iiTer
Investigación y Transferencia Tecnológica
Ingeniería Térmica

Captador solar híbrido termo-eléctrico integrable en la envolvente de edificios (patente ES 2 784 465): producción energética e impacto

INFORME TÉCNICO



Grupo de Investigación en Ingeniería Térmica (iiTer, TEP-221)
Universidad de Cádiz

Versión 04 (21 de noviembre de 2026)

Contenido

1 INTRODUCCIÓN 7

1.1 OBJETO 7
1.2 ALCANCE 7
1.3 EQUIPO TÉCNICO 7
1.4 METODOLOGÍA Y FUENTES 7

1.4.1 Normativa y marco de referencia 8

2 DESCRIPCIÓN DE LA INVENCIÓN 9

2.1 DATOS DE PROTECCIÓN 9
2.2 COMPONENTES Y FUNCIONAMIENTO 9
2.3 ESTADO DE DESARROLLO Y TRABAJO EXPERIMENTAL 10

3 MODELO DE CÁLCULO 12

3.1 PARTE 1. MODELO DETALLADO DEL DISPOSITIVO 12

3.1.1 Modelos CFD del módulo y del intercambiador 12
3.1.2 Validación del modelo del PCM 12
3.1.3 Resultados de la parte 1 12

3.2 PARTE 2. SIMULACIÓN ANUAL CON ENERGYPLUS (8.760 HORAS) 13

3.2.1 Clima, radiación y demanda 13
3.2.2 Instalación de ACS en EnergyPlus 13
3.2.3 Captador de la patente (componente propio) 13
3.2.4 Sistemas de comparación 14
3.2.5 Parámetros principales del captador de la patente 14
3.2.6 Verificación con un modelo independiente 15
3.2.7 Límites del modelo 15

4 RESULTADOS ENERGÉTICOS 16

4.1 COMPARACIÓN POR M^2 DE FACHADA 16
4.2 CLIMA 16
4.3 ORIENTACIÓN 17
4.4 EFECTO DEL PCM: DESFASE Y TEMPERATURA DE CÉLULA 18
4.5 ANTEPECHOS, FACHADA COMPLETA Y CUBIERTA 19
4.6 VIDRIO, COLOR Y OTRAS VARIABLES 20
4.7 DÓNDE PIERDE Y POR QUÉ COMPENSA EN FACHADA 21

5 IMPACTO ECONÓMICO 22

5.1 PRECIOS Y COSTES DE REFERENCIA 22
5.2 COSTE DE INVERSIÓN ESTIMADO Y PLAZO DE AMORTIZACIÓN 23

6 IMPACTO AMBIENTAL 24

6.1 ENERGÍA PRIMARIA Y CO_2 EVITADOS 24
6.2 CICLO DE VIDA SIMPLIFICADO 24

7 IMPACTO SOCIAL Y NORMATIVO 25

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 26

8.1 CONCLUSIONES 26
8.2 RECOMENDACIONES 26

9 REFERENCIAS 27

Resumen ejecutivo

Objeto

El presente informe evalúa, con un modelo térmico y eléctrico horario de un año completo, la producción de energía y el impacto económico, ambiental y social del captador solar híbrido termo-eléctrico de la patente ES 2 784 465 (P201900044), titularidad de la Universidad de Cádiz, integrado en la fachada de un edificio de viviendas, y lo compara con la fotovoltaica de fachada, la solar térmica plana y los captadores híbridos comerciales.

Metodología

Dos partes. Parte 1, modelo detallado del dispositivo: simulación CFD (ANSYS Fluent) del módulo y del intercambiador PCM-agua publicada por el grupo, con el modelo del PCM validado frente a soluciones analíticas y ensayos de laboratorio (error en la temperatura de salida del agua inferior a 1 °C). Parte 2, simulación anual con EnergyPlus 26.2: el módulo de la patente como componente propio (vidrio fotovoltaico, cámara, absorbedor, PCM con método entálpico, intercambiador PCM-agua y aislante) con los parámetros de la parte 1, 8.760 horas con paso de 10 minutos, clima PVGIS (JRC) de seis capitales de cinco zonas climáticas del CTE, demanda de ACS según el CTE DB-HE y sistemas de referencia con los modelos de EnergyPlus y los datos de sus fichas técnicas. Se simula el diseño publicado por el grupo (configuración E, vacío de 12 mm y absorbedor de baja emisividad) y una variante con doble acristalamiento fotovoltaico.

Resultados

- En una fachada sur de Madrid, el diseño E produce **118 kWh eléctricos y 310 kWh de calor útil por m² y año** (428 kWh/m² en total). Una fachada fotovoltaica convencional de última generación produce 284 kWh/m², solo eléctricos.
- Ahorra 631 kWh de energía primaria no renovable y evita 124 kg de CO_2 por m² y año, más que la fotovoltaica de fachada (556 kWh y 94 kg).
- El PCM aumenta el calor útil un 21 %, desplaza el 45 % del calor servido a horas sin sol y elimina el sobrecalentamiento: sin PCM el absorbedor llegaría a 128 °C.
- La variante de doble acristalamiento eleva el calor útil a 422 kWh/m², a costa de algo de electricidad (92 kWh/m²).
- Pierde frente a un captador plano con depósito en calor por m² y frente a la fotovoltaica en electricidad. Compensa en fachada porque da las dos cosas a la vez, con acabado de vidrio de color, sin depósito solar y sustituyendo el revestimiento. Sin depósito, la fracción solar de ACS se satura en torno al 59 % (diseño E).
- Su coste instalado se estima en unos 691 €/m² (fabricación en serie, sin IVA), de los que 130 €/m² son el revestimiento que sustituye. Con ese coste se amortiza en 11 años si el ACS es de gas y en 5 si es de termo eléctrico (Madrid). Para pagarse en 25 años su coste no debe superar unos 916 €/m² (gas) o 1.712 €/m² (termo). La huella de fabricación estimada (186-359 kg CO_2-eq/m²) se compensa en 1,5-3,1 años.

Recomendaciones

- Ofrecerla como revestimiento activo de fachada y antepechos en rehabilitación de bloques de viviendas, con orientación sur a oeste, y combinarla con un pequeño depósito de apoyo cuando se quiera cumplir el HE4 solo con fachada.
- Para el desarrollo industrial: absorbedor selectivo (+25 % de calor), PCM de fusión de 55 a 70 °C y validación experimental del prototipo completo en cámara climática antes de fijar las cifras comerciales.

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos de protección de la patente ES 2 784 465. 9
Tabla 2. Configuraciones del módulo estudiadas con el modelo 2D-C [1]. 12
Tabla 3. Sistemas de comparación en EnergyPlus y fuente de sus parámetros. 14
Tabla 4. Parámetros principales del captador de la patente. 14
Tabla 5. EnergyPlus frente al modelo de verificación. Madrid, fachada sur, antepechos. 15
Tabla 6. Energía útil y ahorros por m² de fachada sur. Madrid, antepechos. 16
Tabla 7. Resultados anuales por ciudad, fachada sur, antepechos (kWh/m²·año). 16
Tabla 8. Precios y costes empleados (sin IVA en las inversiones). 22
Tabla 9. Diseño E: ahorro anual y coste máximo admisible de instalación. 22
Tabla 10. Coste de inversión estimado de la patente, fabricación en serie. 23
Tabla 11. Diseño E, fachada sur: amortización simple con el coste estimado. 23
Tabla 12. Comparación económica por m² de fachada sur. Madrid, antepechos. 23
Tabla 13. Diseño E: energía primaria no renovable y CO_2 evitados. 24
Tabla 14. Huella de carbono de fabricación estimada del módulo (diseño E), de la cuna a la puerta. 24

