder comparar ambas de manera más intuitiva, se ha asumido que no existe ningún flujo de caja financiero para ninguno de los proyectos, tratándose ambos presupuestos como flujo de caja económico desembolsado en el año previo al inicio de la actividad de generación de electricidad, respectivamente.

Consecuentemente, para ambos ejercicios, el flujo de caja se construye de la siguiente manera.

Tabla 17 - Proyección de la cuenta Flujo de Caja del PE (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T = 0	T = 1	T = 2	T = 3	T = 4	T = 5	T = 6	T = 7	T = 8	T = 9	T = 10	T = 11	T = 12	T = 13	T = 14	T = 15
BENEF. NETO (PE+PFV)	- €	2.847.461,38 €	2.882.794,30 €	2.854.995,27 €	2.882.393,58 €	2.910.569,31 €	2.938.737,45 €	2.966.892,94 €	2.995.030,62 €	3.023.145,16 €	3.051.231,09 €	3.079.282,82 €	3.107.294,57 €	3.135.260,42 €	3.163.174,30 €	3.191.029,99 €
AMORTIZACIÓN (PE+PFV) - AJUSTE	- €	2.244.712,52 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (PE+PFV)	- €	5.092.173,90 €	5.180.155,37 €	5.152.356,33 €	5.179.754,65 €	5.207.930,38 €	5.236.098,51 €	5.264.254,01 €	5.292.391,68 €	5.320.506,22 €	5.348.592,16 €	5.376.643,89 €	5.404.655,63 €	5.432.621,49 €	5.460.535,37 €	5.488.391,06 €
CAPEX / INVERSIÓN (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 1.316.213,71 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 1.316.213,71 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA FINANCIERO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	3.775.960,19 €	5.180.155,37 €	5.152.356,33 €	5.179.754,65 €	5.207.930,38 €	5.236.098,51 €	5.264.254,01 €	5.292.391,68 €	5.320.506,22 €	5.348.592,16 €	5.376.643,89 €	5.404.655,63 €	5.432.621,49 €	5.460.535,37 €	5.488.391,06 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 55.454.710,20 €	- 50.274.554,82 €	- 45.122.198,49 €	- 39.942.443,84 €	- 34.734.513,46 €	- 29.498.414,94 €	- 24.234.160,93 €	- 18.941.769,25 €	- 13.621.263,03 €	- 8.272.670,86 €	- 2.896.026,98 €	2.508.628,66 €	7.941.250,14 €	13.401.785,51 €	18.890.176,57 €

TIEMPO (años)	T = 16	T = 17	T = 18	T = 19	T = 20	T = 21	T = 22	T = 23	T = 24	T = 25	T = 26	T = 27	T = 28	T = 29	T = 30
BENEF. NETO (PE+PFV)	3.218.821,07 €	3.246.540,98 €	3.274.182,99 €	3.301.740,18 €	3.329.205,46 €	3.356.571,57 €	3.383.831,03 €	3.410.976,20 €	3.437.999,25 €	3.464.892,12 €	3.491.646,58 €	3.518.254,18 €	3.544.706,26 €	3.570.993,94 €	3.597.108,14 €
AMORTIZACIÓN (PE+PFV) - AJUSTE	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (PE+PFV)	5.516.182,14 €	5.543.902,05 €	5.571.544,06 €	5.599.101,25 €	5.626.566,53 €	5.653.932,63 €	5.681.192,10 €	5.708.337,27 €	5.735.360,32 €	5.762.253,19 €	5.789.007,65 €	5.815.615,25 €	5.842.067,33 €	5.868.355,01 €	5.894.469,21 €
CAPEX / INVERSIÓN (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA FINANCIERO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA (PE+PFV)	5.516.182,14 €	5.543.902,05 €	5.571.544,06 €	5.599.101,25 €	5.626.566,53 €	5.653.932,63 €	5.681.192,10 €	5.708.337,27 €	5.735.360,32 €	5.762.253,19 €	5.789.007,65 €	5.815.615,25 €	5.842.067,33 €	5.868.355,01 €	5.894.469,21 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE+PFV)	24.406.358,71 €	29.950.260,76 €	35.521.804,82 €	41.120.906,06 €	46.747.472,60 €	52.401.405,23 €	58.082.597,32 €	63.790.934,59 €	69.526.294,91 €	75.288.548,10 €	81.077.555,75 €	86.893.171,00 €	92.735.238,33 €	98.603.593,34 €	104.498.062,55 €

Tabla 18 -Proyección de la cuenta Flujo de Caja del PE+PFV (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T = 0	T = 1	T = 2	T = 3	T = 4	T = 5	T = 6	T = 7	T = 8	T = 9	T = 10	T = 11	T = 12	T = 13	T = 14	T = 15
BENEF. NETO (PE+PFV)	- €	2.847.461,38 €	2.882.794,30 €	2.854.995,27 €	2.882.393,58 €	2.910.569,31 €	2.938.737,45 €	2.966.892,94 €	2.995.030,62 €	3.023.145,16 €	3.051.231,09 €	3.079.282,82 €	3.107.294,57 €	3.135.260,42 €	3.163.174,30 €	3.191.029,99 €
AMORTIZACIÓN (PE+PFV) - AJUSTE	- €	2.244.712,52 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (PE+PFV)	- €	5.092.173,90 €	5.180.155,37 €	5.152.356,33 €	5.179.754,65 €	5.207.930,38 €	5.236.098,51 €	5.264.254,01 €	5.292.391,68 €	5.320.506,22 €	5.348.592,16 €	5.376.643,89 €	5.404.655,63 €	5.432.621,49 €	5.460.535,37 €	5.488.391,06 €
CAPEX / INVERSIÓN (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 1.316.213,71 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 1.316.213,71 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA FINANCIERO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	3.775.960,19 €	5.180.155,37 €	5.152.356,33 €	5.179.754,65 €	5.207.930,38 €	5.236.098,51 €	5.264.254,01 €	5.292.391,68 €	5.320.506,22 €	5.348.592,16 €	5.376.643,89 €	5.404.655,63 €	5.432.621,49 €	5.460.535,37 €	5.488.391,06 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE+PFV)	- 59.230.670,38 €	- 55.454.710,20 €	- 50.274.554,82 €	- 45.122.198,49 €	- 39.942.443,84 €	- 34.734.513,46 €	- 29.498.414,94 €	- 24.234.160,93 €	- 18.941.769,25 €	- 13.621.263,03 €	- 8.272.670,86 €	- 2.896.026,98 €	2.508.628,66 €	7.941.250,14 €	13.401.785,51 €	18.890.176,57 €

TIEMPO (años)	T = 16	T = 17	T = 18	T = 19	T = 20	T = 21	T = 22	T = 23	T = 24	T = 25	T = 26	T = 27	T = 28	T = 29	T = 30
BENEF. NETO (PE+PFV)	3.218.821,07 €	3.246.540,98 €	3.274.182,99 €	3.301.740,18 €	3.329.205,46 €	3.356.571,57 €	3.383.831,03 €	3.410.976,20 €	3.437.999,25 €	3.464.892,12 €	3.491.646,58 €	3.518.254,18 €	3.544.706,26 €	3.570.993,94 €	3.597.108,14 €
AMORTIZACIÓN (PE+PFV) - AJUSTE	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €	2.297.361,07 €
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (PE+PFV)	5.516.182,14 €	5.543.902,05 €	5.571.544,06 €	5.599.101,25 €	5.626.566,53 €	5.653.932,63 €	5.681.192,10 €	5.708.337,27 €	5.735.360,32 €	5.762.253,19 €	5.789.007,65 €	5.815.615,25 €	5.842.067,33 €	5.868.355,01 €	5.894.469,21 €
CAPEX / INVERSIÓN (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA FINANCIERO (PE+PFV)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FLUJO DE CAJA (PE+PFV)	5.516.182,14 €	5.543.902,05 €	5.571.544,06 €	5.599.101,25 €	5.626.566,53 €	5.653.932,63 €	5.681.192,10 €	5.708.337,27 €	5.735.360,32 €	5.762.253,19 €	5.789.007,65 €	5.815.615,25 €	5.842.067,33 €	5.868.355,01 €	5.894.469,21 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE+PFV)	24.406.358,71 €	29.950.260,76 €	35.521.804,82 €	41.120.906,06 €	46.747.472,60 €	52.401.405,23 €	58.082.597,32 €	63.790.934,59 €	69.526.294,91 €	75.288.548,10 €	81.077.555,75 €	86.893.171,00 €	92.735.238,33 €	98.603.593,34 €	104.498.062,55 €

9.3 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

La métrica del Flujo de Caja Acumulado, agregada en ambos modelos, aporta una primera observación de la rentabilidad de ambos proyectos. Con ambos proyectos sumando un flujo de caja acumulado positivo al final de su vida útil, en una primera valoración se estima que ambos proyectos son económicamente rentables. Además, comparando ambas métricas en este último periodo, se entiende que, inicialmente, el proyecto de hibridación tiene una rentabilidad ligeramente más elevada que el proyecto puramente eólico (siendo 104.498.062,55 € superior a los 101.596.825,58 € generados exclusivamente con el PE).

Sin embargo, se va a profundizar en el análisis de la rentabilidad de ambos proyectos atendiendo a las métricas comúnmente empleadas: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de recuperación de la inversión, y Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE).

9.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador matemático y financiero que permite determinar la rentabilidad de una inversión. En términos económicos, este indicador actualiza los flujos de caja futuros, trayéndolos al presente y descontándolos a un tipo de interés determinado. Matemáticamente, se puede expresar como:

Ecuación 13 - Valor Actual Neto (VAN)

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

donde I_0 representa el capital invertido inicialmente, F_t es el flujo de caja generado en cada periodo t , r es el tipo de interés exigido (tasa de descuento) y n es el número de periodos de tiempo t a considerar. Se busca un proyecto con un $VAN > 0$ (rentable), donde cuanto mayor sea el VAN mayor es la rentabilidad, y consecuentemente se descartarán aquellos proyectos cuyo $VAN < 0$ (no rentable).

El tipo de interés exigido en cualquier proyecto viene fijado por la autoridad competente según la actividad productiva a la que se destina. El presente proyecto se categoriza como un proyecto destinado a la “actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”, regulada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Dicha autoridad, en un acuerdo aprobado el 30 de octubre de 2018 y aplicable al periodo regulatorio 2020-2025 (periodo de inicio de explotación del presente proyecto), estableció una Tasa de Retribución Financiera (TRF) para proyectos de esta índole del 7,09% (CNMC, 2018).

Por su parte, la inversión inicial para ambos proyectos estudiados es de

$$I_{0,PE} = 56.117.812,98 \text{ €} + 3.112.857,40 \text{ €} = 59.230.670 \text{ €}$$

$$I_{0,PE+PFV} = 56.117.812,98 \text{ €} + 3.112.857,40 \text{ €} + 1.316.213,71 \text{ €} = 60.546.884,10 \text{ €}$$

para el parque eólico y la planta hibridada respectivamente (considerando los presupuestos del PE “El Campillo”, SET “El Campillo” y del presente proyecto). Además, como ya se ha explicado, para ambas instalaciones la vida útil es de $n = 30$ años. Consecuentemente, descontando los flujos de caja generados por cada proyecto en cada uno de los 30 años de funcionamiento, se obtienen las siguientes rentabilidades

$$VAN_{PE} = 5.235.016,87 \text{ €}$$

$$VAN_{PE+PFV} = 5.496.905,99 \text{ €}$$

Se entiende, por tanto, que ambos proyectos son económicamente rentables ($VAN > 0$) y que, atendiendo a esta métrica, el presente proyecto híbrido aumentaría la rentabilidad del conjunto respecto al proyecto puramente eólico ($VAN_{PE+PFV} > VAN_{PE}$).

