



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR-EÓLICO PARA VIVIENDAS RURALES SIN ACCESO CONFIABLE A LA RED ELÉCTRICA

Autor: Tristán Campos Grande

Director: Pablo Magliarella

Madrid

Agosto de 2026

### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Diseño de un Sistema Híbrido Solar-Eólico para Viviendas Rurales sin Acceso Confiable a la Red Eléctrica** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

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

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

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

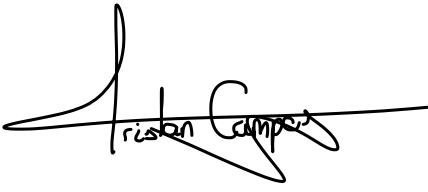
En este trabajo, se ha empleado la Inteligencia Artificial para:

- Búsqueda de fuentes de información tal y como artículos académicos, normativas aplicables u otros estudios que han servido de base para el trabajo
- Generación de ideas para enfocar las distintas secciones del trabajo de forma ordenada
- Revisión y corrección de la redacción del documento, tanto para conseguir una estructura más coherente y comprensible como para la revisión de faltas ortográficas

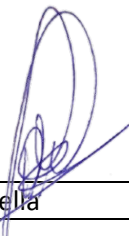
No obstante, toda la información obtenida mediante este recurso ha sido revisada y verificada por el autor previamente a su incorporación en esta memoria.

---

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

|                                                                                   |
|-----------------------------------------------------------------------------------|
|  |
| Firmado (alumno): Tristán Campos Grande                                           |
| Fecha: 20/08/2026                                                                 |

**Autorización para la entrega del Proyecto**

| El Director del Proyecto                                                          | El co-Director del Proyecto (si aplica) |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
|  |                                         |
| Fdo: Pablo Magliarella                                                            | Fdo:                                    |
| Fecha: 20/08/2026                                                                 | Fecha:                                  |





# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR-EÓLICO PARA VIVIENDAS RURALES SIN ACCESO CONFIABLE A LA RED ELÉCTRICA

Autor: Tristán Campos Grande

Director: Pablo Magliarella

Madrid

Agosto de 2026



# **Agradecimientos**

Quiero agradecer este trabajo a mi familia, por el apoyo que he recibido durante su elaboración y por haberme permitido llegar hasta aquí.



# **DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR-EÓLICO PARA VIVIENDAS RURALES SIN ACCESO CONFIABLE A LA RED ELÉCTRICA**

**Autor:** Campos Grande, Tristán

Director: Magliarella, Pablo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

Este trabajo presenta el diseño y la evaluación técnico-económica de un sistema híbrido solar-eólico con almacenamiento para el suministro eléctrico autónomo de una vivienda rural aislada. Mediante una simulación horaria del balance energético se demuestra que la complementariedad estacional de ambos recursos permite reducir el almacenamiento un 22% y el vertido un 40% respecto a un sistema exclusivamente fotovoltaico. Ambas configuraciones renovables presentan un VAN de al menos 54.000€ frente al grupo electrógeno diésel, así como unas 117,1 t de CO<sub>2</sub> evitadas durante todo el periodo.

**Palabras clave:** Sistema híbrido, Solar, Eólico, Microrred Aislada, Complementariedad, LPSP, Almacenamiento, España Vacía

## **1. Introducción**

La crisis demográfica y económica de la España Vacía afecta a extensas comarcas del interior peninsular donde la despoblación progresiva ha provocado el deterioro de servicios e infraestructuras básicas. Entre las carencias más determinantes se encuentra el acceso a un suministro eléctrico fiable: numerosas viviendas y explotaciones agropecuarias permanecen desconectadas de la red general debido al elevado coste de extender el tendido eléctrico hasta emplazamientos remotos y de orografía complicada [1]. Estas viviendas dependen tradicionalmente de grupos electrógenos diésel, una solución costosa y contaminante cuando se contabilizan las reposiciones del equipo, el mantenimiento y la logística de combustible.

El desarrollo tecnológico de la última década en paneles fotovoltaicos, aerogeneradores de pequeña potencia y baterías de almacenamiento ha abierto una alternativa real a este modelo. La clave de los sistemas híbridos reside en la complementariedad estacional entre el recurso solar y el eólico propia del clima continental del interior peninsular: los meses de mayor irradiación coinciden con los de menor viento, y viceversa [2]. Esta correlación negativa permite reducir simultáneamente el tamaño del banco de baterías y la energía excedentaria no aprovechada, haciendo el sistema más compacto y eficiente que uno basado en una sola fuente renovable.

## **2. Definición del proyecto**

El proyecto consiste en el diseño técnico y la evaluación económica de un sistema híbrido solar-eólico con almacenamiento en baterías LFP para el suministro eléctrico autónomo de una vivienda unifamiliar aislada de la red, ubicada en la comarca de las Tierras Altas de Soria. Se trata de una zona de clima continental de montaña con inviernos fríos y prolongados, veranos secos y una buena disponibilidad conjunta de recurso solar y eólico a lo largo del año.

El objetivo principal es dimensionar una instalación capaz de cubrir una demanda anual estimada de 5.348 kWh con un nivel de fiabilidad definido por una probabilidad de

pérdida de suministro (LPSP) inferior al 3 %, y comparar su viabilidad técnica y económica frente a la alternativa convencional de un grupo electrógeno diésel. Para ello se adopta un enfoque basado en la simulación horaria del balance energético a lo largo de las 8.760 horas de un año completo, lo que permite capturar la dinámica real de la interacción entre generación, demanda y almacenamiento con una resolución temporal muy superior a la de los métodos simplificados de dimensionamiento por mes peor o distribución estadística del viento que dominan la literatura de microrredes residenciales [3].

Como aportación complementaria, el trabajo no se limita a un único escenario de diseño, sino que dimensiona y simula tres configuraciones alternativas (híbrido, solo solar y solo eólico) a un LPSP equivalente, lo que permite aislar y cuantificar el valor que aporta cada fuente de generación y, en particular, demostrar las ventajas operativas de la hibridación frente a sistemas con una única fuente.

### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La metodología se estructura en cuatro bloques. En primer lugar, se caracteriza el recurso energético del emplazamiento a partir de tres fuentes meteorológicas complementarias: la base de datos PVGIS, que proporciona series horarias de irradiación solar para el periodo 2005-2023 sobre el plano inclinado óptimo (inclinación  $37^\circ$ , azimuth  $-7^\circ$ ); la base de datos NASA POWER, de la que se extraen las series horarias de velocidad de viento a 10 m; y el Global Wind Atlas 4.0, utilizado como referencia para la calibración de la serie eólica. La serie de viento se corrige mediante un factor de sesgo multiplicativo que alinea la media de NASA POWER con la velocidad media climatológica del GWA, preservando la variabilidad interanual, y se extrapola a la altura de buje (12 m) mediante la ley potencial de Hellmann. La Figura 1 muestra cómo los datos reflejan la correlación negativa existente entre las dos fuentes.

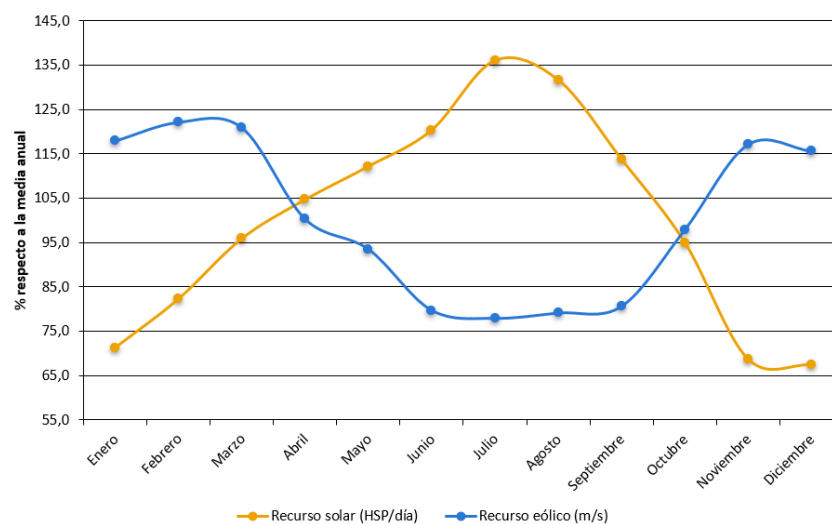


Figura 1: Recursos Solar y Eólico respecto a las Medias Anuales (Fuente: Elaboración Propia)

En segundo lugar, se elabora un perfil de demanda horario sintético para la vivienda tipo, desglosado por habitaciones y electrodomésticos, y diferenciado en tres estaciones (invierno, verano y entretiempo). Tras aplicar un factor de simultaneidad de 0,62 estimado por el método de coincidencia, la demanda diaria media resulta de 14,65 kWh y la potencia punta simultánea de 3.450 W.

En tercer lugar, se construye un modelo de balance energético horario en una hoja de cálculo de 8.760 filas que simula hora a hora la producción fotovoltaica (con corrección por ángulo de incidencia según el modelo de Martín-Ruiz), la producción eólica (por interpolación sobre la curva de potencia certificada del aerogenerador) y la gestión del banco de baterías LFP (profundidad de descarga máxima del 90 % y rendimiento de carga y descarga del 97 %). El modelo se ejecuta para tres escenarios, dimensionados iterativamente hasta alcanzar un LPSP equivalente inferior al 3 %. La tabla 1 resume la configuración resultante de cada escenario.

| Parámetro                        | Híbrido | Solo solar | Solo eólico |
|----------------------------------|---------|------------|-------------|
| Potencia FV instalada (kWp)      | 2,7     | 5,4        | 0           |
| Potencia eólica instalada (kW)   | 3       | 0          | 12          |
| Capacidad de batería (kWh)       | 33,6    | 43,2       | 76,8        |
| LPSP (%)                         | 2,81    | 2,99       | 2,95        |
| Tasa de vertido (%)              | 21,7    | 36,0       | 49,6        |
| Ciclos equivalentes (ciclos/año) | 62,6    | 68,6       | 22,0        |

*Tabla 1: Comparativa de los tres escenarios de generación a LPSP equivalente (Fuente: Elaboración Propia)*

Finalmente, se realiza un análisis económico a 20 años construyendo un modelo de flujos de caja diferenciales de cada escenario renovable frente al diésel, del que se extraen los indicadores LCOE, VAN, TIR y payback. El escenario diésel se modela como activo existente (inversión inicial nula), lo que sitúa la comparación en el caso más conservador posible para las alternativas renovables.

#### 4. Resultados

El análisis del recurso confirma una complementariedad estacional marcada entre la irradiación solar y la velocidad del viento en el emplazamiento, cuantificada por un coeficiente de correlación de Pearson mensual de -0,679. Los meses de menor producción fotovoltaica (noviembre a febrero) coinciden con los de mayor disponibilidad eólica, y viceversa. A nivel horario, la correlación es débilmente positiva (+0,159), lo que indica que la complementariedad opera fundamentalmente a escala estacional y no intradiaria, resultado coherente con la dinámica sinóptica del clima continental peninsular [4]. La Figura 2 refleja la producción de cada recurso a lo largo de todos los meses.

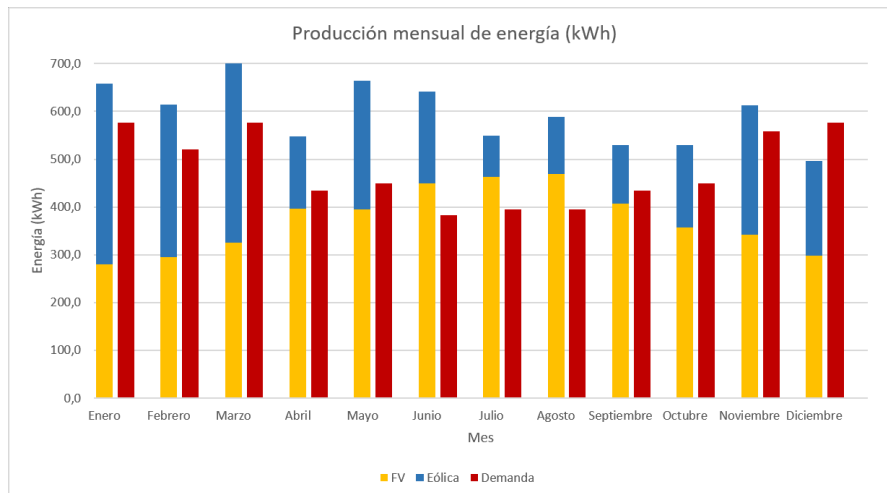


Figura 2: Producción Mensual de Energía (Fuente: Elaboración Propia)

La comparación de los tres escenarios revela las ventajas operativas de la hibridación. El sistema híbrido requiere un 22 % menos de capacidad de almacenamiento que el solo solar (33,6 frente a 43,2 kWh), reduce el vertido energético del 36,0 % al 21,7 % (una reducción relativa del 40 %) y somete las baterías a un ciclado un 9 % inferior (62,6 frente a 68,6 ciclos/año), lo que se traduce en una mayor vida útil esperada del banco. El escenario solo eólico, aunque técnicamente viable, exige 76,8 kWh de almacenamiento y presenta un vertido del 49,6 %, evidenciando la mayor variabilidad del recurso eólico a escala horaria.

La tabla 2 recoge los indicadores económicos y operativos comparados de las tres alternativas de suministro.

| Indicador                               | Híbrido       | Solo solar    | Diésel       |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| Inversión inicial - CAPEX (€)           | 25.609        | 17.767        | -            |
| Coste actualizado del ciclo de vida (€) | 32.592        | 24.683        | 87.174       |
| <b>LCOE (€/kWh)</b>                     | <b>0,503</b>  | <b>0,382</b>  | <b>1,308</b> |
| <b>VAN frente al diésel (€)</b>         | <b>54.582</b> | <b>62.491</b> | -            |
| <b>TIR frente al diésel</b>             | <b>21,6 %</b> | <b>30,3 %</b> | -            |
| <b>Payback descontado (años)</b>        | <b>5,2</b>    | <b>4,3</b>    | -            |

Tabla 2: Indicadores económicos y operativos comparados (Fuente: elaboración propia)

Ambos escenarios renovables son indiscutiblemente preferibles al diésel: el LCOE del grupo electrógeno (1,308 €/kWh) es 2,6 veces superior al del híbrido y 3,4 veces superior al del solo solar. El VAN frente al diésel supera los 54.000 € en ambos casos, con tasas

internas de retorno muy superiores a la tasa de descuento adoptada (5 %) y plazos de recuperación inferiores a seis años.

La comparación directa entre los escenarios renovables muestra que, con los precios actuales de la minieólica, el solo solar presenta un VAN superior en 7.909 € al del híbrido, diferencia explicada casi íntegramente por el coste del conjunto turbina y torre (10.106 €). El análisis de sensibilidad sitúa el punto de equilibrio en un coste del conjunto eólico de aproximadamente 3.400 €, por debajo del precio de mercado de la torre sola, lo que confirma que la ventaja económica del solo solar es robusta con los precios actuales. No obstante, el análisis también demuestra que la brecha se estrecha conforme aumenta el coste del almacenamiento, dado que el híbrido requiere un banco de baterías menor: la ventaja pasa de 8.898 € a 120 €/kWh a solo 5.431 € a 350 €/kWh.

## 5. Conclusiones

El trabajo demuestra que la sustitución del grupo electrógeno diésel por un sistema de generación renovable es económicamente viable con amplio margen, independientemente de la configuración elegida. El ahorro acumulado en combustible y mantenimiento recupera la inversión en menos de seis años y genera un beneficio actualizado superior a 54.000 €. La viabilidad no depende de hipótesis optimistas sobre el precio del gasóleo ni sobre la vida útil del generador (el combustible y el mantenimiento representan conjuntamente el 81 % del coste actualizado del diésel).

La decisión entre hibridación y sistema exclusivamente solar depende del peso que se otorgue a la resiliencia operativa frente a la rentabilidad económica pura. El sistema híbrido ofrece diversificación de fuentes, menor dependencia del almacenamiento y mejor aprovechamiento del recurso energético disponible, ventajas especialmente relevantes en un entorno de montaña donde episodios como nevadas prolongadas sobre los paneles pueden comprometer el suministro de un sistema dependiente de una única fuente. La evolución descendente del coste de la eólica de pequeña potencia podría consolidar la paridad económica a medio plazo.

Como líneas de trabajo futuro se proponen la validación con perfiles de carga monitorizados en viviendas reales, la extensión del análisis a un horizonte meteorológico multianual, el dimensionamiento completo del cableado y las protecciones eléctricas, y la evaluación de baterías de iones de sodio como alternativa al LFP para climas con temperaturas invernales frecuentemente inferiores a 0 °C.

## 6. Referencias

- [1] Cortés-Ruiz, M., e Ibar-Alonso, R. (2021). Vulnerabilidad y resiliencia en la España vaciada. *Revista Electrónica de Comunicaciones y Trabajos de ASEPUMA*. Recta@, 22, 63-75. <https://doi.org/10.24310/recta.22.2.2021.19879>
- [2] Miglietta, M.M., Huld, T. y Monforti-Ferrario, F. (2017). Local complementarity of wind and solar energy resources over Europe: An assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 56(1), 217-234. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-16-0031.1>

- [3] Kaabeche, A., Belhamel, M. e Ibtouen, R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2), 1214-1222. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>
- [4] Jerez, S., Trigo, R. M., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., & Montávez, J. P. (2013). Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. *Energy Procedia*, 40, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.007>
- [5] Polo, J. (2025). Hybrid Wind-Solar Generation and Analysis for Iberian Peninsula: A Case Study. *Energies*, 18(15), Artículo 3966. <https://doi.org/10.3390/en18153966>

# DESIGN OF A HYBRID SOLAR-WIND SYSTEM FOR RURAL HOMES WITHOUT RELIABLE ACCESS TO THE POWER GRID

**Author: Campos Grande, Tristán**

Supervisor: Magliarella, Pablo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

This thesis presents the design and techno-economic assessment of a hybrid solar-wind system with battery storage for the autonomous electricity supply of an isolated rural dwelling. Through an hourly energy balance simulation, it is shown that the seasonal complementarity of both resources reduces storage requirements by 22% and curtailment by 40% compared with a solar-only system. Both renewable configurations yield an NPV of at least €54,000 against the diesel generator baseline, while avoiding the emission of 117.1 tonnes of CO<sub>2</sub> over the analysis horizon.

**Keywords:** Hybrid System, Solar, Wind, Off-grid, Complementarity, LPSP, Storage, España Vacía

## 1. Introduction

The demographic and economic crisis known as “Empty Spain” (España Vacía) affects vast rural areas of the Iberian interior where progressive depopulation has led to the deterioration of essential services and infrastructure. Among the most critical deficiencies is access to a reliable electricity supply: numerous dwellings and farming operations remain disconnected from the main grid due to the prohibitive cost of extending power lines to remote sites with difficult terrain [1]. These households have traditionally relied on diesel generator sets, a solution that proves costly and polluting once equipment replacements, maintenance and fuel logistics are taken into account.

Technological progress over the past decade in photovoltaic panels, small-scale wind turbines and battery storage has opened a viable alternative to this model. The key to hybrid systems lies in the seasonal complementarity between solar and wind resources inherent to the continental climate of inland Iberia: the months of highest irradiation coincide with those of lowest wind availability, and vice versa [2]. This negative correlation makes it possible to simultaneously reduce both the battery bank size and the curtailed energy surplus, yielding a more compact and efficient system than one based on a single renewable source.

## 2. Project Definition

The project consists of the technical design and economic evaluation of a hybrid solar-wind system with lithium iron phosphate (LFP) battery storage for the autonomous electricity supply of a single-family dwelling disconnected from the grid, located in the Tierras Altas highlands of Soria, Spain. The site is characterized by a continental mountain climate with long, cold winters, dry summers and good joint availability of solar and wind resources throughout the year.

The primary objective is to size an installation capable of meeting an estimated annual demand of 5,348 kWh with a level of reliability defined by a Loss of Power Supply Probability (LPSP) below 3%, and to compare its technical and economic viability against the conventional alternative of a diesel generator set. To this end, an approach

based on hourly energy balance simulation over the 8,760 hours of a complete year is adopted, which captures the real dynamics of the interaction between generation, demand and storage at a temporal resolution far superior to that of the simplified worst-month or statistical wind-distribution sizing methods that dominate the residential microgrid literature [3].

As a complementary contribution, the study is not limited to a single design scenario but rather sizes and simulates three alternative configurations (hybrid, solar-only and wind-only) at an equivalent LPSP, thereby isolating and quantifying the value contributed by each generation source and, in particular, demonstrating the operational advantages of hybridization over single-source systems.

### 3. Description of the model/system/tool

The methodology is structured in four blocks. First, the site's energy resource is characterized using three complementary meteorological databases: PVGIS, which provides hourly solar irradiation series for the period 2005-2023 on the optimally tilted plane (tilt  $37^\circ$ , azimuth  $-7^\circ$ ); NASA POWER, from which hourly wind speed series at 10 m are extracted; and the Global Wind Atlas 4.0, used as a calibration reference for the wind series. The wind series is corrected by a multiplicative bias factor that aligns the NASA POWER mean with the climatological mean wind speed from the GWA, preserving inter-annual variability, and is extrapolated to hub height (12 m) using the Hellmann power law. Figure 1 illustrates how the data reflects the negative correlation between the two resources.

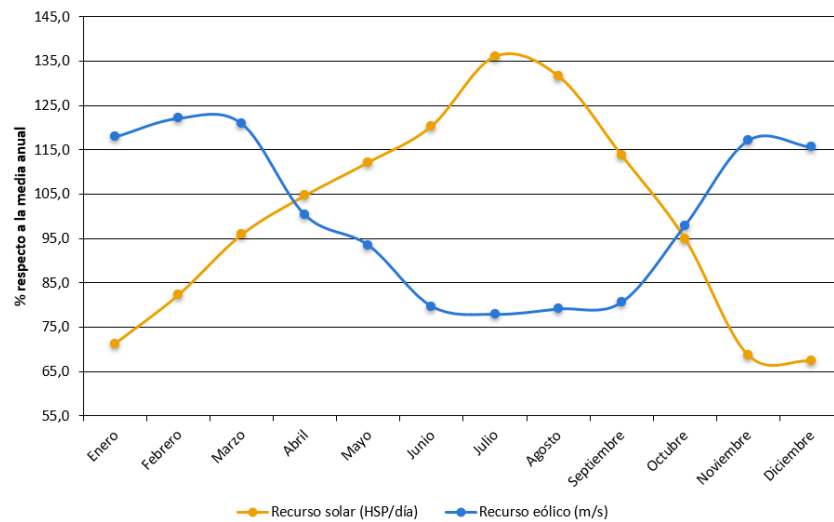


Figure 1: Solar and Wind Resources Relative to Annual Means (Source: Own Elaboration)

Second, a synthetic hourly demand profile is constructed for the reference dwelling, broken down by room and appliance and differentiated across three seasons (winter, summer and mid-season). After applying a coincidence factor of 0.62 estimated by the coincidence method, the average daily demand amounts to 14.65 kWh and the simultaneous peak power to 3,450 W.

Third, an hourly energy balance model is built in a spreadsheet of 8,760 rows that simulates, hour by hour, photovoltaic production (with incidence angle correction according to the Martín-Ruiz model), wind production (by interpolation on the certified

power curve of the turbine) and LFP battery bank management (maximum depth of discharge 90%, charge and discharge efficiency 97%). The model is run for three scenarios, sized iteratively until an equivalent LPSP below 3% is achieved. Table 1 summarizes the resulting configuration of each scenario.

| Parameter                       | Hybrid | Solar-only | Wind-only |
|---------------------------------|--------|------------|-----------|
| Installed PV capacity (kWp)     | 2.7    | 5.4        | 0         |
| Installed wind capacity (kW)    | 3      | 0          | 12        |
| Battery capacity (kWh)          | 33.6   | 43.2       | 76.8      |
| LPSP (%)                        | 2.81   | 2.99       | 2.95      |
| Curtailement rate (%)           | 21.7   | 36.0       | 49.6      |
| Equivalent cycles (cycles/year) | 62.6   | 68.6       | 22.0      |

*Table 1: Configuration and operational metrics of the three scenarios at equivalent LPSP (Source: Own Elaboration)*

Finally, a 20-year economic analysis is carried out by constructing a differential cash-flow model for each renewable scenario against the diesel baseline, from which the LCOE, NPV, IRR and discounted payback are derived. The diesel scenario is modelled as an existing asset (zero initial investment), placing the comparison in the most conservative case possible for the renewable alternatives.

#### 4. Results

The resource analysis confirms a marked seasonal complementarity between solar irradiation and wind speed at the site, quantified by a monthly Pearson correlation coefficient of -0.679. The months of lowest photovoltaic production (November to February) coincide with those of highest wind availability, and vice versa. At hourly resolution, the correlation is weakly positive (+0.159), indicating that complementarity operates primarily at the seasonal scale rather than intra-daily, a result consistent with the synoptic dynamics of the Iberian continental climate [4]. Figure 2 shows the monthly production of each resource.

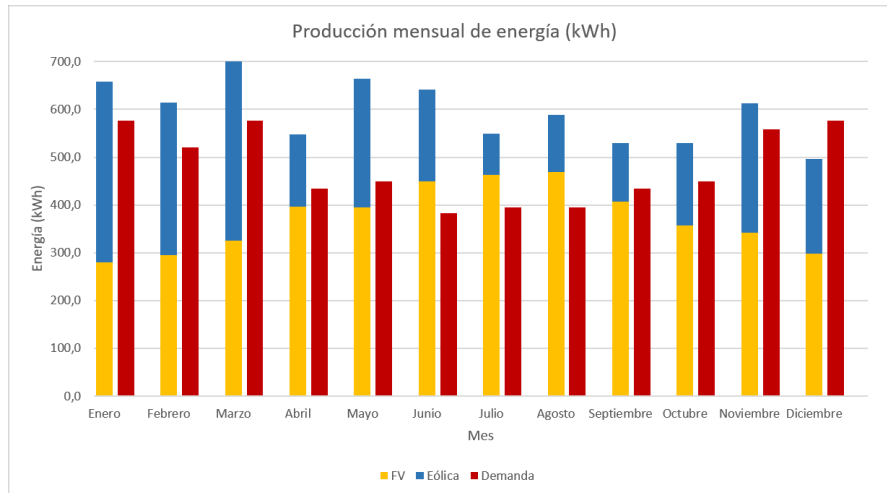


Figure 2: Monthly Energy Production (Source: Own Elaboration)

The comparison of the three scenarios reveals the operational advantages of hybridization. The hybrid system requires 22% less storage capacity than the solar-only system (33.6 versus 43.2 kWh), reduces energy curtailment from 36.0% to 21.7% (a 40% relative reduction) and subjects the batteries to 9% fewer equivalent cycles (62.6 versus 68.6 cycles/year), translating into a longer expected battery bank lifetime. The wind-only scenario, although technically feasible, demands 76.8 kWh of storage and exhibits 49.6% curtailment, evidencing the greater hourly variability of the wind resource.

Table 2 presents the comparative economic and operational indicators for the three supply alternatives.

| Indicator                         | Hybrid        | Solar-only    | Diesel       |
|-----------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| Initial investment — CAPEX (€)    | 25,609        | 17,767        | -            |
| Levelized life-cycle cost (€)     | 32,592        | 24,683        | 87,174       |
| <b>LCOE (€/kWh)</b>               | <b>0.503</b>  | <b>0.382</b>  | <b>1.308</b> |
| <b>NPV vs. Diesel (€)</b>         | <b>54,582</b> | <b>62,491</b> | -            |
| <b>IRR vs. Diesel (%)</b>         | <b>21.6</b>   | <b>30.3</b>   | -            |
| <b>Discounted payback (years)</b> | <b>5.2</b>    | <b>4.3</b>    | -            |

Table 2: Comparative economic and operational indicators (Source: own elaboration)

Both renewable scenarios are unequivocally preferable to diesel: the generator sets LCOE (1.308 €/kWh) is 2.6 times higher than that of the hybrid and 3.4 times higher than that of the solar-only system. The NPV against diesel exceeds €54,000 in both cases, with internal rates of return well above the adopted 5% discount rate and discounted

payback periods of less than six years. Replacing the diesel generator also avoids the emission of 117.1 tonnes of CO<sub>2</sub> over the analysis horizon.

The direct comparison between the renewable scenarios shows that, at current small-wind prices, the solar-only system yields an NPV €7,909 higher than that of the hybrid, a difference almost entirely explained by the cost of the turbine and tower assembly (€10,106). The sensitivity analysis places the break-even point at a wind assembly cost of approximately €3,400, below the market price of the tower alone, confirming that the solar-only system's economic advantage is robust at current prices. Nevertheless, the analysis also demonstrates that the gap narrows as storage costs rise, given that the hybrid requires a smaller battery bank: the advantage shrinks from €8,898 at 120 €/kWh to just €5,431 at 350 €/kWh.

## 5. Conclusions

The study demonstrates that replacing the diesel generator set with a renewable generation system is economically viable by a wide margin, regardless of the configuration chosen. The accumulated savings in fuel and maintenance recover the investment in less than six years and generate a discounted net benefit exceeding €54,000. This viability does not depend on optimistic assumptions about fuel prices or generator lifespan: fuel and maintenance together account for 81% of the diesel system's levelized cost.

The choice between hybridization and a purely solar system depends on the weight assigned to operational resilience versus pure economic return. The hybrid system offers source diversification, lower dependence on storage and better utilization of the available energy resource, advantages that are especially relevant in a mountain environment where events such as prolonged snowfall covering the panels can compromise the supply of a single-source system. The downward trend in small-wind costs could consolidate economic parity in the medium term.

Suggested lines of future work include validation with monitored load profiles in real dwellings, extension of the analysis to a multi-year meteorological horizon, complete sizing of cable and electrical protections, and evaluation of sodium-ion batteries as an alternative to LFP for climates with winter temperatures frequently below 0 °C.