Lista de Figuras

Figura 1. Sección del módulo (render del vídeo de la patente). 9
Figura 2. Integración en el antepecho de un balcón (render). 10
Figura 3. Prototipo 1 del módulo en el laboratorio (izquierda) y ensayo de carga y descarga del intercambiador PCM-agua: temperaturas del agua a la entrada y a la salida, temperaturas en el PCM en la sección media y caudales de carga y descarga (derecha). Fuente: presentación del grupo, 13-05-2025. 11
Figura 4. Energía útil por m² de fachada sur. Madrid, antepechos (55 m²). 16
Figura 5. Energía útil por ciudad y tecnología, fachada sur. 17
Figura 6. Energía útil total del diseño E según la orientación (sur = 100). 17
Figura 7. Temperaturas en tres días de invierno y tres de verano. Madrid, diseño E. 18
Figura 8. Producción mensual por m². Madrid, fachada sur, diseño E. 18
Figura 9. Curva de duración de la temperatura de las células. Madrid, fachada sur. 19
Figura 10. Fracción solar de ACS del edificio tipo según la superficie de captación. 19
Figura 11. Fracción solar de ACS según la superficie de captación por vivienda. Madrid. 20
Figura 12. Sensibilidad de la energía útil total del diseño E. Madrid. 20
Figura 13. Coste máximo admisible y coste de mercado por m² de fachada. Madrid. 22

1 Introducción

1.1 Objeto

El presente informe recoge el estudio técnico de la invención «Dispositivo captador solar híbrido termo-eléctrico modular e integrable en la envolvente de edificios», patente española ES 2 784 465 (solicitud P201900044, extensión internacional PCT/ES2020/000025), de la que es titular la Universidad de Cádiz y cuyos inventores pertenecen al Grupo de Investigación en Ingeniería Térmica (iiTer, TEP-221).

Su finalidad es cuantificar, con un modelo de cálculo reproducible y fuentes verificadas, cuánta energía eléctrica y térmica produce el dispositivo integrado en la fachada de un edificio de viviendas, cómo se compara con las tecnologías solares disponibles en el mercado y qué impacto económico, ambiental y social cabe esperar de su aplicación. El informe sirve de base técnica a la página de la patente en la web del grupo y a los contactos con posibles licenciatarios.

1.2 Alcance

El estudio comprende:

- Descripción de la invención y de su estado de desarrollo.
- Simulación anual con EnergyPlus (8.760 horas) del captador, de la instalación de ACS y de los sistemas de comparación, verificada con un modelo independiente.
- Escenarios en seis capitales de cinco zonas climáticas del CTE, cinco orientaciones de fachada, dos superficies de integración (antepechos de balcón y fachada completa) y distintos vidrios, colores y materiales de cambio de fase.
- Comparación con la fotovoltaica de fachada (convencional y de color), el vidrio fotovoltaico sin recuperación de calor, la solar térmica plana con depósito y los captadores híbridos comerciales con depósito.
- Análisis económico (ahorro, coste máximo admisible, coste evitado del revestimiento), ambiental (energía primaria, CO_2 y ciclo de vida simplificado) y social.

El modelo no se ha calibrado todavía con ensayos del prototipo completo. Las cifras son estimaciones de diseño, coherentes con el modelo numérico publicado por el grupo, y deberán contrastarse con la campaña experimental prevista.

1.3 Equipo técnico

Ismael Rodríguez Maestre, Ingeniero Industrial por la Universidad de Sevilla, Catedrático de Universidad de la Universidad de Cádiz y responsable del Grupo de Investigación en Ingeniería Térmica (TEP-221).

Inventores de la patente: Ismael Rodríguez Maestre, Juan Luis Foncubierta Blázquez, Francisco Javier González Gallero, Jesús Daniel Mena Baladés, Pascual Álvarez Gómez, María Jesús Jiménez Come y Paloma Rocío Cubillas Fernández.

El estudio forma parte del proyecto PID2021-123562OB-I00, financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por FEDER/UE.

1.4 Metodología y fuentes

Se ha seguido el procedimiento siguiente:

- Lectura de la memoria de la patente tras el informe sobre el estado de la técnica de la OEPM, del informe sobre el estado de la técnica y de la documentación del grupo (presentaciones, estimación energética previa y el artículo publicado en Applied Thermal Engineering en 2024 [1]).

- Revisión del trabajo experimental y numérico del grupo sobre el dispositivo: modelo CFD del módulo y del intercambiador [1], modelo analítico del intercambiador [24], modelo CFD simplificado y su validación en el laboratorio [25, 26]. Es la parte 1 del modelo de cálculo (modelo detallado del dispositivo).
- Parte 2 del modelo de cálculo (simulación anual): EnergyPlus 26.2 [29], con el captador de la patente programado como componente propio (PythonPlugin) y los sistemas de comparación con los objetos estándar del programa (PVWatts v5 [30], captador plano y depósito). Verificación con un modelo independiente en Python: pvlib-python (BSD) para la radiación en el plano [2], CoolProp (MIT) para las propiedades del aire y del agua [3], numpy y pandas (BSD).
- Año meteorológico tipo de PVGIS 5.3 (Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, SARAH3/ERA5) [4].
- Demanda de ACS, temperatura de agua de red y zonas climáticas según el CTE DB-HE, texto consolidado de 2022 [5].
- Sistemas de referencia con los parámetros de sus fichas técnicas publicadas [6-9].
- Precios de la energía de Eurostat (primer semestre de 2026), costes de mercado de publicaciones de IDAE, IEA PVPS, SUPSI y del Generador de precios de CYPE, y factores de emisión y de paso del RITE y del MITECO [13-17, 21, 22].

Los scripts, los datos climáticos y las tablas de resultados se entregan junto a este informe (carpeta ESTUDIOS_WEB), de modo que cualquier cifra puede reproducirse y recalcularse con otras hipótesis.

1.4.1 Normativa y marco de referencia

- Ley 24/2015, de 24 de julio, de Patentes.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el CTE (DB-HE 2019).
- Real Decreto 450/2022, de 14 de junio, por el que se modifica el CTE (HE5 en residencial privado de más de 1.000 m²).
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, y documento reconocido «Factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria» (2016).
- Directiva (UE) 2024/1275, de 24 de abril de 2024, relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición).

2 Descripción de la invención

2.1 Datos de protección

Concepto	Dato
Título	Dispositivo captador solar híbrido termo-eléctrico modular e integrable en la envolvente de edificios
Solicitud / publicación	P201900044, presentada el 25-03-2019 / ES 2 784 465 A1, publicada el 25-09-2020
Concesión	Con examen sustantivo, 18-06-2021 (BOPI de 25-06-2021). Vigencia máxima: 25-03-2039
Extensión internacional	PCT/ES2020/000025 (WO 2020/193824)
Clasificación	H02S 40/44, H02S 20/26, H02S 40/38, F24S 20/66, F24S 20/67, F24S 60/10
Titular	Universidad de Cádiz (100 %)
Opinión escrita de la OEPM	Novedad, actividad inventiva y aplicación industrial de la reivindicación 1: SÍ. Documento más próximo: CN 103986414 A, que no usa vidrio fotovoltaico
Situación comercial	Disponible para licencia a través de la OTRI de la Universidad de Cádiz

Tabla 1. Datos de protección de la patente ES 2 784 465.

2.2 Componentes y funcionamiento

El dispositivo es un módulo prefabricado que se ancla al cerramiento exterior y puede ensamblarse con otros hasta cubrir el paño de fachada, el antepecho de un balcón o la cubierta. Desde el exterior, consta de:

- **Vidrio fotovoltaico (1)**, que produce electricidad y forma la cara vista del edificio: una superficie homogénea que puede fabricarse en una amplia gama de colores.
- **Cámara de aire opcional** entre el vidrio y la placa, que reduce las pérdidas nocturnas (en el diseño E del artículo del grupo se hace de vacío).
- **Placa absorbedora (2)** de alta absortividad, que recibe la radiación que atraviesa el vidrio y el calor que este no convierte en electricidad.
- **Material de cambio de fase, PCM (3)**, que almacena ese calor a temperatura casi constante, aísla y regula la temperatura del conjunto.
- **Intercambiador agua-PCM (4, 5)**: serpentín de tubos aleteados por el que pasa el agua de consumo, que se calienta al atravesar el módulo.
- **Aislante (6) y elementos de sujeción (7)** al cerramiento.



