E-mail: email@ejemplo.com
Teléfono: +XX 123456789
Dirección: Calle Ejemplo 123, CP 31560, Burgos, España

INFORME TÉCNICO
06/11/2026

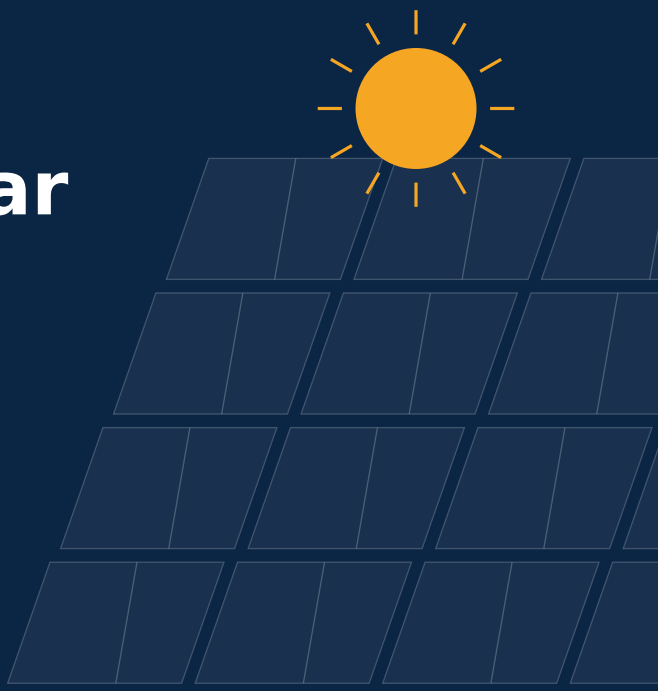
Cliente: Cliente de ejemplo

INFORME DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Vivienda unifamiliar

Cordovilla · 42.7866°, -1.6486°

Tipo de instalación: Autoconsumo con excedente



5,34	7.382	8,6 años	658 €
kWp instalados	kWh/año (AC)	Payback simple	Ahorro anual

Ubicación	Cordovilla
Instalación	5,34 kWp · 12 módulos
Cliente	Cliente de ejemplo
Preparado por	Instalaciones Ejemplo
Fecha	06/11/2026

Las cifras de este documento son estimaciones de una simulación con un año meteorológico tipo; no son una garantía de producción.

Índice

1. Resumen ejecutivo 3

2. Consumo de la instalación 4

3. Componentes 5

4. Topología de la instalación 6

5. Layout sobre el tejado 7

6. Producción anual 10

7. Producción típica 11

8. Balance energético 13

9. Análisis económico 15

10. Recomendaciones 18

Anexo A — Metodología y referencias 19

Anexo B — Configuración del análisis 20

Anexo C — Cascada de pérdidas 21

1. Resumen ejecutivo

La instalación **Vivienda unifamiliar**, ubicada en Cordovilla, tiene una potencia pico de **5,34 kWp** y genera **7.382 kWh/año** en corriente alterna (7.593 kWh/año en DC), lo que equivale a un rendimiento específico de **1.382 kWh/kWp**. El **31,6 %** de la generación se autoconsume y la instalación cubre el **38,9 %** de la demanda. Con una inversión de **4.746 €**, el periodo de retorno simple estimado es de **8,6 años**.

5,34 Potencia pico [kWp]	**7.382** Energía AC anual [kWh]	**1.382** Rend. específico [kWh/kWp]	**0,89** Ratio DC/AC
4.746 € CAPEX total	**658 €** Ahorro anual	**8,6 años** Payback simple	**11,0 %** TIR

Producción mensual

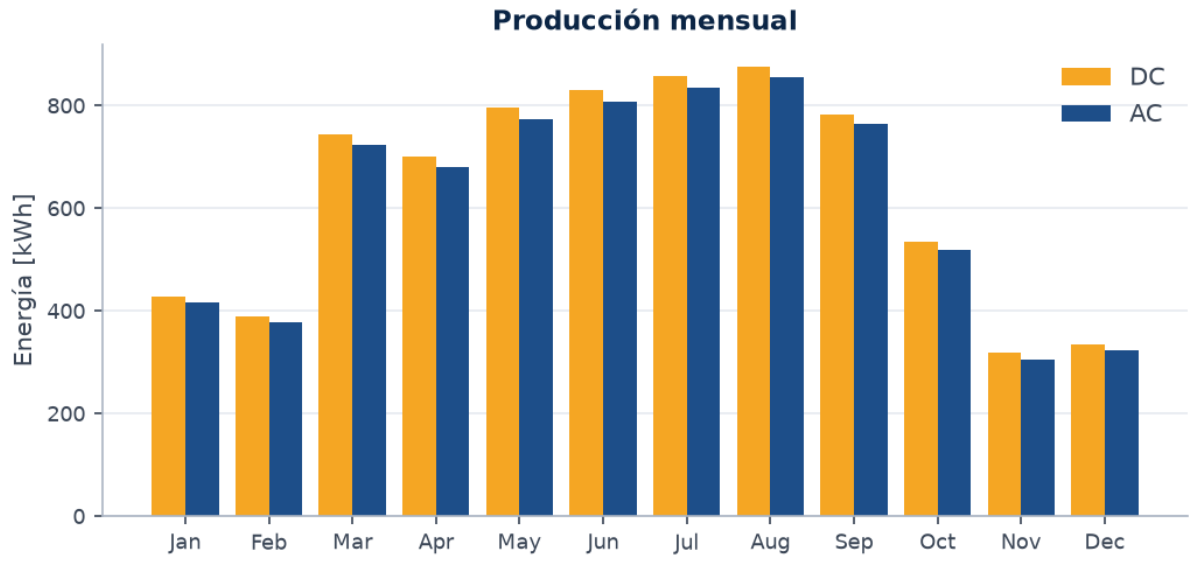


Figura 1. Producción energética mensual de la instalación.