## 6. References

- [1] Cortés-Ruiz, M., e Ibar-Alonso, R. (2021). Vulnerabilidad y resiliencia en la España vaciada. *Revista Electrónica de Comunicaciones y Trabajos de ASEPUMA. Rect@*, 22, 63-75. <https://doi.org/10.24310/recta.22.2.2021.19879>
- [2] Miglietta, M.M., Huld, T. y Monforti-Ferrario, F. (2017). Local complementarity of wind and solar energy resources over Europe: An assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 56(1), 217-234. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-16-0031.1>
- [3] Kaabeche, A., Belhamel, M. e Ibtouen, R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2), 1214-1222. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>

- [4] Jerez, S., Trigo, R. M., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., & Montávez, J. P. (2013). Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. *Energy Procedia*, 40, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.007>
- [5] Polo, J. (2025). Hybrid Wind-Solar Generation and Analysis for Iberian Peninsula: A Case Study. *Energies*, 18(15), Artículo 3966. <https://doi.org/10.3390/en18153966>

## *Índice de la memoria*

|                                                                |           |
|----------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Capítulo 1. Introducción .....</b>                          | <b>7</b>  |
| 1.1 Motivación del proyecto.....                               | 9         |
| 1.1.1 Justificación Técnica.....                               | 9         |
| 1.1.2 Justificación Económica.....                             | 10        |
| 1.1.3 Justificación Medioambiental y Social.....               | 10        |
| 1.2 Objetivos del Proyecto .....                               | 11        |
| <b>Capítulo 2. Estado de la Cuestión .....</b>                 | <b>12</b> |
| 2.1 Generación Solar Fotovoltaica .....                        | 12        |
| 2.2 Generación Minieólica .....                                | 14        |
| 2.3 Complementariedad Solar y Eólica.....                      | 16        |
| 2.4 Sistemas de Almacenamiento.....                            | 18        |
| 2.4.1 Baterías de plomo-ácido.....                             | 18        |
| 2.4.2 Litio-Ferrofosfato (LFP) .....                           | 18        |
| 2.4.3 Baterías de iones de sodio (Na-ion) .....                | 19        |
| 2.5 Topologías de interconexión y electrónica de potencia..... | 22        |
| <b>Capítulo 3. Análisis de recursos y Demanda .....</b>        | <b>24</b> |
| 3.1 Elección de emplazamiento.....                             | 24        |
| 3.2 Datos del emplazamiento .....                              | 28        |
| 3.2.1 Recurso Solar .....                                      | 29        |
| 3.2.2 Recurso Eólico.....                                      | 32        |
| 3.3 Complementariedad Observada.....                           | 35        |
| 3.4 Vivienda Tipo.....                                         | 36        |
| 3.5 Previsión de Cargas .....                                  | 38        |
| 3.6 Perfiles de Demanda según la Estación.....                 | 43        |
| 3.6.1 Justificación de las Horas de Funcionamiento .....       | 43        |
| 3.6.2 Consumo Diario .....                                     | 44        |
| 3.6.3 Simultaneidad.....                                       | 49        |
| 3.6.4 Perfil de Demanda Horaria.....                           | 50        |
| <b>Capítulo 4. Diseño Técnico .....</b>                        | <b>53</b> |

|                    |                                                   |           |
|--------------------|---------------------------------------------------|-----------|
| 4.1                | Paneles Fotovoltaicos .....                       | 53        |
| 4.1.1              | <i>Producción Fotovoltaica</i> .....              | 53        |
| 4.1.2              | <i>Modelo de Pérdidas</i> .....                   | 55        |
| 4.1.3              | <i>Dimensionamiento Preliminar</i> .....          | 56        |
| 4.1.4              | <i>Elección del Panel Fotovoltaico</i> .....      | 57        |
| 4.2                | Aerogenerador .....                               | 59        |
| 4.2.1              | <i>Corrección de la Serie de Viento</i> .....     | 59        |
| 4.2.2              | <i>Extrapolación a la Altura del Buje</i> .....   | 60        |
| 4.2.3              | <i>Producción Eólica</i> .....                    | 61        |
| 4.2.4              | <i>Elección del Aerogenerador</i> .....           | 63        |
| 4.3                | Almacenamiento .....                              | 65        |
| 4.3.1              | <i>Elección de la Tecnología Definitiva</i> ..... | 66        |
| 4.3.2              | <i>Parámetros de Diseño</i> .....                 | 66        |
| 4.3.3              | <i>Ecuación de Dimensionamiento</i> .....         | 67        |
| 4.3.4              | <i>Elección de las Baterías</i> .....             | 68        |
| 4.4                | Electrónica de Potencia .....                     | 69        |
| 4.4.1              | <i>Regulador de Carga Solar MPPT</i> .....        | 70        |
| 4.4.2              | <i>Inversor Autónomo</i> .....                    | 71        |
| 4.5                | Balance Energético .....                          | 72        |
| 4.5.1              | <i>Escenario Base</i> .....                       | 75        |
| 4.5.2              | <i>Escenarios Adicionales</i> .....               | 80        |
| <b>Capítulo 5.</b> | <b><i>Viabilidad Económica</i></b> .....          | <b>84</b> |
| 5.1                | Costes del Sistema .....                          | 84        |
| 5.1.1              | <i>Inversión Inicial (CAPEX)</i> .....            | 85        |
| 5.1.2              | <i>Costes Anuales (OPEX)</i> .....                | 86        |
| 5.2                | Análisis Económico .....                          | 87        |
| 5.2.1              | <i>Indicadores Económicos</i> .....               | 87        |
| 5.2.2              | <i>Resultados del Análisis Económico</i> .....    | 89        |
| 5.3                | Análisis de Sensibilidad .....                    | 91        |
| 5.3.1              | <i>Coste del Aerogenerador</i> .....              | 91        |
| 5.3.2              | <i>Coste del Almacenamiento</i> .....             | 92        |
| <b>Capítulo 6.</b> | <b><i>Impacto Y Escalabilidad</i></b> .....       | <b>94</b> |

---

|                                                         |                     |            |
|---------------------------------------------------------|---------------------|------------|
| 6.1                                                     | Impacto.....        | 94         |
| 6.2                                                     | Escalabilidad ..... | 95         |
| <b>Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</b> |                     | <b>96</b>  |
| <b>Capítulo 8. Bibliografía.....</b>                    |                     | <b>99</b>  |
| <b>ANEXO I. Alineación con los ODS.....</b>             |                     | <b>103</b> |
| <b>ANEXO II. Fichas Técnicas .....</b>                  |                     | <b>105</b> |
| <b>ANEXO III. Cálculos de la Memoria .....</b>          |                     | <b>116</b> |

## *Índice de figuras*

|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Densidad de Población Crítica en la España Vaciada [2] .....                                       | 7  |
| Figura 2: Mapa de la Irradiación Horizontal Global Media en España entre 1994 y 2018 (World Bank Group)..... | 13 |
| Figura 3: Comparativa entre el HAWT y el VAWT (Universidad de Zaragoza) .....                                | 15 |
| Figura 4: Comparación visual del movimiento de iones a -20 °C (Sunlith) .....                                | 20 |
| Figura 5: Localización Geográfica de Soria (Fuente: Google Earth).....                                       | 25 |
| Figura 6: Localización Geográfica de las Tierras Altas (Fuente: Google Earth) .....                          | 26 |
| Figura 7: Datos de Entrada en PVGIS (Fuente: PVGIS) .....                                                    | 29 |
| Figura 8: Irradiación Solar Mensual (2005-2023) (Fuente: PVGIS).....                                         | 30 |
| Figura 9: Rosa de Viento a 10m (Fuente: GWA).....                                                            | 33 |
| Figura 10: Distribución de la Velocidad Media del Viento a 10 m (Fuente: GWA) .....                          | 34 |
| Figura 11: Recursos Solar y Eólico respecto a las Medias Anuales (Fuente: Elaboración Propia) .....          | 35 |
| Figura 12: Perfil de demanda horaria tipo para las tres estaciones (Fuente: Elaboración propia).....         | 51 |
| Figura 13: Curva de potencia del Bornay Wind 25.2+ (Fuente: Bornay Wind+) .....                              | 65 |
| Figura 14: Producción Mensual de Energía (Fuente: Elaboración Propia).....                                   | 79 |
| Figura 15: Estado de Carga (SoC) de las Baterías a lo Largo del Año (Fuente: Elaboración Propia) .....       | 80 |
| Figura 16: Sensibilidad del VAN al Coste del Conjunto Eólico (Fuente: Elaboración Propia) .....              | 92 |
| Figura 17: Sensibilidad del VAN al Coste del Almacenamiento (Fuente: Elaboración Propia) .....               | 93 |

## *Índice de tablas*

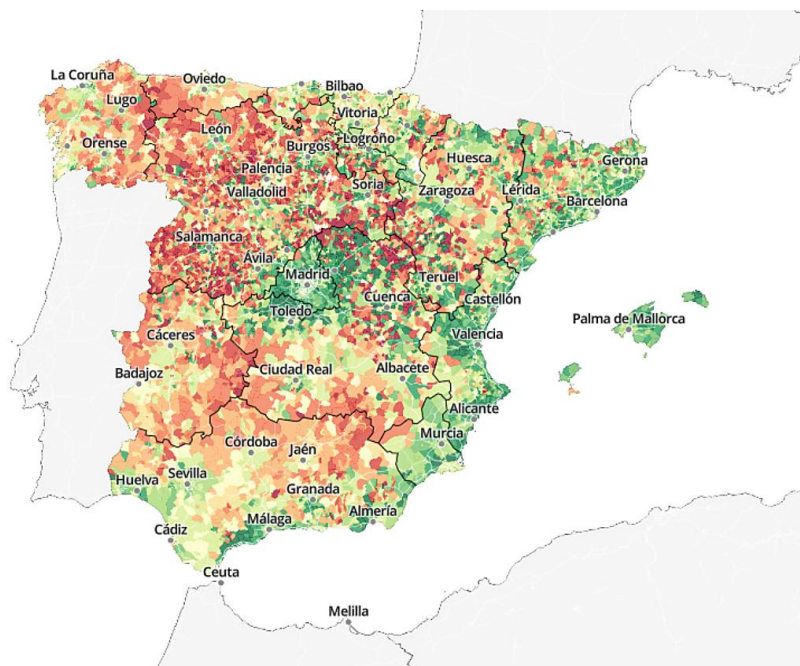
|                                                                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1: Comparativa de las tecnologías de almacenamiento (Fuente: Elaboración Propia)                                                                          | 21 |
| Tabla 2: Valores climatológicos normales de la estación de Soria (1981-2010). T: temperatura media; Tm: media de mínimas; I: horas de sol. (Fuente: AEMET) [27] | 27 |
| Tabla 3: Datos Medios del Recurso Solar (2005-2023) (Fuente: PVGIS)                                                                                             | 31 |
| Tabla 4: Datos del Recurso Eólico (Fuente: GWA)                                                                                                                 | 32 |
| Tabla 5: Previsión de Cargas del Salón (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                             | 39 |
| Tabla 6: Previsión de Cargas de la Cocina (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                          | 40 |
| Tabla 7: Previsión de Cargas de la Habitación 1 (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                    | 40 |
| Tabla 8: Previsión de Cargas de la Habitación 2 (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                    | 40 |
| Tabla 9: Previsión de Cargas de la Habitación 3 (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                    | 41 |
| Tabla 10: Previsión de Cargas del Baño 1 (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                           | 41 |
| Tabla 11: Previsión de Cargas del Baño 2 (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                           | 41 |
| Tabla 12: Previsión de Cargas del Cuarto de Lavado (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                 | 41 |
| Tabla 13: Previsión de Cargas del Garaje (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                           | 42 |
| Tabla 14: Previsión de Cargas de las Instalaciones Generales (Fuente: Elaboración Propia)                                                                       | 42 |
| Tabla 15: Hipótesis de horas de uso de las cargas sensibles a la estación (Fuente: Elaboración propia)                                                          | 44 |
| Tabla 16: Energía diaria consumida por equipo y estación (Fuente: Elaboración propia)                                                                           | 48 |
| Tabla 17: Síntesis de los perfiles de demanda estacionales (Fuente: Elaboración propia)                                                                         | 49 |
| Tabla 18: Estimación del Factor de Simultaneidad (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                   | 50 |
| Tabla 19: Distribución de la Energía por Franjas Horarias (Fuente: Elaboración Propia)                                                                          | 52 |
| Tabla 20: Factores de Pérdidas (Fuente: Elaboración Propia)                                                                                                     | 56 |
| Tabla 21: Especificaciones del módulo fotovoltaico JA Solar JAM54D41-450/LB (Fuente: JA Solar)                                                                  | 59 |
| Tabla 22: Comparativa de aerogeneradores candidatos (Fuente: Bornay Wind+)                                                                                      | 64 |

---

|                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 23: Desglose mensual del balance energético del escenario híbrido (Fuente: Elaboración Propia).....       | 77 |
| Tabla 24: Comparativa de los tres escenarios de generación a LPSP equivalente (Fuente: Elaboración Propia)..... | 82 |
| Tabla 25: CAPEX para los Escenarios Híbrido y Solo Solar (Fuente: Elaboración Propia).....                      | 86 |
| Tabla 26: Indicadores económicos y operativos comparados (Fuente: elaboración propia).....                      | 89 |

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La crisis demográfica y económica conocida como la "España Vacía" es uno de los problemas estructurales más graves que afronta actualmente la Península Ibérica. Este proceso de despoblación no es solo un dato geográfico, sino que refleja el abandono sostenido de los núcleos rurales en favor de los grandes polos urbanos, lo que provoca una pérdida constante de habitantes, servicios e infraestructuras en el interior del país [1]. La consecuencia directa de esta dinámica migratoria es la degradación progresiva de los servicios básicos, la desaparición del tejido comercial local y una obsolescencia creciente de las infraestructuras, circunstancias que dificultan la supervivencia de las comunidades afectadas y comprometen los equilibrios territoriales fundamentales.



*Figura 1: Densidad de Población Crítica en la España Vacía [2]*

Dentro de las carencias que condicionan el desarrollo de estas regiones, la provisión de electricidad ocupa un lugar central. Aunque España presenta indicadores de cobertura eléctrica excepcionalmente altos a nivel agregado, persisten zonas aisladas, como viviendas

de montaña, explotaciones agropecuarias y núcleos rurales dispersos, que no están conectadas a la red de distribución convencional [3]. La problemática técnica radica en la dispersión geográfica extrema de estas edificaciones, combinada frecuentemente con una densidad de demanda energética muy baja. Bajo estas condiciones, la extensión física del cableado de media y baja tensión resulta económicamente inviable para las compañías distribuidoras, consolidando un aislamiento forzoso de la red principal.

Esta exclusión infraestructural se encuentra estrechamente ligada al concepto de pobreza energética, entendida como la incapacidad de un hogar para satisfacer sus necesidades básicas de suministro eléctrico. En la España de interior, la combinación de viviendas con baja eficiencia térmica y la dependencia de combustibles fósiles encarece el coste de vida, lo que convierte el acceso a la energía en una barrera estructural para el desarrollo territorial y la fijación de población.

Ante la imposibilidad de conectarse a la red eléctrica general, los residentes de estas áreas han recurrido históricamente al uso de grupos electrógenos diésel. No obstante, la operación continua de estos sistemas conlleva tres aspectos que empeoran la situación inicial. En primer lugar, los gastos operativos resultan muy elevados, dado que el precio del combustible es inestable y su traslado periódico hasta ubicaciones remotas incrementa notablemente el coste final de la energía. En segundo lugar, la fiabilidad del suministro es deficiente. Al tratarse de equipos mecánicos, son susceptibles de sufrir averías y requerir mantenimiento constante, un riesgo que se agrava drásticamente durante los temporales de invierno, justo cuando la necesidad de calefacción e iluminación es mayor. Finalmente, el impacto medioambiental resulta inasumible, ya que la quema constante de gasóleo libera grandes cantidades de dióxido de carbono y partículas contaminantes que degradan la calidad del aire y afectan negativamente al ecosistema local [4].

Para revertir esta situación, se plantea un cambio de modelo basado en el despliegue de infraestructuras de generación descentralizadas, renovables e independientes de la red principal. En este contexto, una microrred aislada se define como un conjunto eléctrico autónomo capaz de integrar fuentes de generación, sistemas de almacenamiento y cargas

dentro de un perímetro geográfico delimitado, sin requerir conexión física a la red de transporte o distribución. Gracias a la madurez tecnológica actual, resulta plenamente viable diseñar microrredes híbridas que combinen la generación solar fotovoltaica, la minigeneración eólica y el almacenamiento electroquímico avanzado.

## ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

El desarrollo de un sistema de generación híbrida solar y eólica destinado a viviendas en áreas despobladas responde a una necesidad tangible y cuantificable. Diversos factores justifican la adopción de este enfoque tecnológico frente a las alternativas tradicionales, tales como la dependencia de combustibles fósiles o la extensión física de la red eléctrica convencional.

### **1.1.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA**

La principal razón para combinar ambas fuentes de energía radica en la optimización del comportamiento operativo del sistema. En una vivienda que dependa exclusivamente de paneles solares para su suministro eléctrico autónomo, el banco de baterías se ve sometido a un estrés operativo severo. Este componente debe dimensionarse para absorber la totalidad de la demanda nocturna y compensar la falta de generación durante días nublados consecutivos. Esta exigencia impone ciclos de descarga profunda continuados que aceleran la degradación electroquímica de las celdas, acortando su vida útil e incrementando la frecuencia con la que deben ser reemplazadas.

Al integrar un aerogenerador de pequeña potencia, la dinámica del sistema experimenta un cambio significativo. Los estudios climatológicos demuestran que el recurso eólico en la Península Ibérica tiende a intensificarse precisamente cuando la radiación solar es nula o deficiente, como ocurre durante las horas nocturnas, en episodios de inestabilidad atmosférica y en los meses de invierno. Esta complementariedad permite que la inyección de energía a la red aislada sea más constante a lo largo del ciclo diario y estacional. Como consecuencia, el estado de carga (SoC) del banco de baterías se mantiene en rangos más

estables, lo que reduce la profundidad de descarga (DoD) media y prolonga de manera efectiva la vida útil de los acumuladores.

### **1.1.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA**

El impacto directo de esta hibridación técnica se traslada de forma inmediata a la viabilidad financiera del proyecto. En el diseño de microrredes aisladas, el sistema de almacenamiento representa invariablemente la partida más costosa dentro de los gastos de capital (CAPEX). En consecuencia, si la integración del componente eólico logra reducir los requerimientos de capacidad de almacenamiento, el ahorro económico derivado de emplear un banco de baterías menor puede compensar con creces el coste adicional que supone la adquisición e instalación de la turbina.

A largo plazo, la comparativa económica se fundamenta en la métrica del Coste Nivelado de la Energía (LCOE). Frente a los gastos operativos (OPEX) continuos, inflacionarios y perpetuos asociados a un generador diésel, derivados principalmente de la compra constante de combustible, el mantenimiento mecánico y las reposiciones por desgaste, un sistema renovable presenta un perfil financiero radicalmente distinto. Este se caracteriza por requerir una inversión inicial elevada, pero garantiza unos costes operativos mínimos, lo que permite que el LCOE se estabilice de forma evidente una vez completada la amortización del capital. Adicionalmente, el modelo de generación renovable es inmune a las fluctuaciones en el precio de los hidrocarburos, eliminando así un factor de incertidumbre financiera que resulta especialmente gravoso para las economías rurales más modestas.

### **1.1.3 JUSTIFICACIÓN MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL**

Los generadores diésel son ineficientes en la conversión de energía, contaminan el aire a nivel local con partículas y gases nocivos, generan contaminación acústica y emiten volúmenes significativos de CO<sub>2</sub>, contribuyendo directamente al cambio climático. La transición hacia un sistema renovable elimina por completo estas emisiones durante la fase de operación, lo que resulta en una clara mejora de la calidad de vida de los residentes y en la preservación de los ecosistemas locales.

## ***1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO***

El propósito principal de este trabajo consiste en diseñar un prototipo funcional y escalable de un sistema híbrido solar y eólico, el cual combina paneles fotovoltaicos, aerogeneradores de pequeña potencia y un banco de baterías, destinado a la generación eléctrica autónoma de una vivienda rural sin conexión a la red convencional.

Para alcanzar este objetivo general y asegurar un dimensionamiento técnicamente riguroso, se establecen los siguientes objetivos específicos:

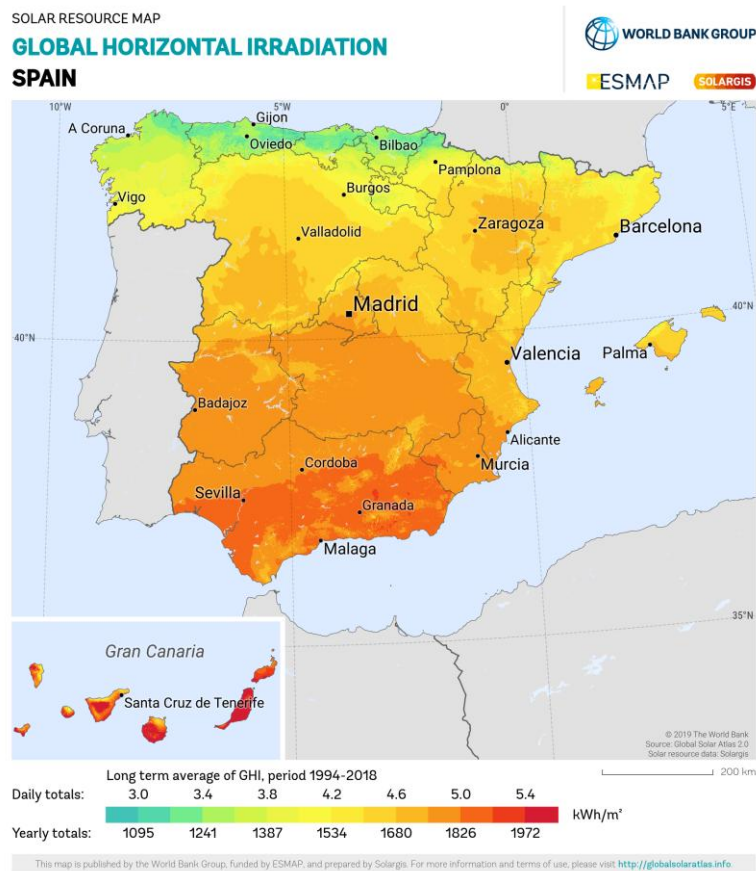
1. Analizar las condiciones climatológicas y energéticas del emplazamiento seleccionado, caracterizando los recursos solar y eólico disponibles mediante datos horarios y elaborando un perfil de carga representativo de la vivienda tipo.
2. Dimensionar técnicamente el sistema híbrido completo, determinando la potencia fotovoltaica pico, la potencia nominal del aerogenerador, la capacidad del banco de baterías y los equipos de electrónica de potencia (reguladores, inversores), mediante una simulación horaria del balance energético a lo largo de las 8.760 horas del año.
3. Estimar el coste del sistema y evaluar su viabilidad económica, determinando los gastos de capital (CAPEX), los costes operativos (OPEX) y los indicadores financieros clave (VAN, TIR y LCOE) frente al escenario alternativo de generación diésel continua.
4. Evaluar el impacto ambiental y la escalabilidad del diseño, cuantificando las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas respecto a la alternativa fósil y analizando la replicabilidad del modelo en otros emplazamientos de la España interior.

## **Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

El diseño de una microrred aislada híbrida funcional requiere ir más allá de la simple instalación de capacidad de generación a partir de una única fuente. La viabilidad técnica y económica del conjunto depende de la integración de distintos subsistemas de generación y almacenamiento. En este capítulo se analizan las tecnologías fundamentales que componen el ecosistema técnico del proyecto, entre las que se incluyen la generación solar fotovoltaica, la minigeneración eólica y los sistemas de almacenamiento electroquímico, así como el interconexión entre los distintos elementos.

### ***2.1 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA***

La tecnología solar fotovoltaica constituye el pilar fundamental de los sistemas de generación renovable en la Península Ibérica, tanto por su madurez comercial como por la excelencia del recurso solar disponible. Según la base de datos satelital del servicio PVGIS del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, cuya precisión ha sido validada frente a estaciones de medida en superficie con un sesgo medio inferior al 5% en el territorio europeo [5], la Península Ibérica se sitúa entre las regiones con mayor irradiación horizontal global (GHI) de todo el continente, lo que posiciona a España como uno de los países con mayor potencial fotovoltaico de Europa.



*Figura 2: Mapa de la Irradiación Horizontal Global Media en España entre 1994 y 2018 (World Bank Group)*

Durante la última década, la industria fotovoltaica ha experimentado una transición tecnológica acelerada. Los módulos contruidos a base de silicio policristalino, dominantes en el sector hasta el año 2020, han sido desplazados casi en su totalidad por los paneles de silicio monocristalino, los cuales representaban en 2025 un valor cercano al 100% de la cuota de mercado a nivel global. Dentro de esta categoría, la tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) se ha consolidado como el estándar de fabricación actual. Su diseño permite alcanzar eficiencias comerciales de entre el 20% y el 22% gracias a la incorporación de una capa de pasivación en la parte posterior de la celda, una mejora que reduce significativamente la recombinación electrónica y optimiza la absorción de la luz reflejada. Sin embargo, desarrollos tecnológicos más recientes como la arquitectura TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) y las celdas de heterounión (HJT) logran superar en la actualidad

el 24% de eficiencia en módulos comerciales, perfilándose claramente como la tecnología dominante en la producción global a partir de 2026 [6].

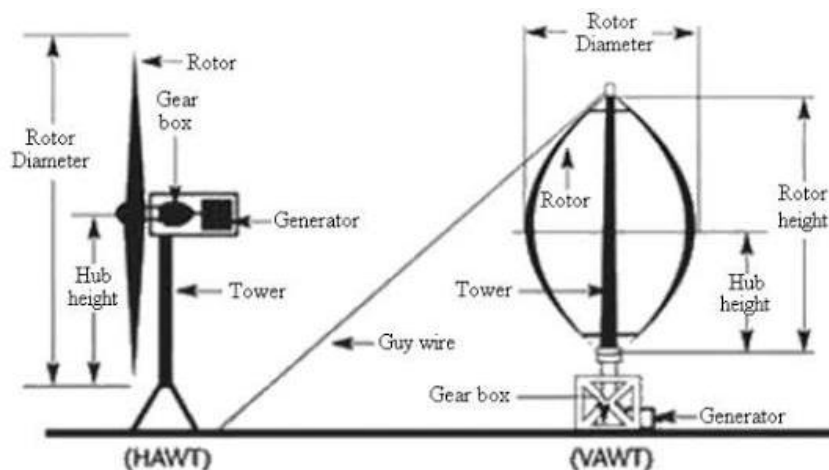
En el contexto específico de los sistemas aislados en entornos rurales, las características pasivas inherentes a los módulos fotovoltaicos, tales como la ausencia total de partes móviles, la necesidad de un mantenimiento mínimo y una vida útil superior a los 25 años con tasas de degradación anuales inferiores al 0,5%, representan ventajas técnicas determinantes [7]. Sin embargo, la generación fotovoltaica presenta dos limitaciones operativas que resultan críticas en un sistema aislado que carece del respaldo de la red general: la incapacidad absoluta para producir energía durante las horas nocturnas, periodo (que habitualmente coincide con los picos de demanda residencial) y la acusada estacionalidad del recurso durante el invierno.

## **2.2 GENERACIÓN MINIEÓLICA**

La tecnología minieólica está concebida específicamente para la generación distribuida a pequeña escala, en clara contraposición a los grandes aerogeneradores propios de los parques eólicos industriales. De acuerdo con la normativa UNE-EN 61400-2, se catalogan como pequeños aerogeneradores aquellos que presentan un área de barrido del rotor inferior a 200 m<sup>2</sup>, característica que típicamente equivale a potencias nominales de hasta 50 kW [8]. En el caso particular de las aplicaciones residenciales aisladas, el rango de operación más relevante se sitúa entre 1 y 5 kW de potencia nominal.

Una característica fundamental de estos equipos es su diseño aerodinámico, el cual se encuentra optimizado para operar con velocidades de arranque reducidas, situadas generalmente entre 2 y 3,5 m/s. Esta particularidad les permite iniciar la producción eléctrica incluso con brisas moderadas [8]. Esta característica resulta especialmente relevante en las zonas rurales del interior peninsular, donde las velocidades medias anuales, si bien son suficientes para el aprovechamiento eólico, no alcanzan los valores típicos que se registran en emplazamientos costeros o en altas crestas montañosas.

En la actualidad existen dos familias principales de diseño aerodinámico. Por un lado, los aerogeneradores de eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines) ofrecen un mayor coeficiente de potencia teórico, logrando aproximarse al límite de Betz del 59,3%, aunque requieren de mecanismos de orientación como una aleta de cola o un sistema de guiado activo para mantenerse alineados con la dirección del viento. Por otro lado, los aerogeneradores de eje vertical o VAWT (Vertical Axis Wind Turbines), concretamente en sus variantes Darrieus y Savonius, sacrifican parte de su eficiencia aerodinámica a cambio de presentar ventajas operativas muy significativas. Estos equipos son omnidireccionales, resultan considerablemente más silenciosos, se adaptan mejor a flujos turbulentos y ofrecen una integración al paisaje más discreta [9].



*Figura 3: Comparativa entre el HAWT y el VAWT (Universidad de Zaragoza)*

Dentro de la configuración típica de un sistema híbrido a pequeña escala, los aerogeneradores se acoplan directamente a alternadores trifásicos de imanes permanentes o PMA. La salida de corriente alterna generada por estos equipos es posteriormente rectificada a corriente continua antes de ser inyectada al bus principal del sistema. Esta arquitectura técnica elimina por completo la necesidad de incorporar cajas multiplicadoras de engranajes, lo que a su vez reduce los requerimientos de mantenimiento mecánico a lo largo de la vida útil de la instalación [8].

## **2.3 COMPLEMENTARIEDAD SOLAR Y EÓLICA**

El fundamento técnico que sustenta la viabilidad de la hibridación solar y eólica frente a los sistemas basados en una única fuente es la complementariedad temporal y espacial que existe entre ambos recursos renovables. Dentro del análisis de sistemas energéticos, la complementariedad se define como la capacidad de una determinada fuente de energía para compensar los déficits productivos de otra a lo largo de un marco temporal, logrando así atenuar de forma efectiva la variabilidad conjunta de la generación eléctrica [10].

La investigación climatológica ha documentado de manera exhaustiva esta sinergia en el ámbito de la Península Ibérica. Estudios de referencia demostraron mediante el uso de un algoritmo de recocido simulado aplicado sobre datos de simulación climática regional, con una resolución de 10 km y abarcando el período comprendido entre 1959 y 2007, la existencia de una complementariedad espaciotemporal muy significativa entre el recurso solar y el eólico ibérico, al menos a una escala mensual [11]. Los resultados de dicha investigación confirmaron que las combinaciones optimizadas de instalaciones solares y eólicas son capaces de satisfacer umbrales mínimos de generación conjunta presentando una variabilidad interanual notablemente inferior a la que ofrecería cualquiera de las fuentes operando de manera aislada.

En un trabajo directamente relacionado, se analizó en detalle la influencia que ejercen los grandes modos de circulación atmosférica sobre el potencial de los recursos renovables en la geografía ibérica [12]. De este modo, identificaron que la Oscilación del Atlántico Norte (NAO), el patrón East Atlantic (EA) y el modo escandinavo (SCAND) constituyen los tres mecanismos meteorológicos principales que gobiernan la variabilidad climática de la Península. Durante las fases negativas de la NAO, las cuales predominan durante los meses de invierno, el aumento de la actividad ciclónica y el paso constante de frentes atlánticos incrementan de forma sustancial la velocidad del viento. Este fenómeno coincide exactamente con la época del año en la que la generación fotovoltaica registra su mínimo estacional. Es precisamente este mecanismo físico el que explica la clara anticorrelación estacional observada, dado que los meses de verano destacan por una mayor producción

solar acompañada de un menor recurso eólico, mientras que en la temporada invernal la dinámica hidrológica y atmosférica se invierte por completo.

A escala continental, otro estudio se centró en evaluación de la complementariedad local de los recursos eólico y solar sobre Europa utilizando datos de alta resolución proporcionados por el ECMWF para el período comprendido entre 2012 y 2014. Su análisis confirmó una anticorrelación débil pero persistente a escala horaria en gran parte del dominio europeo, destacando un efecto notable derivado del ciclo diurno, dado que el recurso eólico tiende a intensificarse durante las horas nocturnas (cuando la generación fotovoltaica cesa por completo) [13]. Los autores concluyeron que esta complementariedad local justifica de forma sólida la localización de instalaciones solares y eólicas con el fin de suavizar el perfil de generación conjunta.

Más recientemente, se aplicó esta evidencia empírica al caso específico de la geografía ibérica mediante el análisis de años meteorológicos típicos extraídos de las bases de datos ERA5 y PVGIS. Los resultados de su investigación confirmaron que la hibridación de ambas tecnologías mejora de manera notable el factor de capacidad combinado de las instalaciones y contribuye a una reducción efectiva de los costes de infraestructura [14].

Finalmente, también se condujo una revisión exhaustiva de los conceptos, las métricas y las aplicaciones prácticas relativas a la complementariedad de las fuentes renovables. Dentro del análisis de sistemas energéticos, entre las métricas estadísticas más utilizadas figuran los coeficientes de correlación de Pearson y Kendall aplicados a las series temporales de producción solar y eólica, así como diversos índices específicos orientados a evaluar la complementariedad temporal y espacial. Estos autores enfatizan que la obtención de valores negativos en el coeficiente de correlación, tanto a escala mensual como horaria, constituye un indicador inequívoco de una complementariedad que resulta directamente aprovechable en la fase de dimensionamiento de sistemas híbridos [10].

## **2.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO**

En cualquier sistema aislado de la red, el almacenamiento de energía en baterías o BESS (Battery Energy Storage System) es el componente que determina la fiabilidad del suministro y, al mismo tiempo, es la partida más influyente dentro del coste de capital (CAPEX) [15]. La evolución de las tecnologías de almacenamiento ha sido el factor determinante que más ha condicionado la viabilidad económica de la electrificación rural autónoma.

### **2.4.1 BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO**

Históricamente, los sistemas de generación fotovoltaica y eólica en configuración aislada han dependido del uso de baterías estacionarias de plomo-ácido, empleando predominantemente sus variantes de placa tubular o de gel con válvula regulada. A pesar de presentar un bajo coste inicial y de constituir una tecnología plenamente madura, estas composiciones químicas imponen limitaciones operativas severas. En primer lugar, los acumuladores no deben someterse a profundidades de descarga (DoD, Depth of Discharge) rutinarias superiores al 50% con el fin de evitar la sulfatación irreversible de sus placas. En segundo lugar, exigen labores de mantenimiento periódico, tales como la reposición de agua destilada y la ejecución de cargas de ecualización en los modelos ventilados. Por último, ofrecen una vida útil cíclica notablemente reducida, comprendida habitualmente entre los 1.500 y 3.000 ciclos. Esta degradación acelerada obliga a efectuar un reemplazo completo del banco de baterías en intervalos de 7 a 10 años [16]. Como consecuencia directa, esta continua necesidad de reposición penaliza de forma muy grave el coste total de la instalación a largo plazo.

### **2.4.2 LITIO-FERROFOSFATO (LFP)**

La formulación química de Litio-Ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$  o LFP) se ha consolidado plenamente como el estándar dominante en el ámbito del almacenamiento estacionario. Las baterías de tecnología LFP poseen la capacidad de tolerar descargas continuas de entre el 80% y el 90% de profundidad de descarga. Además, ofrecen vidas útiles comprendidas entre

los 3.000 y 6.000 ciclos, lo que equivale operativamente a más de 10 o 15 años de ciclado diario continuado. Asimismo, presentan eficiencias de ciclo completo superiores al 95% y garantizan una elevada seguridad térmica al carecer en su composición de metales altamente reactivos como el cobalto [17]. A nivel microscópico, su estructura cristalina proporciona una excelente estabilidad estructural, lo que se traduce directamente en una degradación lenta y altamente predecible a lo largo de toda su vida operativa [18].

A pesar de estas notables ventajas, las baterías LFP presentan una vulnerabilidad significativa cuando se ven forzadas a operar en entornos sometidos a temperaturas extremas. En concreto, cuando la temperatura desciende por debajo de los 0 °C, el proceso de carga de la celda puede desencadenar un fenómeno electroquímico conocido como Lithium Plating. Este efecto consiste en la deposición de litio en estado metálico sobre la superficie del ánodo, en lugar de producirse su intercalación ordenada y reversible dentro de la matriz de grafito. Esta alteración estructural destruye de forma permanente la capacidad de almacenamiento de la celda y genera graves riesgos de sufrir un cortocircuito interno [19]. Para mitigar este problema, los sistemas de gestión de baterías optan por bloquear automáticamente el flujo de carga a temperaturas bajo cero, o bien exigen la integración de sistemas de precalentamiento activo que penalizan el consumo energético del conjunto.