Se presenta además el gráfico de sensibilidades del VAN del presente proyecto



Figura 40 - Sensibilidad del VAN frente al precio de la electricidad (€/MWh) (Elaboración propia)

donde se aprecia que es altamente sensible al precio del mercado spot de la electricidad (a pesar de la tendencia creciente de precios en los últimos años que disminuiría el riesgo de enfrentarse a precios bajos del mercado). Sin embargo, al tener este proyecto todavía gran parte de los ingresos provenientes de puramente el parque eólico (relación de generación de 156.008,95 MWh/año eólicos frente a 3.042,00 MWh/año fotovoltaicos), se concluye que la esta hibridación apenas tiene efecto sobre la sensibilidad del VAN (en todo caso, la sensibilidad se vería ligeramente beneficiada).

9.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) permite comprobar la viabilidad de un proyecto en forma de rentabilidad relativa. Está altamente relacionado con el VAN y, de hecho, se puede expresar como el valor de la tasa de descuento que hace que $VAN = 0$. Por ello, desde el punto de vista del inversor, la TIR proporciona el tipo de interés mínimo que debe dar un proyecto para ser rentable, por lo que una $TIR > r$ demostrará la viabilidad de la inversión.

Ecuación 14 - Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

De nuevo, la tasa de descuento r a contrastar con la TIR será del 7,09%. Empleando los mismos valores de I_0 , n y F_t que en el subapartado anterior ($I_{0,PE} = 59.230.670$ €, $I_{0,PE+PFV} = 60.546.884,10$ €, $n = 30$ años), se obtienen las siguientes TIR de cada proyecto

$$TIR_{PE} = 7,94 \%$$

$$TIR_{PE+PFV} = 7,98 \%$$

donde, ambas, son superiores a $r = 7,09\%$ demostrando la rentabilidad económica del proyecto. Además, al igual que con la métrica del VAN, la TIR del proyecto híbrido es superior a la de únicamente el parque eólico concluyendo, también, que el presente proyecto mejora la rentabilidad económica de la instalación conjunta ($TIR_{PE+PFV} > TIR_{PE}$).

Se incluye, también, el gráfico de sensibilidades del TIR frente al precio del mercado spot de la electricidad

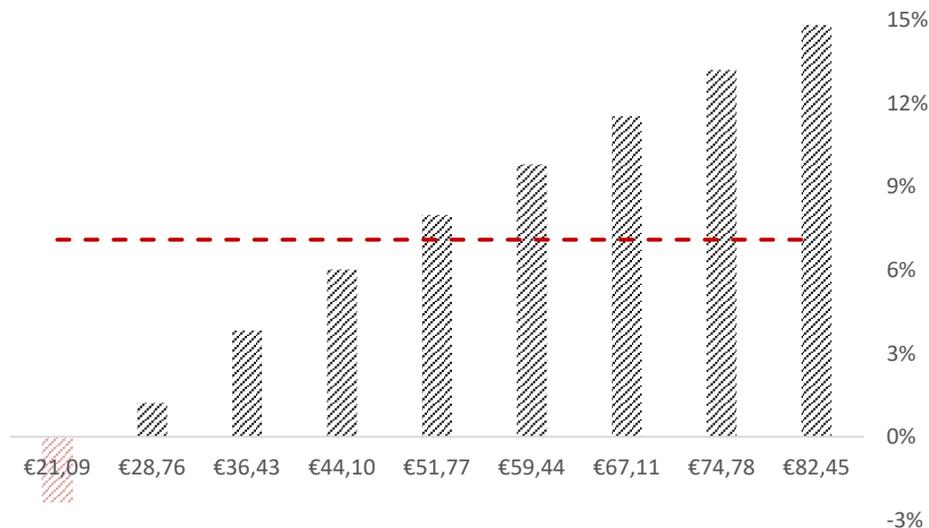


Figura 41 - Sensibilidad del TIR frente al precio de la electricidad (€/MWh) (Elaboración propia)

donde, de nuevo, se aprecia la alta sensibilidad de esta métrica (en rojo se marca la tasa de descuento aplicada a proyectos de estas características $r = 7,09\%$). Las conclusiones son

similares a las del subapartado anterior, entendiéndose esta alta sensibilidad como altamente causada por el modelo económico del PE y, en todo caso, ligeramente favorecida con la propuesta de hibridación.

9.3.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El Periodo de Recuperación de la Inversión otorga un enfoque simplificado de la viabilidad de un proyecto. Mediante la comparación entre los flujos de efectivo netos generados frente a la inversión inicial, este indicador permite estimar el tiempo necesario para que el proyecto recupere la inversión inicial. Típicamente, cuanto menor sea el periodo de recuperación de la inversión, mejor se considera el proyecto.

En la Tabla 19 se presenta el periodo en el que el flujo de caja acumulado de ambos proyectos se vuelve positivo, significando la recuperación de la inversión inicial.

Tabla 19 - Periodo de Recuperación de la Inversión de ambos proyectos (Elaboración propia)

TIEMPO (años)	T = 11	T = 12
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE)	- 2.896.100,62 €	2.369.673,73 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (PE+PFV)	- 2.896.026,98 €	2.508.628,66 €

Se aprecia como ambos proyectos presentan el mismo periodo de recuperación de la inversión ($T = 12$ años), por lo que esta métrica concluye una rentabilidad equitativa de ambos. Sin embargo, detallando en los resultados, se entiende que, mientras que el flujo de caja acumulado del proyecto eólico hasta este año es de 2.369.673,73 €, el presente proyecto híbrido ya presentaría un flujo de caja acumulado de 2.508.628,66 € (superior al de meramente el PE). Dicha métrica es un indicio de que, al igual que se ha concluido en los Capítulos 9.3.1 y 9.3.2, la hibridación de ambas instalaciones mejoraría la rentabilidad económica del proyecto.

9.3.4 COSTE NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

El Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) es una métrica de rentabilidad de un proyecto de generación de energía que contrasta el gasto total (inversión + operación y mantenimiento) del proyecto frente a la cantidad total de energía generada durante la vida útil de dicha instalación. Se emplea, por tanto, a modo comparativo del costo unitario de producción de electricidad a través de distintos recursos. Matemáticamente, se define como:

Ecuación 15 - Coste Nivelado de la Energía

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde I_t y O_t representan el capital invertido y los gastos de O&M asociados a cada periodo t respectivamente, C_t queda establecido por los gastos de combustible (no aplicable al presente proyecto al no requerir consumo de combustible), E_t es la energía generada en cada periodo t , r es el tipo de interés exigido (tasa de descuento) y n es el número de periodos de tiempo t a considerar.

Considerando, de nuevo, la misma tasa de descuento y número de periodos que en los subapartados anteriores, y aplicando i) los gastos proyectados en las Tablas Tabla 15 y Tabla 16 (respectivamente) y ii) la producción energética de la Tabla 12, se obtienen los siguientes LCOE de cada proyecto

$$LCOE_{PE} = 34,55 \text{ €/MWh}$$

$$LCOE_{PE+PFV} = 34,28 \text{ €/MWh}$$

Consecuentemente, la propuesta de hibridación del proyecto, a pesar de la gran diferencia de tamaño entre ambas instalaciones (48,70 MW eólicos frente a 1,263 MW fotovoltaicos instalados), sí tiene un efecto positivo sobre el LCOE, suponiendo una mejora en esta métrica de $\Delta LCOE = -0,27 \text{ €/MWh}$.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

El presente proyecto, Planta Solar Fotovoltaica “El Campillo” a hibridar al Parque Eólico “El Campillo” del promotor ENERGIAS RENOVABLES DE REDUX, S.L. (ya autorizado y actualmente en construcción), ha resultado ser técnica y económicamente viable.

La hibridación propuesta resulta en un aumento de la capacidad instalada en 1.263 kW, cubriendo 49.963 kW de los 50 MW inicialmente concedidos al promotor, y sumando por tanto 3.042,00 MWh/año adicionales a los 156.008,95 MWh/año ya proyectados a generarse por la instalación eólica. Dicho aumento, fruto de la anticorrelación de los potenciales eólicos y solar fotovoltaicos aprovechable en la península ibérica, supone además una mejora de la rentabilidad económica de la instalación, incrementando las cifras del VAN y la TIR, y disminuyendo el LCOE en - 0,27 €/MWh.

A nivel técnico, se ha justificado la alternativa seleccionada con cálculos apropiados. Adicionalmente, se ha seleccionado un emplazamiento que cumpliera con todos los requerimientos regulatorios, urbanísticos, orográficos y medioambientales, minimizando así el impacto social y ambiental de la instalación en el término municipal de Zaragoza. De hecho, aunque estaría pendiente de la resolución favorable de la DIA, el proyecto ha demostrado tener un impacto positivo en ambas ramas, suponiendo, entre otros, un ahorro adicional de 771,75 toneladas de CO₂ equivalentes respecto al proyecto eólico.

Por último, a modo de seguir profundizando en la investigación en forma de futuros trabajos, se abren dos alternativas.

Por un lado, una vez demostrado el potencial de la hibridación de ambas tecnologías, se podría indagar en la composición y distribución óptima de esta u otras instalaciones según las capacidades eólica y solar fotovoltaica instaladas, con el fin de lograr un equilibrio técnico y una mejora económica considerable.

Por otro lado, como ya se ha introducido en la presente memoria, el almacenamiento energético se presenta como una revolución en el sector de generación de electricidad. Conocida la tecnología, se podría plantear, además, la incorporación de un sistema de almacenamiento al presente proyecto híbrido que proporcione mayor estabilidad a la red, reduzca las pérdidas por limitación del punto de acceso y conexión, y permita un mayor aprovechamiento económico de la energía generada según el momento en el que esta se vierte a la red.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Estatal de Meteorología [AEMET]. (2012). *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*.
- Artesa. (2023). *Cómo funciona una célula fotovoltaica - ATERSA*. <https://atersa.shop/como-funciona-una-celula-fotovoltaica/>
- Ase Renovables S.L. (2021). *Instalación de autoconsumo eléctrico ¿qué Inversores solares uso?* <https://aserenovables.es/blog/instalacion-de-autoconsumo-electrico-los-inversores-solares/>
- Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2019). *Fomento de la Hibridación Eólica | Propuesta Regulatoria*.
- Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2023a). *La eólica en el mundo - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2023b). *La eólica en España - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- Asociación Empresarial Eólica [AEE]. (2023c). *Potencia instalada y generación - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>
- Athmos Sostenibilidad. (2023). *Síntesis del Estudio de Impacto Ambiental de El Campillo*.
- Australian Renewable Energy Agency. (2016). *Co-location Investigation | A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia*. www.aecom.com
- Autosolar Energía y Servicios S.L.U. (2024a). *Estructura paneles solares | Estructura para placas solares*. <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares>