Figura 1. Sección del módulo (render del vídeo de la patente).

La diferencia esencial con el documento más próximo del estado de la técnica es el vidrio fotovoltaico transparente: la parte de la radiación que no se convierte en electricidad llega directamente a la placa

absorbedora y se almacena en el PCM. Eso permite integrar en una sola pieza la producción eléctrica, la captación térmica y la acumulación, sin el depósito solar voluminoso de las instalaciones convencionales, y con un acabado de vidrio apto para fachadas.



Figura 2. Integración en el antepecho de un balcón (render).

2.3 Estado de desarrollo y trabajo experimental

El grupo ha publicado el diseño y la verificación numérica del sistema [1] y ha desarrollado, en paralelo, el modelo del intercambiador PCM-agua, que es la pieza que limita la potencia que puede dar el módulo [24-26]. El trabajo experimental se ha hecho en la instalación hidrónica del laboratorio del grupo en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Algeciras:

- **Instalación de ensayo.** Dos circuitos independientes de agua caliente y fría: producción de calor con una caldera eléctrica instantánea de 24 kW y de frío con una enfriadora de 16,8 kW, con intercambiador de placas o depósito de 300 litros entre el circuito primario y el que alimenta el prototipo [26].
- **Prototipo del intercambiador.** Tubo de cobre de 1 m con cuatro aletas longitudinales (diámetros interior y exterior de 13 y 15 mm, aletas de 21 mm y 1 mm de espesor), dentro de una carcasa de acero de 69,5 mm de diámetro interior llena de PCM Rubitherm RT 54 HC y aislada con 32 mm de polietileno [26].
- **Medidas.** Temperaturas de entrada y salida del agua y ocho termopares tipo K dentro del PCM, en tres secciones del tubo y a dos profundidades, cada 5 s; caudal de agua.
- **Ensayos.** Ciclos completos de carga (agua a unos 63 °C y 15 l/min durante unas 2,5 h, hasta fundir el PCM) y de descarga con agua de red a unos 16 °C y caudales de 3, 5, 10 y 15 l/min, repetidos al menos tres veces, con el intercambiador en posición horizontal y vertical [25, 26].
- **Prototipo del módulo.** Se ha construido un primer prototipo del módulo completo (vidrio, absorbedor, PCM e intercambiador) con materiales convencionales; su campaña de ensayos en exterior está pendiente.

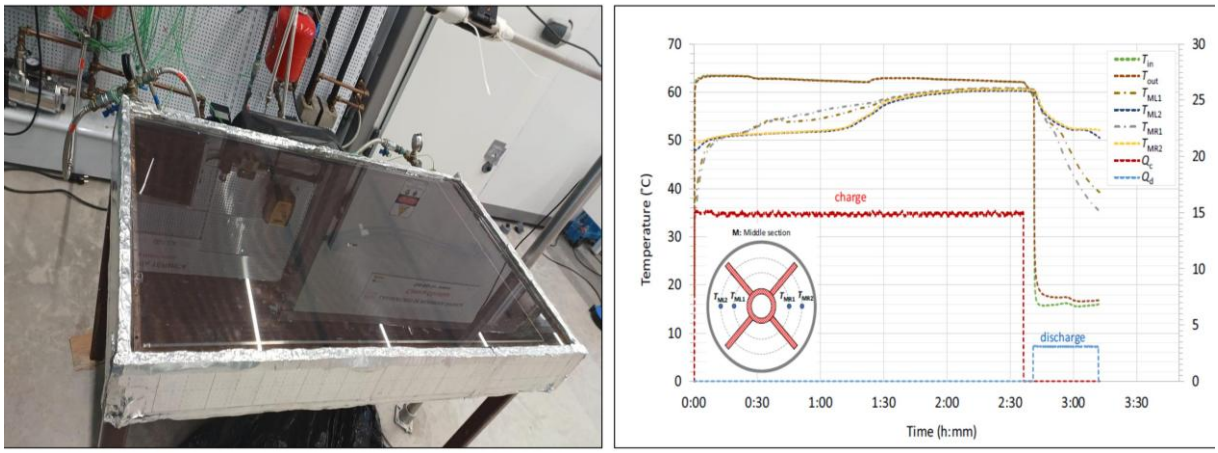


Figura 3. Prototipo 1 del módulo en el laboratorio (izquierda) y ensayo de carga y descarga del intercambiador PCM-agua: temperaturas del agua a la entrada y a la salida, temperaturas en el PCM en la sección media y caudales de carga y descarga (derecha). Fuente: presentación del grupo, 13-05-2025.

El artículo de diseño [1] deja pendientes el análisis anual, el económico y la validación experimental del módulo completo. Los dos primeros son el objeto de este informe.

3 Modelo de cálculo

El cálculo se hace en dos partes. La **parte 1** es el modelo detallado del dispositivo: simulaciones CFD del módulo y del intercambiador con las que el grupo eligió la configuración y comprobó que entrega la potencia de una ducha, y cuyo modelo del PCM está validado con ensayos. Es demasiado costoso para simular un año hora a hora en seis climas y cinco orientaciones. La **parte 2** es la simulación anual con EnergyPlus: un modelo reducido del captador, con la geometría, los materiales y las propiedades de la configuración elegida en la parte 1, que se simula durante las 8.760 horas del año junto con la instalación de agua caliente del edificio y los sistemas de comparación.

3.1 Parte 1. Modelo detallado del dispositivo

3.1.1 Modelos CFD del módulo y del intercambiador

El grupo modeló el dispositivo con ANSYS Fluent (volúmenes finitos, esquemas de segundo orden, formulación implícita transitoria) en tres modelos [1]:

- **2D-C, carga del módulo**: sección del vidrio fotovoltaico, la cámara, el absorbedor, el PCM y los tubos aleteados durante dos días con dos ciclos de sol y enfriamiento nocturno. La radiación solar entra como término fuente en el vidrio y en el absorbedor; la cámara se resuelve con flotabilidad (Boussinesq), turbulencia k-ε y radiación superficie a superficie entre vidrio y absorbedor; el exterior, con convección fija y radiación al cielo. Malla de unos 20.000 elementos de 1 mm, elegida con un estudio de independencia (cambios inferiores al 1 %).
- **2D-DC, descarga**: el mismo dominio con convección del agua en el tubo (Dittus-Boelter) durante una ducha, para elegir el número de aletas.
- **3D-DC, descarga del intercambiador**: los 16 tubos de 2 m con el PCM a 70 °C, agua de red a 15 °C, 11 l/min y válvula mezcladora a 45 °C. Malla de unos 8 millones de elementos.

El PCM se trata con el método entálpico, con un calor específico de forma gaussiana ajustado a la curva del fabricante; la convección del PCM líquido se desprecia en la descarga, donde domina la conducción en la capa solidificada.

3.1.2 Validación del modelo del PCM

- Frente a la solución analítica de enfriamiento de una capa semiinfinita de PCM (Mehling y Cabeza): error cuadrático medio del flujo de calor inferior a 5 W/m² y errores relativos inferiores al 5 % [1].
- Frente a los ensayos de solidificación alrededor de un cilindro aleteado de Ismail et al.: error medio en la posición del frente de solidificación del 2,8 % [1].
- Frente a los ensayos del grupo (prototipo de 1 m, RT 54 HC): la temperatura de salida del agua se predice con un error máximo de 1 °C y un error cuadrático medio de 0,3 °C en horizontal, y de 2,2 °C y 0,6 °C en vertical [25, 26].
- A partir de 544 simulaciones del modelo validado, el grupo ajustó además un modelo analítico de la energía descargada por un intercambiador de aletas longitudinales en función de los números de Fourier, Biot y Stefan y de un factor de forma, con un error cuadrático medio inferior al 4 % [24].