### **2.4.3 BATERÍAS DE IONES DE SODIO (NA-ION)**

Las baterías de iones de sodio o SIB (Sodium-Ion Batteries) constituyen una tecnología emergente de alto interés para aplicaciones estacionarias. Su arquitectura electroquímica emplea iones de sodio ( $\text{Na}^+$ ) como vector de carga y utiliza ánodos de carbono duro en lugar del grafito convencional. Esta adaptación estructural es necesaria debido a que el ion de sodio posee un mayor radio iónico que el litio, lo que impide su intercalación eficaz en las estructuras gráficas tradicionales. Por su parte, en el cátodo, las formulaciones principales se basan en óxidos de metales de transición estratificados y en análogos del azul de Prusia [19].

La ventaja tecnológica más relevante de las baterías SIB para el contexto de este proyecto radica en su excepcional comportamiento a temperaturas bajo cero. Una reciente revisión

confirma que esta tecnología exhibe una retención de capacidad notablemente superior a la de las baterías LFP en entornos fríos, destacando además que no sufren el perjudicial fenómeno de deposición metálica durante los procesos de carga a temperaturas negativas [20]. Diversos resultados experimentales han demostrado valores de energía específica de 96 Wh/kg a temperatura ambiente, 74 Wh/kg a  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  y 46 Wh/kg a  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Este rendimiento permite efectuar ciclos de carga y descarga de forma completamente segura sin requerir sistemas de calefacción auxiliar [21]. En consecuencia, esta alta resiliencia térmica elimina la necesidad de incorporar los costosos sistemas de acondicionamiento climático que sí exigen de forma imperativa las baterías de litio. La Figura 4 refleja el comportamiento de los iones a  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  en las baterías de litio y en las de sodio, donde se puede observar como el sodio permanece estable mientras que el litio se deposita en la superficie del ánodo al ser bloqueado por el frío.

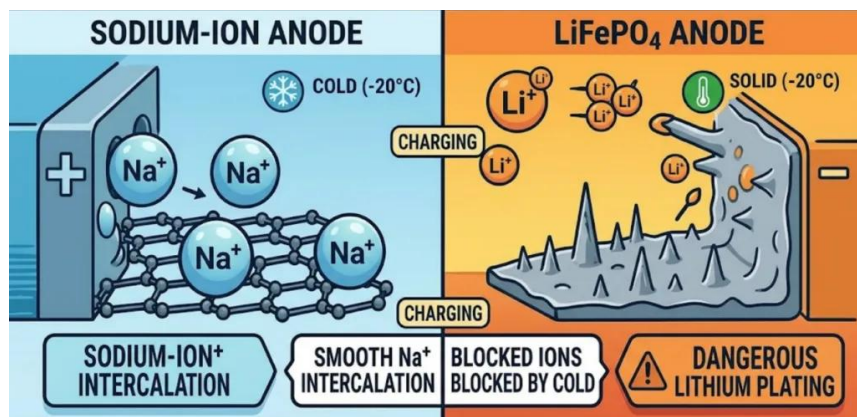


Figura 4: Comparación visual del movimiento de iones a  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  (Sunlith)

Si bien es cierto que la densidad energética actual de las baterías SIB, situada entre los 110 y 160 Wh/kg, resulta inferior a la de las celdas LFP más avanzadas, las cuales alcanzan valores de 150 a 205 Wh/kg, esta diferencia carece de relevancia práctica en el ámbito de las instalaciones estacionarias, donde ni el peso ni el volumen físico constituyen restricciones críticas de diseño [22]. Adicionalmente, cabe destacar que el sodio es un elemento extremadamente abundante en la corteza terrestre y su extracción se encuentra geopolíticamente diversificada. Esta disponibilidad global desvincula por completo su

cadena de suministro de los habituales cuellos de botella y de la volatilidad de precios asociados a la minería del litio.

Desde comienzos de 2026 se puede observar cómo fabricantes del sector como CATL, Kamada Power y Heiwei ya han iniciado la comercialización de módulos de iones de sodio orientados específicamente al almacenamiento estacionario, logrando densidades energéticas que alcanzan entre 160 y 175 Wh/kg a nivel de celda [22]. No obstante, resulta imprescindible señalar que se trata de una tecnología que aún se encuentra en su fase de despliegue comercial inicial, por lo que presenta un historial operativo en campo mucho más limitado en comparación con las químicas consolidadas. Como consecuencia directa, las proyecciones relativas a su vida cíclica a largo plazo todavía no cuentan con el mismo respaldo empírico ni con la exhaustiva base de datos que avalan actualmente a la tecnología LFP.

La Tabla 1 resume los parámetros comparativos más relevantes de las tres tecnologías de almacenamiento analizadas:

| Parámetro                      | Plomo-ácido (OPzS)                    | LFP (LiFePO <sub>4</sub> )       | Na-ion (SIB)                |
|--------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>DoD recomendada</b>         | ≤ 50%                                 | 80-90%                           | 80-90%                      |
| <b>Vida cíclica</b>            | 1.500-3.000 ciclos                    | 3.000-6.000 ciclos               | 3.000-6.000 ciclos          |
| <b>Eficiencia ida/vuelta</b>   | 75-85%                                | > 95%                            | ~ 90%                       |
| <b>Comportamiento a -20 °C</b> | Pérdida severa; riesgo de congelación | Lithium Plating, Bloqueo interno | Retiene 60-85% de capacidad |
| <b>Densidad energética</b>     | 30-50 Wh/kg                           | 95-205 Wh/kg                     | 110-175 Wh/kg               |
| <b>Madurez comercial</b>       | Madura                                | Estándar dominante               | Emergente                   |

*Tabla 1: Comparativa de las tecnologías de almacenamiento (Fuente: Elaboración Propia)*

## ***2.5 TOPOLOGÍAS DE INTERCONEXIÓN Y ELECTRÓNICA DE POTENCIA***

La integración de fuentes de generación de naturaleza eléctrica dispar, como es la corriente continua (DC) procedente de los módulos fotovoltaicos y la corriente alterna (AC) de frecuencia y tensión variables generada por la turbina eólica, junto con la necesidad de alimentar cargas convencionales a 230 V y 50 Hz, requiere el diseño de una arquitectura de interconexión sumamente cuidadosa.

En los sistemas aislados a pequeña escala, la topología más empleada es la de bus de corriente continua común. En esta configuración, tanto los paneles fotovoltaicos como el aerogenerador, tras una etapa previa de rectificación, inyectan la energía producida en un bus DC compartido directamente con el banco de baterías. Posteriormente, un inversor de aislada se encarga de convertir la corriente continua del bus a la corriente alterna necesaria para abastecer las cargas domésticas. Esta topología presenta la gran ventaja de su simplicidad estructural y permite una integración directa del almacenamiento, aunque exige que la totalidad del flujo energético destinado a las cargas en AC atraviese obligatoriamente el inversor, asumiendo con ello las inevitables pérdidas asociadas al proceso de conversión [23].

Como alternativa de mayor eficiencia se presenta la topología híbrida AC/DC, en la cual coexisten un sub-bus de corriente continua, al que se acoplan los paneles, las baterías y la salida rectificada de la turbina, y un sub-bus de corriente alterna destinado a la alimentación de las cargas y, opcionalmente, a la inyección directa del aerogenerador. En este esquema, la gestión del flujo de potencia entre ambos buses se lleva a cabo mediante inversores/cargadores bidireccionales. Esta arquitectura resulta notablemente más eficiente ante la presencia de cargas mixtas y otorga una mayor flexibilidad operativa, si bien requiere la incorporación de equipos de electrónica de potencia considerablemente más sofisticados y caros [23].

Independientemente de la topología, el componente crítico en la interfaz fotovoltaica es el regulador de carga con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, Maximum Power Point Tracking). Los algoritmos MPPT ajustan continuamente la tensión de operación del generador fotovoltaico para maximizar la extracción de energía. Entre las técnicas más extendidas figuran el método Perturb and Observe (P&O), que perturba cíclicamente la tensión y observa la variación de potencia resultante, y el de Conductancia Incremental (IncCond), que calcula la derivada de la potencia respecto a la tensión para localizar el punto de máxima potencia. Los estudios comparativos sitúan la eficiencia de seguimiento de estos algoritmos por encima del 95%, alcanzando valores cercanos al 98% en las implementaciones más avanzadas basadas en técnicas híbridas o inteligencia artificial [24]. Para la interfaz eólica, la salida AC trifásica del alternador de imanes permanentes se rectifica y regula antes de inyectarse al bus DC, incluyendo sistemas de frenado y protección contra sobrevelocidad del rotor.

## **Capítulo 3. ANÁLISIS DE RECURSOS Y DEMANDA**

En este capítulo se va a determinar el emplazamiento donde se va a realizar el diseño de la instalación, para lo que se van a recoger los datos de los recursos energéticos de interés, y también se va a elaborar la previsión de cargas para una vivienda tipo en la región.

### **3.1 ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO**

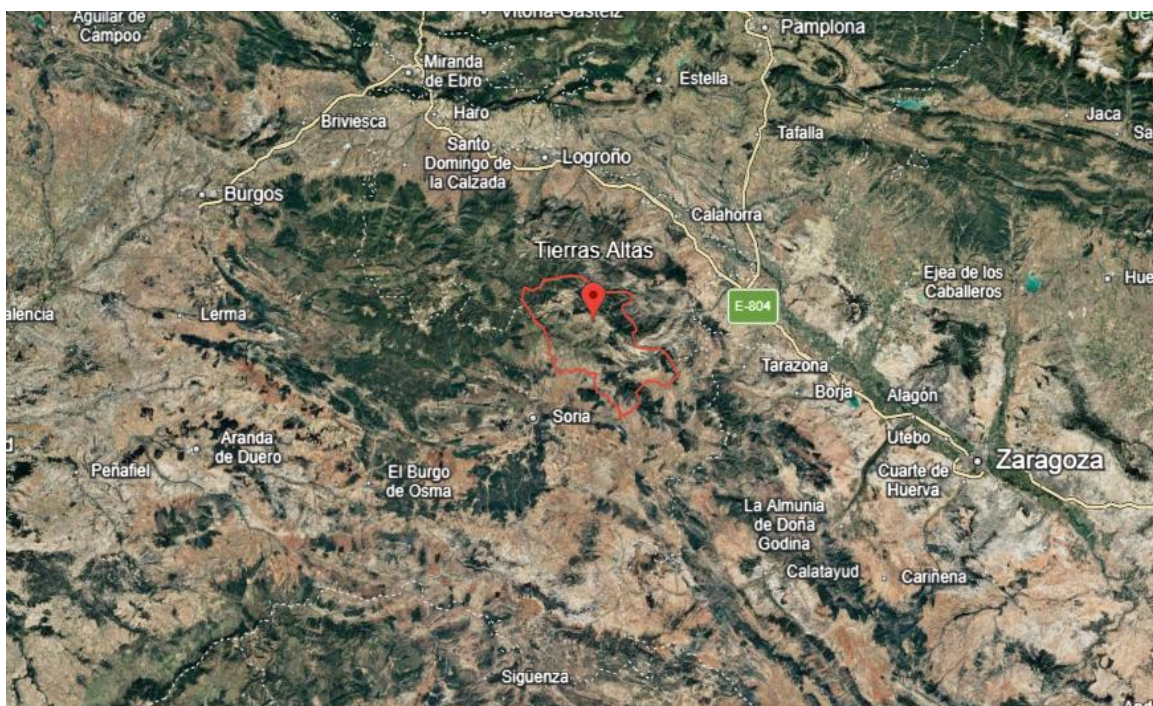
Como se ha expuesto en el Capítulo 1, el fenómeno de la España Vacía representa una de las crisis demográficas más severas del continente europeo. Un estudio reciente basado en una cuadrícula poblacional de 100 por 100 metros a partir del Censo de 2021, concluye que el 97,4 % del territorio nacional carece de población residente, de modo que los habitantes se concentran en apenas el 2,6 % de la superficie total [25]. Por tanto, la selección del emplazamiento para este proyecto debe responder a un doble criterio: por un lado, identificar una zona que represente fielmente este gran vacío demográfico y, por otro, que cuente al mismo tiempo con unas condiciones climáticas y energéticas viables y compatibles con la instalación de un sistema híbrido solar y eólico.

La provincia de Soria, con 90.234 habitantes [26] y una superficie de 10.306 km<sup>2</sup>, registra una densidad de 8,74 hab/km<sup>2</sup>, lo que la convierte en la menos densamente poblada de España continental. Esta cifra se sitúa muy por debajo del umbral de 12,5 hab/km<sup>2</sup> que la Unión Europea utiliza para definir zonas escasamente pobladas, resultando comparable a las densidades de la Laponia finlandesa o las Tierras Altas de Escocia. Además, su estructura poblacional presenta una concentración extrema, ya que el 44,6 % de los habitantes reside en la capital, mientras que 116 de los 183 municipios sorianos cuentan con menos de 100 habitantes [26].



*Figura 5: Localización Geográfica de Soria (Fuente: Google Earth)*

Dentro de la provincia, la comarca de Tierras Altas se ubica en el extremo nororiental y limita al norte con La Rioja a través de las sierras de la Pineda y Monte Real. La comarca está integrada por 16 municipios que suman 1.612 habitantes repartidos en aproximadamente 69.500 hectáreas, lo que arroja una densidad inferior a 2,5 hab/km<sup>2</sup>, una cifra cuarenta veces inferior a la media nacional [28]. En la actualidad, solo un municipio comarcal supera los 500 habitantes, San Pedro Manrique, con 626, y nueve de los dieciséis municipios cuentan con menos de 50 residentes [26].



*Figura 6: Localización Geográfica de las Tierras Altas (Fuente: Google Earth)*

Este entorno demográfico convierte a la comarca de Tierras Altas en un caso muy representativo del tipo de territorio sobre el que se pretende elaborar el sistema de autoconsumo.

En cuanto al clima local, este viene determinado por una altitud media superior a los 1.250 metros. Se trata de un clima de montaña continental, caracterizado por tener inviernos largos y fríos acompañados de nevadas frecuentes, frente a veranos cortos y templados. La estación meteorológica de referencia más próxima es la de Soria capital, con el indicativo AEMET 2030 y situada a 1.081 metros de altitud. Los valores climatológicos normales de esta estación para el periodo comprendido entre 1981 y 2010 se resumen en la Tabla 2.

| Mes          | T (°C)      | Tm (°C)    | I (h)        |
|--------------|-------------|------------|--------------|
| Enero        | 3,2         | -1,3       | 138          |
| Febrero      | 4,3         | -1,0       | 158          |
| Marzo        | 7,1         | 1,0        | 202          |
| Abril        | 8,7         | 2,8        | 208          |
| Mayo         | 12,5        | 6,2        | 244          |
| Junio        | 17,2        | 9,9        | 293          |
| Julio        | 20,5        | 12,4       | 339          |
| Agosto       | 20,3        | 12,2       | 313          |
| Septiembre   | 16,4        | 9,3        | 233          |
| Octubre      | 11,6        | 5,8        | 180          |
| Noviembre    | 6,7         | 1,9        | 143          |
| Diciembre    | 4,0         | -0,4       | 126          |
| <b>Anual</b> | <b>11,0</b> | <b>4,9</b> | <b>2.571</b> |

Tabla 2: Valores climatológicos normales de la estación de Soria (1981-2010). T: temperatura media; Tm: media de mínimas; I: horas de sol. (Fuente: AEMET) [27]

La altitud media de la comarca de Tierras Altas, situada alrededor de los 1.250 metros, se encuentra aproximadamente 170 metros por encima de la estación de Soria. Aplicando el gradiente térmico medio de la atmósfera libre (aproximadamente 0,65 °C cada 100 metros), las temperaturas medias en la comarca se pueden estimar en torno a 1 °C por debajo de las

registradas en la estación de referencia. Esto situaría la temperatura media de enero por debajo de los 2,1 °C y la media de mínimas cercana a los -2,3 °C.

Desde la perspectiva del recurso renovable, los datos muestran un contraste estacional muy marcado, pasando de 339 horas de sol en julio a solo 126 en diciembre. Esta relación de 2,7 a 1 pone de manifiesto el déficit solar invernal que el componente eólico debe compensar.

La comarca de Tierras Altas cuenta con una presencia consolidada de generación eólica a gran escala. La Compañía Eólica de Tierras Altas, S.A. (CETASA) explota cuatro parques eólicos en la zona, con una potencia conjunta instalada de 100 MW repartidos en 132 aerogeneradores [29], lo que confirma de forma clara la existencia de un recurso eólico aprovechable a escala regional.

Adicionalmente, en la zona se ha tramitado el proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica ENVATIOS XX, de 180 MW de potencia. Esta coexistencia de proyectos eólicos y fotovoltaicos de gran magnitud en una misma comarca refuerza la idea de que ambos recursos son perfectamente aprovechables a menor escala para una instalación aislada.

En resumen, la comarca de Tierras Altas ha sido seleccionada como zona de emplazamiento del proyecto por satisfacer simultáneamente tanto la baja representatividad demográfica, así como un clima idóneo para la hibridación.

### **3.2 DATOS DEL EMPLAZAMIENTO**

Para la caracterización del recurso renovable en la comarca, se ha seleccionado un punto representativo en las Tierras Altas de Soria, con coordenadas:

- Latitud: 42° 01' 00,48" N
- Longitud: 2° 15' 49,96" O

A partir de este punto, se obtienen los datos solares y eólicos necesarios para el dimensionamiento del sistema mediante herramientas de acceso público como PVGIS-

SARAH3 para la irradiación solar, o Global Wind Atlas para la velocidad media del viento y sus parámetros estadísticos.

### 3.2.1 RECURSO SOLAR

Los datos de irradiación solar se han obtenido de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), versión 5.3, utilizando la base de datos PVGIS-SARAH3 [30]. Esta base de datos parte del registro satelital CM SAF y ofrece información de irradiación solar con una resolución de unos 5 km, cubriendo el periodo 2005-2023. En la descarga se ha activado el horizonte calculado, de forma que la herramienta descuenta automáticamente las sombras que produce la orografía del entorno sobre el punto seleccionado.

| Datos proporcionados:   |               |
|-------------------------|---------------|
| Localización [Lat/Lon]: | 42.017,-2.264 |
| Horizonte:              | Calculado     |
| Base de datos:          | PVGIS-SARAH3  |
| Año inicial:            | 2005          |
| Año final:              | 2023          |

*Figura 7: Datos de Entrada en PVGIS (Fuente: PVGIS)*

Para la latitud del emplazamiento, PVGIS calcula una inclinación óptima anual de 37° orientada al sur (azimut -7°). Este ángulo maximiza la captación solar a lo largo del año, aunque tiende a favorecer los meses de verano frente a los de invierno, donde una inclinación más pronunciada captaría más radiación.

La Figura 8 recoge la evolución mensual de la irradiación durante todo el periodo 2005-2023, tanto sobre plano horizontal como sobre plano inclinado a 37°. El patrón estacional es claro y se repite de forma consistente año tras año: máximos entre junio y agosto, mínimos en diciembre y enero. En invierno, la diferencia entre ambas curvas es especialmente notable, ya que inclinar el panel permite captar entre un 70 % y un 90 % más de irradiación que si estuviera en horizontal.

## Irradiación solar mensual

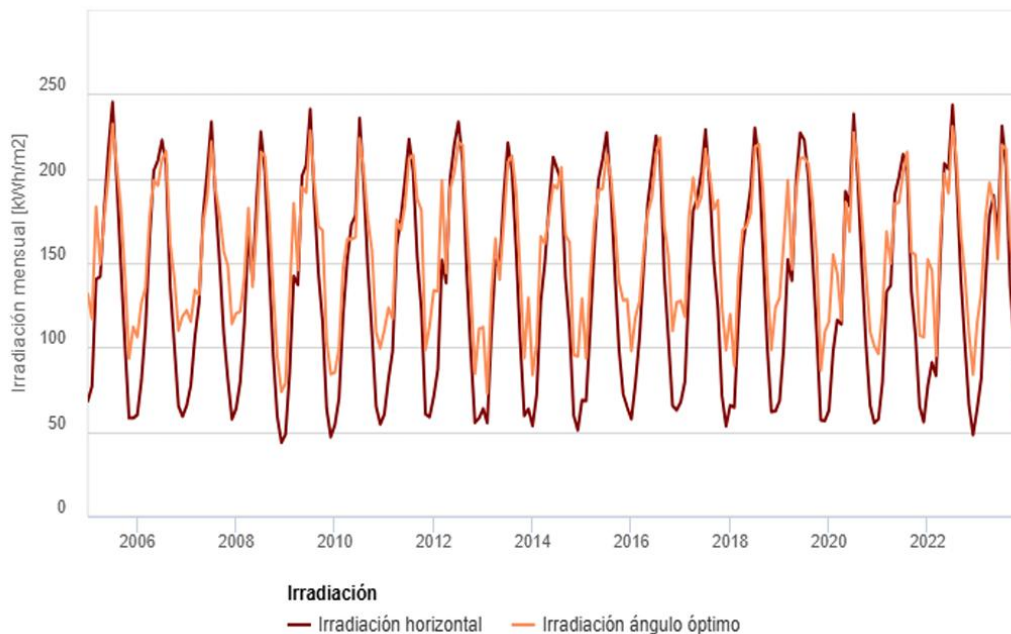


Figura 8: Irradiación Solar Mensual (2005-2023) (Fuente: PVGIS)

Promediando los 228 valores mensuales del periodo (19 años  $\times$  12 meses) se obtienen las medias que recoge la Tabla 3: irradiación sobre plano horizontal e inclinado óptimo, y horas de sol pico equivalentes diarias (HSP):

| Mes            | H horiz.              | H óptima              | HSP/día |
|----------------|-----------------------|-----------------------|---------|
|                | (kWh/m <sup>2</sup> ) | (kWh/m <sup>2</sup> ) | (h)     |
| <b>Enero</b>   | 63,0                  | 113,9                 | 3,67    |
| <b>Febrero</b> | 79,3                  | 119,8                 | 4,24    |
| <b>Marzo</b>   | 121,8                 | 153,1                 | 4,94    |
| <b>Abril</b>   | 150,5                 | 161,7                 | 5,39    |

| Mes               | H horiz.       | H óptima       | HSP/día     |
|-------------------|----------------|----------------|-------------|
| <b>Mayo</b>       | 185,0          | 179,2          | 5,78        |
| <b>Junio</b>      | 201,4          | 186,1          | 6,20        |
| <b>Julio</b>      | 229,0          | 217,3          | 7,01        |
| <b>Agosto</b>     | 201,3          | 210,3          | 6,78        |
| <b>Septiembre</b> | 146,3          | 175,7          | 5,86        |
| <b>Octubre</b>    | 106,2          | 151,7          | 4,89        |
| <b>Noviembre</b>  | 64,3           | 106,3          | 3,54        |
| <b>Diciembre</b>  | 56,4           | 107,7          | 3,47        |
| <b>Anual</b>      | <b>1.604,5</b> | <b>1.882,8</b> | <b>5,15</b> |

*Tabla 3: Datos Medios del Recurso Solar (2005-2023) (Fuente: PVGIS)*

En términos anuales, la irradiación acumulada sobre plano inclinado alcanza los 1.883 kWh/m<sup>2</sup>, lo que supone una media de 5,15 HSP diarias. Es un recurso solar moderado-alto dentro del contexto peninsular: inferior al del sur de España (donde se superan habitualmente las 6 HSP) pero muy por encima de lo que se dispone en Europa central o septentrional.

Lo más relevante para el diseño del sistema es, sin embargo, el contraste estacional. Diciembre apenas alcanza 3,47 HSP/día, aproximadamente la mitad que julio (7,01 HSP/día). Y este déficit invernal coincide precisamente con el periodo de mayor consumo eléctrico en la vivienda: noches más largas, auxiliares de la estufa de pellet en

funcionamiento y más horas de permanencia en el interior. Es esta carencia la que fundamenta técnicamente la necesidad de incorporar generación eólica al sistema.

Además de los datos mensuales, se ha descargado de PVGIS la serie horaria de irradiación correspondiente a un año meteorológico típico (TMY), que servirá como entrada solar para el balance energético horario del Capítulo 4.

### 3.2.2 RECURSO EÓLICO

La caracterización del recurso eólico en el emplazamiento se ha realizado a partir del Global Wind Atlas (GWA) [31]. Esta herramienta proporciona estimaciones de la velocidad media del viento y la densidad de potencia a distintas alturas, con una resolución espacial de aproximadamente 200 m.

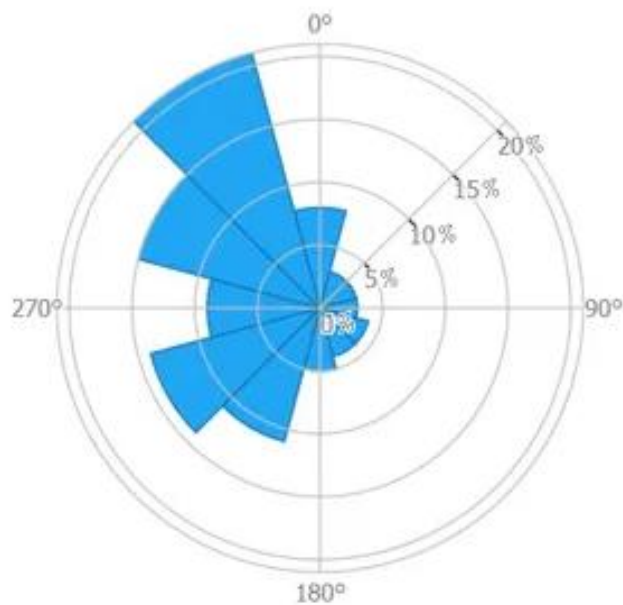
El GWA presenta los resultados como estadísticas de área para una celda de 9 km<sup>2</sup> centrada en el punto seleccionado, diferenciando entre las zonas más expuestas (crestas, cimas) y las menos ventosas (valles, zonas protegidas). Los valores destacados en la interfaz corresponden al 10 % de las áreas con más viento dentro de la celda, que no son representativos de la posición de una vivienda rural, típicamente ubicada en ladera o meseta. Para estimar la velocidad en un emplazamiento doméstico se ha tomado como referencia el percentil 50 de la curva de distribución de velocidad, que representa una posición intermedia dentro de la celda. Los resultados para las alturas de 10 m y 50 m se recogen en la Tabla 4.

| Parámetro                  | Unidad           | 10 m   | 50 m   |
|----------------------------|------------------|--------|--------|
| Vel. media (P10 superior)  | m/s              | 6,0    | 7,36   |
| Vel. media estimada (P50)  | m/s              | 5,39   | 6,95   |
| Densidad de potencia (P50) | W/m <sup>2</sup> | 235,59 | 468,51 |

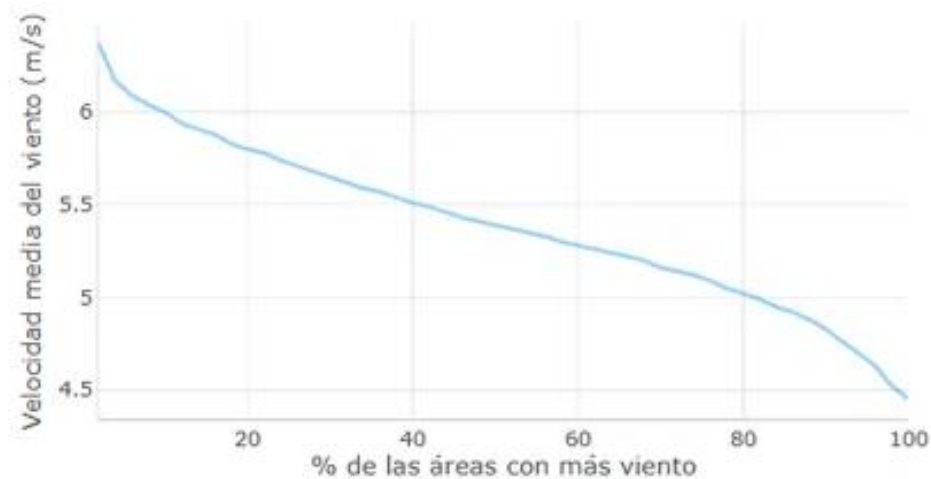
Tabla 4: Datos del Recurso Eólico (Fuente: GWA)

La velocidad media estimada de 5,39 m/s a 10 m de altura se sitúa por encima del umbral mínimo de arranque de la mayoría de miniturbinas comerciales (3-3,5 m/s), lo que confirma la viabilidad técnica de instalar un aerogenerador de pequeña potencia en la zona.

La rosa de los vientos obtenida del GWA (Figura 9) muestra una dirección predominante del noroeste y oeste, coherente con la entrada de borrascas atlánticas típica de la vertiente septentrional del Sistema Ibérico. Esta información es relevante para la orientación de la turbina, aunque las miniturbinas de eje horizontal suelen incorporar un sistema de orientación automática como una veleta.



*Figura 9: Rosa de Viento a 10m (Fuente: GWA)*



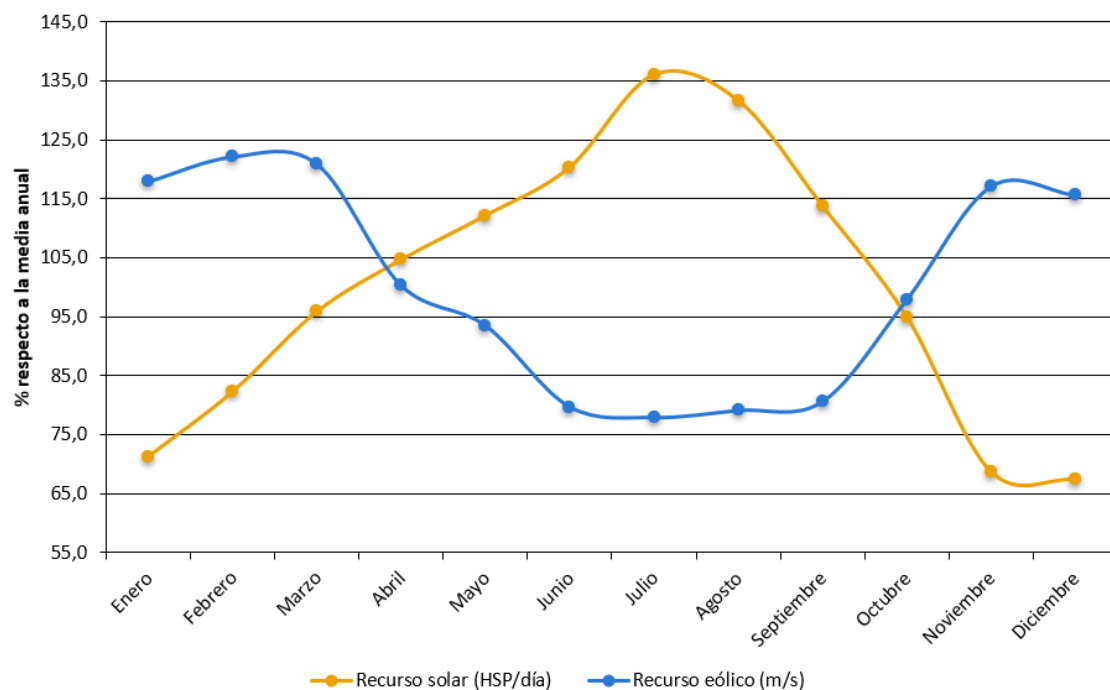
*Figura 10: Distribución de la Velocidad Media del Viento a 10 m (Fuente: GWA)*

Por otro lado, también va a ser necesario obtener la serie horaria de velocidades del viento para realizar el diseño del sistema en el siguiente capítulo ya que el GWA proporciona promedios anuales, pero no un desglose mensual ni una serie horaria. Por un lado, estos valores se han consultado en el año meteorológico típico (TMY) descargado de PVGIS para las mismas coordenadas del emplazamiento. Esta serie incluye, entre otras variables, la velocidad del viento a 10 m (WS10m) para cada hora del año [30]. Sin embargo, los datos del TMY de PVGIS tiene una resolución espacial es de aproximadamente 30 km. A esa escala, las celdas promedian valles, mesetas y crestas sin capturar la aceleración local del viento que sí recoge el GWA a 250 m de resolución. Como resultado, la velocidad media anual del TMY (2,40 m/s) es sensiblemente inferior a la estimación del GWA para el mismo punto (5,39m/s).

Como fuente alternativa se ha consultado la base de datos NASA POWER [33], donde los valores obtenidos para el emplazamiento son más próximos a la estimación de GWA, por lo que se va a partir de esta fuente de datos. Para conciliar ambas fuentes, en el Capítulo 4 se aplicará un factor de corrección a la serie horaria de NASA POWER, escalando los valores de velocidad de forma que la media anual resultante coincida con la estimación del GWA de la media total (no el percentil 50 de referencia).

### 3.3 COMPLEMENTARIEDAD OBSERVADA

Antes de abordar el diseño técnico del sistema, conviene comparar los perfiles mensuales de recurso solar y eólico obtenidos en las secciones anteriores. Para ello, se han normalizado ambas variables respecto a su media anual, de forma que cada mes se expresa como porcentaje de dicha media. La Figura 11 muestra el resultado.