2. Consumo de la instalación

Tipo de perfil	Vivienda
Consumo anual	6.000 kWh
Potencia pico	1,51 kW
Potencia media	0,68 kW
Fuente	factura

Curva semanal

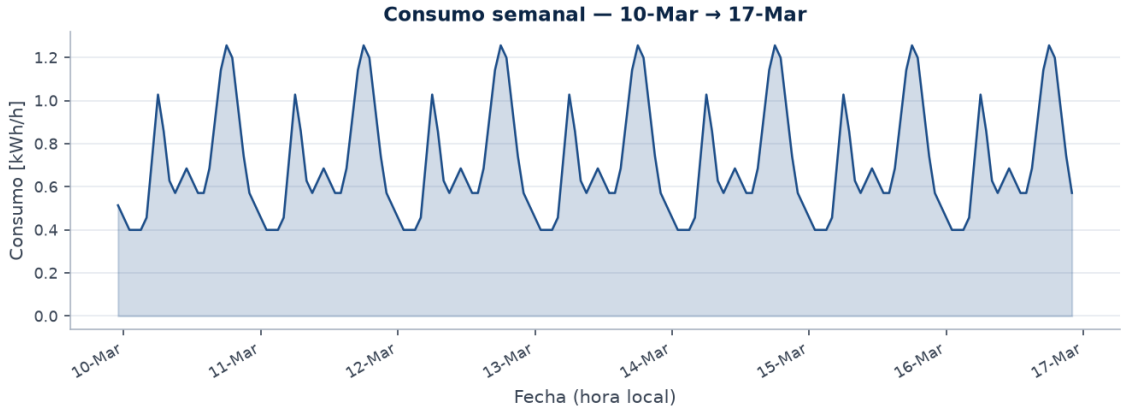


Figura 2. Curva de consumo semanal representativa.

Consumo mensual

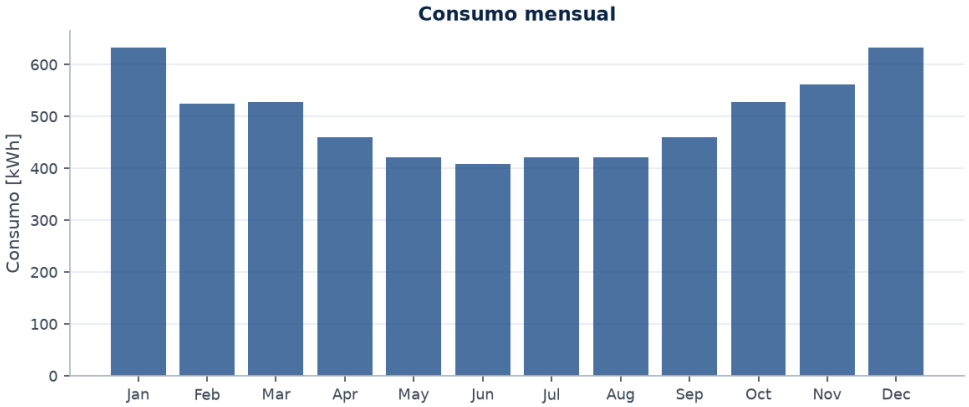


Figura 3. Consumo energético mensual.

3. Componentes

Módulo fotovoltaico

Fabricante	Jinko Solar
Modelo	Jinko Tiger Neo JKM445N-54HL4R-V
Potencia pico (STC)	445.0 W
Eficiencia	22,27 %
Vmp / Imp	33.02 V / 13.48 A
Voc / Isc	39.59 V / 13.93 A
Coef. temp. Pmax	-0.29 %/°C
Dimensiones	1.762 × 1.134 m
Tecnología	N-Type TOPCon
Cantidad	12 ud.

Inversor

Fabricante	Huawei
Modelo	Huawei SUN2000-6KTL-L1
Potencia AC nominal	6,00 kW
Eficiencia europea	97,80 %
Nº MPPTs	2
Rango V MPPT	90.0 - 560.0 V
Tensión máx DC	600.0 V
Corriente máx MPPT	12.5 A
Fase	monofásico
Cantidad	1 ud.

Garantías

Resumen de las garantías ofrecidas por los fabricantes de los componentes instalados.

Componente	Garantía producto	Garantía potencia
Módulos	15 años	30 años
Inversor	10 años	-

Las garantías se aplican según las condiciones del fabricante y pueden variar según el uso y mantenimiento de la instalación.

4. Topología de la instalación

MPPT_1 — 8 módulos, 3,56 kWp

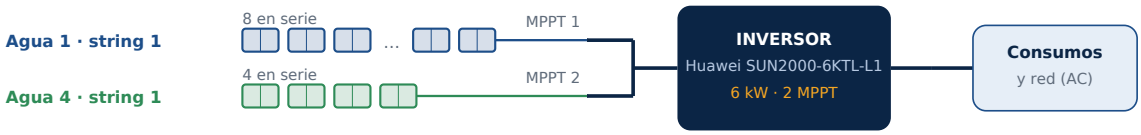
String	Nº módulos serie	Inclinación	Azimut
String_1_1	8	30.4°	231.8°

MPPT_2 — 4 módulos, 1,78 kWp

String	Nº módulos serie	Inclinación	Azimut
String_2_1	4	38.2°	141.8°

Esquema eléctrico

Cada entrada MPPT del inversor recibe los strings de su array. Los strings idénticos se agrupan en una fila.



Esquema de lo que simula el motor: la potencia DC de todos los strings se suma antes del inversor. Módulo: Jinko Tiger Neo JKM445N-54HL4R-V.

Figura 4. Esquema eléctrico de la instalación.

5. Layout sobre el tejado

Vista en planta con el Norte arriba. Cada agua lleva su número y una flecha ámbar que indica hacia dónde cae. Los módulos se dibujan con el color de su string; los recuadros discontinuos son posiciones libres y los objetos del entorno aparecen en gris (edificios y objetos) y en verde (árboles). Las posiciones en rojo se han dejado sin módulo porque tendrían más pérdida por sombras que el límite fijado.