- Autosolar Energía y Servicios S.L.U. (2024b). *Tipos de placas solares | Tipos de paneles solares para tu kit fotovoltaico*. <https://autosolar.es/energia-solar/tipos-de-placas-solares>
- Ayuntamiento de Zaragoza. (1999). *Plan General de Ordenación Urbana de Zaragoza | I. Medio físico | I. Suelo | I. Situación Geográfica y Encuadra Geológico*.
- BloombergNEF. (2023). *Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh | BloombergNEF*. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>
- BloombergNEF. (2024). *1Q 2024 Global PV Market Outlook | BloombergNEF*. <https://about.bnef.com/blog/1q-2024-global-pv-market-outlook/>
- BOE-A-2000-24019 Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, Por El Que Se Regulan Las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica., «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000. Retrieved February 22, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955>
- BOE-A-2013-12913 Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, de Evaluación Ambiental., «BOE» núm. 296, de 11/12/2013. Retrieved May 12, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/09/21/con>
- BOE-A-2014-6123 Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, Por El Que Se Regula La Actividad de Producción de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes de Energía Renovables, Cogeneración y Residuos., «BOE» núm. 140, de 10/06/2014. Retrieved May 11, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413/con>
- BOE-A-2015-186 Ley 11/2014, de 4 de Diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón., «BOA» núm. 241, de 10/12/2014, «BOE» núm. 8, de 09/01/2015. Retrieved May 12, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es-ar/l/2014/12/04/11/con>

BOE-A-2020-17278 Real Decreto 1183/2020, de 29 de Diciembre, de Acceso y Conexión a Las Redes de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica., «BOE» núm. 340, de 30/12/2020. Retrieved February 22, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>

BOE-A-2023-7735 Ley 6/2023, de 23 de Febrero, de Protección y Modernización de La Agricultura Social y Familiar y Del Patrimonio Agrario de Aragón., «BOE» núm. 73, de 27 de marzo de 2023. Retrieved April 13, 2024, from <https://www.boe.es/eli/es-ar/l/2023/02/23/6>

Boletín Oficial de Aragón. (n.d.). *DECRETO 13/2021, de 25 de enero, del Gobierno de Aragón, por el que se declaran las Zonas de Especial Conservación en Aragón, y se aprueban los planes básicos de gestión y conservación de las Zonas de Especial Conservación y de las Zonas de Especial Protección para las Aves de la Red Natura 2000 en Aragón.* «BOA» Núm. 24, de 05/02/2021. Retrieved April 13, 2024, from <https://www.boa.aragon.es/cgi-bin/EBOA/BRSCGI?CMD=VERDOC&BASE=BOLE&PIECE=BOLE&DOCS=1-34&DOCR=23&SEC=FIRMA&RNG=200&SEPARADOR=&SECC-C=&PUBL-C=&PUBL=20210205&@PUBL-E=>

Bozonnat, C., Schlosser, C. A., Prinn, R. G., & Reilly, J. M. (2014). *Characterization of the Solar Power Resource in Europe and Assessing Benefits of Co-Location with Wind Power Installations.* <http://globalchange.mit.edu/>

Centro Nacional de Energías Renovables [CENER]. (2024). *Mapa Eólico Ibérico.* <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC]. (2018). *ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES,*

COGENERACIÓN Y RESIDUOS PARA EL SEGUNDO PERIODO REGULATORIO 2020-2025 Expediente: INF/DE/113/18 SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA.
www.cnmc.es

CYPE Ingenieros, S. A. (2024). *Generador de precios de la construcción. España.* CYPE Ingenieros, S.A. <https://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>

Enel Green Power. (2023a). *Nuevas tecnologías para sistemas de almacenamiento | Enel Green Power.* <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/mas-alla-del-litio>

Enel Green Power. (2023b). *Sistemas de almacenamiento con baterías de litio | Enel Green Power.* <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/baterias-de-litio>

European Commission. (2024). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.* https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Flaticon. (2024). *Iconos vectoriales y stickers - PNG, SVG, EPS, PSD y CSS.* <https://www.flaticon.es/>

Forestalia Renovables S.L. (2021). *Documento de Síntesis, Estudio de Impacto Ambiental | Planta Solar Fotovoltaica “SAN MIGUEL D” y Modificación de SET “VALDOMPERE.”*

Forestalia Renovables S.L. (2022). *Parque Eólico “El Campillo” - Proyecto Modificado III.*

Forestalia Renovables S.L. (2024). *Eólica – FORESTALIA.* <https://forestalia.com/eolica/>

Forestalia Renovables S.L., & Fernando Marco Serrano. (2020). *Adenda de Ampliación Seccionamiento 132 kV y SET 132/30 kV “El Campillo.”*

GE Renewable Energy. (2022). *Wind Resource Assesment Report - El Campillo / Aragón, Spain.*

- Gobierno de Aragón. (2019). *Atlas Climático de Aragón | 4.1. Radiación, insolación y nubosidad.*
- Gobierno de Aragón. (2023a). *Red Natura 2000. Gobierno de Aragón.* <https://www.aragon.es/-/red-natura-2000>
- Gobierno de Aragón. (2023b). *Zonas de Especial Conservación (ZEC) en Aragón. Gobierno de Aragón.* <https://www.aragon.es/-/zonas-especial-conservacion-aragon>
- Gobierno de Aragón. (2023c). *Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAS) en Aragón. Gobierno de Aragón.* <https://www.aragon.es/-/zonas-de-especial-proteccion-para-las-aves>
- Google Earth. (2024). *Google Earth.* <https://earth.google.com/web>
- HUERTAS LIFE Km0, & Ayuntamiento de Zaragoza. (2014). *Planimetría de la “Huerta de Zaragoza.”* <https://www.sedecatastro.gob.es/>
- Iberdrola. (2021a). *¿Cómo funcionan las placas solares fotovoltaicas? - Iberdrola.* <https://www.iberdrola.com/innovacion/como-funcionan-placas-solares-fotovoltaicas>
- Iberdrola. (2021b). *Iberdrola instalará la primera batería en un proyecto eólico, en el parque Elgea-Urkilla, en el País Vasco - Iberdrola.* <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-instalara-primera-bateria-proyecto-eolico-parque-elgea-urkilla-pais-vasco>
- Iberdrola. (2021c). *Iberdrola pone en marcha Arañuelo III, el primer proyecto fotovoltaico de España que incorpora una batería de almacenamiento de energía - Iberdrola.* <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/aranuelo-iii-primer-proyecto-fotovoltaico-espana-bateria-almacenamiento>
- Iberdrola. (2023a). *Finalizamos la construcción de nuestra primera planta híbrida eólica y solar de España - Iberdrola.* <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-finaliza-construccion-de-nuestra-primera-planta-hibrida-eolica-y-solar-de-espana>

comunicacion/noticias/detalle/finalizamos-construccion-primera-planta-hibrida-eolica-solar-espana

Iberdrola. (2023b). *Paneles solares bifaciales* - Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>

Iberdrola. (2024). *Células fotovoltaicas, generadoras de electricidad a partir de la luz* - Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/celulas-fotovoltaicas-fotoelectrica>

i-DE, G. I. (2019). *Especificaciones Particulares para Instalaciones de Alta Tensión (hasta 30 kV) y Baja Tensión*.

Ingeteam. (2015). *Ingecon Sun Power Serie B 1500Vdc*.

Instituto Geográfico de Aragón. (2024). *Visor IDEARAGON*. https://aplicaciones.aragon.es/prw/pages/menu.xhtml?_ga=2.237707143.665785496.1612162425-1944865967.1606202041

Instituto Nacional de Estadística [INE]. (2023). *Índice de Precios de Consumo. Base 2021. Medias anuales*. <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=50934&L=0>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE]. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. www.idae.es

International Energy Agency [IEA]. (2023a). *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer – Data Tools - IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>

International Energy Agency [IEA]. (2023b). *Snapshot of Global PV Markets 2023*. www.iea-pvps.org

International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2023a). *Estadísticas de Capacidad Renovable 2023 About IRENA*. www.irena.org

International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2023b). *Renewable Power Generation Costs in 2022*.

Jinko Solar. (2024). *Jinko Solar- 首页*. <https://www.jinkosolar.com/en/>

Ministerio de Agricultura, P. y A. (2024a). *Datos Identificativos SIGPAC | 50900A105000480000GI*.

Ministerio de Agricultura, P. y A. (2024b). *Visor SigPac V 4.15*. <https://sigpac.mapa.gob.es/fega/visor/>

Ministerio para la Transición Ecológica. (2023). *7º Plan General de Residuos Radiactivos*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Memoria del Mapa de Series de Vegetación*. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/memoria_mapa_series_veg.html

Naciones Unidas. (2015). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

OMIE. (2023). *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE*. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=1>

Prysmian. (2024a). *Al Voltalene H Compact | AL RH5Z1-OL | Fca | Prysmian*. <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Voltalene-H-Compact-AL-RH5Z1-OL-Fca>

Prysmian. (2024b). *Prysmian PRYSOLAR 1,5/1,5 kVdc | H1Z2Z2-K | Eca | Prysmian*. <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Prysolar-1-5-1-5-kVdc-H1Z2Z2-K-Eca>

PVsyst. (2024). *PVsyst – Photovoltaic software*. <https://www.pvsyst.com/>

- Red Eléctrica. (2023). *REData - Generación* | *Red Eléctrica*.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- Red Eléctrica. (2024a). *REData - Estructura generación* | *Red Eléctrica*.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- Red Eléctrica. (2024b). *REData - Potencia instalada* | *Red Eléctrica*.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- Red Eléctrica de España. (2021). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*.
- Reglamento (UE) 2021/1119 (2021).
- Repsol, S. A. (2022). *Proyecto Ejecutivo Planta Solar Fotovoltaica "HILADA HONDA."*
- Solarix. (2022). *Estructuras para placas solares: todo lo que debes saber* - Solarix.
<https://www.solarix.es/blog/estructuras-placas-solares-guia/>
- SolarPlak. (2023). *Tipos de inversores solares: string, centralizados y microinversores*.
<https://solarplak.es/energia/tipos-de-inversores-solares-string-centralizados-y-microinversores/>
- Unión Española Fotovoltaica [UNEF]. (2024). *10 datos que demuestran que la energía solar es una oportunidad para España* | *Comunicación* | *UNEF*.
<https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/10-datos-que-demuestran-que-la-energia-solar-es-una-oportunidad-para-espana>
- Xiamen Jesfer Industry & Trade Co., Ltd. (2024). *Montaje de seguimiento de panel solar de doble eje giratorio automático*. https://es.jesferindustry.com/automatic-rotating-dual-axis-solar-panel-tracking-mount_p56.html
- Zaragoza Noticias. (2023). *El Ayuntamiento impulsa la regulación para acotar la instalación de placas solares y parques eólicos en suelos de la huerta zaragozana*.

Noticia. Ayuntamiento de Zaragoza.

<https://www.zaragoza.es/sede/servicio/noticia/326188>

ANEXO I. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO “EL CAMPILLO”

A continuación, se presentan los datos de producción energética esperada para el parque eólico “El Campillo”, extraídos del “Wind Resource Assesment Report – El Campillo / Aragón, Spain” de GE Renewable Energy.