*Figura 11: Recursos Solar y Eólico respecto a las Medias Anuales (Fuente: Elaboración Propia)*

El patrón inverso es evidente. En los meses de invierno, cuando la irradiación solar cae por debajo de su media anual, el recurso eólico se sitúa por encima de la suya. En verano ocurre lo contrario: julio alcanza el máximo solar, coincidiendo con el mínimo de viento. Este comportamiento es coherente con la dinámica atmosférica de la zona: los meses de invierno están dominados por el paso de borrascas atlánticas que traen viento y nubosidad, mientras que en verano predominan las situaciones anticiclónicas con cielos despejados y calma.

### **3.4 VIVIENDA TIPO**

El sistema híbrido objeto de este proyecto se diseña para alimentar una vivienda unifamiliar aislada, representativa de las construcciones rurales existentes en la comarca de Tierras Altas. No se trata de un modelo arquitectónico concreto, sino de una vivienda tipo cuyas características dimensionales y de equipamiento permiten establecer un perfil de demanda eléctrica realista para el posterior dimensionamiento del sistema de generación y almacenamiento.

Se asume una unidad familiar de cuatro personas (dos adultos y dos hijos) con ocupación permanente durante todo el año. Esta hipótesis de ocupación continua constituye el escenario más exigente desde el punto de vista energético, ya que una vivienda de uso estacional o vacacional presentaría una demanda significativamente inferior durante los meses de ausencia.

La vivienda se organiza en las siguientes estancias:

- 1) **Salón-comedor.** Espacio principal de convivencia diurna, equipado con iluminación general y auxiliar, televisor y dispositivos electrónicos de uso común (router de telecomunicaciones, cargadores). El router WiFi se ubica en esta estancia, aunque da servicio a toda la vivienda.
- 2) **Cocina.** Equipada con frigorífico, microondas, campana extractora, lavavajillas y pequeños electrodomésticos (cafetera, tostadora, batidora).
- 3) **Habitación 1 (dormitorio principal).** Cuenta con iluminación general y dos puntos de luz auxiliar en mesitas de noche, televisor y un punto de carga para dispositivos móviles.
- 4) **Habitación 2.** Dormitorio con iluminación general, un punto de luz auxiliar y un punto de carga.

- 5) **Habitación 3.** Dormitorio con iluminación general, un punto de luz auxiliar, una lámpara de escritorio y un ordenador portátil, configurándose como espacio de estudio o trabajo.
- 6) **Baño 1 (completo).** Dotado de iluminación general, espejo con luz LED integrada y secador de pelo, que constituye una de las cargas puntuales de mayor potencia de la vivienda.
- 7) **Baño 2.** Baño secundario con iluminación general únicamente.
- 8) **Cuarto de lavado.** Alberga la lavadora y la secadora y sirve como espacio de almacenamiento para plancha y aspiradora
- 9) **Garaje.** Espacio cubierto con iluminación mediante tubos LED, un congelador para conservación de alimentos a largo plazo y un punto de fuerza para herramientas eléctricas de uso ocasional.

Además de las estancias descritas, la vivienda cuenta con una serie de instalaciones generales que no se adscriben a una estancia concreta: iluminación exterior en accesos y porche, un grupo de presurización de agua (bomba) para el abastecimiento desde pozo o depósito, el termo eléctrico de agua caliente sanitaria y los auxiliares eléctricos del sistema de calefacción.

Las cargas térmicas de una vivienda constituyen, con diferencia, el mayor consumo energético en climas fríos. A continuación, se justifican las cuatro decisiones adoptadas para la vivienda tipo.

En primer lugar, tenemos la calefacción. La demanda térmica de calefacción en una vivienda de aproximadamente 100 m<sup>2</sup> en la comarca de Tierras Altas, con temperaturas medias de enero inferiores a 2 °C y más de 100 días de helada anuales, se sitúa en el rango de 40 a 60 kWh térmicos diarios durante los meses más fríos. Resolver esta demanda mediante resistencias eléctricas exigiría un sistema de generación y almacenamiento de dimensiones desproporcionadas para una instalación aislada de escala residencial, multiplicando el coste y la complejidad del proyecto hasta hacerlo inviable.

La solución adoptada es una estufa de pellet canalizable, que constituye la alternativa más extendida en viviendas rurales del interior peninsular por su autonomía de funcionamiento, su elevado rendimiento térmico y la disponibilidad local de combustible. Desde la perspectiva del balance eléctrico, la estufa incorpora tres consumos auxiliares que sí deben considerarse como carga del sistema: la bomba de circulación de agua, el ventilador de distribución de aire caliente y la electrónica de control. Se estima un consumo eléctrico conjunto de estos auxiliares de aproximadamente 150 W, operando durante las horas de funcionamiento de la estufa en los meses de noviembre a marzo.

Para el ACS se adopta un termo eléctrico de 100 litros de capacidad y 1.500 W de potencia. Para una unidad familiar de cuatro personas, el consumo estimado se sitúa entre 3,8 y 5,5 kWh diarios, con cierta variación estacional.

Para simplificar la previsión de cargas del sistema se asume que la placa de cocina y el horno funcionan con gas butano, práctica estándar en viviendas rurales aisladas sin acceso a la red de gas natural. La alternativa de una placa de inducción exigiría una potencia pico del inversor significativamente mayor, lo que encarecería la electrónica de potencia sin aportar valor al objeto del proyecto. Las cargas eléctricas de cocina se limitan, por tanto, a los pequeños electrodomésticos: microondas, cafetera, tostadora, campana extractora y batidora.

De la misma forma, se ha optado por no incluir sistema de aire acondicionado. Como se ha caracterizado previamente, las temperaturas máximas estivales en la comarca se sitúan en torno a 27 °C, con noches que descienden a 10-14 °C. Estas condiciones no justifican la instalación de climatización activa, que al mismo tiempo es infrecuente en las viviendas de la zona.

### **3.5 PREVISIÓN DE CARGAS**

A partir de la descripción de la vivienda tipo, se elabora en esta sección el inventario completo de cargas eléctricas que deberá satisfacer el sistema híbrido de generación. Las tablas siguientes recogen, para cada estancia, los equipos instalados, su cantidad y su

potencia nominal unitaria en vatios. Los valores de potencia se han obtenido a partir de fichas técnicas de modelos representativos disponibles en el mercado español y de tablas de referencia conformes a la ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [32].

| Equipo                                | Ud. | Potencia (W) |
|---------------------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo                      | 1   | 24           |
| Lámpara auxiliar LED                  | 2   | 8            |
| TV LED 50"                            | 1   | 90           |
| Dispositivo streaming / decodificador | 1   | 10           |
| Router WiFi                           | 1   | 12           |
| Cargador dispositivo móvil            | 2   | 10           |

Tabla 5: Previsión de Cargas del Salón (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                                 | Ud. | Potencia (W) |
|----------------------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo                       | 1   | 18           |
| Iluminación encimera LED               | 1   | 8            |
| Frigorífico combi (clase C o superior) | 1   | 120          |
| Microondas                             | 1   | 1.200        |
| Cafetera eléctrica                     | 1   | 1.000        |
| Tostadora                              | 1   | 800          |
| Campana extractora                     | 1   | 150          |

| Equipo           | Ud. | Potencia (W) |
|------------------|-----|--------------|
| Lavavajillas     | 1   | 2.100        |
| Batidora de vaso | 1   | 400          |

Tabla 6: Previsión de Cargas de la Cocina (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                     | Ud. | Potencia (W) |
|----------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo           | 1   | 18           |
| Lámpara mesita de noche    | 2   | 7            |
| TV LED 32"                 | 1   | 40           |
| Cargador dispositivo móvil | 1   | 10           |

Tabla 7: Previsión de Cargas de la Habitación 1 (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                     | Ud. | Potencia (W) |
|----------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo           | 1   | 18           |
| Lámpara mesita de noche    | 1   | 7            |
| Cargador dispositivo móvil | 1   | 10           |

Tabla 8: Previsión de Cargas de la Habitación 2 (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                  | Ud. | Potencia (W) |
|-------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo        | 1   | 18           |
| Lámpara mesita de noche | 1   | 7            |
| Lámpara escritorio LED  | 1   | 10           |

| Equipo                     | Ud. | Potencia (W) |
|----------------------------|-----|--------------|
| Ordenador portátil         | 1   | 65           |
| Cargador dispositivo móvil | 1   | 10           |

Tabla 9: Previsión de Cargas de la Habitación 3 (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo             | Ud. | Potencia (W) |
|--------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo   | 1   | 18           |
| Espejo con luz LED | 1   | 12           |
| Secador de pelo    | 1   | 2.000        |

Tabla 10: Previsión de Cargas del Baño 1 (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo           | Ud. | Potencia (W) |
|------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo | 1   | 15           |

Tabla 11: Previsión de Cargas del Baño 2 (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                   | Ud. | Potencia (W) |
|--------------------------|-----|--------------|
| Plafón LED techo         | 1   | 18           |
| Lavadora                 | 1   | 2.100        |
| Secadora de condensación | 1   | 2.200        |
| Plancha                  | 1   | 2.200        |
| Aspiradora               | 1   | 1.200        |

Tabla 12: Previsión de Cargas del Cuarto de Lavado (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                                  | Ud. | Potencia (W) |
|-----------------------------------------|-----|--------------|
| Tubo LED                                | 2   | 18           |
| Congelador                              | 1   | 80           |
| Herramientas eléctricas (taladro, etc.) | 1   | 1.000        |

Tabla 13: Previsión de Cargas del Garaje (Fuente: Elaboración Propia)

| Equipo                        | Ud. | Potencia (W) |
|-------------------------------|-----|--------------|
| Iluminación exterior LED      | 3   | 15           |
| Bomba de agua (presurización) | 1   | 750          |
| Termo eléctrico 100 L         | 1   | 1.500        |
| Auxiliares estufa de pellet   | 1   | 150          |
| Standby general               | 1   | 30           |

Tabla 14: Previsión de Cargas de las Instalaciones Generales (Fuente: Elaboración Propia)

La potencia nominal total de la vivienda asciende a 19.549 W. Sin embargo, la simultaneidad de todas las cargas a plena potencia es un escenario físicamente imposible en una vivienda residencial: la plancha, la lavadora, la secadora y el lavavajillas no se utilizan al mismo tiempo, y las cargas de alta potencia como el microondas, la tostadora o el secador de pelo tienen tiempos de uso muy cortos. En la siguiente sección se determinarán los distintos perfiles de consumo con los factores de simultaneidad y utilización aplicados, en función de la época del año.

### 3.6 PERFILES DE DEMANDA SEGÚN LA ESTACIÓN

En la Sección 3.5 se ha establecido el inventario de cargas de la vivienda tipo y su potencia nominal. Sin embargo, esa magnitud no dimensiona el sistema de generación y almacenamiento, que depende de la energía diaria consumida (Wh/día). Dado que las horas de uso de la mayoría de los equipos varían a lo largo del año, en esta sección se construyen tres perfiles de demanda diferenciados, que constituyen la entrada de demanda del balance energético.

Los tres perfiles considerados son: invierno (noviembre a marzo), primavera/otoño (abril-mayo y septiembre-octubre) y verano (junio a agosto). Los límites de cada periodo se han fijado atendiendo a los dos factores que más condicionan la demanda eléctrica de la vivienda.

#### 3.6.1 JUSTIFICACIÓN DE LAS HORAS DE FUNCIONAMIENTO

Las horas de uso asignadas a cada equipo constituyen una estimación propia basada en patrones de consumo residencial habituales y en las tablas de utilización de referencia del REBT. Se trata, por tanto, de perfiles representativos. La Tabla 15 recoge las hipótesis de las cargas cuyo uso varía de forma apreciable entre estaciones.

| Carga                        | Inv. | P/O  | Ver. | Justificación                                                             |
|------------------------------|------|------|------|---------------------------------------------------------------------------|
| Iluminación interior (media) | 5,5  | 3,5  | 2,0  | Duración del día en Soria: unas 9 h en diciembre frente a 15 h en junio   |
| Iluminación exterior         | 7,0  | 4,0  | 2,5  | Horas de oscuridad con presencia; encendido de accesos y porche           |
| Termo eléctrico (ACS)        | 3,7  | 3,0  | 2,5  | Agua de red a unos 5 °C (invierno) vs 15 °C (verano)                      |
| Auxiliares estufa de pellet  | 10,0 | 0    | 0    | Calefacción activa únicamente de noviembre a marzo                        |
| Secadora de condensación     | 0,85 | 0,45 | 0,12 | Secado al aire inviable en invierno, pero funcional en verano             |
| Frigorífico                  | 8,0  | 9,5  | 11,5 | Horas equivalentes de compresor, dependientes de la temperatura ambiente. |

| Carga           | Inv. | P/O | Ver. | Justificación                                                          |
|-----------------|------|-----|------|------------------------------------------------------------------------|
| Congelador      | 6,0  | 7,5 | 9,5  | Misma logística que el frigorífico (ubicado en garaje, sin climatizar) |
| Resto de cargas | —    | —   | —    | Uso aproximadamente constante a lo largo del año.                      |

*Tabla 15: Hipótesis de horas de uso de las cargas sensibles a la estación (Fuente: Elaboración propia)*

### 3.6.2 CONSUMO DIARIO

Aplicando las horas de uso sobre las potencias de la previsión de cargas, se obtiene la energía diaria consumida por cada equipo en las tres estaciones, que queda recogida en la Tabla 16.

| Equipo                        | P (W) | Invierno    | Prim/Otoño | Verano     |
|-------------------------------|-------|-------------|------------|------------|
|                               |       | (Wh/día)    | (Wh/día)   | (Wh/día)   |
| <b>Salón-comedor</b>          |       |             |            |            |
| Plafón LED techo              | 24    | 132         | 84         | 48         |
| Lámpara auxiliar LED (2 ud.)  | 16    | 56          | 32         | 16         |
| TV LED 50"                    | 90    | 495         | 360        | 225        |
| Dispositivo streaming         | 10    | 55          | 40         | 25         |
| Router WiFi                   | 12    | 288         | 288        | 288        |
| Cargador móvil (2 ud.)        | 20    | 60          | 60         | 60         |
| <b>Subtotal salón-comedor</b> |       | <b>1086</b> | <b>864</b> | <b>662</b> |
| <b>Cocina</b>                 |       |             |            |            |

| Equipo                       | P (W) | Invierno    | Prim/Otoño  | Verano      |
|------------------------------|-------|-------------|-------------|-------------|
| Plafón LED techo             | 18    | 63          | 36          | 18          |
| Iluminación encimera LED     | 8     | 16          | 8           | 6           |
| Frigorífico combi            | 120   | 960         | 1140        | 1380        |
| Microondas                   | 1200  | 360         | 360         | 360         |
| Cafetera eléctrica           | 1000  | 300         | 300         | 300         |
| Tostadora                    | 800   | 120         | 120         | 120         |
| Campana extractora           | 150   | 75          | 75          | 75          |
| Lavavajillas                 | 2100  | 840         | 840         | 840         |
| Batidora de vaso             | 400   | 40          | 40          | 40          |
| <b>Subtotal cocina</b>       |       | <b>2774</b> | <b>2919</b> | <b>3139</b> |
| <b>Habitación 1</b>          |       |             |             |             |
| Plafón LED techo             | 18    | 45          | 27          | 14          |
| Lámpara mesita (2 ud.)       | 14    | 21          | 10          | 6           |
| TV LED 32"                   | 40    | 100         | 60          | 40          |
| Cargador móvil               | 10    | 30          | 30          | 30          |
| <b>Subtotal habitación 1</b> |       | <b>196</b>  | <b>127</b>  | <b>90</b>   |

| Equipo                        | P (W) | Invierno   | Prim/Otoño | Verano     |
|-------------------------------|-------|------------|------------|------------|
| <b>Habitación 2</b>           |       |            |            |            |
| Plafón LED techo              | 18    | 36         | 18         | 9          |
| Lámpara mesita                | 7     | 10         | 5          | 3          |
| Cargador móvil                | 10    | 30         | 30         | 30         |
| <b>Subtotal habitación 2</b>  |       | <b>76</b>  | <b>53</b>  | <b>42</b>  |
| <b>Habitación 3 (estudio)</b> |       |            |            |            |
| Plafón LED techo              | 18    | 45         | 27         | 14         |
| Lámpara mesita                | 7     | 10         | 5          | 3          |
| Lámpara escritorio LED        | 10    | 35         | 20         | 15         |
| Ordenador portátil            | 65    | 228        | 162        | 98         |
| Cargador móvil                | 10    | 30         | 30         | 30         |
| <b>Subtotal habitación 3</b>  |       | <b>348</b> | <b>244</b> | <b>160</b> |
| <b>Baño 1</b>                 |       |            |            |            |
| Plafón LED techo              | 18    | 27         | 14         | 9          |
| Espejo con luz LED            | 12    | 7          | 5          | 4          |
| Secador de pelo               | 2000  | 500        | 400        | 240        |

| Equipo                           | P (W) | Invierno    | Prim/Otoño  | Verano      |
|----------------------------------|-------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Subtotal baño 1</b>           |       | <b>534</b>  | <b>419</b>  | <b>253</b>  |
| <b>Baño 2</b>                    |       |             |             |             |
| Plafón LED techo                 | 15    | 11          | 6           | 4           |
| <b>Subtotal baño 2</b>           |       | <b>11</b>   | <b>6</b>    | <b>4</b>    |
| <b>Cuarto de lavado</b>          |       |             |             |             |
| Plafón LED techo                 | 18    | 11          | 7           | 5           |
| Lavadora                         | 2100  | 630         | 630         | 630         |
| Secadora de condensación         | 2200  | 1870        | 990         | 264         |
| Plancha                          | 2200  | 396         | 330         | 220         |
| Aspiradora                       | 1200  | 180         | 180         | 180         |
| <b>Subtotal cuarto de lavado</b> |       | <b>3087</b> | <b>2137</b> | <b>1299</b> |
| <b>Garaje</b>                    |       |             |             |             |
| Tubo LED (2 ud.)                 | 36    | 54          | 27          | 14          |
| Congelador                       | 80    | 480         | 600         | 760         |
| Herramientas eléctricas          | 1000  | 200         | 200         | 200         |
| <b>Subtotal garaje</b>           |       | <b>734</b>  | <b>827</b>  | <b>974</b>  |

| Equipo                                  | P (W) | Invierno      | Prim/Otoño    | Verano        |
|-----------------------------------------|-------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Instalaciones generales</b>          |       |               |               |               |
| Iluminación exterior LED (3 ud.)        | 45    | 315           | 180           | 112           |
| Bomba de agua                           | 750   | 413           | 488           | 600           |
| Termo eléctrico 100 L                   | 1500  | 5505          | 4500          | 3795          |
| Auxiliares estufa de pellet             | 150   | 1500          | 0             | 0             |
| Standby general                         | 30    | 720           | 720           | 720           |
| <b>Subtotal instalaciones generales</b> |       | <b>8453</b>   | <b>5888</b>   | <b>5227</b>   |
| <b>TOTAL VIVIENDA</b>                   |       | <b>17.299</b> | <b>13.484</b> | <b>11.850</b> |

*Tabla 16: Energía diaria consumida por equipo y estación (Fuente: Elaboración propia)*

Por otro lado, la Tabla 17 sintetiza los resultados agregados. El perfil invernal es el escenario más demandante, con 17,30 kWh/día. Este máximo de demanda coincide con el mínimo del recurso solar, lo que constituye el argumento central para la incorporación del componente eólico. Ponderando cada perfil por los meses que representa (cinco de invierno, cuatro de primavera/otoño y tres de verano), la demanda eléctrica anual asciende aproximadamente a 5.350 kWh/año.

| Magnitud                        | Invierno     | Prim/Otoño           | Verano       |
|---------------------------------|--------------|----------------------|--------------|
| Meses representados             | nov-mar      | abr-may /<br>sep-oct | jun-ago      |
| <b>Energía diaria (kWh/día)</b> | <b>17,30</b> | <b>13,48</b>         | <b>11,85</b> |

| Magnitud                        | Invierno | Prim/Otoño | Verano |
|---------------------------------|----------|------------|--------|
| Energía mensual media (kWh/mes) | 526      | 410        | 360    |
| Relación respecto a invierno    | 100 %    | 78 %       | 68 %   |

Tabla 17: Síntesis de los perfiles de demanda estacionales (Fuente: Elaboración propia)

### 3.6.3 SIMULTANEIDAD

La potencia nominal instalada asciende a 19.549 W, pero esa cifra no se alcanza jamás en la práctica, ya que la mayoría de las cargas no funcionan simultáneamente: la plancha, la lavadora, la secadora o el lavavajillas se usan en momentos distintos, y las cargas de alta potencia como el microondas o el secador tienen tiempos de uso muy cortos. Es preciso, por tanto, distinguir la energía de la potencia punta, que sí depende de qué cargas coinciden en el instante más desfavorable y que es la que dimensiona el inversor.

Para acotar esa punta se ha considerado el instante de máxima coincidencia razonable en un día de invierno sin gestión activa de cargas: las cargas base permanentes, un electrodoméstico programable de alta potencia en curso (lavavajillas), un pico puntual de cocina (microondas), el termo en ciclo de recuperación y la iluminación y el ocio en uso. La suma se recoge en la Tabla

| Concepto (instante de máxima coincidencia) | Potencia (W) |
|--------------------------------------------|--------------|
| Cargas base permanentes                    | 242          |
| Termo eléctrico (ciclo de recuperación)    | 1.500        |
| Lavavajillas (ciclo en curso)              | 2.100        |
| Microondas (preparación de comida)         | 1.200        |

| Concepto (instante de máxima coincidencia)                      | Potencia (W)   |
|-----------------------------------------------------------------|----------------|
| Iluminación, ordenador y pequeñas cargas                        | 350            |
| <b>Potencia coincidente de diseño</b>                           | <b>≈ 5.400</b> |
| <b>Factor de simultaneidad (respecto a 19.549 W instalados)</b> | <b>0,28</b>    |

Tabla 18: Estimación del Factor de Simultaneidad (Fuente: Elaboración Propia)

La potencia coincidente resultante, del orden de 5,4 kW, supone un factor de simultaneidad de 0,28 respecto a la potencia instalada, valor coherente con los rangos habituales para vivienda unifamiliar en la reglamentación de baja tensión. Este será el valor de referencia para el dimensionamiento del inversor, donde además se aplicará un margen para los picos de arranque de las cargas con motor.

### 3.6.4 PERFIL DE DEMANDA HORARIA

El balance energético del Capítulo 4 opera sobre las 8.760 horas del año y requiere no solo la energía diaria total sino su distribución a lo largo del día. Cada equipo se ha asignado a una o varias franjas horarias según su patrón de uso: cargas continuas (frigorífico, congelador, router y standby, presentes las 24 h); cargas de mañana (termo, cafetera, tostadora, secador e iluminación de aseo); cargas de mediodía, donde se concentran deliberadamente los electrodomésticos programables (lavadora, lavavajillas y secadora) para hacerlos coincidir con las horas de mayor generación solar; y cargas de tarde-noche (iluminación general, televisión, ordenador y auxiliares de calefacción), que constituyen el pico de demanda diario.

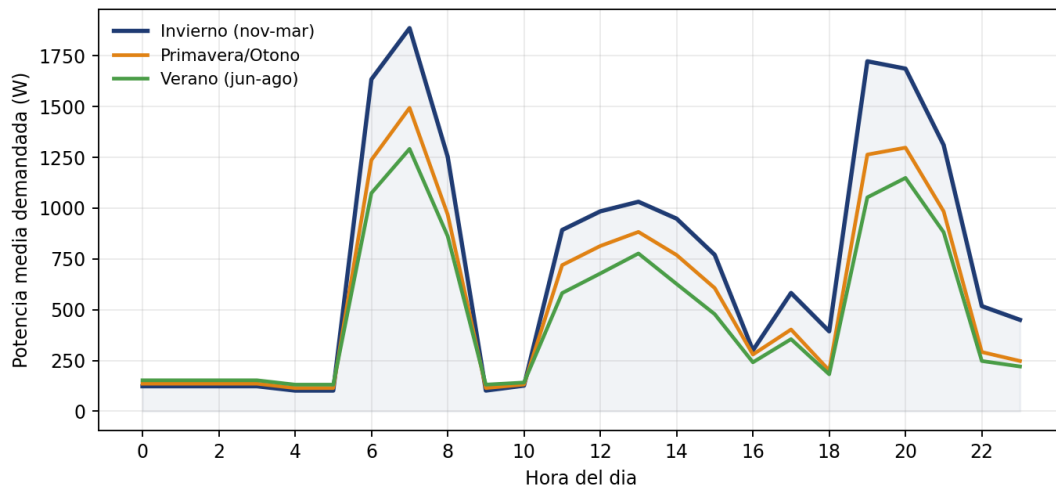


Figura 12: Perfil de demanda horaria tipo para las tres estaciones (Fuente: Elaboración propia)

La Figura 12 muestra las tres curvas. El perfil invernal presenta un pico entre las 19 y las 22 h, por la coincidencia de iluminación, ocio, cena y termo, mientras que el estival es más plano y desplaza parte de su demanda hacia el mediodía. Este desfase es relevante para el dimensionamiento: en invierno la demanda máxima se produce cuando ya no hay generación solar, lo que refuerza de nuevo el papel del almacenamiento y de la generación eólica. La Tabla 19 agrupa la distribución por franjas horarias.

| Franja horaria | Horas   | Invierno | Prim/Otoño | Verano |
|----------------|---------|----------|------------|--------|
|                |         | (Wh)     | (Wh)       | (Wh)   |
| Madrugada      | 00–06 h | 700      | 770        | 870    |
| Mañana         | 06–10 h | 4.880    | 3.810      | 3.360  |
| Mediodía       | 10–16 h | 4.750    | 3.920      | 3.280  |
| Tarde-noche    | 16–24 h | 6.970    | 4.980      | 4.340  |

| Franja horaria | Horas       | Invierno      | Prim/Otoño    | Verano        |
|----------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>TOTAL</b>   | <b>24 h</b> | <b>17.300</b> | <b>13.480</b> | <b>11.850</b> |

*Tabla 19: Distribución de la Energía por Franjas Horarias (Fuente: Elaboración Propia)*

Este perfil horario tipo se replica cíclicamente sobre cada día del periodo estacional correspondiente para construir la serie de demanda de 8.760 horas que, junto con las series horarias de recurso solar y eólico de la Sección 3.2, alimenta el modelo de balance energético del Capítulo 4.

## **Capítulo 4. DISEÑO TÉCNICO**

En este capítulo se lleva a cabo el análisis de las tecnologías que van a componer el sistema, la elección de los modelos a emplear y el resultado de la simulación para determinar las dimensiones de los equipos.

### **4.1 *PANELES FOTOVOLTAICOS***

Los paneles fotovoltaicos constituyen una de las fuentes principales de energía del sistema híbrido. Su dimensionamiento requiere establecer la cadena de conversión que transforma la irradiancia incidente sobre el plano de los módulos en energía eléctrica útil inyectada, incluyendo todas las pérdidas intermedias que reducen la producción respecto a las condiciones ideales de laboratorio. Esta sección desarrolla las ecuaciones que gobiernan esa cadena de cálculo, cuantifica cada factor de pérdida y estima la potencia pico necesaria mediante el método del mes crítico. El número final de módulos no se fija aquí, sino que resulta de la simulación horaria del apartado 4.5.

#### **4.1.1 PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA**

La potencia que entrega un módulo fotovoltaico en condiciones reales de operación difiere sustancialmente de su potencia pico nominal, que se define en las condiciones estándar de ensayo STC: irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y espectro AM1,5. En el campo, tanto la irradiancia como la temperatura varían hora a hora, y la producción debe calcularse para cada instante a partir de las condiciones meteorológicas registradas.

La variable de entrada solar del modelo es la irradiancia en el plano de los módulos, denominada POA (Plane of Array), expresada en  $\text{W/m}^2$  y promediada sobre cada hora. En este proyecto, la serie horaria de POA procede directamente de PVGIS, configurado con la inclinación óptima de  $37^\circ$  y el azimut de  $-7^\circ$  calculados para el emplazamiento. Al tratarse

de un valor ya proyectado sobre el plano inclinado, no es necesaria ninguna descomposición adicional de la irradiación.

El primer paso de la cadena de cálculo es estimar la temperatura de operación de la célula fotovoltaica, que determina la caída de rendimiento térmico. Se emplea el modelo NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), recogido en la norma IEC 61215 y ampliamente utilizado en la literatura de dimensionamiento de sistemas aislados:

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot POA$$

donde  $T_{cel}$  es la temperatura de la célula en °C,  $T_{amb}$  es la temperatura ambiente en °C (obtenida de la misma serie PVGIS, columna T2m), NOCT es la temperatura nominal de operación de la célula proporcionada por el fabricante (típicamente entre 43 y 45 °C) y POA es la irradiancia incidente en W/m². Las condiciones de referencia del modelo NOCT son 800 W/m² de irradiancia, 20 °C de temperatura ambiente y 1 m/s de velocidad de viento. Se trata de una aproximación de primer orden que no incorpora explícitamente el efecto del viento sobre la refrigeración del módulo, pero que resulta suficiente para la resolución horaria del modelo y es el método estándar adoptado por PVGIS y PVsyst en sus cálculos internos.

A partir de la temperatura de célula, la energía fotovoltaica inyectada al bus DC en cada hora  $h$  se calcula como:

$$E_{FV}(h) = N_{mod} \cdot \frac{P_{pico}}{1000} \cdot \frac{POA(h)}{1000} \cdot [1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T_{cel}(h) - 25)] \cdot \eta_{global}$$

donde  $N_{mod}$  es el número de módulos instalados;  $P_{pico}$  es la potencia pico del módulo en Wp (condiciones STC), dividida entre 1.000 para expresar el resultado en kW;  $POA(h)$  es la irradiancia en el plano del módulo en la hora  $h$ , en W/m², cuyo cociente con 1.000 representa la fracción de la irradiancia STC de referencia;  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima, expresado en %/°C (valor negativo, típicamente entre -0,29 y -0,40 %/°C

según la tecnología del módulo); y  $\eta_{global}$  es el rendimiento global del campo fotovoltaico, que agrupa todas las pérdidas entre el módulo y el bus DC.

Como la irradiancia POA está promediada sobre cada hora, el producto de la ecuación da directamente kWh sin necesidad de integración adicional. El término entre corchetes corrige la potencia respecto a la referencia de 25 °C: cuando la célula opera por encima de esa temperatura, la producción disminuye; cuando opera por debajo, aumenta ligeramente.

#### 4.1.2 MODELO DE PÉRDIDAS

El rendimiento global  $\eta_{global}$  no es un único coeficiente, sino el producto de factores parciales que representan las distintas fuentes de pérdida entre la conversión fotoeléctrica en la célula y la inyección al bus de continua. Desglosar cada factor permite tanto justificar el valor adoptado como identificar las partidas más relevantes.

El rendimiento global se calcula como:

$$\eta_{global} = (1 - p_{suc}) \cdot (1 - p_{dis}) \cdot (1 - p_{cab}) \cdot (1 - p_{deg}) \cdot \eta_{MPPT}$$

donde cada factor representa:

| Factor de pérdida                      | Valor | Justificación                                                                                          |
|----------------------------------------|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Suciedad y polvo ( $p_{suc}$ )         | 3 %   | Valor conservador para emplazamiento rural con limpieza periódica.                                     |
| Dispersión de parámetros ( $p_{dis}$ ) | 2 %   | Entre módulos del mismo string, debido a tolerancias de fabricación.                                   |
| Cableado DC ( $p_{cab}$ )              | 2 %   | Pérdidas óhmicas en el tramo entre los módulos y el regulador MPPT.                                    |
| Degradación media ( $p_{deg}$ )        | 5 %   | Degradación acumulada media a lo largo de la vida útil considerada (20 años). Con tasas de degradación |

|                                        |   |                                                                                                                                                        |
|----------------------------------------|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                        |   | lineales del 0,4–0,5 %/año, la producción media del periodo se sitúa aproximadamente un 5 % por debajo del valor inicial.                              |
| Rendimiento del MPPT ( $\eta_{MPPT}$ ) | - | Eficiencia del regulador de carga MPPT. Dato del fabricante, típicamente entre 97 y 99 %. Se fijará con la selección del regulador en el apartado 4.4. |

*Tabla 20: Factores de Pérdidas (Fuente: Elaboración Propia)*

Sustituyendo los valores numéricos con un rendimiento MPPT típico de 98 %, el rendimiento global resultante es:

$$\eta_{global} = 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,95 \cdot 0,98 \approx 0,867$$

Es decir, del total de energía que los módulos convierten en electricidad bajo las condiciones meteorológicas reales (ya corregidas por temperatura), aproximadamente un 13 % se pierde antes de alcanzar el bus DC.

### 4.1.3 DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR

Antes de recurrir a la simulación horaria, se estima la potencia pico necesaria mediante el método del mes crítico. Este cálculo proporciona un punto de partida razonable para la iteración posterior, y permite verificar que el orden de magnitud del generador es coherente con la demanda.

El mes más desfavorable desde el punto de vista solar es diciembre, con una irradiación diaria media en plano inclinado equivalente a 3,47 HSP/día. La demanda diaria invernal, establecida en el apartado 3.5, es de 17,30 kWh/día. El factor de rendimiento global del sistema, que agrupa las pérdidas del campo FV, la eficiencia de carga de la batería y las pérdidas del inversor se estima como:

$$\eta_{sistema} \approx \eta_{global} \cdot \eta_{batería} \cdot \eta_{inversor} \approx 0,87 \cdot 0,95 \cdot 0,93 \approx 0,77$$

La potencia pico necesaria resulta:

$$P_{pico} = \frac{E_{diaria}}{HSP_{dic} \cdot \eta_{sistema}} = \frac{17,30}{3,47 \cdot 0,77} \approx 6,48 \text{ kWp}$$

Este valor corresponde a un sistema exclusivamente fotovoltaico, sin aportación eólica. En el sistema híbrido, la contribución del aerogenerador durante los meses de invierno permite reducir la potencia fotovoltaica instalada.