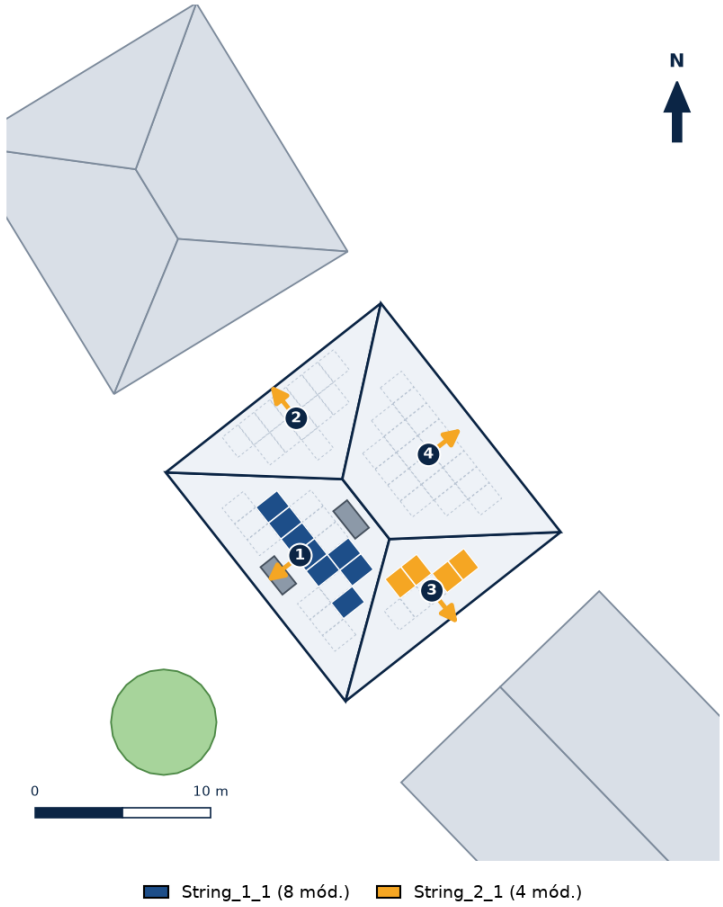


Figura 5. Vista en planta del tejado.

Sombras de los obstáculos

Cada cuadro de 1 m² del tejado se colorea con la pérdida de radiación directa por sombras acumulada a lo largo de todo el año (cielo despejado): es la misma malla del editor 3D. Solo se marcan los módulos colocados, con borde azul.

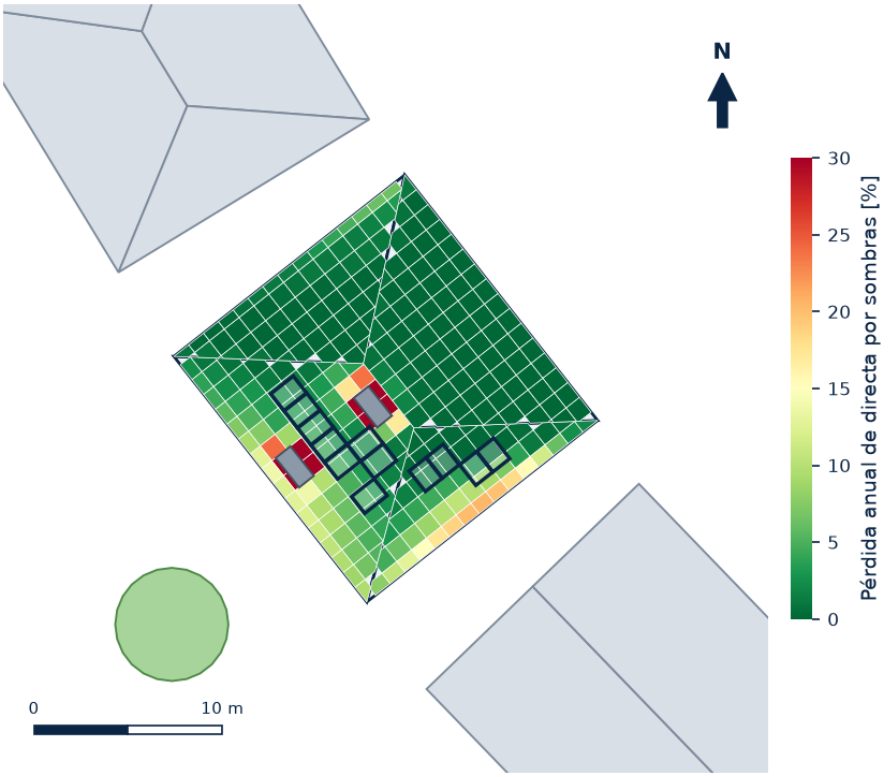


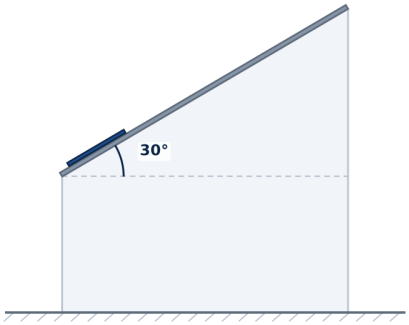
Figura 6. Sombras acumuladas a lo largo del año sobre el tejado.

Vista de perfil por agua

Sección de cada agua en la dirección de la pendiente: la cubierta con su inclinación y los módulos tal como quedan, pegados a la cubierta o elevados en filas con su separación (en ese caso se dibuja el Sol del 21 de diciembre al mediodía).

Agua 1 · 16.6 × 8.9 m

Módulos pegados a la cubierta · 8 módulos · 1 fila



Agua 4 · 15.6 × 7.3 m

Módulos pegados a la cubierta · 4 módulos · 1 fila

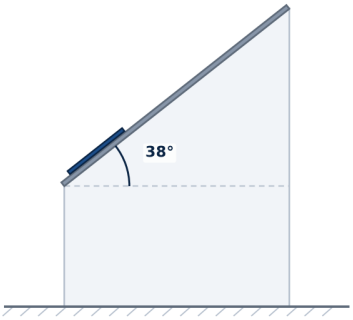


Figura 7. Perfil de cada agua del tejado.