Tabla 20 - Desglose de la generación de energía de "El Campillo" por aerogenerador (GE Renewable Energy, 2022)

Turbine ID [GE]	Turbine ID [Customer]	Wake Losses [%]	Net-Waked AEP [MWh/y]	Total Losses [%]	P50 [MWh/y]
1	CAM-01	3,8	21.423	12,5	19.477
2	CAM-02	5,4	21.713	14,0	19.741
3	CAM-03	7,6	21.398	16,0	19.454
4	CAM-04	4,4	22.031	13,0	20.030
5	CAM-11	3,4	22.859	12,2	20.782
6	CAM-12	7,6	21.113	16,0	19.196
7	CAM-15	6,1	21.040	14,6	19.129
8	CAM-16	6,3	20.018	14,8	18.200

Tabla 21 - Generación de energía bruta de "El Campillo" (GE Renewable Energy, 2022)

Layout	Wake Losses [%]	Gross-Waked AEP [MWh/y]	Eq. Hours [MWh/y]
8 x 6.1-158-96m HH	5,6	171.594	3.516

Tabla 22 - Generación de energía neta de "El Campillo" (GE Renewable Energy, 2022)

Layout	Total Losses [%]	Net Energy Yield (P50) [MWh/y]	Eq. Hours [hours]
8 x 6.1-158-96m HH	14,1	156.009	3.197

ANEXO II. FICHA TÉCNICA DE LOS ELEMENTOS A EMPLEAR EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Se listan a continuación las siguientes fichas técnicas, en este orden.

- Módulo fotovoltaico del proveedor Jinko Solar, modelo: JKM540M-72HL4-BDVP.
- Seguidor solar del proveedor Solar Steel, modelo: TracSmart+1V.
- Inversor del proveedor Ingeteam, modelo: Dual Ingecon Sun 1400TL B540.
- Estación de transformación del proveedor Ingeteam, modelo: Ingecon Sun InverterStation MSK.
- Conductores del proveedor Prysmian Group, modelos: Prysmian Prisolar H1Z2Z2-K, y AL Voltalene H Compact AL RH5Z-OL

www.jinkosolar.com



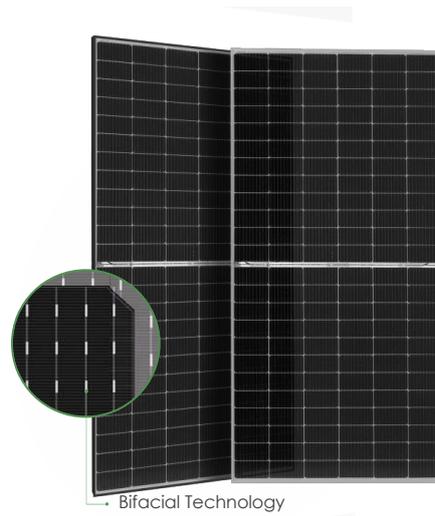
Tiger Pro 72HL4-BDVP

540-555 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

P-Type

IEC61215(2021), IEC61730(2023)
 ISO9001:2015: Quality Management System
 ISO14001:2015: Environment Management System
 ISO45001:2018
 Occupational health and safety management systems
 (Made in China)

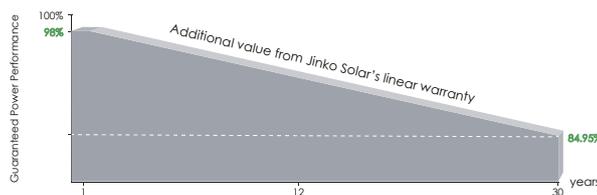


Bifacial Technology

Key Features

	 <p>Longer Life-time Power Yield 0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.</p>
	 <p>Enhanced Mechanical Load Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).</p>
 <p>Higher Power Output Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.</p>	    

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

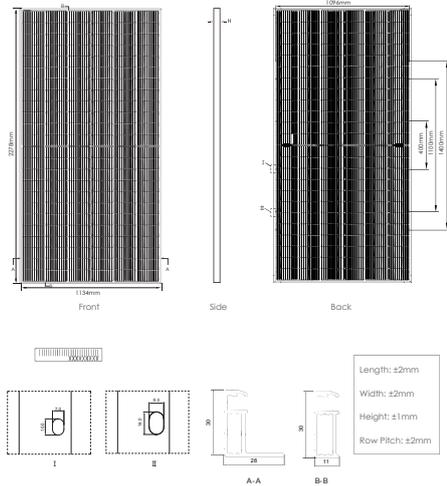


12 Year Product Warranty

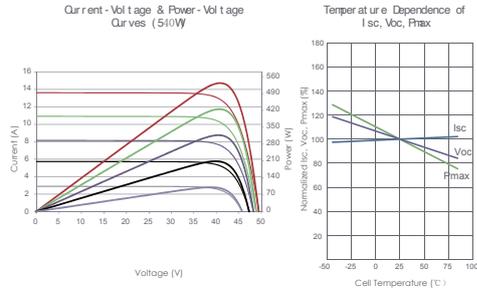
30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	31 kg (68.34lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length
Connector Type	1500V/Staubli MC4-EVO2-K03M/2B, K03M/2/2B, Jinko PV material
Fire Class	Class C

Packaging Configuration

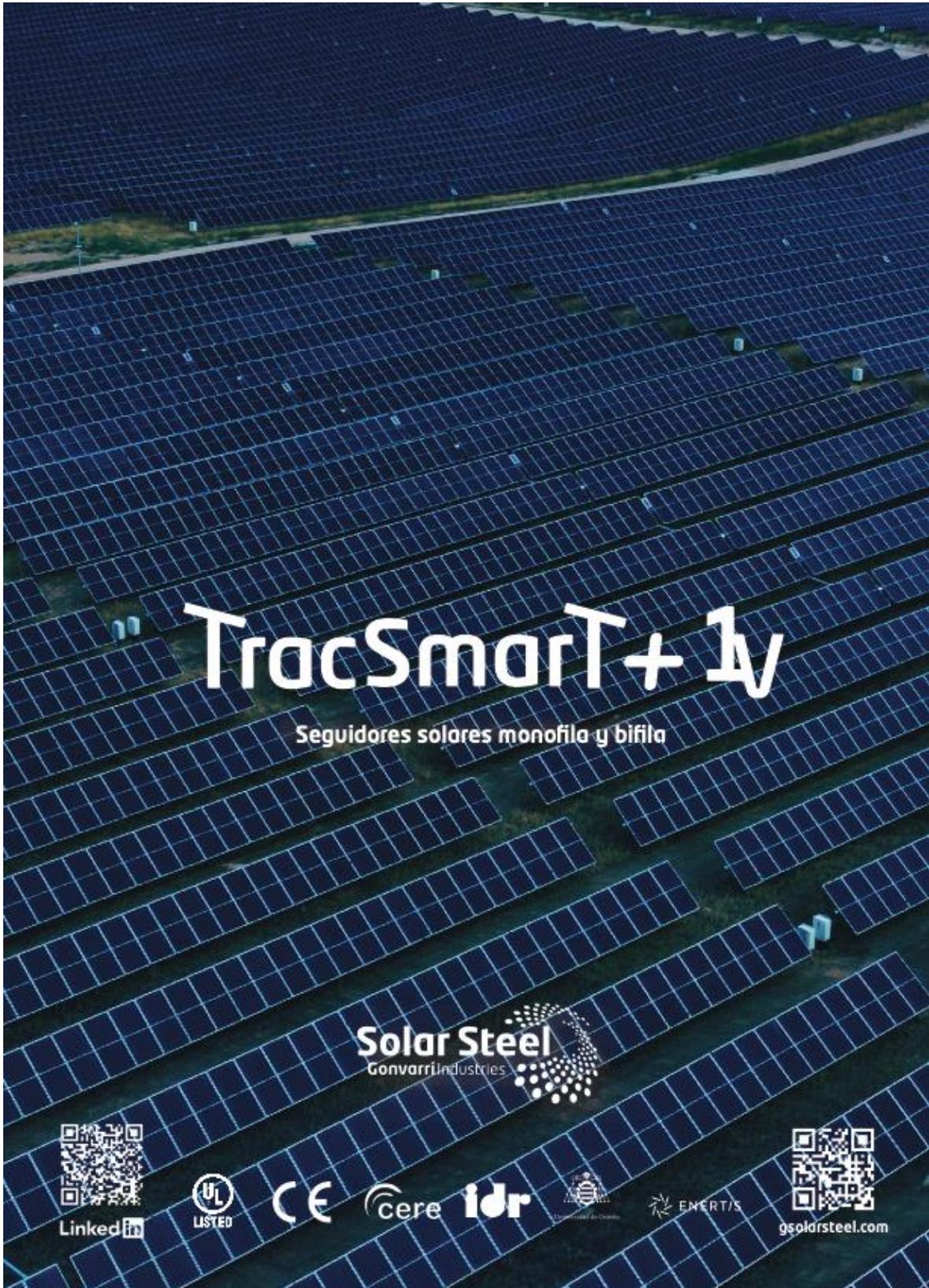
(Two pallets = One stack)
 36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM540M-72HL4-BDVP		JKM545M-72HL4-BDVP		JKM550M-72HL4-BDVP		JKM555M-72HL4-BDVP	
	STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI
Maximum Power (Pmax)	540Wp	589Wp	545Wp	594Wp	550Wp	600Wp	555Wp	605Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.13V	41.16V	41.32V	41.34V	41.51V	41.53V	41.70V	41.70V
Maximum Power Current (Imp)	13.13A	14.31V	13.19A	14.37V	13.25A	14.45V	13.31A	14.51V
Open-circuit Voltage (Voc)	49.73V	49.76V	49.92V	49.95V	50.11V	50.14V	50.30V	50.33V
Short-circuit Current (Isc)	13.89A	15.11A	13.95A	15.17A	14.01A	15.23A	14.07A	15.29A
Module Efficiency STC (%)	20.90%		21.10%		21.29%		21.48%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+70°C							
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	30A							
Power measurement tolerance	± 3%							
Power sorting tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							
Refer. Bifacial Factor	70±5%							
Short-circuit current bifaciality coefficient	φIsc (70±5)%							
Open-circuit voltage bifaciality coefficient	φVoc (98±5)%							
Maximum Power bifaciality coefficient	φPmax (70±5)%							

BNPI: Irradiance 1000, φ*135W/M2, Cell Temperature 25°C, AM=1.5

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s



TracSmart+ 1V

Seguidores solares monofila y bifila

Solar Steel
Gonvarri Industries



LinkedIn LISTED ggoldrsteel.com

Actualizado: 11/2023



Hoja de especificaciones técnicas

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Modelo	TRACSMART + 1V
Tipo	Monofila y bifila
Rango de seguimiento	Hasta +/-55 grados
Configuración	Uno en vertical
Sistema de accionamiento (monofila)	Sinfin-Corona + motor DC
Sistema de accionamiento (bifila)	Sinfin-Corona(s) + motor DC + Cardan
Alimentación	Autoalimentado / Alimentado AC
Tamaño de string para módulo M10/M12	Hasta 2x30 módulos / Hasta 1,5x40 módulos
General dimensions (row)	Longitud: Hasta 80m (263ft) Ancho: Hasta 2,5m (8ft - 2")
Pendiente admisible N-S / E-O	Monofila - 15% / Ilimitado Bifila - 15% / 15%
Adaptabilidad a suelo	Intelligent Pile System
Pilares por seguidor	Monofila - Hasta 9 Bifila - Hasta 19
Protección estructural	Galvanizado en caliente / Al-Zn-Mg / Pregalvanizado Zn
Normativa aplicable frente a corrosión	ISO 12944-2
Normativas de diseño	Estándares internacionales Test en túnel de viento & CFD