#### **4.1.4 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO**

Para la selección del módulo se han evaluado tres modelos comerciales de fabricantes Tier 1 ampliamente disponibles en el mercado español: el JA Solar JAM54D41 (serie DeepBlue 4.0 Pro), el Jinko Solar Tiger Neo JKM440N-54HL4-V y el LONGi Hi-MO X6 Scientist LR5-54HTB-440M. Los tres emplean tecnología de célula N-type con 108 semicélulas y presentan especificaciones eléctricas y térmicas muy similares, incluyendo el mismo coeficiente de temperatura de potencia ( $\gamma = -0,29 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ) y la misma temperatura NOCT (45  $^\circ\text{C}$ ).

El módulo seleccionado es el JA Solar JAM54D41-450/LB, de 450 Wp, por tres razones. En primer lugar, es el modelo con mayor potencia unitaria de los tres evaluados (450 Wp frente a 440 Wp), lo que permite alcanzar la misma potencia instalada con un panel menos y, por tanto, reduce el espacio necesario en cubierta y simplifica el cableado. En segundo lugar, JA Solar es uno de los fabricantes con mayor presencia en el canal de distribución fotovoltaico español, lo que garantiza la disponibilidad del producto y la existencia de soporte técnico local. Por último, su construcción bifacial con doble vidrio ofrece mayor durabilidad mecánica y resistencia a la humedad que los módulos con lámina trasera convencional, característica especialmente relevante para una instalación rural con mantenimiento limitado.

La Tabla 21 recoge las especificaciones eléctricas y mecánicas del módulo seleccionado, extraídas de la ficha técnica del fabricante.

| Parámetro                                          | Valor                     |
|----------------------------------------------------|---------------------------|
| Fabricante y modelo                                | JA Solar JAM54D41-450/LB  |
| Tecnología de célula                               | N-type TOPCon (n-Bycium+) |
| Número de células                                  | 108 (6 × 18), half-cell   |
| Potencia pico (P <sub>pico</sub> )                 | 450 Wp                    |
| Tensión en circuito abierto (Voc)                  | 39,30 V                   |
| Corriente de cortocircuito (Isc)                   | 14,48 A                   |
| Tensión en punto de máxima potencia (Vmpp)         | 32,82 V                   |
| Corriente en punto de máxima potencia (Impp)       | 13,71 A                   |
| Eficiencia del módulo                              | 22,5 %                    |
| Coeficiente de temperatura de P <sub>máx</sub> (γ) | −0,290 %/°C               |
| Coeficiente de temperatura de Voc (β)              | −0,260 %/°C               |
| NOCT                                               | 45 ± 2 °C                 |
| Dimensiones (L × A × E)                            | 1.762 × 1.134 × 30 mm     |
| Peso                                               | 22 kg                     |
| Tolerancia de potencia                             | 0 ~ +3 %                  |

|                                    |                            |
|------------------------------------|----------------------------|
| Garantía de producto / rendimiento | 12 años / 30 años (87,4 %) |
|------------------------------------|----------------------------|

*Tabla 21: Especificaciones del módulo fotovoltaico JA Solar JAM54D41-450/LB (Fuente: JA Solar)*

## 4.2 AEROGENERADOR

El aerogenerador minieólico constituye la segunda fuente de generación del sistema híbrido. A diferencia del campo fotovoltaico, cuya variable de entrada (la irradiancia en el plano de los módulos) procede directamente de PVGIS sin necesidad de corrección, la serie de viento requiere un tratamiento previo en dos etapas antes de poder convertirse en energía eléctrica: una corrección del sesgo sistemático de la fuente de datos y una extrapolación vertical desde la altura de medida hasta la altura del buje de la turbina. Esta sección desarrolla las ecuaciones que gobiernan la cadena de cálculo eólica, desde la velocidad de viento bruta de la serie meteorológica hasta la energía horaria inyectada.

### 4.2.1 CORRECCIÓN DE LA SERIE DE VIENTO

La serie horaria de velocidad de viento empleada en el modelo procede de NASA POWER, que se alimenta del reanálisis MERRA-2 con una resolución espacial de aproximadamente 50 km × 65 km en las latitudes del emplazamiento. Con estos datos, la media anual de esta serie a 10 m de altura es de 3,295 m/s, un valor significativamente inferior al reportado por el Global Wind Atlas (GWA) para las mismas coordenadas, que estima una velocidad media P100 de aproximadamente 4,5 m/s a 10 m. Esta discrepancia es un problema bien conocido de los productos de reanálisis en zonas de orografía compleja: la resolución del modelo global no es capaz de capturar los efectos de aceleración local del terreno, como canalizaciones de valle o efectos de cumbre.

Para resolver esta discrepancia se aplica un factor de corrección que escala el nivel medio hasta ajustarlo al valor de referencia del GWA, cuya metodología proporciona una estimación más representativa del recurso local. La corrección se define como:

$$v_{corr}(h) = v_{NASA}(h) \cdot k_{corr}$$

donde  $v_{corr}(h)$  es la velocidad de viento corregida a 10 m de altura en la hora  $h$ ,  $v_{NASA}(h)$  es la velocidad bruta de la serie NASA POWER a 10 m en esa misma hora, y  $k_{corr}$  es el factor de corrección de sesgo, calculado como el cociente entre la velocidad media del GWA y la media climatológica de la serie NASA POWER, ambas a 10 m de altura:

$$k_{corr} = \frac{\bar{v}_{GWA,10}}{\bar{v}_{NASA,10}}$$

donde  $\bar{v}_{GWA,10}$  es la velocidad media anual del Global Wind Atlas a 10 m y  $\bar{v}_{NASA,10}$  es la media climatológica de la serie completa de NASA POWER a 10 m. Este método de escalado lineal es una simplificación respecto a técnicas más sofisticadas, pero resulta adecuado cuando el objetivo es conservar la estructura temporal de la serie y solamente corregir el nivel de la media. La principal limitación es que asume que la subestimación del reanálisis es proporcional en todo el rango de velocidades, lo que puede sobreestimar ligeramente las horas de viento fuerte y subestimar las de calma.

#### 4.2.2 EXTRAPOLACIÓN A LA ALTURA DEL BUJE

La serie corregida proporciona velocidades a 10 m de altura, que es la cota de referencia tanto de NASA POWER como del GWA. Sin embargo, el buje del aerogenerador se situará a una altura diferente, determinada por el modelo comercial seleccionado y el tipo de torre empleado. En general, los aerogeneradores minieólicos de potencias entre 1 y 5 kW operan con alturas de buje comprendidas entre 12 y 24 m, dependiendo del fabricante y de las restricciones del emplazamiento. En este caso, se ha elegido la altura mínima de 12 m.

La extrapolación vertical de la velocidad del viento se realiza mediante la ley potencial de Hellmann, un modelo empírico ampliamente utilizado en ingeniería eólica que describe cómo varía la velocidad del viento con la altura dentro de la capa límite atmosférica:

$$v_{buj e}(h) = v_{corr}(h) \cdot \left(\frac{h_{buj e}}{h_{ref}}\right)^{\alpha}$$

donde  $v_{buje}(h)$  es la velocidad de viento estimada a la altura del buje en la hora  $h$ ,  $v_{corr}(h)$  es la velocidad corregida a la altura de referencia de 10 m,  $h_{buje}$  es la altura del buje del aerogenerador en metros,  $h_{ref}$  es la altura de referencia de la serie de viento (10 m) y  $\alpha$  es el exponente de Hellmann, también denominado coeficiente de cizalladura, que depende de la rugosidad del terreno y de las condiciones de estabilidad atmosférica.

El valor de  $\alpha$  varía con el tipo de terreno. Para terreno abierto con obstáculos dispersos la literatura recomienda valores de  $\alpha$  entre 0,16 y 0,25. En este proyecto se adopta un valor de  $\alpha = 0,20$ , coherente con las recomendaciones del estándar IEC 61400-12-1 para terreno de rugosidad moderada y con los valores empleados en estudios de minieólica rural en la Península Ibérica.

La ley de Hellmann es una aproximación válida para alturas moderadas (hasta 50–80 m) y asume un perfil de viento estacionario en condiciones de estabilidad neutra. En la práctica, la estabilidad atmosférica varía a lo largo del día, lo que modifica el perfil vertical de velocidad. Para las alturas de buje típicas (12–24 m), estas desviaciones respecto al modelo potencial son pequeñas en comparación con la incertidumbre inherente a la propia serie de viento, por lo que la ley de Hellmann resulta suficiente para la resolución horaria del modelo.

#### **4.2.3 PRODUCCIÓN EÓLICA**

Una vez obtenida la velocidad de viento a la altura del buje para cada hora del año, la conversión a energía eléctrica se realiza mediante la curva de potencia del aerogenerador seleccionado. A diferencia de la fotovoltaica, donde la producción es directamente proporcional a la irradiancia (con corrección térmica), la relación entre velocidad de viento y potencia eléctrica es fuertemente no lineal y viene definida por tres regímenes de operación:

El primero es el régimen de arranque: por debajo de la velocidad de cut-in (típicamente entre 2 y 3 m/s), el par aerodinámico no es suficiente para vencer el par resistente del generador y la turbina no produce energía. El segundo es el régimen de operación: entre la velocidad de cut-in y la velocidad nominal, la potencia crece de forma aproximadamente cúbica con la

velocidad, aunque la forma exacta depende del diseño aerodinámico de las palas y de la estrategia de regulación de la turbina. El tercero es el régimen de protección: por encima de la velocidad de cut-out (típicamente entre 25 y 60 m/s), la turbina se detiene o se desalinea del viento mediante su sistema de frenado para proteger la estructura.

El fabricante proporciona la curva de potencia como una tabla de pares (velocidad, potencia) medidos según la norma IEC 61400-12-1, con puntos típicamente espaciados cada 1 m/s. En el modelo horario, para cada valor de  $v_{buje}(h)$  se interpola linealmente entre los dos puntos adyacentes de la tabla para obtener  $P(v_{buje}(h))$ . Para velocidades inferiores al *cut-in* o superiores al *cut-out*, la potencia se fija en cero.

La energía eólica horaria inyectada al bus de continua se calcula como:

$$E_{eol}(h) = N_{turb} \cdot P(v_{buje}(h)) \cdot \eta_{eol}$$

donde  $E_{eol}(h)$  es la energía eólica producida en la hora  $h$ , expresada en kWh (dado que la potencia  $P$  se expresa en kW y el intervalo temporal es de una hora, el producto da directamente kWh, al igual que en la ecuación fotovoltaica de producción).  $N_{turb}$  es el número de aerogeneradores instalados,  $P(v_{buje}(h))$  es la potencia eléctrica obtenida de la curva de potencia por interpolación lineal para la velocidad de viento a la altura del buje en la hora  $h$ , y  $\eta_{eol}$  es el rendimiento global del subsistema eólico, que agrupa las pérdidas entre la salida del generador y el bus de continua.

El rendimiento global del subsistema eólico se define como:

$$\eta_{eol} = \eta_{controlador} \cdot (1 - p_{cab})$$

donde  $\eta_{controlador}$  es el rendimiento del controlador de carga eólico (rectificador + regulador), dato proporcionado por el fabricante del controlador (típicamente entre 90 y 95 % para controladores MPPT eólicos), y  $p_{cab}$  son las pérdidas en el cableado de corriente continua entre el aerogenerador y el bus DC, estimadas en un 3 %.

A diferencia del subsistema fotovoltaico, donde las pérdidas se desglosan en cinco factores independientes (suciedad, dispersión, cableado, degradación y MPPT), el modelo eólico agrupa las pérdidas en solo dos componentes. Esto responde a que las principales fuentes de incertidumbre son de naturaleza diferente: la suciedad de las palas tiene un efecto marginal comparado con el de los módulos fotovoltaicos, y la degradación del aerogenerador se manifiesta principalmente como desgaste mecánico de rodamientos y palas, cuyo efecto sobre la producción se recoge indirectamente en la curva de potencia del fabricante, que ya incluye el rendimiento del generador eléctrico y las pérdidas mecánicas de la transmisión.

#### 4.2.4 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Se evalúan tres modelos de la gama Wind+ del fabricante español Bornay Aerogeneradores (Castalla, Alicante), que comparten el mismo controlador MPPT Wind+ y la misma arquitectura eléctrica (alternador trifásico de imanes permanentes de neodimio, tensión de salida 220 Vac). La tabla siguiente resume sus características principales:

| Parámetro                      | Wind 13+           | Wind 25.2+          | Wind 25.3+          |
|--------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| Potencia nominal               | 1.500 W            | 3.000 W             | 5.000 W             |
| Número de palas                | 2                  | 2                   | 3                   |
| Diámetro del rotor             | 2,86 m             | 4,05 m              | 4,05 m              |
| Área de barrido                | 6,4 m <sup>2</sup> | 12,9 m <sup>2</sup> | 12,9 m <sup>2</sup> |
| Velocidad de arranque (cut-in) | 3 m/s              | 3 m/s               | 3 m/s               |
| Velocidad nominal              | 12 m/s             | 12 m/s              | 12 m/s              |
| Frenado automático             | 14 m/s             | 14 m/s              | 14 m/s              |

|                        |            |            |            |
|------------------------|------------|------------|------------|
| Velocidad máxima       | 60 m/s     | 60 m/s     | 60 m/s     |
| Peso del aerogenerador | 41 kg      | 93 kg      | 107 kg     |
| Controlador            | MPPT Wind+ | MPPT Wind+ | MPPT Wind+ |

*Tabla 22: Comparativa de aerogeneradores candidatos (Fuente: Bornay Wind+)*

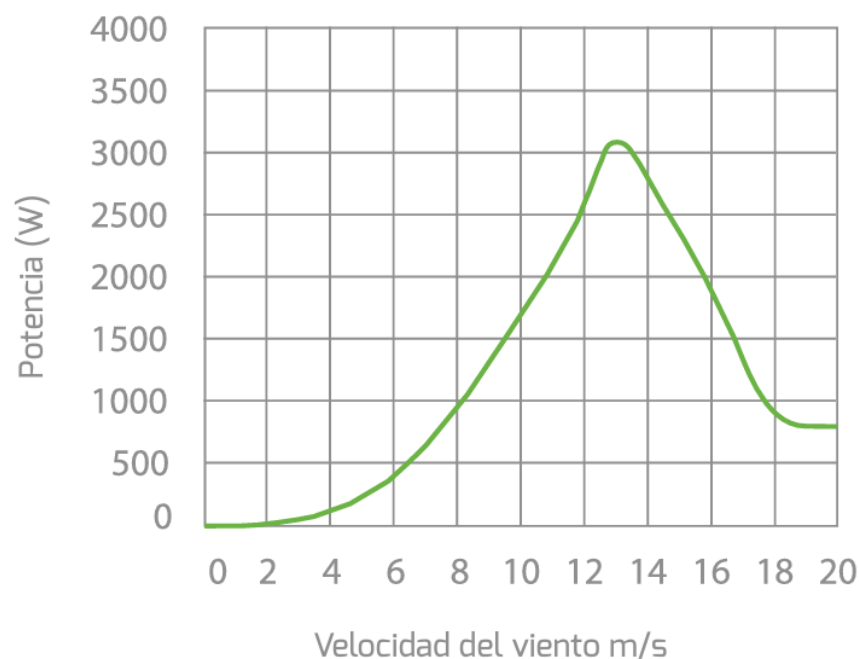
El Wind 13+ queda descartado por insuficiencia de potencia. Su área de barrido ( $6,4 \text{ m}^2$ ) es la mitad que la de los modelos de la serie 25 ( $12,9 \text{ m}^2$ ), y a la velocidad media estimada en la altura del buje del emplazamiento ( $\sim 5,5 \text{ m/s}$ ) su aporte energético se situaría en torno a 2–3 kWh/día, una contribución marginal respecto a la demanda invernal de 17,30 kWh/día que no justificaría la inversión en torre, cableado y regulador.

La decisión real se plantea entre los modelos Wind 25.2+ y Wind 25.3+, que comparten diámetro de rotor (4,05 m), velocidades de arranque, nominal y frenado, y el mismo regulador MPPT. La diferencia principal reside en el número de palas (2 frente a 3) y la potencia nominal resultante (3.000 W frente a 5.000 W). A priori, el rotor tripala del Wind 25.3+ ofrece un coeficiente de potencia superior a bajas relaciones de velocidad de punta (TSR) y un par más uniforme, ventajas relevantes en un emplazamiento de viento moderado. Sin embargo, para una vivienda unifamiliar con una demanda media de  $\sim 14,5 \text{ kWh/día}$ , la capacidad nominal de 5 kW resulta desproporcionada frente al componente fotovoltaico.

Esta hipótesis se confirmó durante el proceso iterativo de dimensionamiento descrito en el apartado 4.5. Al evaluar distintas configuraciones con una turbina Wind 25.3+, la simulación horaria arrojó resultados que indicaban un sobredimensionamiento sistemático del componente eólico. La reducción a la Wind 25.2+ (3 kW) permitió equilibrar la aportación de ambas fuentes.

Se selecciona, por tanto, el aerogenerador Bornay Wind 25.2+. Se trata de una máquina bipala de eje horizontal con un diámetro de rotor de 4,05 m, potencia nominal de 3.000 W a 12 m/s y sistema de control dual: regulación electrónica MPPT para la extracción óptima de

potencia y frenado pasivo por inclinación de la góndola como protección ante vientos extremos. El alternador trifásico de imanes permanentes de neodimio entrega una tensión de salida de 220 V<sub>AC</sub>, que el regulador MPPT Wind+ rectifica y adapta al bus de continua de 48 V. Las palas, fabricadas en fibra de vidrio y carbono, están diseñadas para arrancar a 3 m/s y soportar velocidades de hasta 60 m/s. El peso total del conjunto (aerogenerador, regulador e interfaz) es de 150 kg, compatible con las torres tubulares y de celosía de la propia marca Bornay en alturas de 12 y 18 m.



*Figura 13: Curva de potencia del Bornay Wind 25.2+ (Fuente: Bornay Wind+)*

### **4.3 ALMACENAMIENTO**

El sistema de almacenamiento electroquímico es el componente que determina la fiabilidad del suministro en una microrred aislada. Su función es absorber los excedentes de generación y suministrar energía durante las horas de déficit, especialmente durante la noche y en periodos prolongados de baja irradiancia o calma eólica.

### **4.3.1 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEFINITIVA**

En la Sección 2.4 se analizaron tres familias de baterías: plomo-ácido, litio-ferrofosfato (LFP) e iones de sodio (Na-ion). Las baterías de plomo-ácido quedaron descartadas por su baja profundidad de descarga admisible y su vida cíclica reducida. La decisión se centra entre LFP y Na-ion.

El emplazamiento de Oncala presenta temperaturas medias de mínimas inferiores a  $-2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  en enero, lo que favorecería a las Na-ion por su mejor retención de capacidad a baja temperatura y por no sufrir el fenómeno de lithium plating durante la carga. Sin embargo, en 2026 la oferta comercial de módulos Na-ion en formato rack doméstico de 48 V es todavía muy limitada, los datos de ciclado en campo son escasos y el coste por kWh es superior al de los módulos LFP equivalentes. Por el contrario, los módulos LFP cuentan con más de una década de historial operativo, curvas de degradación bien caracterizadas y una amplia red de distribución y servicio técnico en España.

Se adopta la tecnología LFP como base de diseño. La limitación de carga a baja temperatura se mitiga instalando las baterías en un recinto interior o aislado térmicamente que mantenga la temperatura por encima de  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ , complementado con el bloqueo de carga bajo cero que implementan de serie los BMS de los módulos comerciales actuales. Las baterías Na-ion se identifican como alternativa preferente para futuras revisiones del diseño cuando su madurez comercial lo permita.

### **4.3.2 PARÁMETROS DE DISEÑO**

Se adopta una profundidad de descarga máxima del 90 %. Aunque los módulos LFP actuales toleran descargas del 95 %, reservar un margen del 10 % protege frente a la degradación progresiva de las celdas a lo largo de su vida útil. El modelo de simulación aplica rendimientos de carga y descarga asimétricos de 0,97, lo que resulta en un rendimiento de ida y vuelta del 94,1 %, coherente con las especificaciones de los fabricantes. La tensión nominal del bus DC es de 48 V, estándar para sistemas aislados de potencia intermedia que reduce las pérdidas óhmicas frente a un bus de 24 V.

Como criterio de verificación complementario se establece una autonomía mínima de 2 a 3 días sin generación. Este criterio no sustituye al dimensionamiento por simulación horaria, sino que actúa como comprobación de coherencia del resultado obtenido.

#### 4.3.3 ECUACIÓN DE DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento preliminar del banco de baterías parte del criterio de autonomía: la capacidad nominal debe ser suficiente para cubrir un número determinado de días de consumo sin generación, descontando las limitaciones de profundidad de descarga y rendimiento. La expresión resultante es:

$$C_{nom} = \frac{N_{aut} \cdot E_d}{DoD_{m\acute{a}x} \cdot \eta_{bat}}$$

Donde  $C_{nom}$  es la capacidad nominal del banco (kWh),  $N_{aut}$  el número de días de autonomía,  $E_d$  la demanda diaria referida al bus DC (kWh/día),  $DoD_{m\acute{a}x}$  la profundidad de descarga máxima admisible y  $\eta_{bat}$  el rendimiento de ida y vuelta de la batería.

La demanda diaria referida al bus DC se obtiene dividiendo la demanda en alterna entre el rendimiento del inversor:

$$E_d = \frac{E_{d,AC}}{\eta_{inv}}$$

Para el mes crítico de dimensionamiento (invierno), la demanda diaria en alterna es de 17,30 kWh/día. Con 3 días de autonomía y los parámetros adoptados, la capacidad nominal resultante es del orden de 66 kWh. Este valor representa un escenario extremo sin generación alguna durante 72 horas.

En la práctica es improbable que ambas fuentes registren producción nula durante tres días consecutivos. Por este motivo, el dimensionamiento definitivo se realiza mediante la simulación horaria. La ecuación de autonomía actúa como cota superior y como verificación de coherencia.

La ecuación que gobierna el estado de carga hora a hora en el modelo de simulación es:

$$SoC(h) = SoC(h - 1) + \Delta E(h)$$

donde el incremento de energía almacenada se define de forma asimétrica según el signo del balance neto entre generación y demanda:

$$\Delta E(h) = Q(h) \cdot \eta_{carga} \quad si \ Q(h) > 0$$

$$\Delta E(h) = \frac{Q(h)}{\eta_{descarga}} \quad si \ Q(h) < 0$$

El término  $Q(h)$  representa la diferencia entre la generación total (fotovoltaica + eólica) y la demanda referida al bus DC en la hora  $h$ . El estado de carga se acota en cada paso temporal entre un mínimo definido por la profundidad de descarga máxima y la capacidad nominal del banco. Cuando el SoC alcanza el mínimo y el balance sigue siendo negativo, la energía no suministrada se contabiliza como déficit; cuando alcanza el máximo con balance positivo, el excedente se contabiliza como vertido.

#### **4.3.4 ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS**

Para el banco de baterías se selecciona el módulo Pylontech US5000, una batería LFP de 48 V y 4,80 kWh de capacidad nominal diseñada para almacenamiento residencial. Este módulo cuenta con un BMS integrado que gestiona el balanceo de celdas, la protección contra sobrecarga y sobredescarga, y el bloqueo de carga por debajo de 0 °C, lo que resulta coherente con la estrategia de mitigación térmica adoptada en la Sección 4.3.1. Su protocolo de comunicación CAN bus es compatible de forma nativa con los principales inversores de aislada del mercado (Victron Energy, SMA, Studer), lo que simplifica la integración en el bus DC del sistema.

Cada módulo opera a una tensión nominal de 48 V, ofrece 100 Ah de capacidad (4,56 kWh útiles al 95 % de DoD) y admite corrientes de carga y descarga continuas de hasta 100 A, con picos de 120-200 A durante 15 segundos. El fabricante garantiza más de 8.000 ciclos a 25 °C, lo que equivale a más de 15 años de ciclado diario, con una vida útil de diseño

declarada de 15 años. El rango de temperatura de operación admite descargas desde  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  y cargas desde  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Su diseño modular permite conectar hasta 16 unidades en paralelo, alcanzando un máximo de 76,8 kWh. Cada módulo pesa 39,7 kg y presenta unas dimensiones de  $442 \times 420 \times 161\text{ mm}$ , con grado de protección IP20. El equipo cuenta con certificación IEC 62619, IEC 63056 y UN 38.3, entre otras. Frente a alternativas como el BYD Battery-Box Premium LVS, que ofrece menor capacidad por módulo (4,00 kWh) y una escalabilidad más limitada por torre, el Pylontech US5000 resulta más adecuado para la configuración del sistema proyectado.

El número final de módulos en paralelo se determina mediante la simulación horaria del apartado 4.5. La capacidad total del banco será un múltiplo entero de 4,80 kWh, y la configuración eléctrica será exclusivamente en paralelo, dado que cada módulo opera a la tensión nominal del bus DC.

#### **4.4 *ELECTRÓNICA DE POTENCIA***

La arquitectura eléctrica del sistema adopta una topología de acoplamiento en bus de corriente continua (DC) a 48 V. En esta configuración, tanto el generador fotovoltaico como el aerogenerador inyectan su producción en un bus DC común al que se conecta el banco de baterías, y un inversor autónomo convierte la energía del bus a 230 V AC para alimentar las cargas de la vivienda.

Se elige el acoplamiento DC frente a una topología AC por tres razones: evita la doble conversión  $\text{DC} \rightarrow \text{AC} \rightarrow \text{DC}$  que se produce cuando cada fuente tiene su propio inversor y la batería se carga desde alterna, eliminando pérdidas acumuladas del orden del 6 al 14 %; simplifica la integración de las dos fuentes renovables, ya que ambos reguladores operan como convertidores DC-DC hacia un bus de tensión fija sin necesidad de sincronizar frecuencia ni fase; y la tensión de 48 V es el estándar del ecosistema comercial de aislada, donde los módulos de batería LFP, el controlador eólico MPPT Wind+ y los inversores de los principales fabricantes operan nativamente a esta tensión y se comunican mediante protocolo CAN bus.

La electrónica de potencia del sistema se compone de tres equipos: el regulador de carga MPPT solar, el inversor autónomo y el controlador eólico MPPT Wind+, ya presentado como parte integral del conjunto aerogenerador-controlador seleccionado.

#### **4.4.1 REGULADOR DE CARGA SOLAR MPPT**

El regulador de carga MPPT (Maximum Power Point Tracking) es el convertidor DC-DC que adapta la tensión de salida del string fotovoltaico a la tensión del bus de 48 V, realizando simultáneamente el seguimiento del punto de máxima potencia del generador. Su rendimiento de seguimiento  $\eta_{\text{MPPT}}$  determina qué fracción de la potencia disponible en el array se transfiere efectivamente al bus DC.

Se selecciona el regulador Victron SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can. Su tensión máxima de entrada de 245 V permite configurar strings de hasta 5 módulos JA Solar JAM54D41-450/LB en serie, incluso considerando el incremento de  $V_{\text{OC}}$  a las temperaturas mínimas del emplazamiento. La potencia nominal de 5.800 W a 48 V cubre la potencia del array en configuración híbrida; en caso de que la simulación arroje un valor superior, el controlador limita la entrada a su valor nominal o bien pueden conectarse varias unidades en paralelo mediante VE.Can con sincronización automática de las fases de carga. La configuración concreta del string se determina una vez fijada la potencia pico definitiva del array.

El rendimiento máximo declarado del 99 % y el algoritmo de seguimiento ultrarrápido, capaz de detectar el óptimo global en condiciones de sombreado parcial con múltiples máximos locales, minimizan las pérdidas de conversión DC-DC. La interfaz VE.Can permite la comunicación directa con el inversor y con el BMS de las baterías a través del dispositivo de gestión Victron GX, habilitando la gestión coordinada de la carga mediante el protocolo DVCC.

#### 4.4.2 INVERSOR AUTÓNOMO

El inversor autónomo convierte la energía del bus DC de 48 V a una salida de 230 V AC / 50 Hz con forma de onda senoidal pura. Al tratarse de un sistema aislado, es el equipo que establece la referencia de tensión y frecuencia del sistema de alterna.

El dimensionamiento parte de la demanda simultánea pico, estimada en aproximadamente 5,4 kW con un factor de simultaneidad de 0,28 sobre la potencia instalada total. Este valor representa la máxima coincidencia esperada en un instante dado, no un consumo continuo: la demanda media horaria en invierno es del orden de 720 W. El inversor debe cubrir esta potencia pico en continuo y disponer de capacidad de sobrecarga (*surge*) para absorber los transitorios de arranque de motores (bomba de agua, compresor del frigorífico, lavadora).

Se selecciona el inversor Victron MultiPlus-II 48/5000/70-50. Su potencia continua de 5.000 VA cubre la demanda simultánea pico, ya que las cargas de la vivienda son predominantemente resistivas o electrónicas con factor de potencia cercano a la unidad. La potencia de pico de 9.000 W proporciona un ratio de sobrecarga de 1,8:1, suficiente para los transitorios de arranque. El rendimiento europeo se estima en un 94 % para el rango de carga parcial típico, donde la potencia demandada fluctúa entre el 5 % y el 40 % de la nominal durante la mayor parte del día.

El MultiPlus-II integra además un cargador de baterías de 70 A, que permite aprovechar una fuente de alterna auxiliar (grupo electrógeno de emergencia) en caso de periodos prolongados de baja generación renovable. Aunque el diseño no contempla un grupo electrógeno como parte de la instalación base, esta funcionalidad añade resiliencia al sistema. La comunicación VE.Bus permite la integración con el regulador solar y con el BMS de las baterías Pylontech a través del dispositivo Victron GX, activando el protocolo DVCC para que el BMS establezca directamente los límites de corriente de carga y descarga.

El rendimiento del inversor  $\eta_{inv} = 0,93$  se adopta en el modelo de simulación horaria como valor representativo del rendimiento medio ponderado a carga parcial. La demanda en el bus DC se obtiene como  $E_{dem,DC}(h) = E_{dem,AC}(h) / \eta_{inv}$ .

## **4.5 BALANCE ENERGÉTICO**

Las secciones anteriores han definido las ecuaciones de producción de cada subsistema de generación, los parámetros del banco de baterías y la selección de los equipos de electrónica de potencia. No obstante, el dimensionamiento definitivo de la instalación no puede resolverse mediante el método del mes crítico empleado como estimación preliminar, ya que los promedios mensuales ignoran la variabilidad horaria de la generación y la demanda. Un mes con irradiación media suficiente puede contener secuencias de días nublados consecutivos que agoten el banco de baterías, un efecto que solo se detecta con resolución temporal horaria. De forma análoga, la contribución real del aerogenerador durante las horas nocturnas o durante episodios de borrasca invernal únicamente puede cuantificarse si el modelo resuelve el balance en cada hora del año. Por este motivo, el dimensionamiento final del sistema se realiza mediante una simulación del balance energético a lo largo de las 8.760 horas del año.

El modelo opera como un balance secuencial hora a hora. En cada paso temporal  $h$ , se calculan la producción fotovoltaica y eólica inyectadas al bus DC mediante las ecuaciones de conversión ya establecidas, y se comparan con la demanda de la vivienda. La producción fotovoltaica incorpora la corrección térmica mediante el modelo NOCT, la corrección por ángulo de incidencia según el modelo de Martín y Ruiz con un coeficiente  $a_r = 0,16$ , y el rendimiento global del campo. La producción eólica aplica la corrección de sesgo a la serie de viento, la extrapolación a la altura del buje mediante la ley de Hellmann, y la interpolación lineal sobre la curva de potencia del aerogenerador. La demanda horaria en alterna se refiere al bus DC dividiendo entre el rendimiento del inversor. La diferencia entre la generación total y la demanda constituye el balance neto del sistema en cada hora:

$$Q(h) = E_{FV}(h) + E_{eol}(h) - E_{dem,DC}(h)$$

Cuando  $Q(h)$  es positivo, el excedente de generación se almacena en el banco de baterías, incrementando su estado de carga con la eficiencia de carga correspondiente. Cuando es negativo, el déficit se cubre descargando las baterías con su eficiencia de descarga. El estado

de carga queda acotado en cada paso temporal entre un valor mínimo, determinado por la profundidad de descarga máxima admisible, y la capacidad nominal del banco. Si el estado de carga alcanza su valor mínimo y el balance sigue siendo negativo, la energía no suministrada se contabiliza como déficit. Si alcanza la capacidad nominal con balance positivo, el excedente se contabiliza como energía vertida, que en una instalación aislada sin conexión a red se disipa a través de una resistencia de vertido o se desaprovecha.

El año de simulación seleccionado es 2023, por ser el más reciente con cobertura completa en ambas fuentes de datos meteorológicos empleadas: la serie de irradiación solar sobre plano inclinado y temperatura ambiente de PVGIS, y la serie de velocidad de viento a 10 m de NASA POWER.

La serie de demanda se construye replicando cíclicamente los tres perfiles horarios estacionales — invierno (noviembre a marzo, 17,30 kWh/día), primavera-otoño (abril-mayo y septiembre-octubre, 13,48 kWh/día) y verano (junio a agosto, 11,85 kWh/día) — sobre cada día del periodo estacional correspondiente, generando una serie de 8.760 valores horarios en Wh. La demanda total anual en alterna resultante es de aproximadamente 5.350 kWh.