Ocupación por agua

Agua	Superficie	Caben (máx)	Colocados	Ocupación real
Agua 1	147,1 m²	18	8	44 %
Agua 3	123,2 m²	13	0	0 %
Agua 4	113,0 m²	7	4	57 %
Agua 2	150,4 m²	18	0	0 %

Disposición final de los strings

Entrada (MPPT)	Agua	Strings	Módulos	Potencia
MPPT_1	Agua 1	1	8	3,56 kWp
MPPT_2	Agua 4	1	4	1,78 kWp

Pérdida anual por sombras (filas, horizonte y obstáculos) sobre la irradiación incidente: **4,38 %**. El detalle de la sombra sobre cada módulo, las curvas de cada string y la vista 3D del tejado están en la aplicación («4 · Diseño → Disposición final»).

6. Producción anual

Mes	DC [kWh]	AC [kWh]
Ene	429	416
Feb	390	377
Mar	743	725
Abr	701	681
May	796	774
Jun	830	808
Jul	857	834
Ago	876	855
Sep	783	764
Oct	535	519
Nov	318	306
Dic	335	323
TOTAL	**7.593**	**7.382**

Lectura de resultados

Ratio AC/DC anual: **0,972**. El mes de mayor producción es **Ago** (855 kWh AC) y el de menor producción **Nov** (306 kWh AC).

7. Producción típica

Se muestra una semana representativa de mayo (alta producción) y dos días tipo (enero y julio) que ilustran el comportamiento estacional de la instalación.

Semana representativa (mayo)

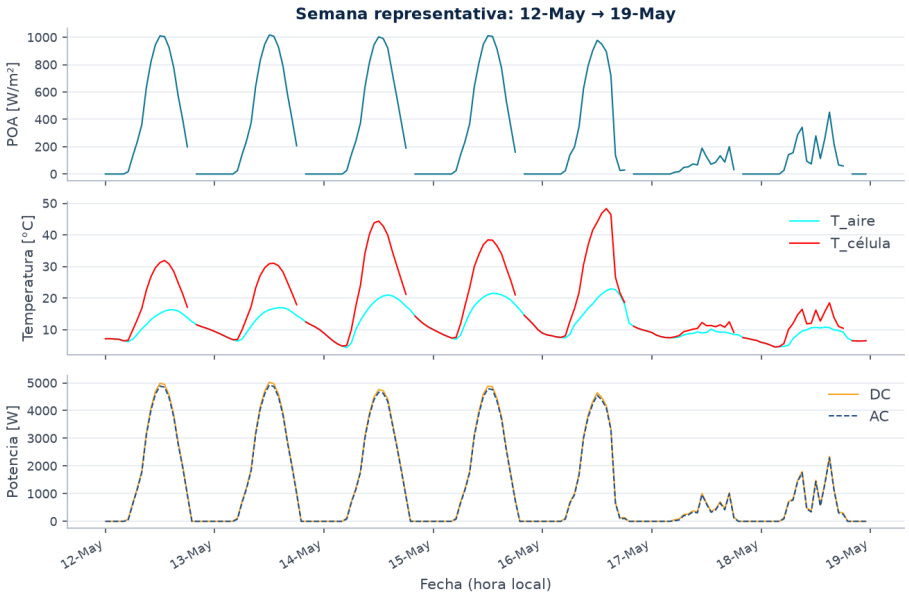


Figura 8. Producción de una semana de mayo.

Días tipo

Curvas horarias medias para enero (invierno, baja producción) y julio (verano, alta producción). Se muestra la POA ponderada y la producción DC de cada string junto con el total.

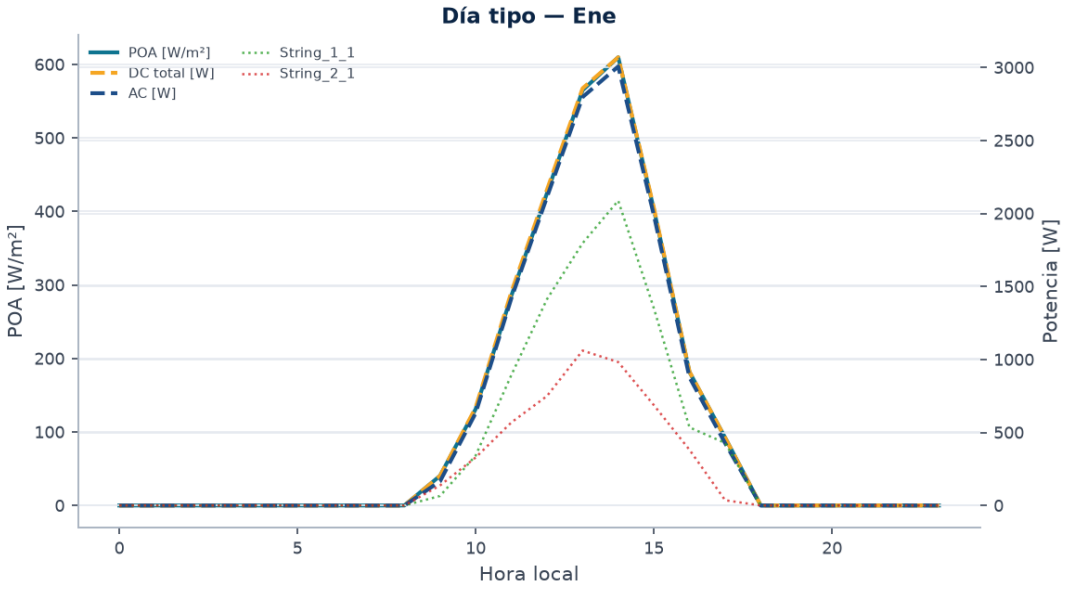


Figura 9. Día tipo de enero.