SERVICIOS

Pull-out test
 Formación en instalación
 Commissioning adaptativo
 Asistencia técnica

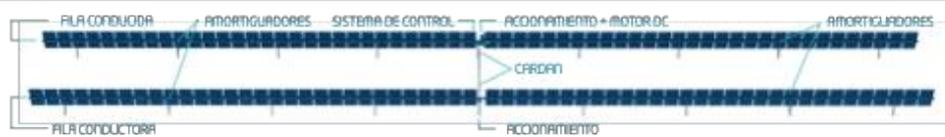
POST-VENTA SMART CARE

Monitorización en la nube
 Monitorización y Mantenimiento
 Operación y Mantenimiento
 Hub de repuestos internacionales

GARANTÍA

Control y Accionamientos
 5 años
 Componentes estructurales
 10 años
 Extensión garantía de producto
 Disponible

Bifila



Monofila



CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CONTROL

Algoritmo de Seguimiento	Solar Steel TracSmart+ System SPA-NREL
Comunicación	RS485/Zigbee
Precisión de Seguimiento	+/-1°
Integración con SCADA	Modbus TCP
Backtracking	3D: tracker a tracker
Protección IP	IP66
Mejora LCOE	Algoritmos: Directo - Difuso Istow

CERTIFICACIONES

UL 3703 / IEC 62817 / CE
 Enertis Bankability Report
 Ensayos en túnel de viento

Posiciones personalizadas: Autolimpieza, granizo & nieve y posición de limpieza



Solar Steel
 Consumables Industries
Contacto
info@gsolarsteel.com
www.gsolarsteel.com
[@solar-steel](https://www.instagram.com/solar-steel)
TracSmart+ 1V

INGECON

SUN

Power Serie B
1.500 V_{dc}

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

**INVERSORES
CENTRALES SIN
TRANSFORMADOR
CON UN ÚNICO
BLOQUE DE
POTENCIA**

Máxima densidad de potencia

Estos inversores FV centrales despliegan mayor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rinden al más alto nivel posible.

Electrónica de última generación

Los inversores Serie B integran una innovadora tarjeta de control que funciona más rápido y permite un control del inversor más eficiente y sofisticado, ya que utiliza un procesador de señales digitales de última generación. Además, el hardware de la tarjeta de control permite medidas más precisas y un mayor grado de protección.

Estos inversores soportan huecos de tensión y también presentan un menor consumo de potencia gracias a una tarjeta de suministro de potencia más eficiente.

Conexión AC mejorada

La conexión de salida ha sido diseñada para facilitar la conexión directa por pletinas con el transformador de media tensión.

Protección máxima

Estos equipos trifásicos disponen de un seccionador DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor. Además, incorporan un seccionador magneto-térmico motorizado. Opcionalmente pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tierra y monitorización de corrientes de entrada.

Máximos valores de eficiencia

El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a un sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en función de la potencia FV disponible.

Prestaciones mejoradas

La nueva gama de inversores INGECON® SUN Power presenta una envolvente renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistema de refrigeración por aire, permite aumentar la temperatura de trabajo.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN Power Serie B 1.500 Vdc

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una larga vida útil. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Soporte de red

La familia INGECON® SUN Power Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red. Además, pueden operar en redes débiles con un bajo SCR (short-circuit ratio).

Fácil mantenimiento

Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN Power disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Monitorización y comunicación

Comunicación Ethernet integrada de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smart-phone (Sun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.), así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.

PROTECCIONES

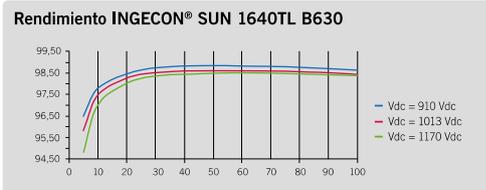
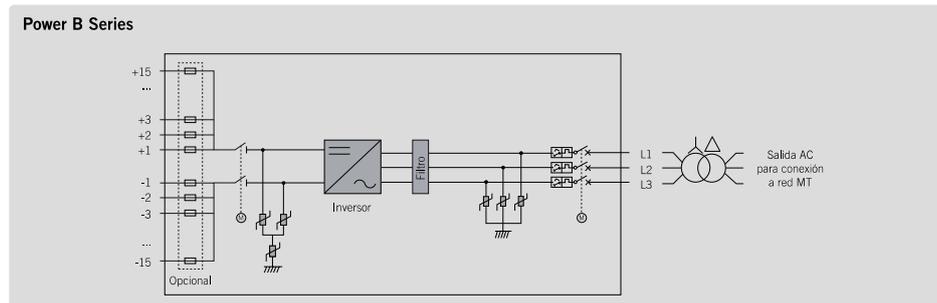
- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Vatímetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.
- Kit atrapa-arenas.
- Caja de agrupamiento DC integrada.

VENTAJAS DE LA SERIE B

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite aterrar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	1.157 - 1.520 kWp	1.389 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	645 - 1.300 V	769 - 1.300 V	822 - 1.300 V	853 - 1.300 V	873 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.169 kVA / 1.052 kVA	1.403 kVA / 1.263 kVA	1.502 kVA / 1.352 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.598 kVA / 1.438 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.403 kVA / 1.242 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.598 kVA / 1.415 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal ⁽⁵⁾	450 V Sistema IT	540 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	615 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Si, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4,500 m (para instalaciones por encima de 1,000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54,5 dB(A) t 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notas:⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica, Datos para condiciones STC ⁽²⁾ Vmpp,min es para condicionales nominales (Vac=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ Con el kit atrapa-arenas ⁽⁵⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles ⁽⁶⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	1.620 - 2.128 kWp	1.659 - 2.179 kWp	1.698 - 2.229 kWp	1.723 - 2.280 kWp	1.775 - 2.331 kWp
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	894 - 1.300 V	915 - 1.300 V	935 - 1.300 V	957 - 1.300 V	978 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.637 kVA / 1.473 kVA	1.673 kVA / 1.508 kVA	1.715 kVA / 1.543 kVA	1.754 kVA / 1.578 kVA	1.793 kVA / 1.613 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.637 kVA / 1.449 kVA	1.676 kVA / 1.484 kVA	1.715 kVA / 1.518 kVA	1.754 kVA / 1.552,6 kVA	1.793 kVA / 1.587 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal ⁽⁵⁾	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Sí, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4,500 m (para instalaciones por encima de 1,000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54,5 dB(A) a 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notas:⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica, Datos para condiciones STC ⁽²⁾ Vmpp,min es para condicionales nominales (Vac=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ Con el kit atrapa-arenas ⁽⁵⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles ⁽⁶⁾ Para Pac>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

INGECON

SUN

InverterStation MSK
1.500 Vdc

**INVERTER STATION
DE MEDIA TENSIÓN
PERSONALIZADA
HASTA 7,2 MVA**

Desde 1170 hasta 7200 kVA

Esta nueva solución de media tensión integra todos los elementos necesarios para desarrollar una planta solar multi-megavatio.

**Maximice su inversión
con el mínimo esfuerzo**

La Inverter Station de Ingeteam es una solución compacta, flexible y personalizable, que puede ser configurada para adaptarse a cualquier tipo de necesidad técnica. Se suministra con hasta cuatro inversores fotovoltaicos centrales (dos duales). Todos sus elementos están pensados para facilitar su inmediata instalación a la intemperie, gracias a lo cual se puede prescindir de envolventes del tipo contenedor.

Mayor adaptabilidad y densidad de potencia

Esta solución tipo power station es más versátil, ya que presenta una plataforma metálica o skid de media tensión que integra el transformador y las celdas, y que se puede personalizar a voluntad del cliente. Además, presenta una de las mayores densidades de potencia del mercado: 317 kW/m².

Solución completa

Esta solución en media tensión integra los equipos de conversión de potencia (hasta 7,2 MVA), transformador de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV y toda la aparat

menta de baja tensión. Una plataforma metálica o skid integra todos los elementos de BT y MT (a excepción de los inversores) previamente ensamblados para una rápida conexión en campo, con hasta cuatro inversores centrales de la Serie B de Ingeteam.

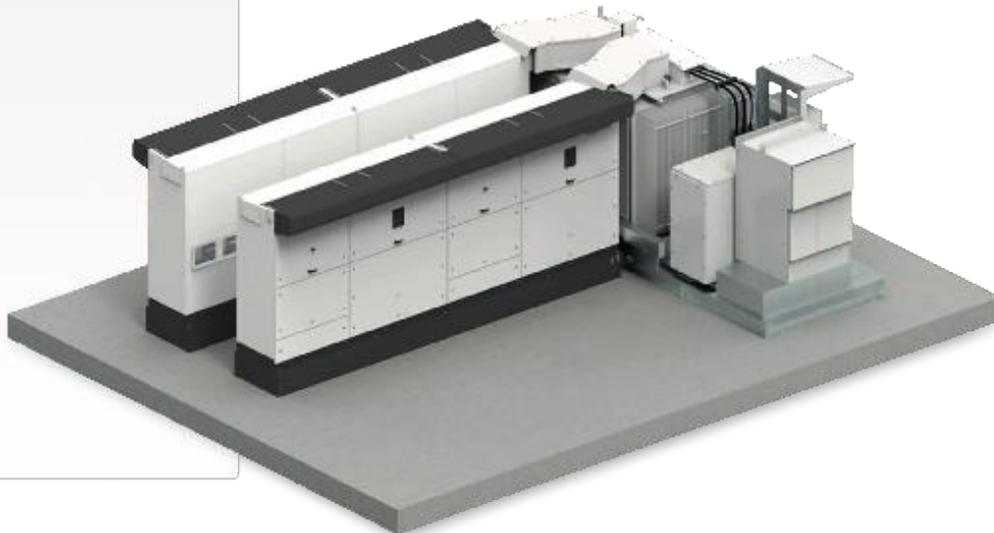
Accesibilidad total

Gracias al uso de equipos de intemperie, el acceso a los inversores y al transformador se hace de forma directa. Además, el diseño de los inversores Power serie B ha sido pensado para facilitar las tareas de mantenimiento y reparación.

Protección máxima

Los inversores serie B de Ingeteam integran una electrónica de potencia de última generación y una protección electrónica mucho más eficiente. Aparte de eso, presentan las principales protecciones eléctricas y despliegan funciones de soporte de red, como la inyección de potencia reactiva, soporte de huecos de tensión o el control de la potencia activa inyectada.

Además, la conexión eléctrica entre los inversores y el transformador está totalmente protegida del contacto directo.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN InverterStation MSK 1.500 Vdc

CONSTRUCCIÓN

- Plataforma metálica.
- Apta para ser colocada sobre losa o pilares.
- Diseño compacto que minimiza los costes logísticos.

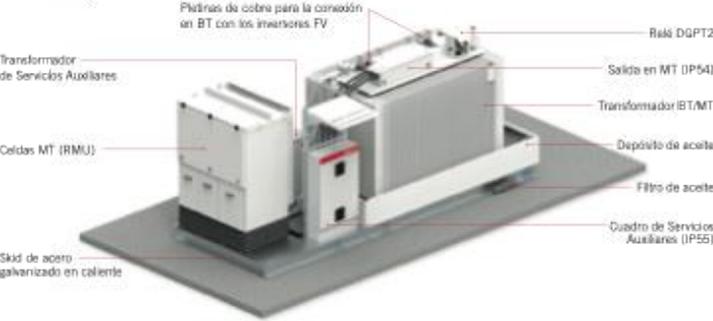
ELEMENTOS ESTANDAR

- Hasta cuatro inversores con una potencia de salida de 7,2 MVA.
- Transformador BT/MT de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV.
- Celdas MT 1L1A (2L1A opcional).
- Depósito de aceite.
- Periferia metálica para instalar equipos en BT.
- Mínimos trabajos de instalación en campo.