3.1.3 Resultados de la parte 1

Configuración	Cámara vidrio-absorbedor	Emisividad del absorbedor
A	Sin cámara (vidrio sobre el absorbedor)	0,9
B	Aire, 12 mm	0,9
C	Aire, 12 mm	0,3
D	Aire, 30 mm	0,3
E	**Vacío, 12 mm**	**0,3**

Tabla 2. Configuraciones del módulo estudiadas con el modelo 2D-C [1].

- La configuración E (vacío de 12 mm y absorbedor de baja emisividad) es la que menos calor pierde de noche y la única que alcanza la temperatura de fusión del PCM en el primer ciclo de carga. Es el diseño de referencia de la parte 2.

- Con 8 aletas el intercambiador transfiere prácticamente la misma potencia que con 16 a partir del tercer minuto; se eligió 8 como compromiso térmico y económico.
- El módulo de 2 m² con 7 cm de RT70HC suministra agua a 45 °C durante al menos 5 minutos de ducha a 11 l/min. A esa escala de tiempo los tubos de 2 m son prácticamente isotermos en longitud: los gradientes están en la sección, alrededor de cada tubo.

De la parte 1 la simulación anual toma la geometría y los materiales de la configuración E, las propiedades del PCM y del vidrio, y la idea de que la descarga la gobierna la conducción en el PCM solidificado, que se representa con una conductancia efectiva PCM-agua. No se ha hecho todavía una comparación cuantitativa entre los dos modelos ni con el prototipo completo.

3.2 Parte 2. Simulación anual con EnergyPlus (8.760 horas)

La simulación anual se hace con **EnergyPlus 26.2**, el programa de simulación energética de edificios del Departamento de Energía de EE. UU. [29]. EnergyPlus resuelve el clima, la posición del sol, la radiación sobre cada superficie, el agua de red, el consumo de agua caliente y la instalación de cada sistema (bombas, captadores, depósitos y calentador de apoyo) con un paso de 10 minutos. Como no tiene un componente de captador híbrido con material de cambio de fase, el módulo de la patente se programa como componente propio dentro de EnergyPlus (PythonPlugin), con la física de la parte 1 reducida a dos nodos. Los sistemas de comparación usan los modelos estándar de EnergyPlus.

3.2.1 Clima, radiación y demanda

- **Clima**: año meteorológico tipo horario de PVGIS 5.3 (JRC) en formato EPW para Cádiz (A3), Sevilla (B4), Barcelona (C2), Bilbao (C1), Madrid (D3) y Burgos (E1), pasado a hora oficial peninsular (UTC+1) con cambio de horario de verano.
- **Radiación sobre la fachada**: la calcula EnergyPlus con su modelo anisótropo de cielo (Perez) y una reflectancia del suelo de 0,20. No se consideran sombras de edificios vecinos.
- **Edificio y consumo**: bloque de 20 viviendas de 3 dormitorios; según el anejo F del DB-HE, 28 l/persona·día a 60 °C, 4 personas por vivienda y factor de centralización 0,90: 2.016 l/día, con un perfil horario de puntas de mañana y noche (hipótesis). Agua de red según la tabla mensual del anejo G.
- **Superficies**: antepechos de 10 balcones de 5,0 × 1,1 m (55 m², 2,75 m² por vivienda) y fachada completa (185 m², 9,25 m² por vivienda), más un barrido de 1 a 9,25 m² por vivienda. La cubierta (24 × 16 m) tiene unos 135 m² aprovechables.

3.2.2 Instalación de ACS en EnergyPlus

Cada tecnología tiene su propio circuito de agua caliente con el mismo consumo (objetos WaterUse) y un calentador de apoyo instantáneo que lleva el agua a 60 °C. Un circuito de referencia sin energía solar da la demanda. El calor solar útil de cada sistema es la diferencia entre la energía del apoyo del circuito de referencia y la de su propio circuito: así se cuentan igual las pérdidas, la acumulación y los momentos en que el agua solar no llega a 60 °C.

3.2.3 Captador de la patente (componente propio)

El módulo se programa en Python dentro de EnergyPlus. En cada paso de 10 minutos toma de EnergyPlus la radiación directa y difusa sobre la fachada y su ángulo de incidencia, la temperatura del aire, la temperatura de cielo, el viento, la temperatura del agua de red y el caudal de consumo, y le devuelve la temperatura del agua precalentada, que EnergyPlus usa como agua de entrada del calentador de apoyo. Por m² de captador, el modelo tiene dos nodos:

- **Vidrio fotovoltaico**, de capacidad térmica Cg, que absorbe la fracción de la irradiancia que ni transmite ni convierte en electricidad. Intercambia calor con el exterior por convección (hc = 4 + 4·v, ISO 6946, anexo C, con el viento local igual a la mitad del de 10 m) y por radiación de onda larga con el cielo y el suelo (factores de visión 0,5 y 0,5), y con la placa a través de la cámara. Se resuelve de forma implícita.
- **Placa, PCM, aletas y agua retenida**, formulado en entalpía: la curva entalpía-temperatura de la parafina reparte el calor latente en su intervalo de fusión. Recibe la radiación transmitida por el vidrio y el calor de la cámara, y pierde hacia el interior a través del aislante y por los bordes.
- **Cámara**: conducción del aire (régimen de Nusselt próximo a 1 para 12 mm) o nula si es de vacío, más radiación entre superficies grises paralelas con las emisividades del vidrio y del absorbedor.

- **Extracción de calor**: el agua de red atraviesa el intercambiador cuando hay consumo y sale a T = TPCM − (TPCM − Tred)·e^(−NTU), con una válvula termostática a 60 °C. Como mostró la parte 1, la descarga la gobierna la conducción en el PCM solidificado, que se representa con una conductancia efectiva PCM-agua.
- **Electricidad**: P = η·G·(1 + γ·(Tc − 25)), con la temperatura de célula igual a la del vidrio y un rendimiento del sistema eléctrico (inversor, cableado, suciedad) de 0,90, igual para todas las tecnologías.

Se evalúan dos diseños:

- **Diseño E** (el publicado por el grupo [1]): vidrio fotovoltaico de silicio cristalino con células espaciadas (transmitancia 0,5; eficiencia 10 %), cámara de vacío de 12 mm, absorbedor de emisividad 0,3 y PCM RT70HC de 70 mm.
- **Variante de doble acristalamiento**, que se propone en este estudio: el vidrio fotovoltaico forma parte de una unidad de doble acristalamiento (hoja exterior templada y cámara de argón bajo emisiva de 16 mm) y va pegado a la placa; la cámara exterior se ventila cuando el PCM supera 75 °C. PCM RT55 de 40 mm. Su encaje en el texto de la reivindicación 1 (vidrio fotovoltaico situado en la parte exterior del dispositivo) debe confirmarse con la OTRI.