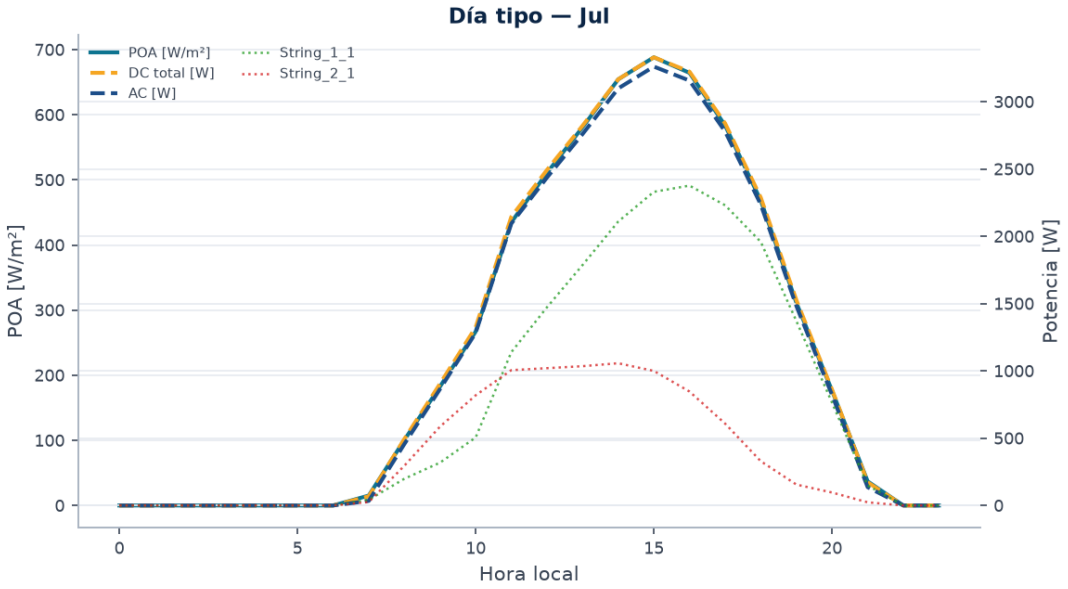


Figura 10. Día tipo de julio.

8. Balance energético

31,6 %	38,9 %	7.382	6.000
Autoconsumo	Autosuficiencia	Generación [kWh]	Consumo [kWh]

Generación FV	7.382 kWh
Consumo total	6.000 kWh
Autoconsumo directo	2.335 kWh
Vertido a red	5.047 kWh
Importación de red	3.665 kWh
Ratio autoconsumo	31,6 %
Ratio autosuficiencia	38,9 %

Reparto anual de energía



Figura 11. Reparto anual de la energía.

Balance mensual

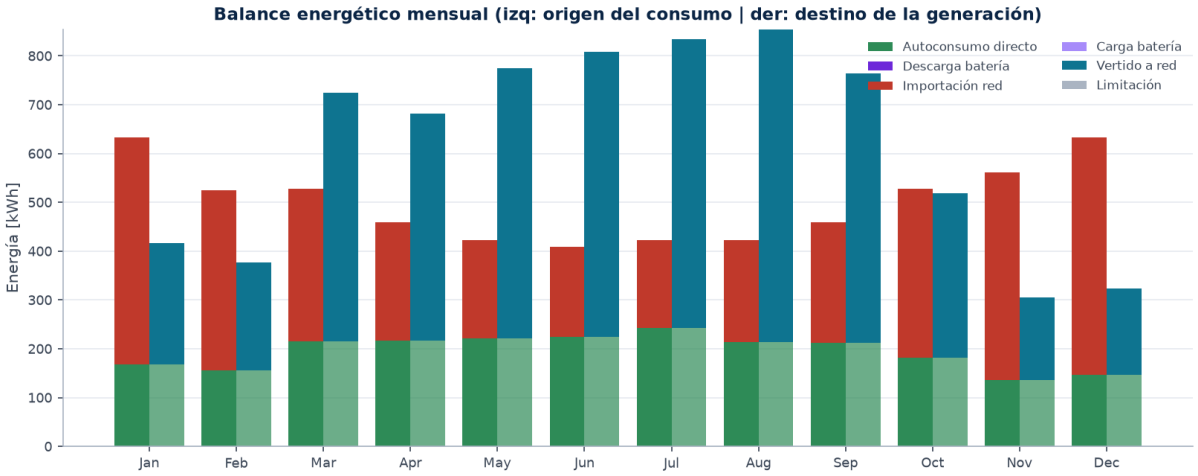


Figura 12. Balance energético mensual.

Balance semanal

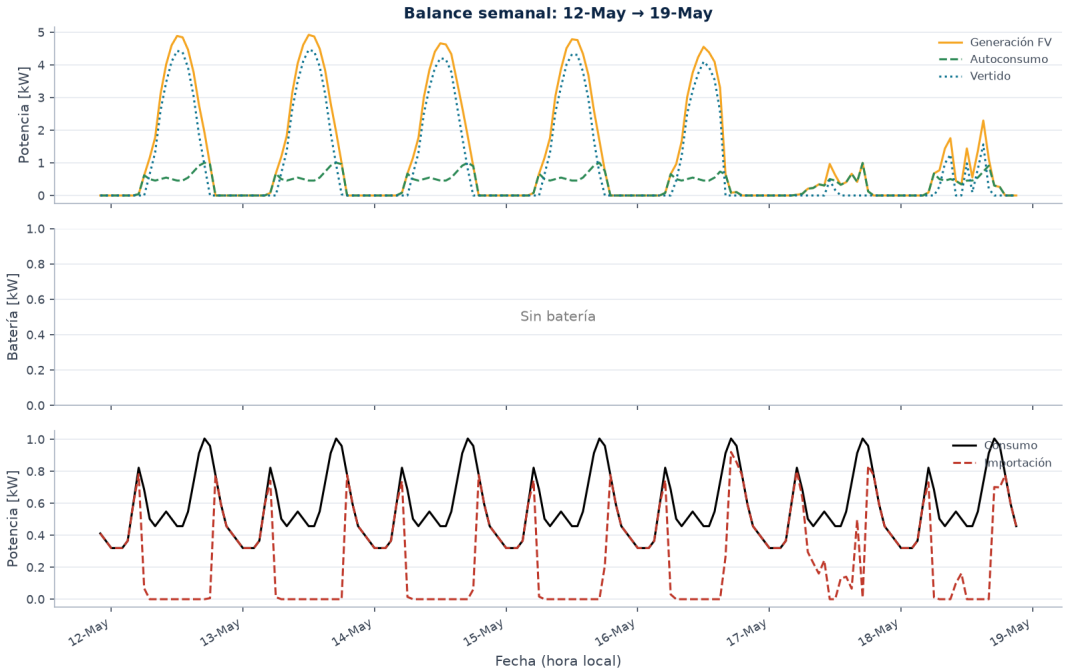


Figura 13. Balance energético semanal.