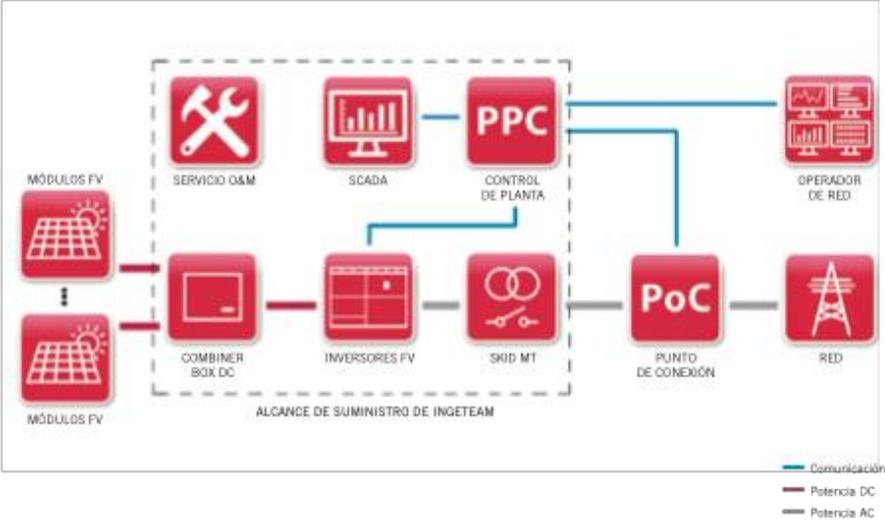
ACCESORIOS OPCIONALES

- Transformador de servicios auxiliares (hasta 50 kVA, Dyn11).
- UPS para monitorización (1,5 kVA, 30 min).
- Descargadores BT tipo I+II.
- Autoválvulas / descargadores de sobretensión en MT.
- Panel de distribución en baja tensión (IP55).
- Puesta en marcha de la planta.
- Sistema de comunicación de alta velocidad por Ethernet o fibra óptica, para una conexión plug & play con el SCADA o el control de planta.
- INGECON® SUN StringBox con 16, 24 o 32 strings de entradas. Cajas de strings inteligentes o pasivas.
- Medición de la energía consumida por los servicios auxiliares y de la energía producida.
- Relé de monitorización del aislamiento para sistemas IT.
- Regulación de la potencia reactiva cuando no hay potencia fotovoltaica.
- Puesta a tierra del campo FV.

COMPONENTES



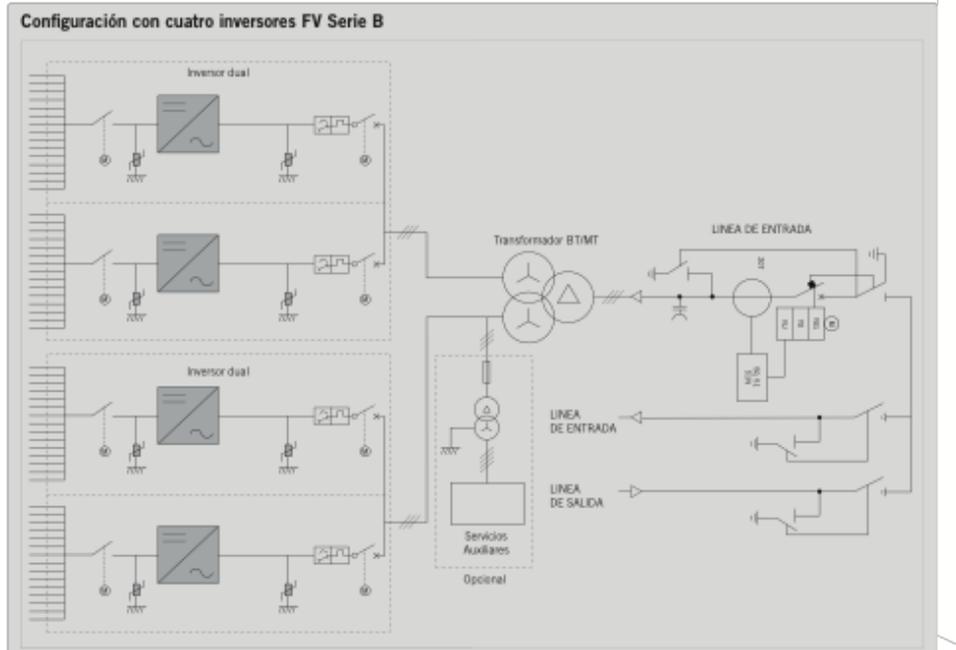
CONFIGURACIÓN DE PLANTA



INGECON SUN InverterStation MSK 1.500 Vdc

	1800 MSK	3600 MSK	5400 MSK	7200 MSK
Información general				
Número de inversores	1	2	3	4
Potencia máx. @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1.793 kW	3.586 kW	5.379 kW	7.172 kW
Rango de temperatura	desde -20 °C hasta +50 °C			
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%			
Altitud máxima	3.000 msnm (limitación de potencia a partir de 2.000 msnm)			
Transformador BT / MT				
Medio tensión	Desde 20 kV hasta 35 kV, 50-60 Hz			
Sistema de refrigeración	ONAN			
Mínimo PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99,40%			
Grado de protección	IP54			
Celdas MT				
Medio tensión	24 kV / 36 kV / 40,5 kV			
Corriente nominal	630 A			
Sistema de refrigeración	Ventilación natural			
Grado de protección	IP54			
Equipación				
Cuadro de servicios auxiliares	Versión estándar (sistema de monitorización opcional)			
Transformador BT/MT	Transformador inmerso en aceite herméticamente sellado			
Celdas MT	Celdas 1L1A (2L1A opcional)			
Información mecánica				
Tipo de estructura	Skid de acero galvanizado			
Dimensiones Skid	5.880 x 2.100 mm / 19 x 7 ft	5.880 x 2.100 mm / 19 x 7 ft	5.880 x 2.100 mm / 19 x 7 ft	5.880 x 2.100 mm / 19 x 7 ft
Peso máx. Skid (sin inversores)	11 T	12 T	13,5 T	17 T
Normativa	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

Notas: ⁽¹⁾ Potencia máxima calculada con el modelo de inversor INGECON® SUN 1800TL B500. Para otros modelos de inversor, contacte con el departamento comercial del Área Solar de Ingeteam.
⁽²⁾ Para instalaciones en Europa, diseño ECO según la norma EU 548/2004 y EU 2019/1783.



Ingeteam



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
33621 Sempuren (Navarra) - España
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS
La Neurose B - 140 rue Carmin
31670 Labège - Francia
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
Milwaukee, WI 53208 - EEUU
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 414 342 0779
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 Ostrava - Pustkovec
República Checa
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Leibniz 13 des 1101, Col. Anzures
Del. Miguel Hidalgo,
11590 - México - CDMX
Tel: +5255 6586 9930-31
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brasil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphas Square South
16th Road, Randjespark
Midrand 1682 - Sudáfrica
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29674531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Polonia
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
Accelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 455 521 490
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Av. Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb. C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Filipinas
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam Power Technology, S.A.

www.ingeteam.com

Fotovoltaicos Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



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



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



WET-1500 NUEVO

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

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

Condiciones del test:

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

-  No propagación de la llama
UNE 61033-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
-  Libre de halógenos
IEC 62821-1; UNE-EN 50525-1
-  Baja opacidad de humos
UNE 61034-1; IEC 61034-2

-  Máxima Resistencia al agua en el JAB® + test especial WET-1500
-  Resistencia al frío
-  Cable flexible
-  Resistencia a los rayos ultravioleta
-  Resistencia a los golpes
-  Resistencia a los agentes químicos
-  Resistencia al ozono
-  Resistencia al calor húmedo

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

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

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

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



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

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR	
Vida estimada	30 años*
Protección frente al agua	ADB (testac)** EN 50525-2-21 WET-I 1500 Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVa	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Certificación	TUV Rheinland
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (~906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (~1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C H-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN-60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua 1,8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del mercado	IEC 62930; UNE-EN 50396

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

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

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor:

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

2. Aislamiento

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

3. Cubierta

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

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

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

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

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

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

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

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



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

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

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

(1) Valores aproximados.

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

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

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

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

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

Media tensión

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

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



Nº DaP 1003885



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



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



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



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



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



Alta resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a la abrasión

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

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

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

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

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

Media tensión

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

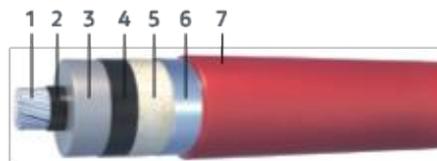
Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



- ✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
La norma de diseño del cable (UNE 211620) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.
- ✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- ✓ **Triple extrusión**
Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.
- ✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- ✓ **Cubierta mejorada**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarró, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- ✓ **Garantía única para el sistema**
Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).
- ✓ **Normalizado por Endesa**
- ✓ **Certificado por Aenor**

Construcción

1. Conductor
Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2 según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
2. Pantalla sobre conductor (capa semiconductora interna)
Capa extrusionada de material conductor.
3. Aislamiento
Material: polietileno reticulado (XLPE).
4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductora externa)
Capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.
5. Protección contra el agua
Cinta hinchante semiconductora.
6. Pantalla metálica
Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.
7. Cubierta exterior
Material: poliolefina DMZ1.
Color: rojo.



Aplicaciones

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

Media tensión

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

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



Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

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

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

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

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

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

Media tensión

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

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



Resistencias, reactivancias y capacidades

Sección conductor Al (mm ²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactivancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar R ₀ (Ω/km)	Reactivancia inductiva homopolar X ₀ (Ω/km)	Capacidad homopolar C ₀ (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557
18/30 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,128	0,187	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,206	0,262	0,119	0,216	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,125	0,161	0,109	0,260	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,0778	0,102	0,102	0,313	0,650	0,237	0,313
1X500	0,0605	0,084	0,099	0,329	0,618	0,225	0,329
1X630	0,0469	0,0636	0,095	0,396	0,561	0,195	0,396

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

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

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

Valores de componentes homopolares ■

Tensiones

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

ANEXO III. INFORME DE SIMULACIÓN EN PVSYST

Se presenta, a continuación, el informe de la simulación de la instalación solar fotovoltaica planteada en esta memoria, extraído directamente del software PVsyst según los requerimientos anteriormente indicados.