3.2.4 Sistemas de comparación

Todos se colocan en la misma fachada y orientación, con la misma demanda y la misma superficie:

Sistema	Objeto de EnergyPlus	Datos (ficha técnica)
FV de fachada convencional	Generator:PVWatts (v5), módulo «Premium», montaje adosado	LONGi Hi-MO X10 490 W: 24,0 % [8]
FV de fachada de color	Igual, con pérdida por color	−20 % de potencia (rango −6 a −31 %) [11, 12]
Vidrio FV a-Si sin recuperación	Generator:PVWatts, módulo de capa fina	Onyx Solar 10 %: 40 Wp/m² [9]
Captador plano + depósito	SolarCollector:FlatPlate:Water + WaterHeater:Mixed	Vitosol 100-FM SV1F: η0 0,81; a1 4,81; a2 0,022; K(50°) 0,89 [7]
PVT comercial + depósito	Igual + Generator:PVWatts (montaje ventilado)	Abora aH72SK: η0 0,70; a1 5,98; 17,8 % [6]

Tabla 3. Sistemas de comparación en EnergyPlus y fuente de sus parámetros.

Los sistemas con depósito tienen 75 litros de acumulación por m² de captador (dentro del intervalo 50-180 l/m² del DB-HE), pérdidas del depósito de 0,12 W/K por m² de captador hacia un local a 18 °C, circuito primario con termostato diferencial (5 K/1 K) y corte a 90 °C. Los parámetros de los captadores se pasan a área bruta. El modificador de ángulo de incidencia es el de la ficha (K(50°) = 0,89), con la forma estándar 1 − b0·(1/cos θ − 1).

3.2.5 Parámetros principales del captador de la patente

Parámetro	Valor	Fuente
Vidrio FV (diseño E): τ, η, γ	0,50; 10 %; −0,362 %/K	Artículo del grupo [1]; Abora [6]
Vidrio FV a-Si de catálogo: τsol, η	7,4-18,6 %; 2,8-4,0 %	Onyx Solar [9]
PCM RT70HC: fusión, latente, densidad	69-71 °C; ≈230 kJ/kg; 880 kg/m³	Artículo del grupo [1] (derivado)
PCM RT55: fusión, latente, temp. máx.	51-57 °C; ≈140 kJ/kg; 90 °C	Rubitherm [10] (derivado)
Absortividad / emisividad de la placa	0,95 / 0,30 (E) y 0,90	[1] e hipótesis
Capacidad del vidrio / placa y agua	20 / 11 kJ/m²K	Cálculo propio
Intercambio PCM-agua (UA)	15 W/m²K	Hipótesis (se ensaya la mitad)
Pérdidas traseras / de borde	0,42 / 0,30 W/m²K	60 mm de aislante y muro; hipótesis
Paso de cálculo	10 min (6 por hora), el de EnergyPlus	—

Tabla 4. Parámetros principales del captador de la patente.

3.2.6 Verificación con un modelo independiente

Para comprobar el componente propio y el resto del modelo, todos los casos se calcularon también con un modelo independiente en Python (pvlib para la radiación, la misma física del módulo y modelos simplificados de los sistemas de comparación). La tabla compara los dos para Madrid, fachada sur, antepechos:

Magnitud (kWh/m²·año)	Modelo Python	EnergyPlus	Diferencia
Irradiación en la fachada, kWh/m²	1.422	1.421	< 1 %
Patente E: electricidad	**118**	**118**	**< 1 %**
Patente E: calor útil	**310**	**310**	**< 1 %**
Patente doble: electricidad	92	92	< 1 %
Patente doble: calor útil	421	422	< 1 %
FV de fachada	274	284	+4 %
Captador plano + depósito: calor	445	354	−20 %
PVT comercial: electricidad	188	213	+13 %
PVT comercial: calor	379	304	−20 %

Tabla 5. EnergyPlus frente al modelo de verificación. Madrid, fachada sur, antepechos.

La radiación sobre la fachada y el captador de la patente coinciden en menos de un 1 %: el componente propio está bien acoplado a EnergyPlus. Las diferencias están en los sistemas de comparación. El captador plano y el PVT comercial dan en EnergyPlus en torno a un 20 % menos de calor, sobre todo porque EnergyPlus aplica el modificador de ángulo de la ficha (0,89 a 50°), que en una fachada vertical, con el sol de verano muy oblicuo, pesa más que el de un vidrio liso que usaba el modelo simplificado, y porque el primario solo arranca con un salto de 5 K. La fotovoltaica (PVWatts) da un 2-4 % más. **Las cifras del informe y de la web son las de EnergyPlus.** El análisis de sensibilidad del capítulo 4 y las curvas horarias de temperatura, que exigen muchas variantes del módulo, se han hecho con el modelo de verificación, que para la patente da los mismos resultados.

3.2.7 Límites del modelo

- Modelo de parámetros concentrados del módulo: no resuelve la estratificación del PCM ni la conducción dentro del vidrio; el intercambio PCM-agua se representa con una conductancia efectiva (parte 1).
- El precalentamiento sin depósito supone que el agua atraviesa el campo de captadores con el caudal de consumo; la distribución hidráulica y las pérdidas de recirculación no se modelan en ningún sistema.
- PVWatts usa coeficientes de temperatura por tipo de módulo (−0,35 %/K para «Premium»), no los de cada ficha.
- Los parámetros térmicos del PVT comercial se suponen referidos al área de apertura, porque su ficha no lo indica.
- No hay todavía datos experimentales del prototipo completo con los que calibrar el modelo.

4 Resultados energéticos

4.1 Comparación por m² de fachada

La figura 4 y la tabla 6 comparan, para la fachada sur de Madrid y la superficie de antepechos, la energía útil anual de cada tecnología.

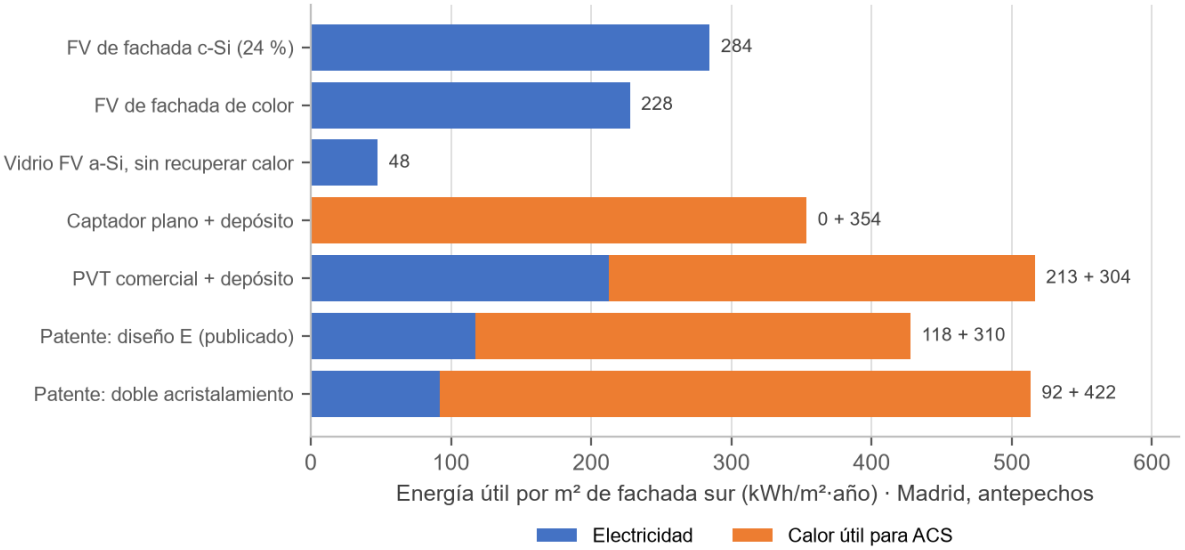


Figura 4. Energía útil por m² de fachada sur. Madrid, antepechos (55 m²).

Tecnología	Electricidad kWh/m²·año	Calor útil kWh/m²·año	Total kWh/m²·año	EP no renovable evitada kWh/m²	CO_2 evitado kg/m²·año
FV de fachada c-Si (24 %)	284	—	284	556	94
FV de fachada de color	228	—	228	445	75
Captador plano + depósito	—	354	354	457	97
PVT comercial + depósito	213	304	516	808	154
Patente, diseño E	**118**	**310**	**428**	**631**	**124**
Patente, doble acristalamiento	**92**	**422**	**513**	**724**	**146**

Tabla 6. Energía útil y ahorros por m² de fachada sur. Madrid, antepechos.