Situación actual vs futura

	Sin FV	Con FV
Factura anual estimada	1.080 €	422 €
Ahorro anual	-	658 €
Reducción de factura	**-**	**60,9 %**

Estimación simplificada a precio de compra medio. La factura real depende de la tarifa contratada y de la compensación de excedentes aplicada por la comercializadora.

Impacto medioambiental

Emisiones evitadas

La energía solar autoconsumida evita la emisión de **350 kg de CO_2 al año**, equivalente a lo que absorberían aproximadamente **16 árboles** en un año.

Factor de emisión empleado: 0,150 kg CO_2/kWh (mix eléctrico español). Absorción media por árbol: 22 kg CO_2/año.

9. Análisis económico

4.746 €	8,6 años	11,0 %	3.409 €
CAPEX total	Payback simple	TIR	VAN

Inversión inicial (CAPEX)

Concepto	Coste [€]
Modulos	996
Inversor	751
Baterias	0
Optimizadores	0
Cableado y protecciones	140
Estructura y montaje	959
Mano de obra	1.068
Legalizacion	400
IVA	431
TOTAL	**4.746**

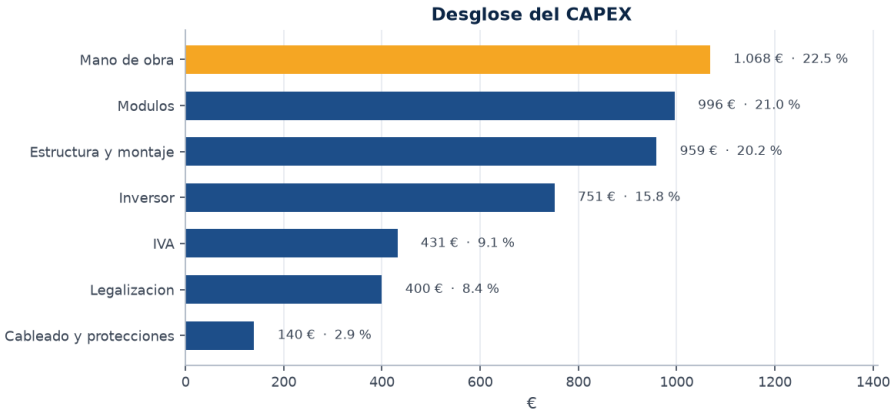


Figura 14. Desglose de la inversión inicial.

Ahorro anual

Ahorro por autoconsumo	391 €/año
Ingreso por vertido	266 €/año
Total ahorro anual	**658 €/año**

Ahorro por autoconsumo: valor de la energía que dejas de comprar a la red porque la produces tú.
Ingreso por vertido: valor de la energía que viertes a la red (con tope mensual por RD 244/2019 si aplica).

Reemplazos previstos

Componente	Año	% coste original
Inversor	Año 15	70 % del precio original

Los reemplazos se contabilizan solo la primera vez que se producen dentro del horizonte de análisis. Los porcentajes reflejan la reducción esperada de precios por curva de aprendizaje del sector.

Indicadores de rentabilidad

Payback simple	8,6 años
VAN (tasa de descuento del análisis)	3.409 €
TIR	11,02 %
LCOE	0,0737 €/kWh

Payback simple: años para recuperar la inversión inicial.
VAN: valor actual neto de los flujos futuros. Positivo = rentable.
TIR: tasa interna de retorno. Mayor que la tasa de descuento = rentable.
LCOE: coste nivelado de la energía generada.

Incertidumbre de la producción (P50 / P90)

	Energía anual	Ahorro anual	VAN	TIR	Payback
P50	7.382 kWh	658 €	3.409 €	11,0 %	8,6 años
P90	6.798 kWh	606 €	2.561 €	9,6 %	9,5 años
P99	6.323 kWh	563 €	1.870 €	8,5 %	10,4 años

P50 es la producción simulada (la más probable). P90 y P99 son la energía que se supera con un 90 % y un 99 % de probabilidad. La incertidumbre total combina, en cuadratura, la variabilidad entre años, el dato meteorológico, el modelo y las pérdidas. El ahorro se escala con la energía.
Incertidumbre total: 6,2 %

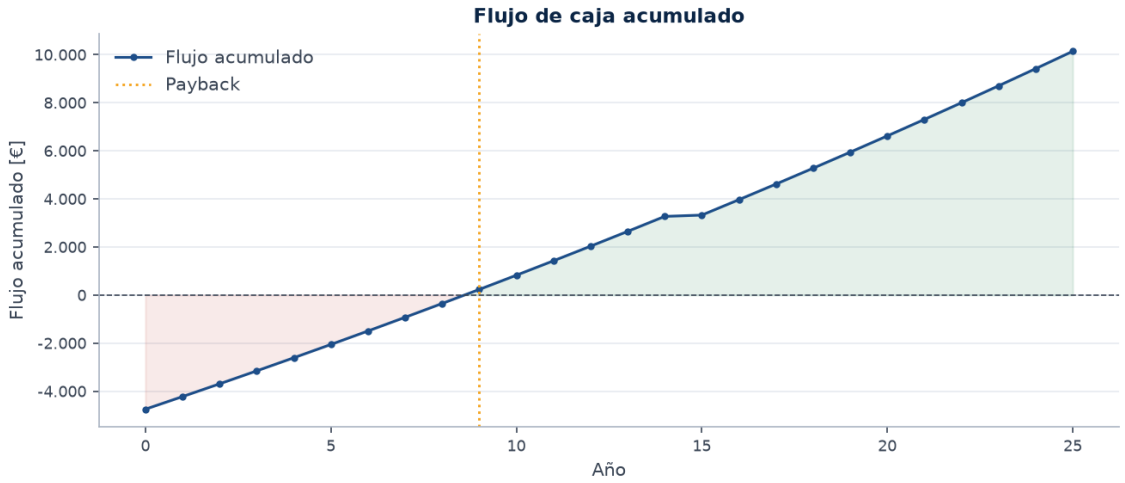


Figura 15. Flujos de caja acumulados.