Versión 7.4.6

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

Rastreadores ilimitados

Potencia del sistema: 1560 kWp

"El Campillo" - España

| Author



PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/06/24 16:09
con V7.4.6

Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico "El Campillo" España	Situación Latitud 41.53 °N Longitud -1.00 °W Altitud 415 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo "El Campillo" NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Orientación Rastreo eje horizontal	Rastreadores ilimitados Algoritmo de rastreo Optimización de irradiancia	Sombreados cercanos Sin sombreados
Información del sistema		
Generador FV Núm. de módulos 2889 unidades Pnom total 1560 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 1263 kWca Proporción Pnom 1.235	
Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)		

Resumen de resultados

Energía producida	3041573 kWh/año	Producción específica	1950 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	91.04 %
-------------------	-----------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos predefinidos	7
Diagrama unifilar	8
Balace de emisiones de CO ₂	9



PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/05/24 16:09
con V7.4.6

Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Rastreadores ilimitados	
Orientación campo FV		Algoritmo de rastreo	
Orientación		Algoritmo de rastreo	Configuración de rastreadores
Rastreo eje horizontal		Optimización de irradiancia	Núm. de rastreadores 48 unidades
		Rastreadores ilimitados	
		Tamños	
		Espaciado de rastreador	8.00 m
		Ancho de colector	2.28 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	28.5 %
		Banda inactiva izquierda	0.02 m
		Banda inactiva derecha	0.02 m
		Phi mín/máx.	-/+ 55.0 °
		Ángulos límite de combreado	
		Límites de phi para BT	-/+ 73.2 °
Modelos usados			
Transposición	Perez		
Difuso	Perez, Meteonorm		
Circunsolar	separado		
Horizonte		Sombreados cercanos	
Horizonte libre		Sin sombreados	
Sistema bifacial		Necesidades del usuario	
Modelo	Cálculo 2D	Carga ilimitada (red)	
	rastreadores ilimitados		
Geometría del modelo bifacial		Definiciones del modelo bifacial	
Espaciado de rastreador	8.00 m	Albedo de tierra	0.30
Ancho de rastreador	2.32 m	Factor de bifacialidad	70 %
GCR	29.0 %	Fact. sombreado trasero	0.4 %
Altura del eje sobre el suelo	2.10 m	Fact. desajuste trasero	10.0 %
		Fración transparente de cobertizo	3.5 %

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Jinkosolar	Fabricante	Ingeteam
Modelo	JKM-540M-72HL4-TV	Modelo	Ingecon Sun 1400TL B540 IPS4 H1000
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	540 Wp	Unidad Nom. Potencia	1263 kWca
Número de módulos FV	2889 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	1560 kWp	Potencia total	1263 kWca
Módulos	107 cadena x 27 En series	Voltaje de funcionamiento	769-1300 V
En cond. de funcionam. (60°C)		Potencia máx. (>=30°C)	1403 kWca
Pmpp	1423 kWp	Proporción Pnom (DC/CA)	1.24
U mpp	1007 V		
I mpp	1413 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	1560 kWp	Potencia total	1263 kWca
Total	2889 módulos	Potencia máx.	1403 kWca
Área del módulo	7450 m²	Número de inversores	1 unidad
		Proporción Pnom	1.24



Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/06/24 16:09
con V7.4.6

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	12 mΩ	Frac. de pérdida	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas						
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.2 %					
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.4.6
 VC5, Fecha de simulación:
 29/05/24 16:09
 con V7.4.6

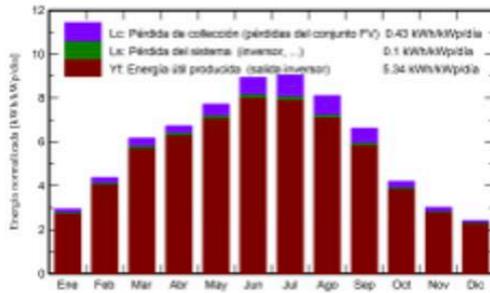
Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

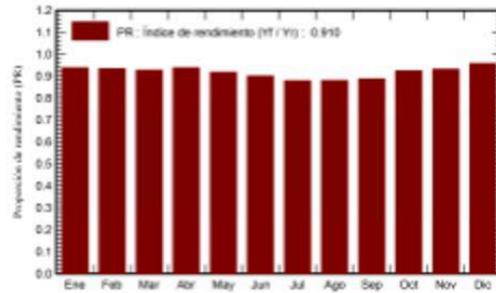
Resultados principales

Producción del sistema
 Energía producida: **3041573 kWh/año**
 Producción específica: **1950 kWh/kWp/año**
 Proporción rend. PR: **91.04 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	61.1	30.56	3.01	91.4	82.4	136481	133754	0.938
Febrero	82.6	37.09	4.39	122.4	111.9	181825	178403	0.934
Marzo	132.4	53.35	7.91	191.4	178.7	282219	277016	0.928
Abril	149.7	65.48	10.65	202.0	193.0	301319	295763	0.938
Mayo	181.7	77.83	15.65	239.6	230.3	349481	343095	0.918
Junio	202.8	80.99	20.72	268.1	258.9	383643	376859	0.901
Julio	207.7	74.66	23.39	280.4	269.7	391583	384694	0.879
Agosto	182.3	70.58	23.05	251.5	239.8	351433	345240	0.880
Septiembre	140.1	54.45	18.81	198.8	186.7	280280	275236	0.888
Octubre	94.2	46.64	13.64	130.4	121.9	191532	187933	0.924
Noviembre	62.4	32.36	7.55	90.6	82.3	134333	131668	0.931
Diciembre	52.7	28.81	4.19	74.9	68.5	114226	111913	0.958
Año	1549.6	652.80	12.80	2141.6	2024.0	3098354	3041573	0.910

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

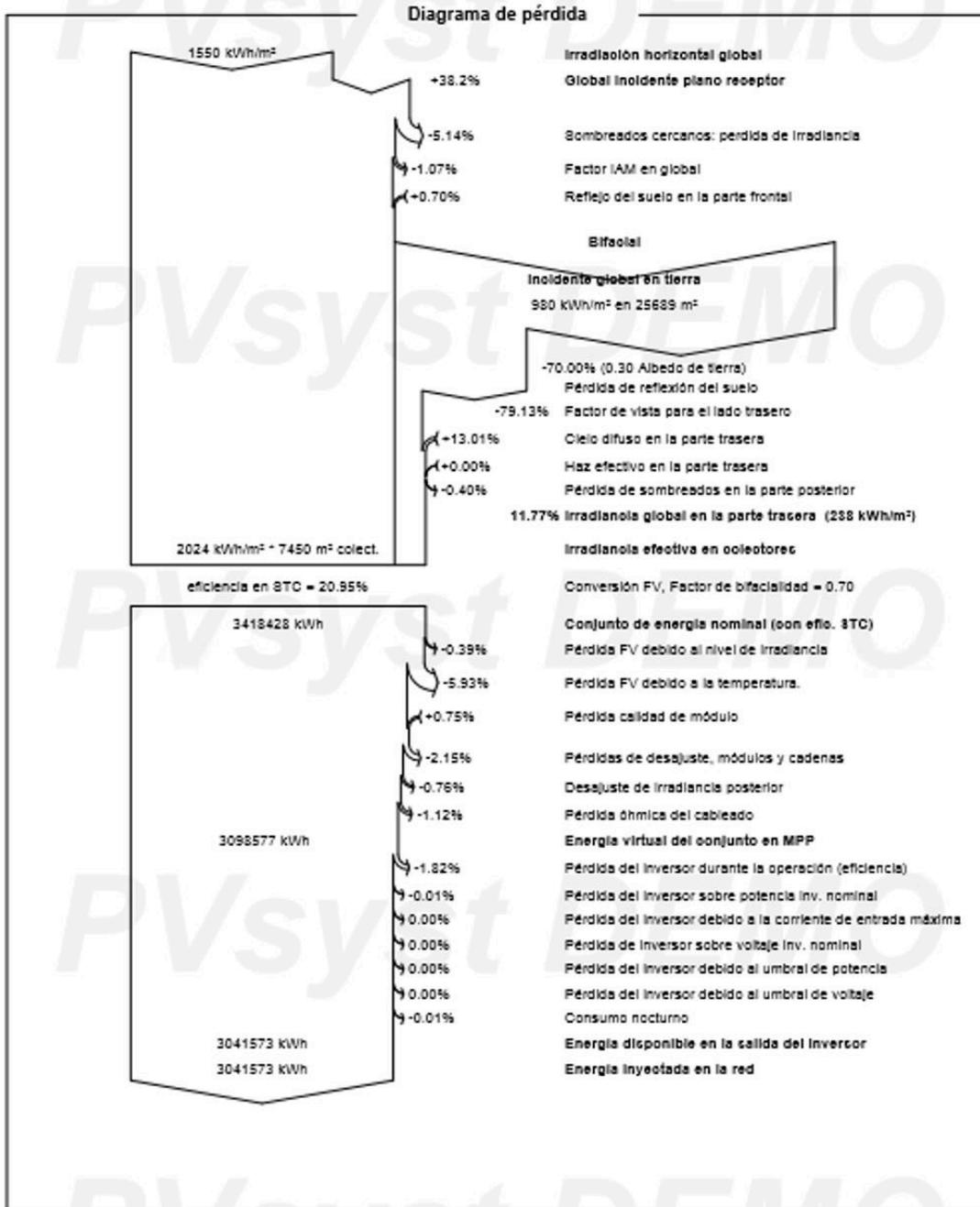


PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/06/24 16:09
con V7.4.6

Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)





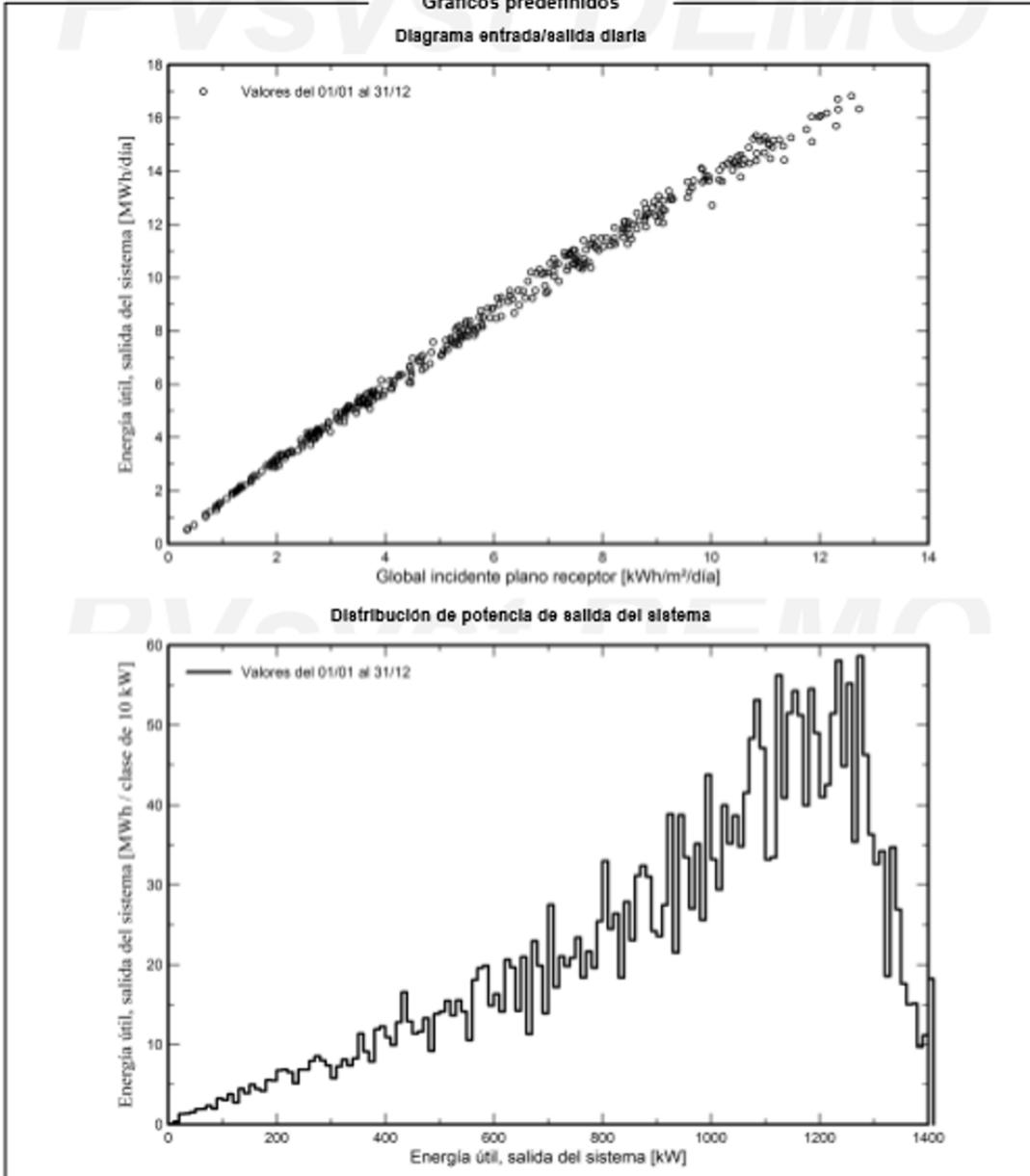
Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/05/24 16:09
con V7.4.6