El diseño E produce menos electricidad que la fotovoltaica convencional (41 %), porque la mitad del vidrio deja pasar la luz a la placa, y menos calor que un captador plano con depósito (88 %). Sumadas, su energía útil supera a la de la fotovoltaica en un 50 %, y en energía primaria no renovable ahorrada supera a la fotovoltaica y al captador plano. El captador híbrido comercial con depósito produce más que la patente, pero es un módulo enmarcado de aspecto fotovoltaico que necesita 4,1 m³ de depósito solar para esta superficie.

4.2 Clima

Ciudad (zona)	Irradiación kWh/m²	E: elec.	E: calor	E: FS ACS	Doble: elec.	Doble: calor	FV: elec.	Plano: calor
Cádiz (A3)	1.356	113	274	40 %	87	379	273	330
Sevilla (B4)	1.399	114	305	44 %	89	410	278	359
Barcelona (C2)	1.297	110	272	38 %	84	380	264	323
Bilbao (C1)	960	81	207	28 %	64	290	198	247
Madrid (D3)	1.421	118	310	42 %	92	422	284	354
Burgos (E1)	1.182	100	260	34 %	78	362	243	292

Tabla 7. Resultados anuales por ciudad, fachada sur, antepechos (kWh/m²·año).

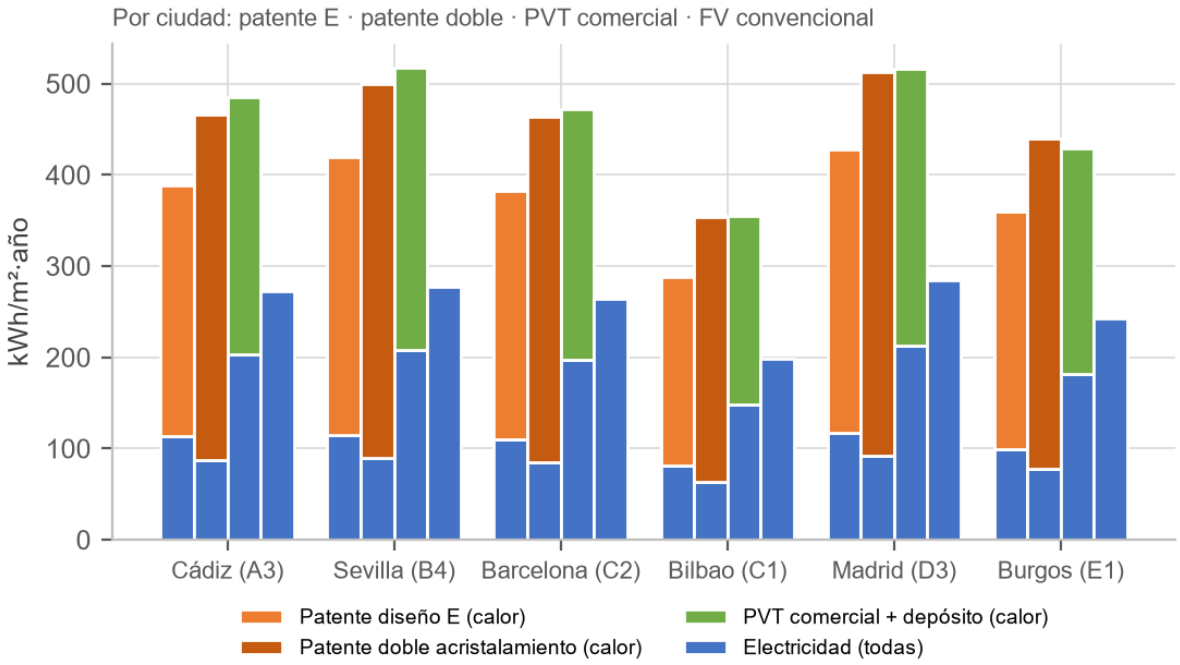


Figura 5. Energía útil por ciudad y tecnología, fachada sur.

La producción sigue a la irradiación en fachada, que en las capitales del sur supera los 1.350 kWh/m² al año. En Bilbao la producción baja una cuarta parte, pero la posición relativa de las tecnologías se mantiene.

4.3 Orientación

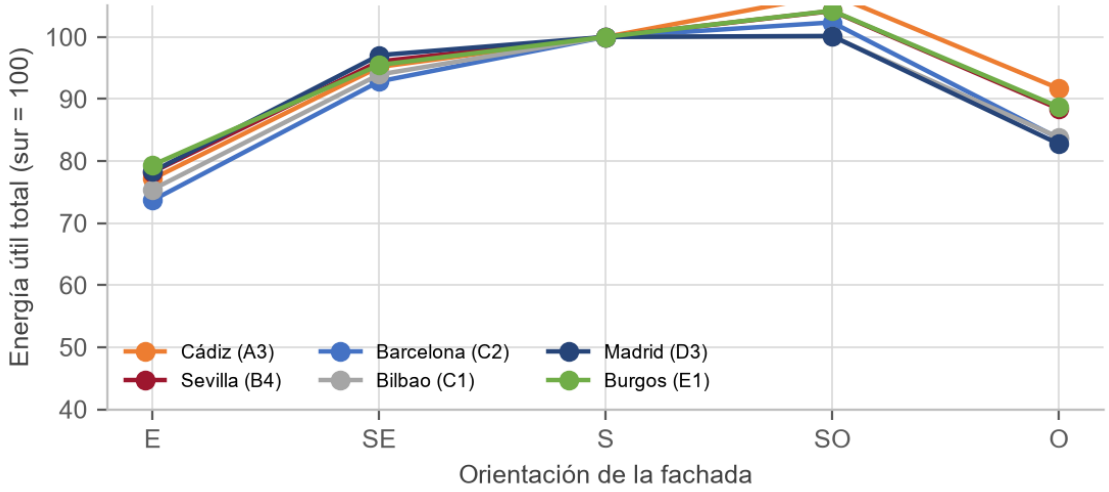


Figura 6. Energía útil total del diseño E según la orientación (sur = 100).

Las orientaciones sureste y suroeste producen prácticamente lo mismo que el sur; el suroeste incluso algo más en el sur peninsular, porque el calor de la tarde se aprovecha mejor en el consumo de la noche. Las fachadas este y oeste conservan entre el 74 % y el 92 % de la producción del sur.