10. Recomendaciones

A continuación se listan observaciones automáticas basadas en los resultados del análisis. Son orientativas y deben valorarse junto con las condiciones reales de la instalación.

1

Autoconsumo bajo

Solo se aprovecha el 31,6 % de la generación. Considera aumentar el autoconsumo directo desplazando consumos a las horas centrales del día (lavadora, lavavajillas, recarga de VE), o bien añadir baterías para almacenar el excedente.

2

Autosuficiencia baja

La instalación cubre el 38,9 % del consumo. Si el objetivo es reducir la dependencia de la red, valora ampliar la potencia o añadir almacenamiento.

3

Valorar añadir batería

Se vierten 5.047 kWh/año a la red (68 % de la generación). Con una batería podrías aprovechar parte de ese excedente en horas sin sol y aumentar el autoconsumo.

4

Inversión atractiva

La TIR (11,02 %) supera ampliamente la tasa de descuento aplicada (5,00 %). El proyecto es claramente rentable en las condiciones analizadas.

5

Excedente superior al autoconsumo

Se vierte más energía a la red (5.047 kWh) que la que se autoconsume (2.335 kWh). Evalúa desplazar consumos diurnos o revisar el tamaño.

Anexo A — Metodología y referencias

Modelos aplicados

- **Fuente meteorológica:** PVGIS TMY.
- **Temperatura fría de diseño:** -9 °C (calculada con el clima de la localidad).
- **Modelo de transposición:** Perez et al. (1990).
- **Pérdidas ópticas (IAM):** Fresnel con capa antirreflectante (vidrio n = 1,526; capa AR n = 1,29).
- **Modelo del módulo:** modelo de un diodo con los parámetros del archivo .PAN o estimados a partir de la hoja técnica.
- **Modelo térmico:** Faiman.
- **Modelo del inversor:** PVWatts (NREL), a partir de la eficiencia europea.
- **Corrección espectral:** modelo JRC (masa de aire y nubosidad, el de PVGIS).
- **Baja irradiancia:** incluida en el modelo de un diodo.

Referencias

[1] Huld, T., Müller, R., Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy, 86(6), 1803-1815.

[2] Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy, 44(5), 271-289.

[3] Duffie, J. A., Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes, 4th ed. Wiley.

[4] De Soto, W., Klein, S. A., Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy, 80(1), 78-88.

[5] Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. Progress in Photovoltaics, 16, 307-315.

[6] Dobos, A. P. (2014). PVWatts Version 5 Manual. NREL/TP-6A20-62641.

[7] Huld, T., Sample, T., Dunlop, E. D. (2009). A simple model for estimating the influence of spectrum variations on PV performance. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 3385-3389.

Anexo B — Configuración del análisis

Orientación de los módulos

Los módulos se han orientado siguiendo la geometría de cada agua del tejado (sin optimización).

Sombras

Modelo eléctrico de sombreado	Realista
Célula del módulo	Media célula (HC)
Obstáculos del entorno	Árbol 10,0 m (desde el suelo); 6 × Edificio vecino 6,0 m (desde el suelo); Máquina / aire acondicionado 1,5 m; Máquina / aire acondicionado 0,8 m
Agua 1: colocación de módulos	34 posiciones fuera del contorno o con un obstáculo encima; 0 descartadas por sombra (pérdida anual > 20 %)
Agua 3: colocación de módulos	35 posiciones fuera del contorno o con un obstáculo encima; 0 descartadas por sombra (pérdida anual > 20 %)
Agua 4: colocación de módulos	29 posiciones fuera del contorno o con un obstáculo encima; 0 descartadas por sombra (pérdida anual > 20 %)
Agua 2: colocación de módulos	34 posiciones fuera del contorno o con un obstáculo encima; 0 descartadas por sombra (pérdida anual > 20 %)

Parámetros del motor de simulación

Corrección espectral	Activada
Corrección por baja irradiancia	Activada
Modelo de transposición	perez
Grado de suciedad	Limpio
Coeficientes Faiman	u_c = 25.0, u_v = 6.84
Ratio DC/AC máximo permitido	1.4
Precios PVPC (punta / llano / valle)	0,250 / 0,150 / 0,080 €/kWh

Parámetros económicos

Horizonte del análisis económico	25 años
Tasa de descuento	5,00 %
Inflación de la energía	2,00 %
Degradación anual de los módulos	0,50 %
Mantenimiento anual	1,00 % del CAPEX

Anexo C — Cascada de pérdidas

El diagrama recorre el año completo desde la irradiación horizontal hasta la energía en la salida del inversor. Cada flecha indica la pérdida (rojo) o el aumento (verde) respecto al nivel anterior, de modo que se ve con claridad dónde se pierde la energía y cuánto pesa cada concepto.