El indicador principal de fiabilidad del sistema es la probabilidad de pérdida de suministro, conocida internacionalmente como LPSP (Loss of Power Supply Probability). Se define como el cociente entre la energía total no suministrada a lo largo del año y la demanda total en alterna:

$$LPSP = \frac{\sum E_{\text{déficit}}(h)}{\sum E_{\text{dem},AC}(h)} \times 100$$

Un LPSP del 0 % indicaría que el sistema cubre la totalidad de la demanda en todas las horas del año, escenario que exigiría un sobredimensionamiento extremo de la generación y el almacenamiento. En la práctica de sistemas aislados residenciales sin respaldo de la red eléctrica, la literatura de referencia considera aceptable un LPSP inferior al 5 %, umbral que garantiza un suministro fiable durante la práctica totalidad del año sin incurrir en costes de

equipamiento desproporcionados. Este proyecto adopta dicho umbral como criterio de aceptación del diseño: toda configuración cuyo LPSP supere el 5 % se considera insuficiente para garantizar la autonomía de la vivienda.

Junto al LPSP, el modelo calcula dos indicadores complementarios que caracterizan el comportamiento operativo del sistema. El primero es el porcentaje de energía vertida, definido como el cociente entre la energía excedentaria no almacenable (por batería llena) y la generación renovable total. Un vertido elevado indica un sobredimensionamiento de la capacidad de generación respecto a la capacidad de absorción del sistema, y constituye un indicador de ineficiencia económica. El segundo es el número de ciclos equivalentes anuales del banco de baterías, calculado como la energía total intercambiada con el banco (suma de todas las cargas y descargas) dividida entre el doble de la capacidad nominal. Este indicador condiciona directamente la vida útil efectiva de las celdas y, por extensión, el coste de reposición del almacenamiento dentro del análisis de viabilidad económica.

El dimensionamiento del sistema se realiza de forma iterativa. Partiendo de las estimaciones preliminares de potencia pico fotovoltaica y capacidad de almacenamiento obtenidas por el método del mes crítico y la ecuación de autonomía, se ejecuta la simulación horaria completa y se evalúan los indicadores de fiabilidad resultantes. Si el LPSP supera el umbral del 5 %, se incrementa la capacidad de generación, el almacenamiento, o ambos; si el vertido resulta excesivamente alto, se ajusta a la baja la generación. La capacidad del banco de baterías queda restringida a múltiplos enteros de 4,80 kWh, correspondientes a la capacidad unitaria del módulo de almacenamiento seleccionado, lo que impone una granularidad discreta al proceso de optimización. El número de módulos fotovoltaicos también varía en incrementos unitarios de 450 W<sub>p</sub>. Este proceso converge habitualmente en pocas iteraciones, dado que el LPSP es monótonamente decreciente con la capacidad instalada para una configuración de generación dada.

Para evaluar cuantitativamente la contribución de cada fuente de generación y demostrar el efecto de la complementariedad solar-eólica sobre el dimensionamiento del sistema, el balance energético se ejecuta bajo tres escenarios independientes. En cada uno de ellos, las

variables de dimensionado (número de módulos fotovoltaicos, número de aerogeneradores y capacidad del banco de baterías) se ajustan iterativamente hasta alcanzar el umbral de fiabilidad adoptado, manteniendo idéntica la serie de demanda y los mismos parámetros operativos del almacenamiento y la electrónica de potencia.

El primer escenario corresponde al sistema híbrido fotovoltaico-eólico, que constituye la configuración central del proyecto. Este escenario combina ambas fuentes de generación y se dimensiona buscando el equilibrio entre fiabilidad, aprovechamiento del recurso y coste de equipamiento. El segundo escenario analiza un sistema exclusivamente fotovoltaico, en el que se elimina por completo la contribución del aerogenerador y se redimensionan el campo solar y el banco de baterías hasta alcanzar un LPSP comparable al del escenario híbrido. El tercer escenario evalúa un sistema exclusivamente eólico, prescindiendo de los paneles fotovoltaicos y dimensionando el número de aerogeneradores y la capacidad de almacenamiento necesarios.

La comparación entre los tres escenarios permite cuantificar la reducción de potencia instalada y capacidad de almacenamiento que aporta la hibridación frente a los sistemas basados en una única fuente, así como identificar las limitaciones estructurales inherentes a cada tecnología cuando opera de forma aislada. Los resultados de cada escenario se desarrollan a continuación.

#### **4.5.1 ESCENARIO BASE**

La configuración final del sistema híbrido se obtuvo mediante un proceso iterativo en el que se ajustaron simultáneamente el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad del banco de baterías hasta satisfacer el criterio de fiabilidad adoptado ( $LPSP < 5 \%$ ). El punto de partida fue el predimensionamiento del mes crítico, que arrojaba una necesidad teórica de aproximadamente  $6,5 \text{ kW}_p$  para un sistema exclusivamente solar. Al incorporar el aerogenerador como fuente complementaria, la potencia fotovoltaica necesaria se reduce de forma significativa.

La configuración resultante consta de seis módulos JA Solar JAM54D41-450/LB (2.700 W<sub>p</sub> totales), un aerogenerador Bornay Wind 25.2+ de 3 kW de potencia nominal y un banco de siete unidades Pylontech US5000 de 4,8 kWh cada una, totalizando 33,6 kWh de capacidad nominal (30,24 kWh útiles con DoD<sub>máx</sub> = 90 %). El bus DC opera a 48 V.

La simulación de las 8.760 horas del año 2023 arroja una producción total de 7.292 kWh, de los cuales 4.475 kWh proceden del generador fotovoltaico (61,4 %) y 2.817 kWh del aerogenerador (38,6 %). Frente a una demanda anual referida al bus DC de 5.749 kWh, la relación producción/demanda es de 1,27, valor coherente con un sistema aislado que necesita cierto margen de sobredimensionamiento para cubrir los desfases horarios entre generación y consumo.

El LPSP resultante es del 2,81 %, equivalente a 161 kWh de energía no suministrada repartidos en 370 horas del año. En términos prácticos, el sistema es incapaz de cubrir la totalidad de la demanda durante aproximadamente un 4,2 % de las horas anuales, concentradas casi exclusivamente en los meses de invierno. El déficit máximo registrado en una sola hora es de 1,44 kWh, correspondiente a una hora nocturna de diciembre con alta demanda y batería agotada.

La tabla siguiente recoge el desglose mensual de producción, demanda y déficit del escenario híbrido.

| Mes | FV (kWh) | Eólica (kWh) | Total (kWh) | Demanda (kWh) | Déficit (kWh) | Vertido (kWh) | % eólica |
|-----|----------|--------------|-------------|---------------|---------------|---------------|----------|
| Ene | 280      | 379          | 659         | 577           | 6,9           | 92            | 57,5     |
| Feb | 295      | 319          | 614         | 521           | 27,4          | 124           | 52,0     |
| Mar | 325      | 536          | 861         | 577           | 17,7          | 266           | 62,2     |
| Abr | 396      | 152          | 548         | 435           | 0             | 107           | 27,7     |

| Mes          | FV (kWh)     | Eólica (kWh) | Total (kWh)  | Demanda (kWh) | Déficit (kWh) | Vertido (kWh) | % eólica    |
|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------|
| May          | 394          | 270          | 664          | 449           | 0             | 200           | 40,7        |
| Jun          | 449          | 192          | 641          | 382           | 0             | 247           | 29,9        |
| Jul          | 462          | 87           | 549          | 395           | 0             | 148           | 15,8        |
| Ago          | 468          | 120          | 588          | 395           | 0             | 183           | 20,3        |
| Sep          | 408          | 121          | 529          | 435           | 0             | 92            | 22,9        |
| Oct          | 357          | 173          | 530          | 449           | 6,6           | 64            | 32,7        |
| Nov          | 342          | 271          | 613          | 558           | 0             | 61            | 44,2        |
| Dic          | 298          | 198          | 496          | 577           | 102,8         | 0,03          | 39,9        |
| <b>Total</b> | <b>4.475</b> | <b>2.817</b> | <b>7.292</b> | <b>5.749</b>  | <b>161</b>    | <b>1.583</b>  | <b>38,6</b> |

*Tabla 23: Desglose mensual del balance energético del escenario híbrido (Fuente: Elaboración Propia)*

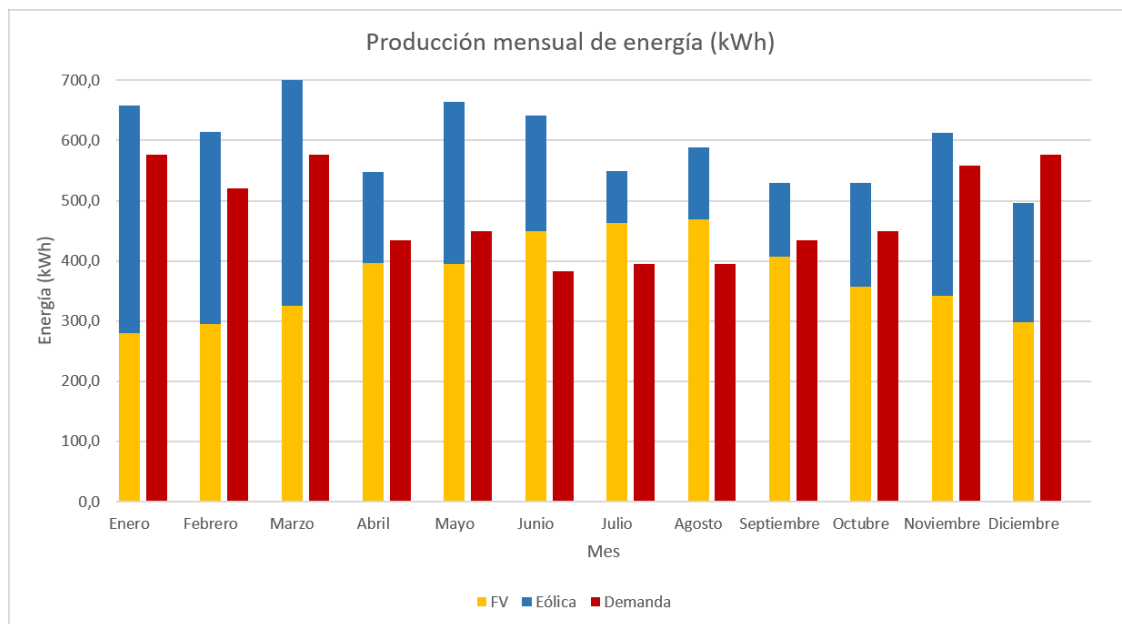
El análisis mensual revela el patrón estacional que sustenta la tesis de complementariedad. En los meses de invierno (noviembre a marzo), la producción eólica supera a la fotovoltaica en tres de los cinco meses y aporta entre el 44 % y el 62 % de la generación total. Marzo es el mes con mayor producción eólica del año (536 kWh), coincidiendo con las borrascas atlánticas típicas de la transición invernal. En sentido contrario, durante el verano (junio a agosto) la contribución eólica cae al 16-20 % del total, pero la elevada irradiación solar compensa ampliamente: julio y agosto registran las mayores producciones fotovoltaicas (462 y 468 kWh respectivamente) y el sistema opera sin déficit alguno.

Diciembre es el mes más crítico del año, con un déficit de 102,8 kWh concentrado en periodos nocturnos consecutivos de baja velocidad de viento. Es el único mes en el que la producción total (496 kWh) no alcanza la demanda en el bus DC (577 kWh), lo que obliga

a la batería a operar en ciclos profundos repetidos hasta agotar su capacidad útil. Febrero y marzo presentan déficits moderados (27,4 y 17,7 kWh) asociados a episodios puntuales de varios días nublados y sin viento, mientras que octubre registra un déficit marginal de 6,6 kWh en la transición otoñal.

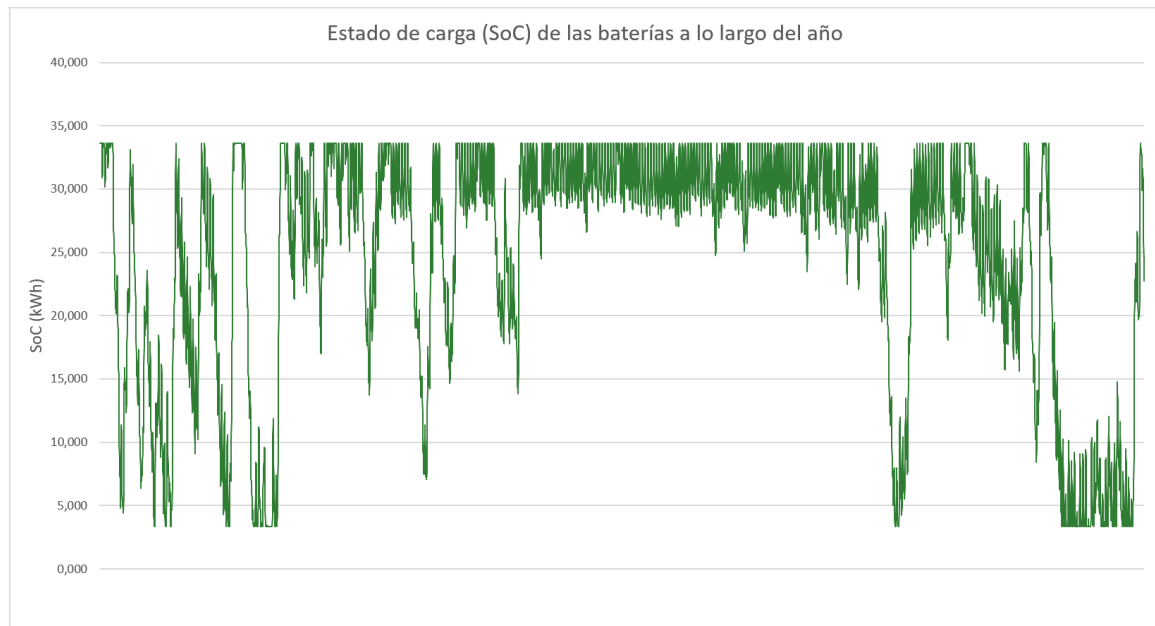
La complementariedad solar-eólica se confirma cuantitativamente a través de los coeficientes de correlación calculados sobre las series horarias y mensuales. La correlación de las medias mensuales de producción es de  $-0,679$ , valor negativo que demuestra una relación inversa estadísticamente significativa entre ambas fuentes a escala estacional: los meses con alta producción solar tienden a presentar baja producción eólica, y viceversa. Esta anticorrelación es el mecanismo que permite al sistema híbrido mantener un suministro más estable a lo largo del año con menos almacenamiento que cualquiera de las fuentes por separado.

A nivel horario, la correlación de las producciones es de  $+0,159$ , valor próximo a cero que indica independencia estadística entre las dos series en la escala intradiaria. Este resultado es coherente con la física del fenómeno: la irradiación solar sigue un ciclo determinista diario mientras que el viento responde a patrones sinópticos de mayor escala temporal. La independencia horaria implica que la probabilidad de que ambas fuentes fallen simultáneamente es baja, lo que mejora la fiabilidad del sistema más allá de lo que sugiere la simple suma de sus producciones medias.



*Figura 14: Producción Mensual de Energía (Fuente: Elaboración Propia)*

En cuanto al comportamiento del almacenamiento, la batería realiza 62,6 ciclos equivalentes completos a lo largo del año, valor que, para una tecnología LFP con más de 8.000 ciclos de vida útil declarados por el fabricante, implica una degradación anual muy reducida. El estado de carga alcanza su mínimo admisible (10 % del nominal, equivalente a 3,36 kWh) en los meses de enero, febrero, marzo, octubre y diciembre, totalizando 371 horas en ese límite inferior. En el extremo opuesto, la batería permanece completamente cargada durante 1.327 horas del año, concentradas principalmente entre mayo y septiembre, lo que genera un vertido de 1.583 kWh (21,7 % de la producción total). Este excedente, si bien representa energía desaprovechada, podría recuperarse parcialmente mediante una carga de desvío resistiva para agua caliente sanitaria.



*Figura 15: Estado de Carga (SoC) de las Baterías a lo Largo del Año (Fuente: Elaboración Propia)*

#### 4.5.2 ESCENARIOS ADICIONALES

Para cuantificar el beneficio real de la hibridación, se dimensionaron dos escenarios de referencia que emplean una única fuente de generación: uno exclusivamente fotovoltaico y otro exclusivamente eólico. Ambos escenarios se ajustaron de forma iterativa hasta alcanzar un LPSP comparable al del sistema híbrido (en torno al 3 %), de modo que la comparación se realiza a igualdad de nivel de servicio y las diferencias en equipamiento y excedentes reflejan exclusivamente el efecto de la diversificación de fuentes.

El escenario solo solar requiere duplicar la potencia fotovoltaica instalada hasta 5.400 W<sub>p</sub> (12 módulos) y aumentar la capacidad del banco de baterías a 43,2 kWh (9 unidades Pylontech US5000) para alcanzar un LPSP del 2,99 %. La producción anual asciende a 8.951 kWh, pero la tasa de vertido se eleva al 36,0 % (3.219 kWh) porque la sobreproducción estival no puede ser almacenada ni consumida. El déficit se concentra en los meses de noviembre a marzo, precisamente los meses en los que los días cortos y la frecuente nubosidad limitan la irradiación. La batería realiza 68,6 ciclos equivalentes anuales, un valor

ligeramente superior al del híbrido debido a que toda la demanda nocturna debe cubrirse exclusivamente con energía almacenada durante las horas de sol.

El escenario solo eólico presenta las mayores exigencias de equipamiento. Para aproximar un LPSP del 2,95 % son necesarios cuatro aerogeneradores Wind 25.2+ (12 kW de potencia nominal total) y un banco de 76,8 kWh (16 unidades Pylontech US5000). Aun así, la producción anual de 11.266 kWh casi duplica la demanda (relación 1,96) y el vertido alcanza el 49,6 % (5.589 kWh), lo que evidencia una ineficiencia estructural grave. El origen de este sobredimensionamiento es el déficit estival de recurso eólico: en julio, la producción total de los cuatro aerogeneradores (347 kWh) no cubre la demanda mensual (395 kWh), generando un déficit neto de 52 kWh que persiste durante periodos consecutivos de 10 a 15 días de calma. Al tratarse de un déficit por ausencia de recurso y no por insuficiencia de potencia instalada, aumentar la capacidad de batería más allá de cierto umbral no mejora el LPSP, ya que no hay energía eólica que almacenar en esos periodos.

La tabla 24 resume los resultados de los tres escenarios, dimensionados todos ellos para un nivel de servicio comparable.

| Parámetro                      | Híbrido | Solo solar | Solo eólico |
|--------------------------------|---------|------------|-------------|
| Potencia FV instalada (Wp)     | 2.700   | 5.400      | 0           |
| Nº de aerogeneradores          | 1       | 0          | 4           |
| Potencia eólica instalada (kW) | 3       | 0          | 12          |
| Capacidad de batería (kWh)     | 33,6    | 43,2       | 76,8        |
| Nº de módulos Pylontech US5000 | 7       | 9          | 16          |
| Producción anual (kWh/año)     | 7.292   | 8.951      | 11.266      |

| Parámetro                        | Híbrido | Solo solar | Solo eólico |
|----------------------------------|---------|------------|-------------|
| LPSP (%)                         | 2,81    | 2,99       | 2,95        |
| Déficit anual (kWh/año)          | 161     | 172        | 170         |
| Horas con déficit (h/año)        | 370     | 282        | 354         |
| Excedente vertido (kWh/año)      | 1.583   | 3.219      | 5.589       |
| Tasa de vertido (%)              | 21,7    | 36,0       | 49,6        |
| Producción / demanda             | 1,27    | 1,56       | 1,96        |
| Ciclos equivalentes (ciclos/año) | 62,6    | 68,6       | 22,0        |
| Horas con batería llena (h/año)  | 1.327   | 1.479      | 2.016       |

*Tabla 24: Comparativa de los tres escenarios de generación a LPSP equivalente (Fuente: Elaboración Propia)*

La comparación a igualdad de LPSP permite extraer tres conclusiones principales. En primer lugar, la hibridación reduce significativamente la necesidad de almacenamiento: el sistema híbrido requiere 33,6 kWh frente a los 43,2 kWh del escenario solar (un 22 % menos) y los 76,8 kWh del eólico (un 56 % menos). Esta reducción se traduce directamente en un menor coste de inversión, dado que las baterías LFP constituyen típicamente el componente más caro de una instalación aislada.

En segundo lugar, el sistema híbrido presenta la menor tasa de vertido de los tres escenarios (21,7 % frente al 36,0 % del solar y el 49,6 % del eólico), lo que indica un aprovechamiento más eficiente de la energía generada. La relación producción/demanda de 1,27 es la más ajustada de los tres casos, lo que implica que la potencia instalada total se dimensiona con menor margen de sobredimensionamiento. En un sistema aislado, donde toda la energía

excedente se pierde salvo que se disponga de cargas de desvío, esta eficiencia tiene implicaciones económicas directas.

En tercer lugar, los ciclos equivalentes de la batería en el escenario híbrido (62,6 ciclos/año) son un 9 % inferiores a los del escenario solar (68,6 ciclos/año), lo que se traduce en una menor degradación acumulada y, por tanto, una mayor vida útil esperada del banco de baterías. El escenario eólico presenta los menores ciclos (22,0 ciclos/año), pero este dato es engañoso: la batería es 2,3 veces más grande en capacidad nominal, por lo que cada ciclo individual moviliza más energía en términos absolutos, y el ahorro en degradación no compensa el sobrecoste de un banco de 16 módulos frente a 7.

Más allá de los indicadores energéticos, el sistema híbrido ofrece ventajas de resiliencia que no se capturan en la métrica LPSP pero que resultan determinantes para una vivienda aislada de montaña. Un sistema exclusivamente solar es vulnerable a episodios de cobertura de nieve sobre los paneles, que pueden prolongarse varios días en las Tierras Altas de Soria y durante los cuales la producción fotovoltaica se reduce a cero. En esas mismas condiciones, los frentes fríos suelen ir acompañados de vientos que mantienen operativo el aerogenerador. De forma simétrica, las calmas estivales que penalizan al escenario eólico coinciden con las jornadas de máxima irradiación solar. Esta complementariedad física, demostrada cuantitativamente por la correlación mensual de  $-0,679$ , constituye la principal justificación técnica del diseño híbrido adoptado.

## Capítulo 5. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se evalúa la viabilidad económica del sistema híbrido solar-eólico dimensionado en el capítulo anterior, comparándolo con un sistema exclusivamente fotovoltaico de prestaciones equivalentes y con la alternativa convencional de suministro mediante grupo electrógeno diésel. Para ello se construye un modelo financiero a 20 años que recoge la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento, y las reposiciones de cada alternativa, y se extraen indicadores normalizados que permiten una comparación objetiva entre tecnologías con estructuras de coste fundamentalmente distintas. El capítulo se cierra con un análisis de sensibilidad sobre las variables que más condicionan el resultado.

### 5.1 *COSTES DEL SISTEMA*

El análisis económico compara tres alternativas de suministro eléctrico para la vivienda aislada objeto de este proyecto: el sistema híbrido solar-eólico dimensionado en el capítulo anterior, el sistema exclusivamente fotovoltaico de prestaciones equivalentes y la continuidad del suministro mediante un grupo electrógeno diésel ya instalado. Para este último escenario se adopta la hipótesis de que la vivienda ya está electrificada con un grupo existente, de modo que la inversión inicial del escenario diésel no se computa por tratarse de un activo amortizado. De esta forma, la comparación se establece únicamente sobre los costes operativos evitados y las sustituciones futuras del equipo. Esta formulación, conocida como análisis de sustitución sobre activo existente, sitúa el resultado en el lado conservador al eliminar todo ahorro de inversión inicial del cálculo.

Las hipótesis financieras adoptadas son las siguientes: horizonte de análisis de 20 años, tasa de descuento nominal del 5 % (coste de oportunidad del capital para un particular), inflación general del 2,5 % aplicada a los costes de operación y escalada anual nominal del precio del gasóleo del 4 %, que incluye la inflación general más una deriva real del combustible. Todos

los importes de equipos se expresan con IVA incluido, al tratarse de una instalación para consumo privado sin posibilidad de deducción fiscal.

El grupo electrógeno se modela en régimen de funcionamiento continuo, sin almacenamiento asociado, lo que constituye una cota superior del coste de la alternativa fósil. La práctica documentada en la literatura incorpora un banco de baterías y opera el grupo como cargador, reduciendo sus horas de funcionamiento y mejorando su consumo específico, aunque manteniendo la dependencia del combustible y de la logística de suministro. El consumo específico se fija en 0,40 L/kWh, valor conservador dado que, a cargas parciales bajas, como las que impone el perfil de demanda de esta vivienda, el consumo real puede superar los 0,55 L/kWh.

El precio del gasóleo se establece en 1,10 €/L, correspondiente al nivel medio del gasóleo B en la provincia de Soria con anterioridad a la crisis energética de 2026, más un sobrecoste estimado de 0,15 €/L por entrega en cisterna a emplazamiento disperso. Este valor se considera representativo del coste normalizado a largo plazo.

### 5.1.1 INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

La siguiente tabla recoge la inversión inicial desglosada de los dos escenarios renovables. Los precios unitarios proceden de distribuidores nacionales e internacionales, y constituyen los precios finales de venta. Las partidas de cableado, ingeniería y montaje son estimaciones propias en base al tamaño de las instalaciones.

| Concepto                        | Uds.<br>híb. | Uds.<br>solar | €/ud.    | Importe<br>híbrido<br>(€) | Importe<br>solo solar<br>(€) |
|---------------------------------|--------------|---------------|----------|---------------------------|------------------------------|
| Módulo FV JA Solar              | 6            | 12            | 104,46   | 626,76                    | 1.253,52                     |
| Estructura soporte FV           | 1            | 2             | 409,73   | 409,73                    | 819,46                       |
| Aerogenerador Bornay Wind 25.2+ | 1            | 0             | 7.606,19 | 7.606,19                  | -                            |

|                                                     |               |               |                   |                  |                  |
|-----------------------------------------------------|---------------|---------------|-------------------|------------------|------------------|
| Estructura metálica y cimentación                   | 1             | 0             | 2.500,00          | 2.500,00         | -                |
| Baterías Pylontech US5000                           | 33,6<br>(kWh) | 43,2<br>(kWh) | 185,63<br>(€/kWh) | 6.237,00         | 8.019,00         |
| Regulador Victron 250/100-Tr                        | 1             | 2             | 642,43            | 642,43           | 1.284,86         |
| Inversor Victron MultiPlus-II                       | 1             | 1             | 870,86            | 870,86           | 870,86           |
| Cableado, protecciones y cuadros                    | 1             | 1             | 1.750,00          | 1.750,00         | 1.750,00         |
| <b>Subtotal equipos y materiales</b>                |               |               |                   | <b>20.642,97</b> | <b>13.997,70</b> |
| <b>Montaje e instalación (18 % s/<br/>material)</b> |               |               |                   | <b>3.715,73</b>  | <b>2.519,59</b>  |
| <b>Ingeniería y legalización</b>                    |               |               |                   | <b>1.250,00</b>  | <b>1.250,00</b>  |
| <b>TOTAL CAPEX</b>                                  |               |               |                   | <b>25.609 €</b>  | <b>17.767 €</b>  |

Tabla 25: CAPEX para los Escenarios Híbrido y Solo Solar (Fuente: Elaboración Propia)

La diferencia de inversión entre ambos escenarios es de 7.842 €, de los cuales 10.106 € corresponden al conjunto turbina y torre del escenario híbrido, parcialmente compensados por la reducción en paneles solares requeridos, un menor coste del almacenamiento (1.782 € menos por los 9,6 kWh de diferencia) y de un regulador MPPT adicional que requiere el escenario solo solar.

### 5.1.2 COSTES ANUALES (OPEX)

Para los escenarios renovables, el mantenimiento anual se estima en 250 €/año para el híbrido, que incorpora la revisión periódica del aerogenerador, y en 180 €/año para el solo solar, limitado a la limpieza de módulos y la inspección de la electrónica. Se prevé la reposición del banco de baterías en el año 12, al 70 % del coste inicial, atendiendo a la caída esperada del precio del almacenamiento y a que, con 62,6 ciclos equivalentes anuales y más

de 8.000 ciclos de vida de la Pylontech US5000, la limitación procede de la vida de calendario y no del ciclado. La electrónica de potencia se repone en el año 15 al 100 % del coste inicial.

Para el escenario diésel, el mantenimiento anual se estima en 1.936 €/año, derivado del coste de mantenimiento decenal publicado por el Generador de Precios de CYPE para un grupo de 8 kVA a 1.500 rpm, aplicando IVA. La periodicidad de sustitución del grupo se establece en 5 años, coherente con un equipo de 1.500 rpm en régimen de funcionamiento prolongado. El consumo anual de gasóleo asciende a 2.139 litros, resultado de aplicar el consumo específico de 0,40 L/kWh sobre la demanda de 5.348 kWh/año servida por esta alternativa.

## **5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO**

La comparación entre las tres alternativas se realiza mediante cuatro indicadores de uso habitual en la evaluación de proyectos energéticos aislados de red.

### **5.2.1 INDICADORES ECONÓMICOS**

#### **5.2.1.1 Coste Nivelado de la Energía (LCOE)**

El LCOE expresa el coste medio de cada kilovatio-hora efectivamente servido a lo largo del horizonte de análisis, incorporando tanto la inversión inicial como los costes de operación, mantenimiento y reposiciones, todos ellos descontados al valor presente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

Donde  $n$  es el horizonte de análisis (20 años),  $OPEX_t$  es el coste de operación en el año  $t$ ,  $E_t$  es la energía servida en el año  $t$  y  $k$  es la tasa de descuento nominal. Para los escenarios renovables, el denominador emplea la energía realmente entregada, descontando la fracción

no suministrada por el LPSP, lo que penaliza ligeramente a estos escenarios frente al diésel y constituye la comparación más conservadora.

#### **5.2.1.2 Valor Actual Neto (VAN)**

El VAN mide el ahorro actualizado neto que obtiene el propietario al elegir un escenario renovable en lugar del diésel. Se define como:

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

Donde  $F_t$  es el flujo diferencial del año  $t$ , definido como la diferencia entre el coste del diésel y el coste del escenario renovable en ese año. Un VAN positivo indica que el escenario renovable es económicamente preferible; cuanto mayor es, mayor es el ahorro acumulado a lo largo del horizonte.

#### **5.2.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La TIR es la tasa de descuento que anula el VAN, es decir, la rentabilidad implícita del mayor desembolso inicial que exige el escenario renovable:

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

No representa la rentabilidad de un proyecto con ingresos por venta de energía, sino la rentabilidad del sobrecoste de inversión medida en costes evitados. Una TIR superior a la tasa de descuento adoptada confirma que la inversión renovable es preferible.

#### **5.2.1.4 Payback**

Es el número de años necesarios para que el acumulado de los flujos diferenciales descontados pase de negativo a positivo, es decir, el momento a partir del cual el ahorro en combustible y mantenimiento ha compensado el sobrecoste de inversión inicial. A diferencia del *payback* simple, incorpora el valor temporal del dinero.

## 5.2.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

La tabla 26 presenta los indicadores económicos comparados de las tres alternativas, junto con las métricas operativas del capítulo de diseño técnico que condicionan los costes del ciclo de vida.

| Indicador                                | Híbrido       | Solo solar    | Diésel       |
|------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| Inversión inicial - CAPEX (€)            | 25.609        | 17.767        | -            |
| Coste actualizado del ciclo de vida (€)  | 32.592        | 24.683        | 87.174       |
| <b>LCOE (€/kWh)</b>                      | <b>0,503</b>  | <b>0,382</b>  | <b>1,308</b> |
| <b>VAN frente al diésel (€)</b>          | <b>54.582</b> | <b>62.491</b> | -            |
| <b>TIR frente al diésel</b>              | <b>21,6 %</b> | <b>30,3 %</b> | -            |
| <b>Payback descontado (años)</b>         | <b>5,2</b>    | <b>4,3</b>    | -            |
| Energía no suministrada (kWh/año)        | 150           | 160           | -            |
| Vertido sobre generación bruta           | 21,7 %        | 36,0 %        | -            |
| Ciclos equivalentes anuales              | 62,6          | 68,6          | -            |
| Almacenamiento instalado (kWh)           | 33,6          | 43,2          | -            |
| Coste de reposición de baterías (€)      | 4.366         | 5.613         | -            |
| Gasóleo consumido en 20 años (L)         | -             | -             | 42.784       |
| Emisiones CO <sub>2</sub> en 20 años (t) | -             | -             | 117,1        |

Tabla 26: Indicadores económicos y operativos comparados (Fuente: elaboración propia)

El resultado más destacado es la magnitud de la ventaja de ambos escenarios renovables frente al diésel. El LCOE del grupo electrógeno, 1,308 €/kWh, es 2,6 veces superior al del sistema híbrido y 3,4 veces superior al del solo solar. Esta diferencia no procede de la inversión en el equipo, sino fundamentalmente del combustible y del mantenimiento: del coste actualizado total del diésel (87.174 €), las sustituciones del grupo aportan solo el 19 %, mientras que el combustible representa el 47 % y el mantenimiento el 34 %. La conclusión, por tanto, no depende de las hipótesis sobre el precio ni sobre la vida útil del grupo electrógeno.