4.4 Efecto del PCM: desfase y temperatura de célula

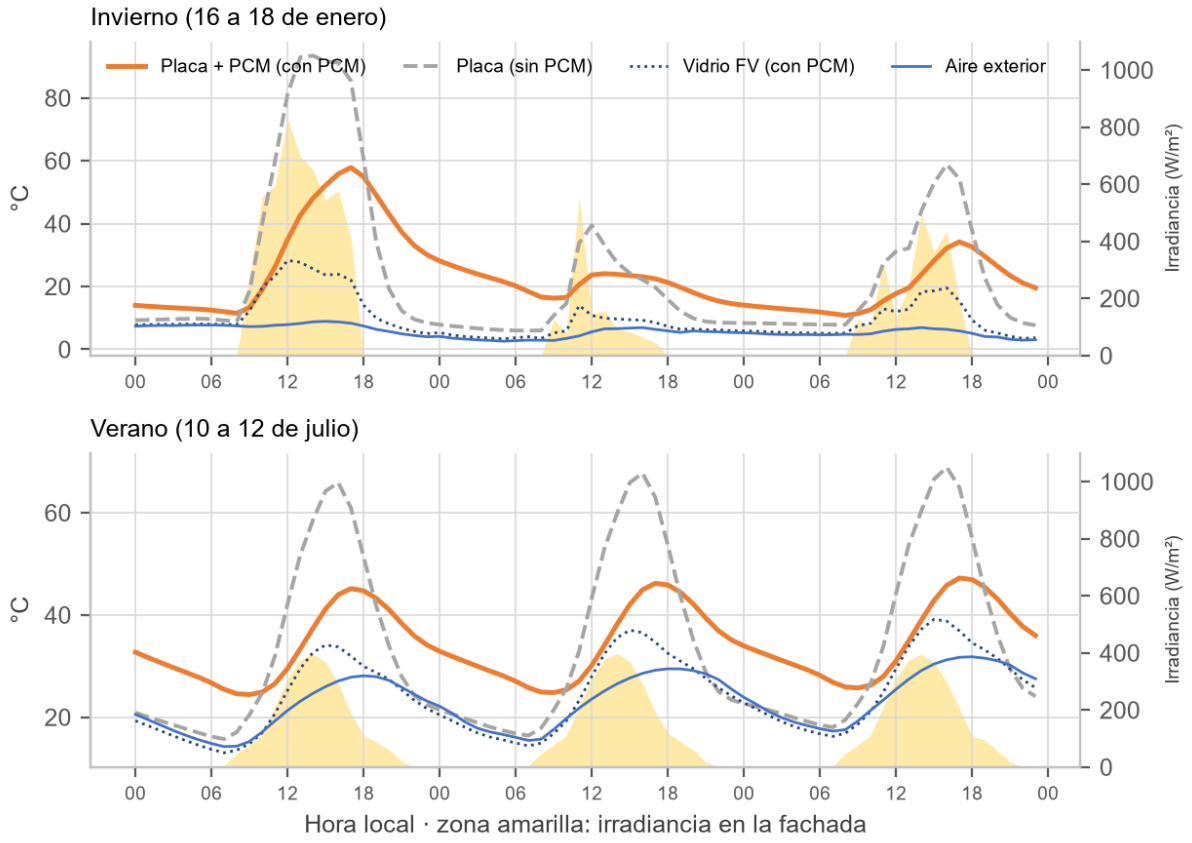


Figura 7. Temperaturas en tres días de invierno y tres de verano. Madrid, diseño E.

El PCM retiene el calor de las horas de sol y lo cede con el consumo de la noche y de la mañana siguiente: el 45 % del calor útil se sirve en horas sin sol, frente al 17 % del mismo captador sin PCM. En verano, la fusión fija la temperatura del absorbedor en torno a 70 °C. Sin PCM, el absorbedor superaría los 80 °C durante 875 horas al año y llegaría a 128 °C.

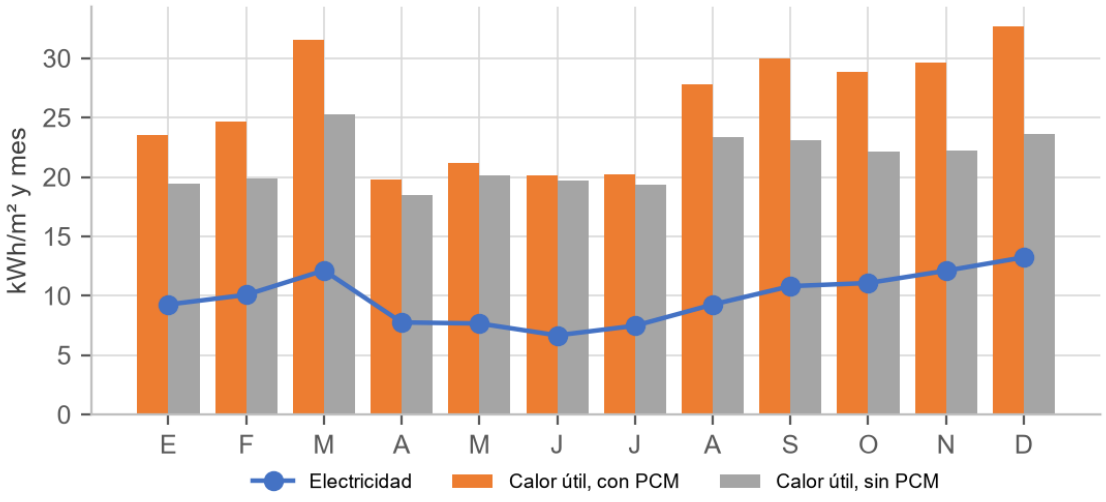


Figura 8. Producción mensual por m². Madrid, fachada sur, diseño E.

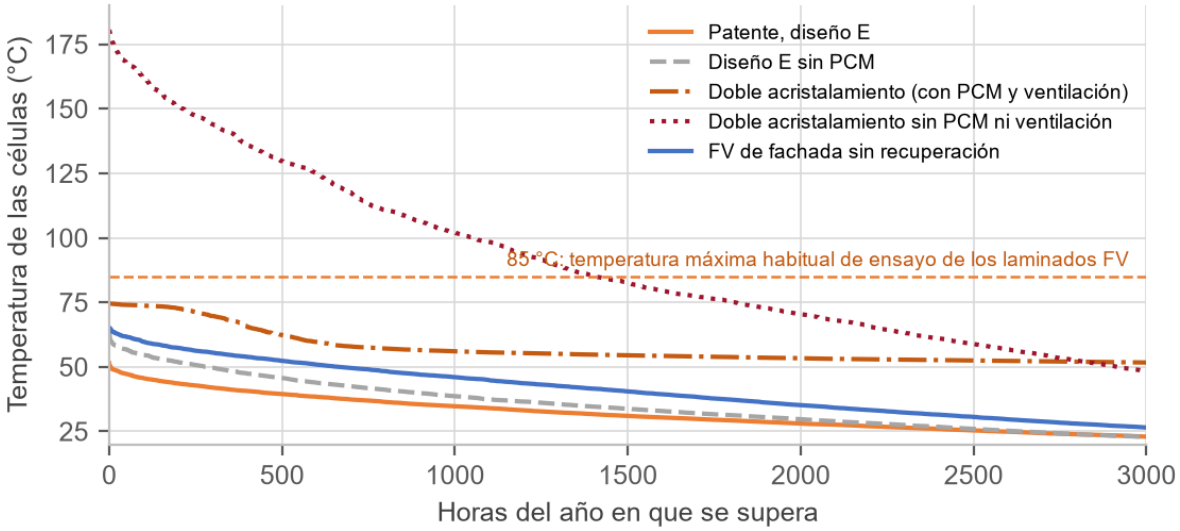


Figura 9. Curva de duración de la temperatura de las células. Madrid, fachada sur.

En el diseño E la cámara de vacío separa el vidrio del absorbedor caliente: las células trabajan a 26 °C de media con sol y no pasan de 51 °C, por debajo de una fachada fotovoltaica sin ventilar (65 °C de máxima). En la variante de doble acristalamiento el vidrio va pegado a la placa y las células se calientan más (75 °C de máxima): ahí el PCM y la ventilación son imprescindibles: sin ellos la placa pasaría de 80 °C durante 1.553 horas al año y las células llegarían a 181 °C, muy por encima de los 85 °C de los ensayos de los laminados.