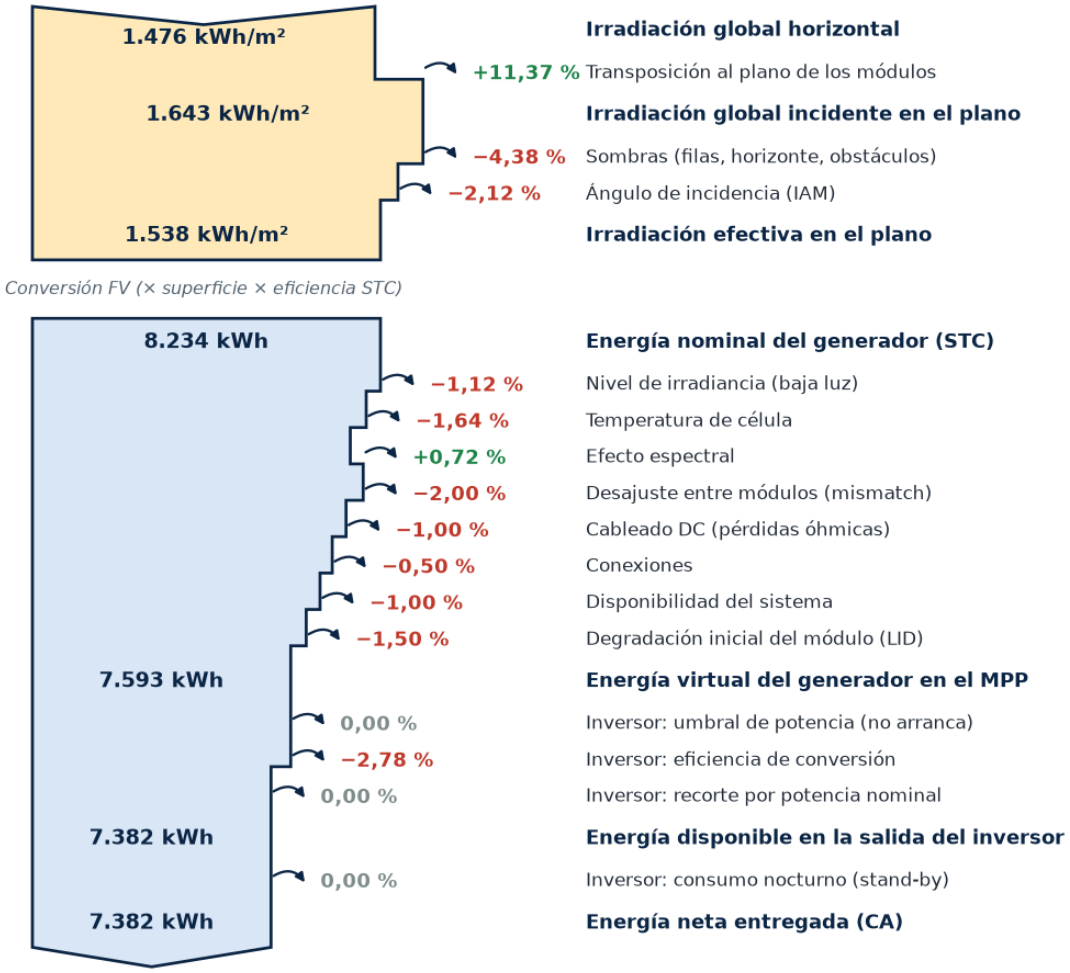


Figura 16. Diagrama de pérdidas anual.

> **Nota metodológica**
> Rendimiento global (Performance Ratio): **84,1 %**. Las pérdidas se calculan hora a hora con todos los strings y se aplican en el orden irradiancia → temperatura → espectral → pérdidas eléctricas → inversor. El «recorte por potencia nominal» aparece cuando la potencia DC supera la que admite el inversor (ratio DC/AC alto).

Qué significa cada concepto

Irradiación global horizontal. Energía solar anual que llega a una superficie horizontal en tu emplazamiento (dato meteorológico del año tipo). Es el punto de partida.

Transposición al plano de los módulos. Aumento (o pérdida) por inclinar y orientar los módulos: un plano inclinado hacia el sol recibe más energía que uno horizontal.

Irradiación global incidente en el plano. Energía solar anual que llega al plano real de los módulos, antes de cualquier pérdida óptica.

Ángulo de incidencia (IAM). Parte de la luz se refleja en el vidrio cuando los rayos llegan muy inclinados (mañana, tarde, invierno). El IAM mide esa pérdida óptica.
Irradiación efectiva en el plano. Luz que realmente llega a las células tras la reflexión y la suciedad. Es la que se convierte en electricidad.
Energía nominal del generador (STC). Energía que daría el campo FV si funcionase siempre con la eficiencia de catálogo (condiciones STC: 25 °C, 1000 W/m²). Referencia ideal.
Nivel de irradiancia (baja luz). Con poca luz (amaneceres, días nublados) los módulos rinden algo peor que a 1000 W/m². Se calcula con la curva de baja irradiancia del módulo.
Temperatura de célula. Las células calientes pierden tensión y, con ella, potencia. Es negativa en climas cálidos; en climas fríos puede salir ligeramente positiva.
Efecto espectral. El módulo responde distinto según el color de la luz (aire, humedad, hora). Depende de la tecnología (silicio o capa fina como First Solar).
Desajuste entre módulos (mismatch). Los módulos de un string no son idénticos y el peor condiciona al resto: se pierde un pequeño porcentaje por esa diferencia.
Cableado DC (pérdidas óhmicas). Calor que se pierde por la resistencia de los cables entre los módulos y el inversor (corriente continua).
Conexiones. Pérdidas en conectores, fusibles y empalmes de la parte DC.
Disponibilidad del sistema. Tiempo en que la instalación no produce por averías, mantenimiento o cortes de red.
Degradación inicial del módulo (LID). Pérdida de potencia de los módulos en sus primeras semanas al sol (degradación inducida por la luz). Entra en la producción del primer año; el envejecimiento de los años siguientes se aplica en el análisis económico.
Energía virtual del generador en el MPP. Energía que entregaría el campo FV en su punto de máxima potencia, tras todas las pérdidas hasta aquí; es lo que recibe el inversor.
Inversor: umbral de potencia (no arranca). Con muy poca potencia DC el inversor no arranca y esa energía se pierde.
Inversor: eficiencia de conversión. El inversor convierte corriente continua en alterna con una eficiencia (≈96-98 %) que depende de la potencia y de la tensión.
Inversor: recorte por potencia nominal. Cuando el campo FV produce más de lo que el inversor admite en CA, el exceso se recorta (clipping). Habitual si el campo es mayor que el inversor.
Energía disponible en la salida del inversor. Energía en corriente alterna que entrega el inversor, antes de descontar su propio consumo nocturno.
Inversor: consumo nocturno (stand-by). El inversor consume algo de la red cuando no hay sol para mantener sus controles encendidos; se descuenta de la energía neta.
Energía neta entregada (CA). Energía final, en corriente alterna, que la instalación aporta a la casa y a la red tras todas las pérdidas. Con ella se calcula el Performance Ratio.