Ambos escenarios renovables presentan un VAN positivo holgado frente al diésel: 54.582 € el híbrido y 62.491 € el solo solar, con tasas internas de retorno del 21,6 % y el 30,3 % respectivamente, muy superiores a la tasa de descuento del 5 % adoptada. El plazo de recuperación descontado se sitúa en 5,2 años para el híbrido y 4,3 años para el solo solar, plazos breves en relación con el horizonte de 20 años y con la vida útil de los equipos.

La comparación directa entre los dos escenarios renovables arroja un resultado que merece análisis detenido. El sistema solo solar presenta un VAN superior en 7.909 € al del híbrido, diferencia que se explica casi íntegramente por el coste del conjunto turbina y torre (10.106 €), parcialmente compensado por el menor almacenamiento requerido por el híbrido. El punto de equilibrio, obtenido del análisis de sensibilidad, se sitúa en un coste del conjunto eólico de unos 3.400 €, por debajo del coste de la torre sola, lo que indica que con los precios actuales de la minieólica la ventaja económica del solo solar es robusta.

No obstante, la evaluación puramente económica no agota el análisis. El sistema híbrido ofrece tres ventajas operativas que no se traducen directamente en flujos de caja pero que resultan determinantes para una vivienda aislada en un entorno de montaña. En primer lugar, requiere un 22 % menos de capacidad de almacenamiento (33,6 frente a 43,2 kWh), con el consiguiente menor coste de reposición en el año 12 y menor riesgo de obsolescencia tecnológica del banco de baterías. En segundo lugar, reduce el vertido energético del 36,0 % al 21,7 %, es decir, una reducción relativa del 40 %, lo que indica un mejor aprovechamiento de la energía generada. En tercer lugar, la diversificación de fuentes proporciona resiliencia

frente a episodios meteorológicos extremos: una nevada que cubra los paneles reduce la producción fotovoltaica a cero, pero suele ir acompañada de viento, y las calmas que penalizan al eólico coinciden con las jornadas de máxima irradiación solar, como demuestra la correlación mensual negativa de -0,679 obtenida en la simulación.

La conclusión del análisis económico es, por tanto, dual. Frente a la alternativa fósil, cualquiera de los dos escenarios renovables es indiscutiblemente preferible: el ahorro de combustible y mantenimiento recupera la inversión en menos de seis años y genera un beneficio acumulado que, en valor actual, supera los 54.000 €. Frente al escenario solo solar, el sistema híbrido no se justifica por rentabilidad sino por resiliencia, menor dependencia de una fuente única y mejor aprovechamiento del recurso. La viabilidad económica de la hibridación queda condicionada a una reducción del coste de la minieólica que, con la tendencia de precios observada en la industria, podría materializarse a medio plazo.

### **5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

Para evaluar la robustez de los resultados obtenidos, se realiza un análisis de sensibilidad univariante sobre las dos partidas de coste que más condicionan la comparación entre el sistema híbrido y el solo solar: el coste del conjunto aerogenerador y torre, y el coste del almacenamiento electroquímico. En cada caso se varía la variable de interés en un rango amplio manteniendo el resto de las hipótesis fijas, y se observa la evolución del VAN de cada escenario renovable frente al diésel.

#### **5.3.1 COSTE DEL AEROGENERADOR**

La figura 16 muestra la evolución del VAN de los dos escenarios renovables en función del coste del conjunto eólico, que en la configuración base asciende a 10.106 € (7.606 € del aerogenerador más 2.500 € de torre y cimentación). El VAN del solo solar permanece constante, al no depender de esta variable, mientras que el del híbrido decrece linealmente con el coste del conjunto a razón de 1.180 € de VAN por cada 1.000 € de incremento, debido al efecto multiplicador del porcentaje de montaje sobre el coste de materiales.

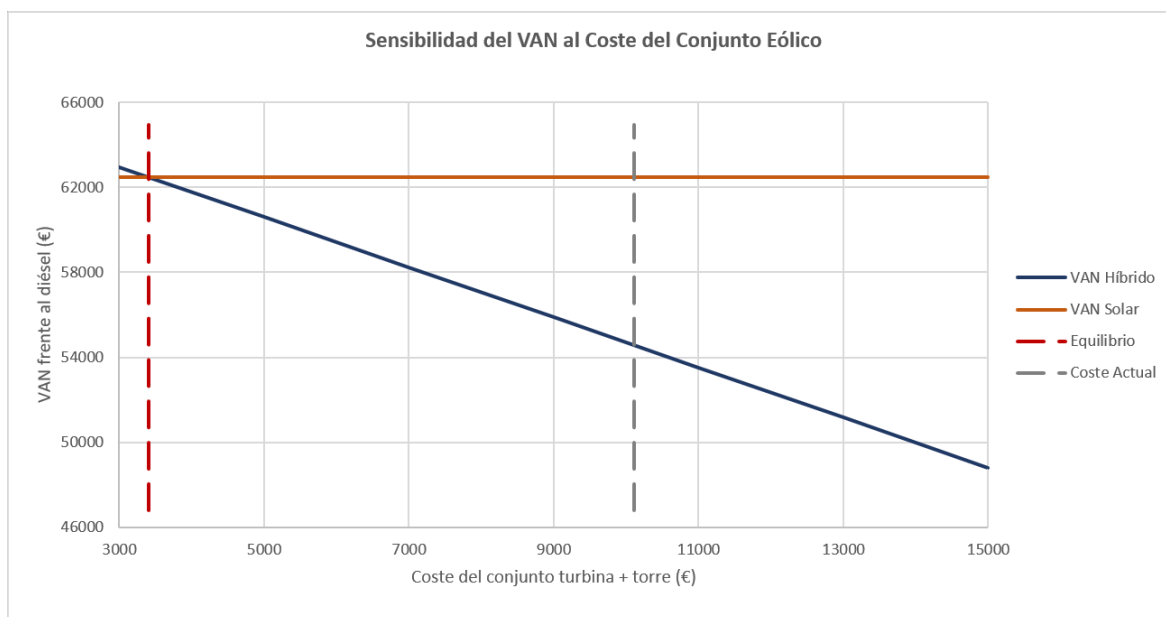
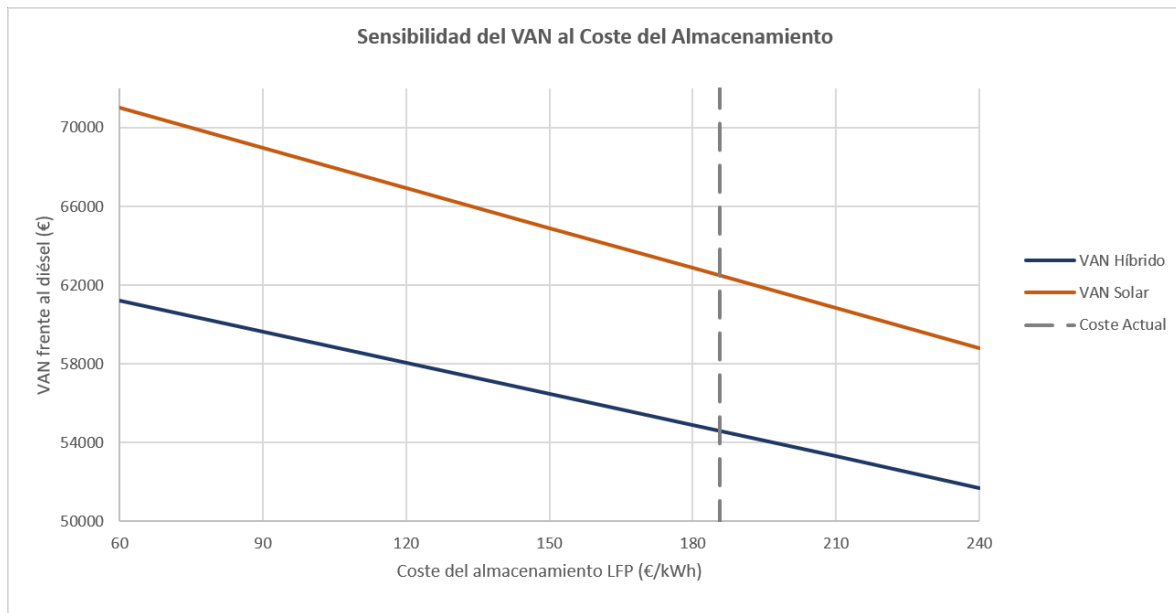


Figura 16: Sensibilidad del VAN al Coste del Conjunto Eólico (Fuente: Elaboración Propia)

Las dos curvas se cruzan en un coste del conjunto de aproximadamente 3.400 €, punto por debajo del cual el sistema híbrido sería económicamente preferible al solo solar. Este umbral es inferior al coste de mercado de la torre sola, lo que confirma que, con los precios actuales de la minieólica, la ventaja económica del solo solar es robusta y no depende de variaciones moderadas en el precio del aerogenerador. Una reducción significativa del coste de la minieólica, impulsada por economías de escala o por la evolución tecnológica del sector, podría alterar esta conclusión a medio plazo.

### 5.3.2 COSTE DEL ALMACENAMIENTO

La segunda variable analizada es el coste unitario del almacenamiento, que en la configuración base se sitúa en 185,63 €/kWh. A diferencia del caso anterior, esta variable afecta a ambos escenarios renovables, aunque de forma asimétrica: el solo solar, con 43,2 kWh instalados, es más sensible que el híbrido, que requiere solo 33,6 kWh. La figura 17 muestra esta evolución.



*Figura 17: Sensibilidad del VAN al Coste del Almacenamiento (Fuente: Elaboración Propia)*

A medida que el coste del almacenamiento aumenta, la brecha entre ambos escenarios se estrecha: pasa de 8.898 € a 120 €/kWh a 5.431 € a 350 €/kWh, una reducción del 39 %. El híbrido no llega a ser preferible en el rango analizado, pero la tendencia confirma que su menor dependencia del almacenamiento constituye una ventaja estructural cuya relevancia económica crece con el precio de las baterías. En el escenario opuesto, un abaratamiento del almacenamiento por debajo de 120 €/kWh (coherente con las proyecciones de la industria para las baterías LFP en la próxima década) ampliaría la ventaja del solo solar y reduciría aún más el incentivo económico de la hibridación.

En ambos casos, el VAN de los dos escenarios renovables se mantiene ampliamente positivo frente al diésel en todo el rango analizado, lo que confirma que la viabilidad económica de la sustitución del grupo electrógeno es robusta e independiente de las incertidumbres en el coste de los equipos renovables.

## Capítulo 6. IMPACTO Y ESCALABILIDAD

### 6.1 *IMPACTO*

La sustitución del grupo electrógeno diésel por un sistema de generación renovable elimina de forma directa las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes locales asociadas a la combustión continua de gasóleo. Para cuantificar este beneficio se parte del consumo anual del escenario diésel calculado en el capítulo anterior: 2.139 litros de gasóleo B, resultado de aplicar el consumo específico de 0,40 L/kWh sobre la demanda de 5.348 kWh/año.

Aplicando el factor de emisión estándar del gasóleo de automoción publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [34] de 2,74 kg CO<sub>2</sub>/litro, las emisiones anuales evitadas por la adopción de cualquiera de los escenarios renovables ascienden a aproximadamente 5.854 kg de CO<sub>2</sub>, es decir, cerca de 5,9 toneladas anuales. Acumuladas a lo largo del horizonte de análisis de 20 años, la reducción total alcanza las 117,1 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente. Esta cifra es independiente del escenario renovable elegido, ya que los tres diseños evaluados sustituyen la totalidad del consumo fósil con un LPSP inferior al 3 %, y las horas residuales de déficit no implican arranque del generador sino pérdida de suministro asumida por diseño.

Más allá del CO<sub>2</sub>, la eliminación del grupo electrógeno suprime las emisiones de contaminantes locales inherentes a la combustión de gasóleo: óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), partículas en suspensión (PM<sub>2,5</sub> y PM<sub>10</sub>), monóxido de carbono e hidrocarburos no quemados. En un emplazamiento rural aislado, donde el generador opera a escasos metros de la vivienda, estos contaminantes afectan de forma directa a la calidad del aire respirado por los residentes. Asimismo, se elimina por completo la contaminación acústica del grupo, cuyo nivel sonoro típico supera los 65 dB(A) a siete metros, una mejora especialmente relevante durante las horas nocturnas de funcionamiento.

## **6.2 ESCALABILIDAD**

El diseño adoptado presenta una arquitectura intrínsecamente modular que facilita tanto la replicación del modelo en otros emplazamientos como la ampliación de la instalación existente ante un eventual aumento de la demanda. El bus de corriente continua a 48 V, gestionado por reguladores MPPT independientes para cada string fotovoltaico y por el rectificador del aerogenerador, permite incorporar nuevos módulos solares o baterías adicionales sin necesidad de rediseñar la topología del sistema. El inversor-cargador Victron MultiPlus-II 48/5000 admite la conexión en paralelo de unidades adicionales para escalar la potencia de salida en alterna, y los módulos Pylontech US5000 se apilan directamente sobre el banco existente mediante su protocolo de comunicación propietario.

Desde el punto de vista del recurso, los resultados obtenidos para las Tierras Altas de Soria son extrapolables a un amplio conjunto de emplazamientos del interior peninsular que comparten condiciones climáticas similares: altitudes entre 800 y 1.400 metros, irradiación global horizontal entre 1.500 y 1.800 kWh/m<sup>2</sup> anuales y velocidades medias de viento entre 4 y 6 m/s a la altura de buje. La complementariedad estacional entre el recurso solar y el eólico, cuantificada en este trabajo mediante una correlación mensual de  $-0,679$ , es una característica estructural del clima continental de meseta, vinculada al patrón sinóptico de borrascas invernales y anticiclones estivales que domina la meteorología del interior de la Península Ibérica. Por tanto, el principio de hibridación que fundamenta este diseño mantiene su validez en cualquier emplazamiento sometido a este mismo régimen climático.

La replicación directa del modelo requiere únicamente la actualización de las series meteorológicas horarias del emplazamiento concreto y del factor de corrección eólico derivado del Global Wind Atlas, manteniendo intactos la metodología de simulación, la estrategia de gestión energética y los criterios de dimensionamiento. Para viviendas con perfiles de consumo superiores al considerado en este proyecto, la ampliación se resuelve mediante la adición de strings fotovoltaicos al regulador MPPT existente o la instalación de un segundo regulador, y el incremento del banco de baterías en módulos de 4,8 kWh, sin alterar la arquitectura del sistema.

## Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este trabajo ha abordado el diseño completo de un sistema híbrido solar y eólico para el suministro eléctrico autónomo de una vivienda rural aislada en las Tierras Altas de Soria, cubriendo desde la caracterización del recurso disponible hasta la evaluación de la viabilidad económica y el impacto ambiental de la instalación.

El análisis del recurso energético ha confirmado la existencia de una complementariedad estacional marcada entre la irradiación solar y el viento en el emplazamiento seleccionado, cuantificada mediante una correlación mensual de  $-0,679$ . Esta anticorrelación implica que los meses de menor producción fotovoltaica coinciden con los de mayor disponibilidad eólica, y viceversa. A nivel horario, la correlación es débilmente positiva ( $+0,159$ ), lo que indica que la complementariedad opera fundamentalmente a escala estacional y no a escala intradiaria. Este resultado es coherente con la literatura sobre el clima continental de la Península Ibérica y constituye la justificación física del enfoque híbrido adoptado.

La simulación horaria del balance energético a lo largo de las 8.760 horas del año ha permitido dimensionar tres escenarios a un nivel de fiabilidad equivalente (LPSP inferior al 3 %): el sistema híbrido, con 2,7 kW<sub>p</sub> fotovoltaicos, 3 kW eólicos y 33,6 kWh de almacenamiento; el sistema solo solar, con 5,4 kW<sub>p</sub> y 43,2 kWh; y el sistema solo eólico, con 12 kW y 76,8 kWh. La comparación de estos tres escenarios ha puesto de manifiesto las ventajas operativas de la hibridación: el sistema híbrido requiere un 22 % menos de capacidad de almacenamiento que el solo solar, presenta una tasa de vertido energético del 21,7 % frente al 36,0 % del solar (una reducción relativa del 40 %), y somete al banco de baterías a un ciclado un 9 % inferior, lo que se traduce en una mayor vida útil esperada del almacenamiento.

El análisis económico ha demostrado que ambos escenarios renovables son indiscutiblemente preferibles a la continuidad del suministro mediante grupo electrógeno diésel: el sistema híbrido presenta un VAN de 54.582 € y una TIR del 21,6 %, mientras que

el solo solar alcanza un VAN de 62.491 € y una TIR del 30,3 %, con plazos de recuperación inferiores a seis años en ambos casos. La comparación directa entre los dos escenarios renovables muestra que, con los precios actuales de la minieólica, el sistema solo solar resulta económicamente más favorable por una diferencia de 7.909 € en valor actual. No obstante, el análisis de sensibilidad ha revelado que esta diferencia se estrecha conforme aumenta el coste del almacenamiento, dado que el híbrido requiere un banco de baterías menor.

La conclusión global del trabajo es, por tanto, que la viabilidad del sistema híbrido frente al diésel está fuera de toda duda, y que la decisión entre hibridación y un sistema exclusivamente solar depende del peso que se otorgue a la resiliencia operativa frente a la rentabilidad económica pura. El sistema híbrido ofrece una diversificación de fuentes que lo hace menos vulnerable a episodios meteorológicos extremos, como nevadas que cubran los paneles o calmas prolongadas, proporcionando un suministro más robusto en un entorno de montaña donde la fiabilidad del sistema eléctrico es crítica. Con la tendencia descendente en el coste de la tecnología minieólica, impulsada por las economías de escala y la maduración del sector, es previsible que la hibridación alcance también la paridad económica con el escenario solo solar, consolidándose como la alternativa óptima para viviendas aisladas en la España interior.

No obstante, el trabajo deja abiertas varias líneas de desarrollo que permitirían refinar y ampliar los resultados obtenidos. En primer lugar, la elaboración de perfiles de carga más detallados, basados en campañas de monitorización real en viviendas rurales de la zona, proporcionaría una base empírica más sólida que las estimaciones tabuladas utilizadas en este proyecto. La incorporación de patrones estacionales de consumo y la distinción entre días laborables y festivos mejorarían la representatividad del balance energético horario.

En segundo lugar, el diseño técnico podría completarse con el dimensionamiento del cableado de corriente continua y alterna, la selección de las protecciones eléctricas (fusibles, magnetotérmicos, diferenciales y descargadores de sobretensión) y la elaboración del esquema unifilar completo de la instalación. Estos elementos, aunque no afectan al balance

energético ni al dimensionamiento de los equipos principales, son imprescindibles para la ejecución material del proyecto y para su tramitación administrativa.

En tercer lugar, la extensión del análisis a un horizonte meteorológico multianual, abarcando todo el periodo disponible en las bases de datos PVGIS y NASA POWER (2005–2023), permitiría verificar la representatividad estadística de los resultados obtenidos con el año 2023, que el propio trabajo ha identificado como un año favorable tanto en recurso eólico como solar respecto a la media climatológica.

Por último, la evolución de las tecnologías de almacenamiento electroquímico abre una línea de trabajo especialmente relevante para los emplazamientos de interior peninsular. Las baterías de iones de sodio, cuyo desarrollo comercial se encuentra en fase de aceleración, presentan un comportamiento térmico superior al del litio-ferrofosfato a temperaturas inferiores a 0 °C, condición habitual durante los meses de invierno en las Tierras Altas de Soria. La evaluación de esta tecnología como alternativa al banco de baterías LFP adoptado en este proyecto constituye un trabajo futuro de interés tanto técnico como económico.

## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Cortés-Ruiz, M., e Ibar-Alonso, R. (2021). Vulnerabilidad y resiliencia en la España vaciada. *Revista Electrónica de Comunicaciones y Trabajos de ASEPUMA*. Rect@, 22, 63-75. <https://doi.org/10.24310/recta.22.2.2021.19879>
- [2] Cano, L. (2025). *Mapa | España se acerca a los 50 millones de habitantes: municipios ganadores y perdedores*. ABC. <https://www.abc.es/espana/mapa-espana-cerca-millones-habitantes-municipios-ganadores-20251202123724-nt.html>
- [3] Hinojosa Gómez, V. A. (2025). Electrificación de las áreas rurales: progreso, desafíos y perspectivas hacia un desarrollo sostenible. Una revisión sistemática. *Revista InveCom*, 6(2), 1-8. <https://doi.org/10.5281/zenodo.17188819>
- [4] He, E. (2021). Reducing emissions from diesel generators in remote communities: How smart policy decisions can drive the transition to renewables. Pembina Institute. <https://www.pembina.org/pub/reducing-emissions-diesel-generators-remote-communities>
- [5] Huld, T., Müller, R. y Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803-1815. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>
- [6] Svarc, J. (2026). *Most efficient solar panels*. Clean Energy Reviews. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- [7] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21, 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>
- [8] AENOR. (2015). *Aerogeneradores. Parte 2: Aerogeneradores pequeños* (Norma UNE-EN 61400-2). <https://plataforma-aenormas-aenor-com.eu1.proxy.openathens.net/>
- [9] Ravoniharinaivo, R. O. L. R., Kebbaty, Y., Fokapu, O., Rasoarimanana, A. Y., Rakotoarisoa, J. C., & Razafinjaka, N. J. (2025). Design innovations and performance assessment of small wind turbines: A review for decentralized and off-grid applications. *Current Journal of Applied Science and Technology*, 44(7), 15–26. <https://doi.org/10.9734/cjast/2025/v44i74571>
- [10] Jurasz, J., Canales, F. A., Kies, A., Guezgouz, M., & Beluco, A. (2020). A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future

- research directions. *Solar Energy*, 195, 703–724.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>
- [11] Jerez, S., Trigo, R. M., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., & Montávez, J. P. (2013). Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. *Energy Procedia*, 40, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.007>
- [12] Jerez, S. y Trigo, R.M. (2013). Time-scale and extent at which large-scale circulation modes determine the wind and solar potential in the Iberian Peninsula. *Environmental Research Letters*, 8(4), 044035. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/4/044035>
- [13] Miglietta, M.M., Huld, T. y Monforti-Ferrario, F. (2017). Local complementarity of wind and solar energy resources over Europe: An assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 56(1), 217-234. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-16-0031.1>
- [14] Polo, J. (2025). Hybrid Wind-Solar Generation and Analysis for Iberian Peninsula: A Case Study. *Energies*, 18(15), Artículo 3966. <https://doi.org/10.3390/en18153966>
- [15] Kaabeche, A., Belhamel, M. e Ibtouen, R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2), 1214-1222. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>
- [16] May, G.J., Davidson, A. y Monahov, B. (2018). Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*, 15, 145-157. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.11.008>
- [17] Zsoldos, E.S. et al. (2024). The Operation Window of Lithium Iron Phosphate/Graphite Cells Affects their Lifetime. *Journal of the Electrochemical Society*, 171(8), 080527. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ad6cbd>
- [18] Wang, J., & Sun, X. (2011). Understanding and recent development of carbon coating on LiFePO<sub>4</sub> cathode materials for lithium-ion batteries. *Energy & Environmental Science*. <https://doi.org/10.1039/C1EE01263K>
- [19] Li, M. et al. (2024). Sodium-Ion Battery at Low Temperature: Challenges and Strategies. *Nanomaterials*, 14(19), 1604. <https://doi.org/10.3390/nano14191604>
- [20] Sai Bhargava Reddy, M., Jeong, D., Aich, S. y Pol, V.G. (2025). Low-temperature sodium-ion batteries: challenges, engineering strategies, safety considerations, and future directions. *EES Batteries*, 1, 1444. <https://doi.org/10.1039/D5EB00121H>
- [21] Bader, S. et al. (2025). Evaluating sodium-ion pouch cell battery for renewable energy storage under extreme conditions. *Communications Chemistry*, 8, artículo 229. <https://doi.org/10.1038/s42004-025-01709-6>

- [22] Singh, A.N. et al. (2023). Unleashing the potential of sodium-ion batteries: Current state and future directions for sustainable energy storage. *Advanced Functional Materials*, 33, 2304617. <https://doi.org/10.1002/adfm.202304617>
- [23] Modu, B., Abdullah, M.P., Sanusi, M.A. y Hamza, M.F. (2023). DC-based microgrid: Topologies, control schemes, and implementations. *Alexandria Engineering Journal*, 70, 61-92. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2023.02.021>
- [24] Lyu, G. et al. (2025). Maximum power point tracking strategies for solar PV systems: A review of current methods and future innovations. *Results in Engineering*, 28, 107227. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107227>
- [25] Goerlich, F.J. y Mollà, S. (2026). La población española en alta resolución. De la grid de 1 km × 1 km a una de 100 m × 100 m. Metodología, análisis y aplicaciones. Fundación BBVA e Ivie. <https://www.fbbva.es/publicaciones/la-poblacion-espanola-en-alta-resolucion/>
- [26] Instituto Nacional de Estadística (2025). Padrón municipal: población por municipios. Provincia de Soria. <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=2896>
- [27] Agencia Estatal de Meteorología (s.f.). Valores climatológicos normales: Soria (indicativo 2030). Período 1981-2010. <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=2030&k=cle>
- [28] Mancomunidad de Tierras Altas de Soria. (2026). *Inicio*. <https://mancomunidadtierrasaltas.es/>
- [29] Compañía Eólica de Tierras Altas, S.A. (2026). Nuestros parques. <https://www.cetasaeolica.com/nuestros-parques/>
- [30] European Commission, Joint Research Centre (2026). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), versión 5.3. Base de datos PVGIS-SARAH3. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- [31] Global Wind Atlas 4.0 (2026). DTU / World Bank Group / ESMAP. <https://globalwindatlas.info/>
- [32] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2025). *Reglamento electrotécnico para baja tensión* e *ITC*. [https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC)
- [33] NASA Langley Research Center. POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) Data Access Viewer. Base de datos MERRA-2. <https://power.larc.nasa.gov>

- [34] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2026). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. <https://www.miteco.gob.es/es.html>

## ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Al plantear una solución descentralizada y autosuficiente para las zonas rurales, este proyecto en su conjunto contribuye directamente a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), siendo los más relevantes:

### **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**

Este es el objetivo central del proyecto. El ODS 7 busca garantizar que todo el mundo tenga acceso a una energía limpia y a un precio razonable. El sistema híbrido es la solución para acabar con la dependencia de suministros externos.



*ODS 7: Energía asequible y no contaminante*

### **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

Para que un pueblo sea habitable hoy en día, necesita autonomía y servicios de calidad. Este proyecto ayuda a que las comunidades rurales sean más resilientes, pudiendo aguantar mejor algunas situaciones difíciles como temporales o crisis de suministros.



*ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles*

### **ODS 13: Acción por el clima**

Toda la energía que genera este sistema híbrido es energía limpia que no ha necesitado quemar diésel, permitiendo reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero perjudiciales para el medioambiente.



*ODS 13: Acción por el clima*

### **ODS Adicionales**

De manera secundaria, el proyecto también se alinea con el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura) ya que introduce tecnología moderna y digitalización en el campo; y con el ODS 10 (Reducción de las desigualdades) dado que se reduce la brecha entre el mundo urbano y el rural.



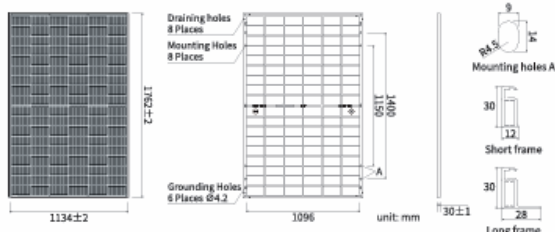
*ODS 9: Industria, innovación e infraestructura*



*ODS 10: Reducción de las desigualdades*

## ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS

### JAM54D41 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



#### MECHANICAL PARAMETERS

|                          |                                                                                     |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Cell                     | Mono                                                                                |
| Weight                   | 22kg                                                                                |
| Dimensions               | 1762±2mm×1134±2mm×30±1mm                                                            |
| Cable Cross Section Size | 4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)                                                  |
| No. of cells             | 108(6×18)                                                                           |
| Junction Box             | IP68, 3diodes                                                                       |
| Connector                | QC 4-10-351/ MC4-EVO2A                                                              |
| Cable Length             | Portrait: 300mm(+)/400mm(-)<br>(Including Connector) Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-) |
| Front Glass/Back Glass   | 1.6mm/1.6mm                                                                         |
| Packaging Configuration  | 36pcs/Pallet, 936pcs/40HQ Container                                                 |

Remark: customized frame color and cable length available upon request

#### ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

| TYPE                                        | JAM54D41<br>430/LB | JAM54D41<br>435/LB | JAM54D41<br>440/LB | JAM54D41<br>445/LB | JAM54D41<br>450/LB | JAM54D41<br>455/LB |
|---------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]  | 430                | 435                | 440                | 445                | 450                | 455                |
| Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) [V] | 38.50              | 38.70              | 38.90              | 39.10              | 39.30              | 39.50              |
| Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V] | 32.12              | 32.29              | 32.47              | 32.65              | 32.82              | 33.00              |
| Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A] | 14.14              | 14.23              | 14.31              | 14.40              | 14.48              | 14.56              |
| Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A] | 13.39              | 13.47              | 13.55              | 13.63              | 13.71              | 13.79              |
| Module Efficiency [%]                       | 21.5               | 21.8               | 22.0               | 22.3               | 22.5               | 22.8               |

|                                                                 |            |  |  |  |  |  |
|-----------------------------------------------------------------|------------|--|--|--|--|--|
| Power Tolerance                                                 | 0~+3%      |  |  |  |  |  |
| Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )  | +0.046%/°C |  |  |  |  |  |
| Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )  | -0.260%/°C |  |  |  |  |  |
| Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> ) | -0.290%/°C |  |  |  |  |  |

STC Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C, AM1.5G

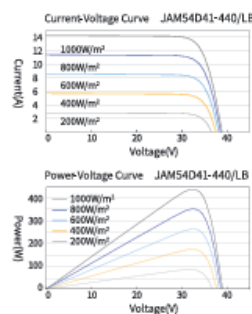
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

#### ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

| TYPE                                        | JAM54D41<br>430/LB | JAM54D41<br>435/LB | JAM54D41<br>440/LB | JAM54D41<br>445/LB | JAM54D41<br>450/LB | JAM54D41<br>455/LB |
|---------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]      | 464                | 470                | 475                | 481                | 486                | 491                |
| Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]  | 38.50              | 38.70              | 38.90              | 39.10              | 39.30              | 39.50              |
| Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]     | 32.11              | 32.29              | 32.47              | 32.65              | 32.82              | 32.99              |
| Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A] | 15.27              | 15.36              | 15.46              | 15.55              | 15.64              | 15.73              |
| Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]     | 14.46              | 14.55              | 14.63              | 14.72              | 14.81              | 14.89              |
| Irradiation Ratio (rear/front)              | 10%                |                    |                    |                    |                    |                    |

\* Bifaciality=P<sub>max, rear</sub>/Rated P<sub>max, front</sub>

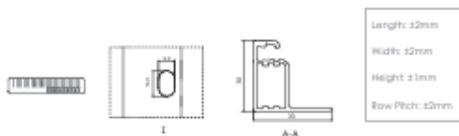
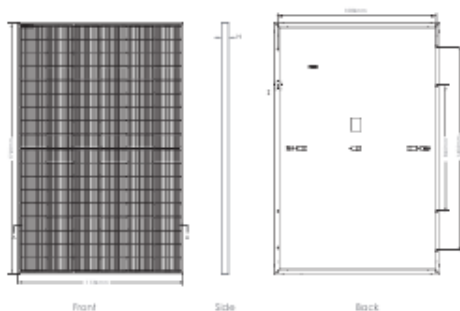
#### CHARACTERISTICS



#### OPERATING CONDITIONS

|                            |                                 |
|----------------------------|---------------------------------|
| Maximum System Voltage     | 1500V DC                        |
| Operating Temperature      | -40°C~+85°C                     |
| Maximum Series Fuse Rating | 30A                             |
| Maximum Static Load, Front | 5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> ) |
| Maximum Static Load, Back  | 2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )  |
| NOCT                       | 45±2°C                          |
| Bifaciality*               | 80%±10%                         |
| Fire Performance           | UL Type 38                      |

### Engineering Drawings

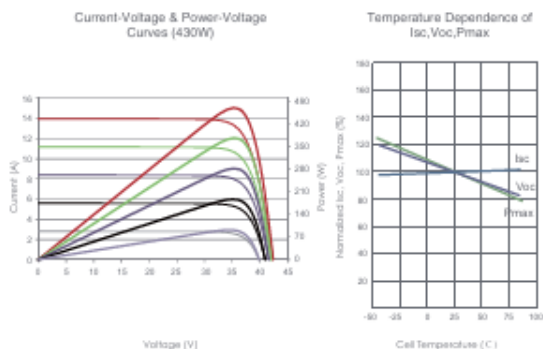


### Packing Configuration

[ Two pallets = One stack ]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

|                 |                                                                             |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Cell Type       | N type Mono-crystalline                                                     |
| No. of cells    | 108 (6×18)                                                                  |
| Dimensions      | 1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch)                                      |
| Weight          | 22 kg (48.50 lbs)                                                           |
| Front Glass     | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame           | Anodized Aluminium Alloy                                                    |
| Junction Box    | IP68 Rated                                                                  |
| Output Cables   | TUV 1×4.0mm<br>[+]: 400mm [-]: 200mm or Customized Length                   |
| Connector 1000V | Staubli MC4-JK03M/1B, JK03M2/1B, Jinko PV material                          |
| Type 1500V      | Staubli MC4-EVO2, JK03M/2B, JK03M2/2B, Jinko PV material                    |
| Fire Rating     | Class C                                                                     |