Gráficos predefinidos
Diagrama entrada/salida diaria





PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/06/24 16:09
con V7.4.6

rama unifilar no dispon



PVsyst V7.4.6

VC5, Fecha de simulación:
29/06/24 16:09
con V7.4.6

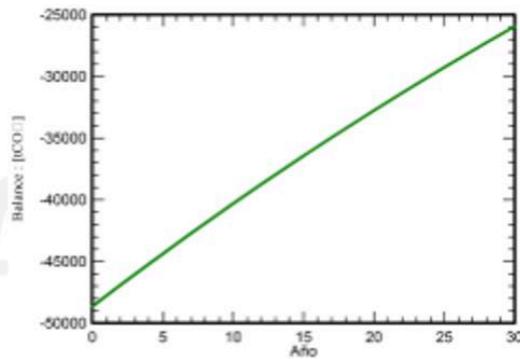
Proyecto: PE El Campillo

Variante: 1300 kWp / Jinko Solar 540 Wp (Bifacial)

Balance de emisiones de CO₂

Total: -25934.4 tCO₂
Emisiones generadas
 Total: 48656.80 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla
Emisiones reemplazadas
 Total: 26187.9 tCO₂
 Sistema de producción: 3041.57 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Spain
 Toda la vida: 30 años
 Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1300 kgCO ₂ /kWp	32927 kWp	42817572
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	3048750 kg	5836192
Inversores	190 kgCO ₂ /	16.0	3034

ANEXO IV. PRESUPUESTO

El presente presupuesto se ha elaborado en base a la siguiente documentación y herramientas:

- Presupuesto. PE “EL CAMPILLO”, Proyecto Modificado III. (Forestalia Renovables S.L., 2022)
- Presupuesto. Proyecto Ejecutivo Planta Solar Fotovoltaica “HILADA HONDA”. (Repsol, 2022)
- Presupuesto. Precios proveedores.
- Herramienta. “Generador de precios de la construcción. España. CYPE Ingenieros, S.A.”. (CYPE Ingenieros, 2024)

Tabla 23 - Presupuesto de Obra Civil (Elaboración propia)

PARTIDA	UNID.	CONCEPTO	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1.		OBRA CIVIL			215.073,40 €
1.1		MOVIMIENTO DE TIERRAS			17.916,91 €
1.1.1	M2	Limpieza y desbroce del terreno por medios mecánicos	7.450,00	0,33 €	2.424,98 €
1.1.2	M2	Excavación tierra vegetal	1.424,47	1,69 €	2.411,92 €
1.1.3	M3	Desmonte en tierra con medios mecánicos	2.172,01	1,71 €	3.713,71 €
1.1.4	M3	Terraplenado hasta el 95% P.M.	1.359,49	6,89 €	9.366,31 €
1.2		DRENAJE			27.262,00 €
1.2.1	M	Construcción red de drenaje (1x0,5 m)	1.002,69	27,19 €	27.262,00 €
1.3		CANALIZACIONES			150.096,43 €
1.3.1	M	Ejecución de zanja BT1	5.350,00	15,36 €	82.160,71 €
1.3.2	M	Ejecución de zanja BT2	2.700,00	17,50 €	47.250,00 €
1.3.3	M	Ejecución de zanja MT	1.000,00	20,69 €	20.685,71 €
1.4		VIALES			17.546,67 €
1.4.1	M	Viales de acceso (5m ancho)	100,00	43,87 €	4.386,67 €
1.4.2	M	Viales internos (4m ancho)	400,00	32,90 €	13.160,00 €
1.5		CIMENTACIONES			2.251,40 €
1.5.1	UD.	Cimentación de hormigón para apoyo de estaciones de potencia	1	2.251,40 €	2.251,40 €

Tabla 24 - Presupuesto de Instalación Mecánica (Elaboración propia)

PARTIDA	UNID.	CONCEPTO	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
2.		INSTALACIÓN MECÁNICA			588.086,25 €
2.1	UD.	Estructuras de soporte	48,00	2.064,71 €	99.105,98 €
2.2	UD.	Módulos fotovoltaicos	2.889,00	130,68 €	377.534,52 €
2.3	UD.	Montaje módulos sobre soporte	2.889,00	2,91 €	8.406,99 €
2.4	UD.	Combiner boxes	9,00	1.155,24 €	10.397,16 €
2.5	UD.	Estaciones de potencia	1,00	92.641,59 €	92.641,59 €

Tabla 25 - Presupuesto de Instalación Eléctrica (Elaboración propia)

PARTIDA	UNID.	CONCEPTO	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
3.		INSTALACIÓN ELÉCTRICA			52.016,83 €
3.1		TOMAS DE TIERRA			18.418,50 €
3.1.1	M	Conductor unipolar de Cu para equipotencialidad entre seguidores	5.350,00	0,49 €	2.621,50 €
3.1.2	M	Conductor desnudo de Cu 50mm2 para cada estación de potencia	2.700,00	4,81 €	12.987,00 €
3.1.3	M	Conductor desnudo de Cu 50mm2 de acompañamiento hasta la SET	1.000,00	2,81 €	2.810,00 €
3.2		INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN			15.170,06 €
3.2.1	M	Cable unipolar de Cu de 6mm2 para conexionado cadena - cuadro	5.350,00	1,26 €	6.741,00 €
3.2.2	M	Cable unipolar de Cu de 185mm2 para conexionado cuadro - inv.	2.700,00	3,12 €	8.429,06 €
3.3		INSTALACIÓN MEDIA TENSIÓN			8.680,00 €
3.3.1	M	Cable unipolar tipo RHZ1 18/20 kV 3x (1x240 mm2)	1.000,00	8,68 €	8.680,00 €
3.4		VARIOS			9.748,27 €
3.4.1	UD.	COMUNICACIONES. Anillos de fibra óptica	1,00	9.748,27 €	9.748,27 €
3.4.2	UD.	MONITORIZACIÓN. Sistema SCADA.		No aplica	

Tabla 26 - Presupuesto de Gastos Generales (Elaboración propia)

PARTIDA	UNID.	CONCEPTO	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
4.		GENERALES			58.924,31 €
4.1		SEGURIDAD Y SALUD			13.656,29 €
4.1.1	P.A.	Equipos de protección individual	1,00	7.614,78 €	7.614,78 €
4.1.2	P.A.	Protecciones colectivas	1,00	2.294,41 €	2.294,41 €
4.1.3	P.A.	Protecciones instalación eléctrica	1,00	363,41 €	363,41 €
4.1.4	P.A.	Medicina preventiva y primeros auxilios	1,00	672,80 €	672,80 €
4.1.5	P.A.	Instalaciones de higiene y bienestar	1,00	2.710,90 €	2.710,90 €
4.2		MEDIO AMBIENTE			20.475,01 €
4.2.1	P.A.	Gestión y seguimiento medioambiental	1,00	10.800,00 €	10.800,00 €
4.2.2	P.A.	Incendios	1,00	494,85 €	494,85 €
4.2.3	P.A.	Ejecución de medidas preventivas y correctoras	1,00	4.234,22 €	4.234,22 €
4.2.4	P.A.	Gestión de residuos	1,00	4.945,95 €	4.945,95 €
4.3		PUESTA EN MARCHA			17.200,00 €
4.3.1	P.A.	Pruebas equipamiento eléctrico	1,00	4.000,00 €	4.000,00 €
4.3.2	P.A.	Pruebas red de comunicación	1,00	2.500,00 €	2.500,00 €
4.3.3	P.A.	Prueba red media tensión	1,00	5.000,00 €	5.000,00 €
4.3.4	P.A.	Energización / Puesta en servicio	1,00	5.700,00 €	5.700,00 €
4.4		VARIOS			7.593,00 €
4.4.1	P.A.	Personal de vigilancia cualificada		No aplica	
4.4.2	P.A.	Sistema de vigilancia	1,00	7.593,00 €	7.593,00 €

ANEXO V. MAPAS CARTOGRÁFICOS

Se lista a continuación el siguiente mapa cartográfico.

- Datos identificativos SIGPAC. Ref. catastral: 50900A105000480000GI. (Ministerio de Agricultura, 2024a)

 <p>GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN</p>	DATOS IDENTIFICATIVOS SIGPAC	
	Provincia: 50 - ZARAGOZA	Municipio: 900 - ZARAGOZA
	Agregado: 0	Zona: 0
	Polígono: 105	Parcela: 48
	Referencia Catastral: 50900A105000480000GI	

Coordenadas UTM del centro	Fecha de vuelo de la foto del centroide de la parcela:	08/2021
X: 670588.22	Fecha de la cartografía Catastral (1):	10/1/2022
Y: 4608908.94	Fecha de Impresión:	14/05/2024
DATUM WGS84	Escala aproximada de impresión:	1 : 3000
HUSO 30		



(1) Pueden existir cambios en la parcela catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

Información SIGPAC vigente a fecha: 15/01/2024

El uso, delimitación gráfica u otros atributos de los recintos que aparecen en el SIGPAC tienen por objeto facilitar al agricultor la cumplimentación de su solicitud de ayudas de la PAC. Cuando el uso que aparece en el SIGPAC sea distinto del uso real, el agricultor debe realizar su solicitud de ayuda en base a este último, el real, debiendo comunicar la incidencia al servicio competente de su Comunidad Autónoma.

A) Relativos al recinto:

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Altitud (m)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadío	Incidencias	Región
1	4,4330	7,90	307	TA - TIERRAS ARABLES			0	12	3 (2)

2) Región según el Anexo II del proyecto de Real Decreto sobre derechos de ayuda básica a la renta para la sostenibilidad de la Política Agrícola Común.

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Incidencias

12 - Contiene otros usos sin subdividir

Intersección de Recinto con otras capas

Intersección con FITOSANITARIOS

Recinto	Superficie Intersección (ha)	Porcentaje Intersección (%)	Clase de Fitosanitario
1	4,3740	98,67	Zona periférica

Intersección con NITRATOS

Recinto	Superficie Intersección (ha)	Porcentaje Intersección (%)
1	4,4330	100,00