### SPECIFICATIONS

| Module Type                               | JKM420N-54HL4<br>JKM420N-54HL4-V                   |        | JKM425N-54HL4<br>JKM425N-54HL4-V |        | JKM430N-54HL4<br>JKM430N-54HL4-V |        | JKM435N-54HL4<br>JKM435N-54HL4-V |        | JKM440N-54HL4<br>JKM440N-54HL4-V |        |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|
|                                           | STC                                                | NOCT   | STC                              | NOCT   | STC                              | NOCT   | STC                              | NOCT   | STC                              | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 420Wp                                              | 316Wp  | 425Wp                            | 320Wp  | 430Wp                            | 323Wp  | 435Wp                            | 327Wp  | 440Wp                            | 331Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 31.97V                                             | 29.78V | 32.18V                           | 29.99V | 32.38V                           | 30.10V | 32.59V                           | 30.33V | 32.81V                           | 30.56V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 13.14A                                             | 10.61A | 13.21A                           | 10.67A | 13.28A                           | 10.73A | 13.35A                           | 10.78A | 13.41A                           | 10.83A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 38.54V                                             | 36.61V | 38.75V                           | 36.81V | 38.95V                           | 37.00V | 39.16V                           | 37.20V | 39.38V                           | 37.41V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.59A                                             | 10.97A | 13.66A                           | 11.03A | 13.73A                           | 11.09A | 13.80A                           | 11.14A | 13.86A                           | 11.19A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 21.51%                                             |        | 21.76%                           |        | 22.02%                           |        | 22.28%                           |        | 22.53%                           |        |
| Operating Temperature(°C)                 | -40°C~+85°C                                        |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Maximum system voltage                    | 1000/1500VDC (IEC) with -V=1500V, without -V=1000V |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Maximum series fuse rating                | 25A                                                |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Power measurement tolerance               | ±3%                                                |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Power sorting tolerance                   | -5W to +15W                                        |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Temperature coefficients of Pmax          | -0.29%/°C                                          |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.25%/°C                                          |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.045%/°C                                          |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C                                             |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |                                  |        |

\*STC:  Ir radiance 1000W/m<sup>2</sup>

 Cell Temperature 25°C

 AM=1.5

NOCT:  Ir radiance 800W/m<sup>2</sup>

 Ambient Temperature 20°C

 AM=1.5

 Wind Speed 1m/s



## 13+

|                       |                                                       |
|-----------------------|-------------------------------------------------------|
| Número de hélices     | 2                                                     |
| Diámetro              | 2,86 m                                                |
| Material              | Fibra de vidrio / carbono                             |
| Dirección de rotación | En sentido contrario a las agujas del reloj           |
| Sistema de control    | 1) Regulador electrónico<br>2) Pasivo por inclinación |

### Características eléctricas

|                  |                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alternador       | Trifásico de imanes permanentes                                                                                                                                                                                   |
| Imanes           | Neodimio                                                                                                                                                                                                          |
| Potencia nominal | 1500 W                                                                                                                                                                                                            |
| Voltaje nominal  | 220 Vac                                                                                                                                                                                                           |
| RPM              | @ 600                                                                                                                                                                                                             |
| Controladores    | Regulador MPPT Wind+<br>Multitensión: 12, 24, 48 Vdc<br>Intensidad: Max: 125 Amp<br>Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lithio<br>Interface Wind+<br>Bombeo directo de agua AC ó DC<br>Telecom<br>Conexión a red |

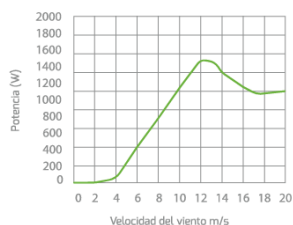
### Velocidad de viento

|                            |           |
|----------------------------|-----------|
| Rango de funcionamiento    | 2 -30 m/s |
| Para arranque              | 3 m/s     |
| Para potencia nominal      | 12 m/s    |
| Para frenado automático    | 14 m/s    |
| Máxima velocidad de viento | 60 m/s    |

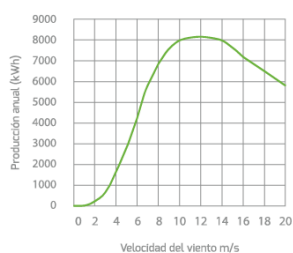
### Características físicas

|                    |                         |
|--------------------|-------------------------|
| Peso aerogenerador | 41 kg                   |
| Peso regulador     | 30 kg                   |
| Peso interface     | 20 kg                   |
| Embalaje           | 50 x 77 x 57 cm - 79 Kg |
| Dimensiones - peso | 153 x 27 x 7 cm - 7 Kg  |
| Total              | 0,22 m³ - 86 Kg         |
| Garantía           | 3 años                  |

Curva de potencia

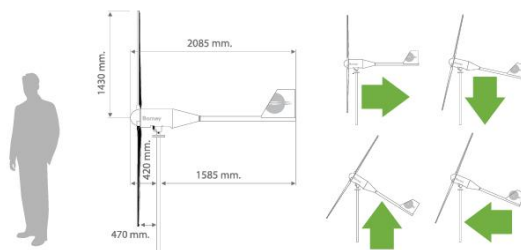


Energía



WIND+

### Dimensiones



## 25.2+

|                       |                                                       |
|-----------------------|-------------------------------------------------------|
| Número de hélices     | 2                                                     |
| Diámetro              | 4,05 m                                                |
| Material              | Fibra de vidrio / carbono                             |
| Dirección de rotación | En sentido contrario a las agujas del reloj           |
| Sistema de control    | 1) Regulador electrónico<br>2) Pasivo por inclinación |

### Características eléctricas

|                  |                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alternador       | Trifásico de imanes permanentes                                                                                                                                                                                   |
| Imanes           | Neodimio                                                                                                                                                                                                          |
| Potencia nominal | 3000 W                                                                                                                                                                                                            |
| Voltaje nominal  | 220 Vac                                                                                                                                                                                                           |
| RPM              | @ 400                                                                                                                                                                                                             |
| Controladores    | Regulador MPPT Wind+<br>Multitensión: 12, 24, 48 Vdc<br>Intensidad: Max. 125 Amp<br>Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lithio<br>Interface Wind+<br>Bombeo directo de agua AC ó DC<br>Telecom<br>Conexión a red |

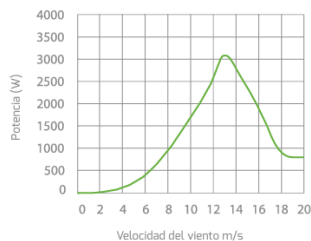
### Velocidad de viento

|                            |           |
|----------------------------|-----------|
| Rango de funcionamiento    | 2 -30 m/s |
| Para arranque              | 3 m/s     |
| Para potencia nominal      | 12 m/s    |
| Para frenado automático    | 14 m/s    |
| Máxima velocidad de viento | 60 m/s    |

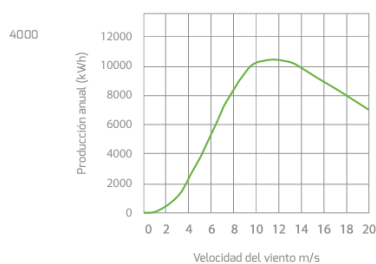
### Características físicas

|                    |                           |
|--------------------|---------------------------|
| Peso aerogenerador | 93 kg                     |
| Peso regulador     | 33 kg                     |
| Peso interface     | 24 kg                     |
| Embalaje           | 120 x 80 x 80 cm - 132 Kg |
| Dimensiones - peso | 220 x 40 x 15 cm - 19 Kg  |
| Total              | 0,90 m³ - 151 Kg          |
| Garantía           | 3 años                    |

Curva de potencia

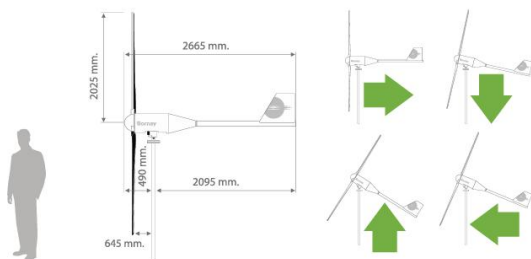


Energía



WIND+

Dimensiones



## 25.3+

|                       |                                                       |
|-----------------------|-------------------------------------------------------|
| Número de hélices     | 3                                                     |
| Diámetro              | 4,05 m                                                |
| Material              | Fibra de vidrio / carbono                             |
| Dirección de rotación | En sentido contrario a las agujas del reloj           |
| Sistema de control    | 1) Regulador electrónico<br>2) Pasivo por inclinación |

### Características eléctricas

|                  |                                                                                                         |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alternador       | Trifásico de imanes permanentes                                                                         |
| Imanes           | Neodimio                                                                                                |
| Potencia nominal | 5000 W                                                                                                  |
| Voltaje nominal  | 220 Vac                                                                                                 |
| RPM              | @ 400                                                                                                   |
| Controladores    | Regulador MPPT Wind+                                                                                    |
|                  | Multitensión: 12, 24, 48 Vdc<br>Intensidad: Max. 125 Amp<br>Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lithio |
|                  | Interface Wind+                                                                                         |
|                  | Bombeo directo de agua AC ó DC<br>Telecom<br>Conexión a red                                             |

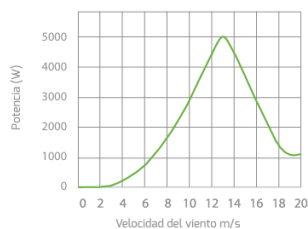
### Velocidad de viento

|                            |           |
|----------------------------|-----------|
| Rango de funcionamiento    | 2 -30 m/s |
| Para arranque              | 3 m/s     |
| Para potencia nominal      | 12 m/s    |
| Para frenado automático    | 14 m/s    |
| Máxima velocidad de viento | 60 m/s    |

### Características físicas

|                    |                              |
|--------------------|------------------------------|
| Peso aerogenerador | 107 kg                       |
| Peso regulador     | 33 kg                        |
| Peso interface     | 24 kg                        |
| Embalaje           | 120 x 80 x 80 cm - 143 Kg    |
| Dimensiones - peso | 260 x 40 x 15 cm - 22 Kg     |
| Total              | 0,91 m <sup>3</sup> - 165 Kg |
| Garantía           | 3 años                       |

### Curva de potencia

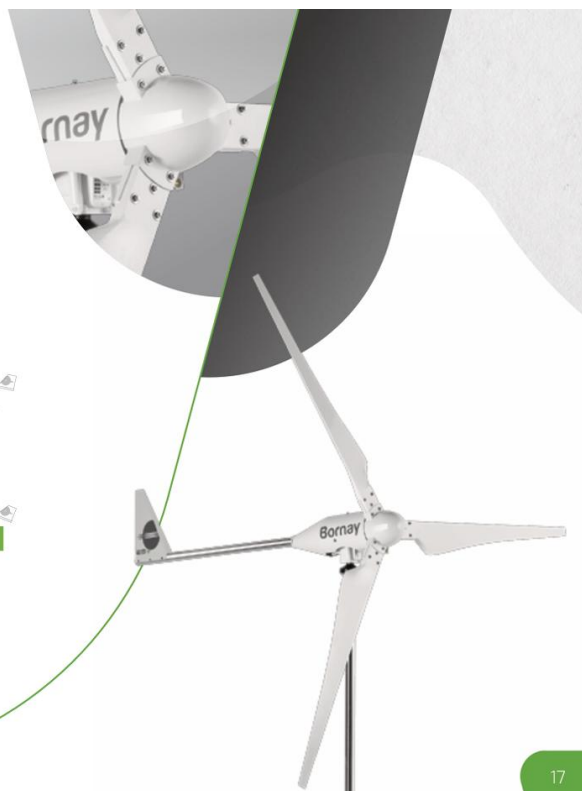
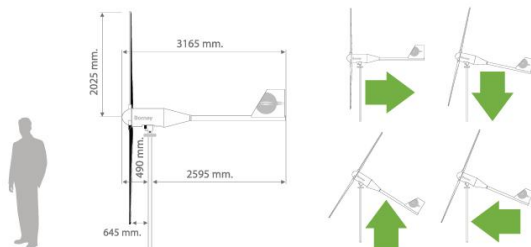


### Energía



WIND+

### Dimensiones



BATERÍA DE BAJA TENSIÓN / US5000

**US5000**



| Modelo                                                  |           | US5000                                                 |
|---------------------------------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------|
| Tensión nominal (VCC)                                   |           | 48                                                     |
| Capacidad nominal (kWh)                                 |           | 4,8                                                    |
| Capacidad útil (kWh)                                    |           | 4,56                                                   |
| Profundidad de descarga                                 |           | 95%                                                    |
| Dimensiones (Ancho*Profundidad*Alto mm)                 |           | 442*420*161                                            |
| Peso (kg)                                               |           | 39,7                                                   |
| Carga/<br>Descarga<br>(A)                               | (Normal)* | 100                                                    |
|                                                         | (Máx)*    | 105-119@ 15 min                                        |
|                                                         | (Pico)*   | 120-200@ 15 s                                          |
| Corriente de cortocircuito / duración (A/ms)            |           | <2000                                                  |
| Puerto de comunicación                                  |           | RS485/CAN                                              |
| Configuración (cantidad máxima en un grupo de baterías) |           | 16                                                     |
| Temperatura de funcionamiento (°C) Carga                |           | 0-55                                                   |
| Temperatura de funcionamiento (°C) Descarga             |           | -10-55                                                 |
| Temperatura de almacenamiento (°C)                      |           | -20-45                                                 |
| Grado de protección IP                                  |           | IP20                                                   |
| Humedad (% HR, sin condensación)                        |           | 5%-95%                                                 |
| Altitud (m)                                             |           | <4000                                                  |
| Vida útil de diseño (@25°C)                             |           | 15 años                                                |
| Vida útil de ciclo (@25°C)**                            |           | 8,000+                                                 |
| Certificación                                           |           | UL1973/UL9540A/IEC62619/IEC63056/IEC61000-6-2/3/UN38.3 |

\*La corriente de funcionamiento continua recomendada y máxima se considera para una temperatura de las celdas de la batería entre 10 y 40°C. Fuera de ese rango de temperatura, la corriente de funcionamiento se reduce (derating).

\*\* La vida útil en ciclos se define en función de condiciones de operación específicas. Para más detalles, consulte con el equipo de servicio de Pylontech.



## SmartSolar Charge Controllers with VE.Can interface MPPT 250/70 VE.Can up to MPPT 250/100 VE.Can



SmartSolar Charge Controller  
MPPT 250/100-Tr VE.Can  
with optional pluggable display



SmartSolar Charge Controller  
MPPT 250/100-Tr VE.Can  
without display



Bluetooth sensing:  
Smart Battery Sense



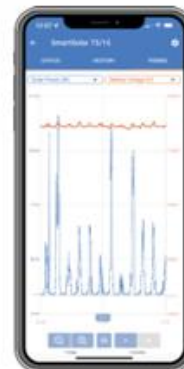
Bluetooth sensing:  
BMV-712 Smart Battery Monitor



Bluetooth sensing: SmartShunt



SmartSolar pluggable display



### Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a clouded sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30 % compared to PWM charge controllers and by up to 10 % compared to slower MPPT controllers.

### Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power (MPP) points may be present on the power-voltage curve. Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP. The innovative SmartSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

### Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 99 %.

### Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm, and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

### Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.  
PV short circuit and PV reverse polarity protection.  
PV reverse current protection.

### Bluetooth Smart built-in

The wireless solution to set-up, monitor, update and synchronise SmartSolar Charge Controllers.

### Internal temperature sensor and optional external battery voltage, temperature and current sensing via Bluetooth

A Smart Battery Sense, a BMV-712 Smart Battery Monitor or a SmartShunt can be used to communicate battery voltage and temperature (and current, in case of a BMV 712 or a SmartShunt) to one or more SmartSolar Charge Controllers.

### VE.Direct or VE.Can

For a wired data connection to a Color Control GX, other GX products, PC or other devices.

### Synchronized parallel charging with VE.Can or Bluetooth

Up to 25 units can be synchronized with VE.Can, and up to 10 units with Bluetooth.

### Fully discharged battery recovery function

Will initiate charging even if the battery has been discharged to zero volts.  
Will reconnect to a fully discharged Li-ion battery with integrated disconnect function.

### VE.Can: the multiple controller solution

Up to 25 units can be synchronised with VE.Can.

### Remote on-off

To connect for example to a VE.BUS BMS.

### Programmable relay

Can be programmed to trip on an alarm, or other events.

### Optional: SmartSolar pluggable LCD display

Simply remove the rubber seal that protects the plug on the front of the controller, and plug-in the display.

| SmartSolar Charge Controller with VE.Can interface                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 250/70                                                                                                            | 250/85                                                                              | 250/100 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Battery voltage                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 12/24/48 V Auto Select (36 V: manual)                                                                             |                                                                                     |         |
| Rated charge current                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 70 A                                                                                                              | 85 A                                                                                | 100 A   |
| Nominal PV power, 12 V 1a,b)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 1000 W                                                                                                            | 1200 W                                                                              | 1450 W  |
| Nominal PV power, 24 V 1a,b)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2000 W                                                                                                            | 2400 W                                                                              | 2900 W  |
| Nominal PV power, 36 V 1a,b)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 3000 W                                                                                                            | 3600 W                                                                              | 4350 W  |
| Nominal PV power, 48 V 1a,b)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 4000 W                                                                                                            | 4900 W                                                                              | 5800 W  |
| Max. PV short circuit current 2)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 35 A (max 30 A per MC4 conn.)                                                                                     | 70 A (max 30 A per MC4 conn.)                                                       |         |
| Maximum PV open circuit voltage                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 250 V absolute maximum coldest conditions<br>245 V start-up and operating maximum                                 |                                                                                     |         |
| Maximum efficiency                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 99 %                                                                                                              |                                                                                     |         |
| Self-consumption                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Less than 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V                                                                             |                                                                                     |         |
| Charge voltage 'absorption'                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V<br>(adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth) |                                                                                     |         |
| Charge voltage 'float'                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V<br>(adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)      |                                                                                     |         |
| Charge voltage 'equalization'                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Default setting: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (adjustable)                                                   |                                                                                     |         |
| Charge algorithm                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | multi-stage adaptive (eight pre-programmed algorithms) or user defined algorithm                                  |                                                                                     |         |
| Temperature compensation                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | -16 mV / -32 mV / -64 mV / °C                                                                                     |                                                                                     |         |
| Protection                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature                                                     |                                                                                     |         |
| Operating temperature                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | -30 to +60 °C (full rated output up to 40 °C)                                                                     |                                                                                     |         |
| Humidity                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 95 %, non-condensing                                                                                              |                                                                                     |         |
| Maximum altitude                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 5000 m (full rated output up to 2000 m)                                                                           |                                                                                     |         |
| Environmental condition                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Indoor, unconditioned                                                                                             |                                                                                     |         |
| Pollution degree                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | PD3                                                                                                               |                                                                                     |         |
| Data communication                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | VE.Can, VE.Direct and Bluetooth                                                                                   |                                                                                     |         |
| Remote on/off                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Yes (2 pole connector)                                                                                            |                                                                                     |         |
| Programmable relay                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | DPST AC rating: 240 VAC / 4 A DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC                                       |                                                                                     |         |
| Parallel operation                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Yes, parallel synchronised operation with VE.Can (max. 25 units) or Bluetooth (max. 10 units)                     |                                                                                     |         |
| ENCLOSURE                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                   |                                                                                     |         |
| Colour                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Blue (RAL 5012)                                                                                                   |                                                                                     |         |
| PV terminals 3)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (Tr models)<br>Two pairs of MC4 connectors (MC4 models)                                 | 35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (Tr models)<br>Three pairs of MC4 connectors (MC4 models) |         |
| Battery terminals                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 35mm <sup>2</sup> / AWG2                                                                                          |                                                                                     |         |
| Protection category                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | IP43 (electronic components), IP22 (connection area)                                                              |                                                                                     |         |
| Weight                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 3 kg                                                                                                              | 4,5 kg                                                                              |         |
| Dimensions (h x w x d) in mm                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Tr models: 185 x 250 x 95 mm<br>MC4 models: 215 x 250 x 95 mm                                                     | Tr models: 216 x 295 x 103<br>MC4 models: 246 x 295 x 103                           |         |
| STANDARDS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                   |                                                                                     |         |
| Safety                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2                                                                                |                                                                                     |         |
| STORED TRENDS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                   |                                                                                     |         |
| Data stored                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Battery voltage, current and temperature, as well as load output current, PV voltage and PV current.              |                                                                                     |         |
| Number of days trends data is stored                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 46                                                                                                                |                                                                                     |         |
| 1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power.<br>1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5 V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1 V.<br>2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.<br>3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels<br>Maximum current per MC4 connector: 30 A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker) |                                                                                                                   |                                                                                     |         |



With VE.Can up to 25 Charge Controllers can be daisy-chained and connected to a Color Control GX or other GX device  
Each Controller can be monitored individually, for example on a Color Control GX and on the VRM website



## Inversor/cargador MultiPlus-II

230 V

[▶ Página del producto en línea](https://ve3.nl/6H)



Área de conexión  
MultiPlus-II 3k

#### Un MultiPlus, con funcionalidad ESS (Sistema de almacenamiento de energía)

El MultiPlus-II es un inversor/cargador multifuncional con todas las funciones del MultiPlus, más un sensor de corriente externa opcional que amplía las funciones PowerControl y PowerAssist hasta 50 A y 100 A respectivamente. El MultiPlus-II es ideal para su uso profesional en el ámbito marino, navegación de recreo, vehículos y aplicaciones terrestres no conectadas a la red.

También dispone de una funcionalidad antiisla incorporada y homologaciones en cada vez países para su uso como ESS. Existen varias configuraciones del sistema posibles. Podrá encontrar información más detallada en el Manual de diseño y configuración de sistemas ESS.



#### PowerControl y PowerAssist – aumento de la capacidad de la red o de un generador

Se puede establecer una corriente máxima del generador o de la red. El MultiPlus-II tendrá en cuenta las demás cargas de CA y utilizará la corriente sobrante para cargar la batería, evitando así sobrecargar el generador o la red (función PowerControl).

PowerAssist lleva el principio de PowerControl a otra dimensión. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el MultiPlus-II compensará la falta de potencia del generador, de la toma de puerto o de la red con energía de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

#### Energía solar: Energía CA disponible incluso durante un apagón

El MultiPlus II puede utilizarse en sistemas fotovoltaicos, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas de energía alternativos. Es compatible tanto con controladores de carga solar como con inversores conectados a la red.

#### Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El MultiPlus II se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando la entrada del MultiPlus II tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

#### Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

Hasta 6 Multis pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 48/5000/70, por ejemplo, darán una potencia de salida de 25 kW/30 kVA y una capacidad de carga de 420 amperios.

Además de la conexión en paralelo, se pueden configurar tres unidades del mismo modelo para una salida trifásica. Pero eso no es todo: se pueden conectar en paralelo hasta 6 juegos de tres unidades que proporcionarán una capacidad de inversor de 75 kW / 90 kVA y más de 1200 amperios de capacidad de carga.

Los modelos MultiPlus-II 8 k, 10 k, y 15 k sólo pueden conectarse en paralelo si se utiliza un interruptor de transferencia externo CA. Para más información, consulte el [manual de la aplicación del interruptor de transferencia externo para el MultiPlus-II](#).

#### Configuración, seguimiento y control del sistema in situ

La configuración puede cambiarse en cuestión de minutos con el software VEConfigure (se necesita un ordenador o un portátil y una interfaz MK3-USB).

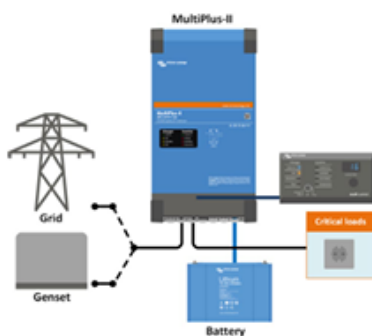
Hay varias opciones de seguimiento y control disponibles: Cerbo GX, Ekran GX, portátil, ordenador, bluetooth (con la mochila opcional VEBus Smart), monitor de baterías, panel Digital Multi Control.

#### Configuración y seguimiento remotos

Instale un Cerbo GX u otro producto GX para conectarse a Internet.

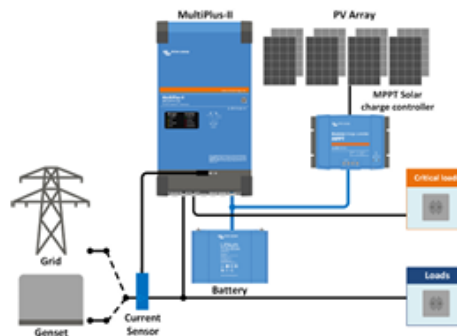
Los datos de funcionamiento se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Una vez conectado a Internet, se puede acceder a los sistemas de forma remota y se puede cambiar la configuración.



#### Aplicación estándar marina, móvil o no conectada a la red

Las cargas que deberían apagarse cuando no hay energía en la entrada de CA pueden conectarse a una segunda salida (no se muestra en la imagen). La función PowerControl y PowerAssist tendrá en cuenta estas cargas para limitar la entrada de CA a un valor seguro.



#### Topología paralela a la red con controlador de carga solar MPPT

El MultiPlus-II utilizará los datos del sensor de CA externa (pedir por separado) o del medidor de energía para optimizar el autoconsumo y, si lo desea, evitar la devolución a la red del excedente de energía solar. En caso de un corte del suministro eléctrico, el MultiPlus-II seguirá alimentando las cargas críticas.



#### Ekrano GX o Cerbo GX

Proporciona un control y una supervisión intuitivos del sistema y permite acceder a nuestra web de seguimiento remoto gratuita: el portal en línea VRM.



#### Portal VRM

Nuestra web gratuita de seguimiento remoto (VRM) puede mostrar todos los datos del sistema en un completo formato gráfico. Los ajustes del sistema pueden modificarse a distancia a través del portal. Se pueden recibir alarmas por correo electrónico o notificaciones push.

#### App VRM

Controle y gestione su sistema Victron Energy desde su *smartphone* o tableta. Disponible tanto para iOS como para Android.



#### Panel Digital Multi Control

Una solución cómoda y económica para la supervisión y control. Con interruptor on/off/charger only (solo cargador), lectura completa de LED y selector giratorio para establecer los niveles de PowerControl y PowerAssist.



#### Mochila VE.Bus Smart

Para monitorización y control por Bluetooth junto con la aplicación VictronConnect. También mide la tensión y la temperatura de la batería.



#### Interfaz MK3-USB

Es necesaria para configurar el MultiPlus. Puede usarse con la aplicación VictronConnect o con el software VEConfigure. La interfaz se conecta al MultiPlus mediante un cable RJ45 y se enchufa en un puerto USB.



#### Aplicación VictronConnect

Para monitorizar o configurar el MultiPlus con su teléfono, tableta u ordenador.



#### Sensor de corriente de 100 A:50 mA

Para implementar PowerControl y PowerAssist y para optimizar el autoconsumo gracias a la detección de la corriente externa. Corriente máxima: 100 A

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|
| MultiPlus-II 230V                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 12/3000/120-32<br>24/3000/70-32<br>48/3000/35-32                                                            | 12/5000/220-50<br>24/5000/120-50<br>48/5000/70-50     | 48/8000/<br>110-100                                     | 48/10000/<br>140-100 | 48/15000/<br>200-100 |
| PowerControl y PowerAssist                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Sí                                                                                                          |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Conmutador de transferencia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 32 A                                                                                                        | 50 A                                                  | 100 A                                                   | 100 A                | 100 A                |
| Corriente máxima de entrada CA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 32 A                                                                                                        | 50 A                                                  | 100 A                                                   | 100 A                | 100 A                |
| INVERSOR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Rango de tensión de entrada CC                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 12 V: 9,5-17 V 24 V: 19-33 V 48 V: 38-66 V                                                                  |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Salida                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Tensión de salida: 230 VCA ± 2 % Frecuencia: 50 Hz ± 0,1 % <sup>1)</sup>                                    |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Potencia cont. de salida a 25 °C <sup>2)</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 3000 VA                                                                                                     | 5000 VA                                               | 8000 VA                                                 | 10000 VA             | 15000 VA             |
| Potencia cont. de salida a 25 °C                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 2400 W                                                                                                      | 4000 W                                                | 6400 W                                                  | 8000 W               | 12000 W              |
| Potencia cont. de salida a 40 °C                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 2200 W                                                                                                      | 3700 W                                                | 5500 W                                                  | 7000 W               | 10000 W              |
| Potencia cont. de salida a 65 °C                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 1700 W                                                                                                      | 3000 W                                                | 4000 W                                                  | 6000 W               | 7000 W               |
| Balance neto máximo aparente (corriente retornada a la red)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 3000 VA                                                                                                     | 5000 VA                                               | 8000 VA                                                 | 10000 VA             | 15000 VA             |
| Pico de potencia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 5500 W                                                                                                      | 9000 W                                                | 15000 W                                                 | 18000 W              | 27000 W              |
| Eficacia máxima                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 93 %/94 %/95 %                                                                                              | 95 %/96 %/96 %                                        | 95 %                                                    | 96 %                 | 95 %                 |
| Consumo en vacío                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 13 / 13 / 11 W                                                                                              | 15 / 18 / 18 W                                        | 29 W                                                    | 38 W                 | 55 W                 |
| Consumo en vacío en modo AES                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 9 / 9 / 7 W                                                                                                 | 11 / 12 / 12 W                                        | 19 W                                                    | 27 W                 | 39 W                 |
| Consumo en vacío en modo búsqueda                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 3 / 3 / 2 W                                                                                                 | 3 / 3 / 2 W                                           | 3 W                                                     | 4 W                  | 6 W                  |
| CARGADOR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Entrada de CA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA<br>Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz                               |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Tensión de carga de "absorción"                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 14,4 / 28,8 / 57,6 V                                                                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Tensión de carga de "flotación"                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 13,8 / 27,6 / 55,2 V                                                                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Modo de almacenamiento                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 13,2 / 26,4 / 52,8 V                                                                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Máxima corriente de carga de la batería <sup>3)</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 120 / 70 / 35 A                                                                                             | 220/120/ 70 A                                         | 110 A                                                   | 140 A                | 200 A                |
| Sensor de temperatura de la batería                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | No incluido con los modelos de 48 V. Número de pedido: A5500001000                                          |                                                       |                                                         |                      |                      |
| GENERAL                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Salida auxiliar                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Sí (32 A)                                                                                                   |                                                       | Sí (50 A)                                               |                      |                      |
| Sensor de CA externa (opcional)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 100 A                                                                                                       |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Relé programable <sup>4)</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Sí                                                                                                          |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Protección <sup>5)</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | a – q                                                                                                       |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Puerto de comunicación VE-Bus                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Para funcionamiento paralelo y trifásico, control remoto e integración del sistema                          |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Puerto de comunicaciones de uso general                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Sí, 2 puertos                                                                                               |                                                       |                                                         |                      |                      |
| On/Off remoto                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Sí                                                                                                          |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Temperatura de trabajo                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | -40 a +65 °C (refrigerado por ventilador)                                                                   |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Humedad (sin condensación)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | máx. 95 %                                                                                                   |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Altitud máxima                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 2.000 m                                                                                                     |                                                       |                                                         |                      |                      |
| CARCASA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Materiales y color                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | acero, azul RAL 5012                                                                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Grado de protección                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | IP22                                                                                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Conexión de la batería                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Pernos M8                                                                                                   |                                                       | Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas) |                      |                      |
| Conexión 230 V CA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Bornes de tornillo de 13 mm <sup>2</sup> (6 AWG)                                                            |                                                       | Pernos M6                                               | Pernos M6            | Pernos M6            |
| Peso                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 19 kg                                                                                                       | 33 / 30 / 30 kg                                       | 42 kg                                                   | 49 kg                | 80 kg                |
| Dimensiones (a x b x p)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 546 x 275 x 147<br>499 x 268 x 141<br>499 x 268 x 141                                                       | 702 x 345 x 152<br>607 x 330 x 149<br>565 x 320 x 149 | 642 x 363 x 206                                         | 677 x 363 x 206      | 810 x 403 x 217      |
| NORMAS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Seguridad                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29,<br>EN-IEC 62109-1, EN-IEC 62109-2                                        |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Emissiones, Inmunidad                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | EN 55014-1, EN 55014-2<br>EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3<br>IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3 |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Sistema de alimentación ininterrumpida                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Puede consultar los certificados en nuestro sitio web                                                       |                                                       |                                                         |                      |                      |
| Antisía                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Puede consultar los certificados en nuestro sitio web                                                       |                                                       |                                                         |                      |                      |
| 1) Puede ajustarse a 60 Hz<br>2) Claves de protección:<br>a) cortocircuito de salida<br>b) sobrecarga<br>c) tensión de la batería demasiado alta<br>d) tensión de la batería demasiado baja<br>e) temperatura demasiado alta<br>f) 230 VCA en la salida del inversor<br>g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta<br>3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1<br>4) Hasta 25 °C de temperatura ambiente<br>5) Relé programable que puede configurarse para las funciones de alarma general, subintención CC o señal de arranque para el generador. Capacidad nominal CA: 230 V/4 A, Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VCC y 1 A hasta 60 VCC |                                                                                                             |                                                       |                                                         |                      |                      |