4.5 Antepechos, fachada completa y cubierta

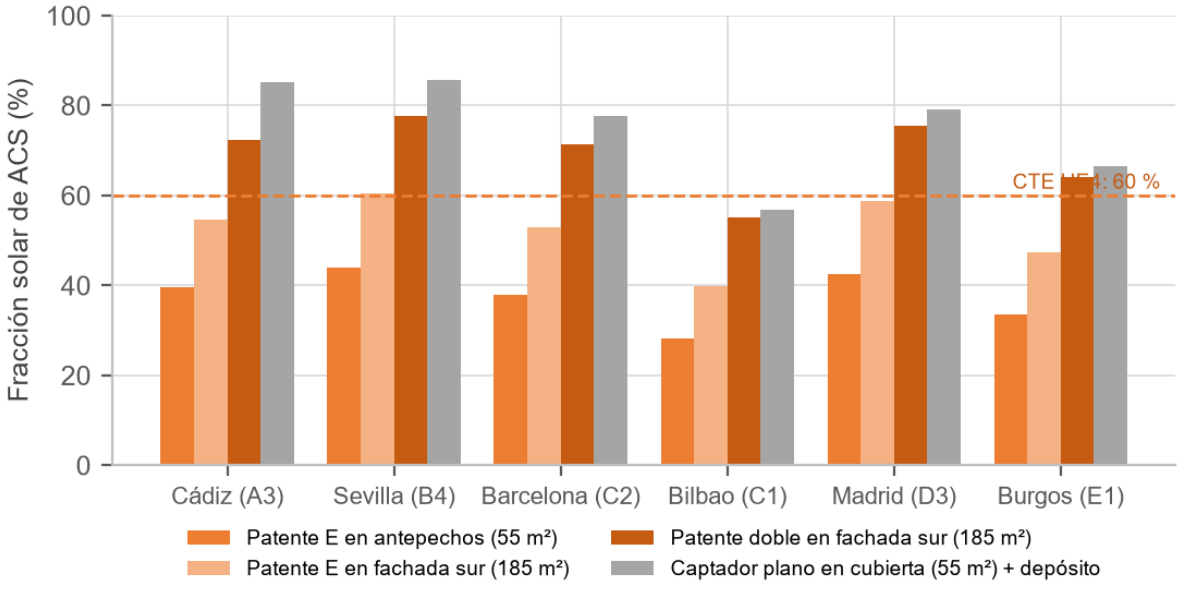


Figura 10. Fracción solar de ACS del edificio tipo según la superficie de captación.

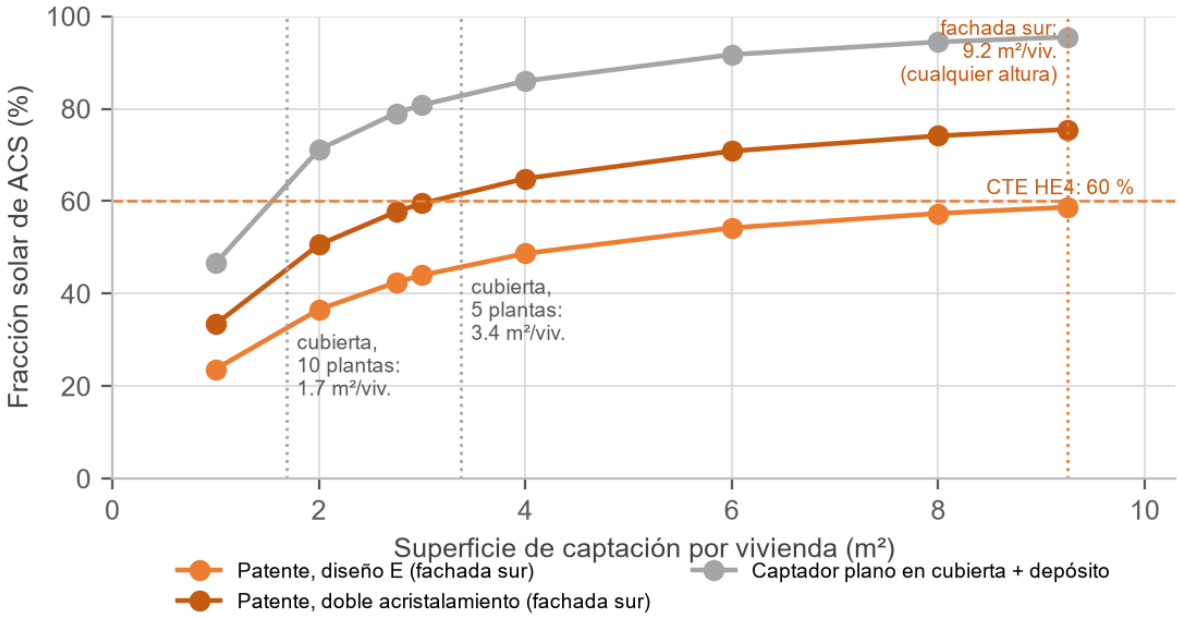


Figura 11. Fracción solar de ACS según la superficie de captación por vivienda. Madrid.

La cubierta de un bloque es la mejor ubicación para un captador inclinado, pero su superficie por vivienda disminuye con el número de plantas y además se reparte con la fotovoltaica que exige el HE5. La fachada ofrece una superficie por vivienda que no depende de la altura: en el edificio tipo, 9,2 m² por vivienda solo en la fachada principal.

Sin depósito, la fracción solar de la patente crece con la superficie pero se satura: el diseño E se queda en el 59 % con 9,25 m² por vivienda y la variante de doble acristalamiento en el 76 %. Con la fachada sur completa de Madrid se alcanza el 59 % (diseño E) y el 76 % (doble acristalamiento). Para cumplir el 60 % del HE4 solo con fachada en todos los climas conviene un depósito de apoyo pequeño o la variante de doble acristalamiento.

4.6 Vidrio, color y otras variables

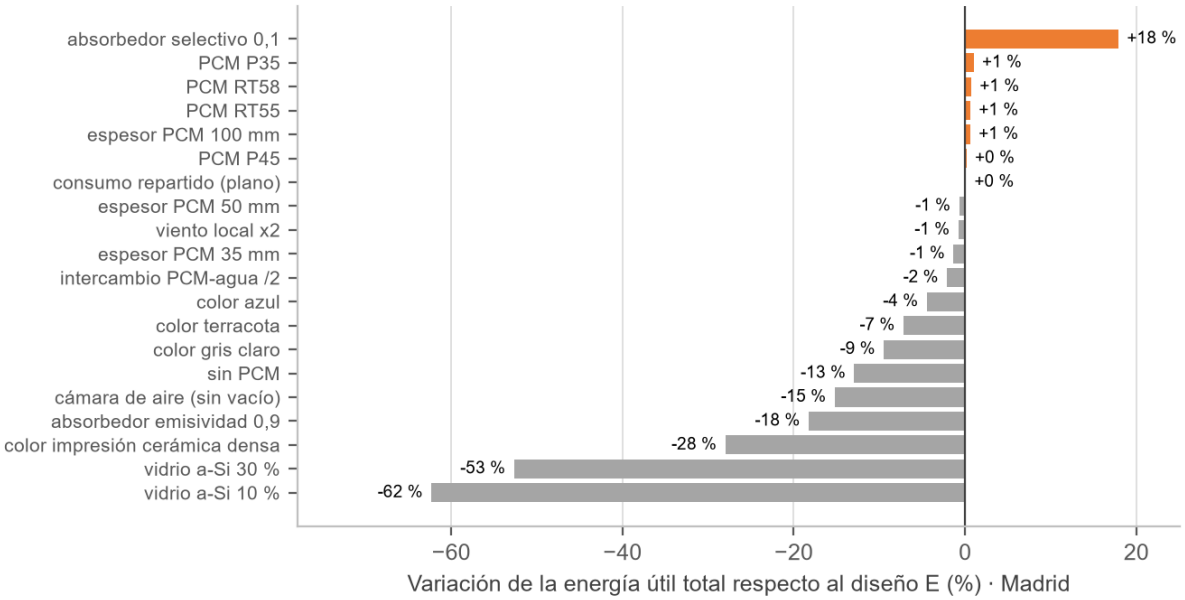


Figura 12. Sensibilidad de la energía útil total del diseño E. Madrid.

Lo que más influye es el vidrio. Con un vidrio de silicio amorfo de catálogo (transmisión solar del 7 al 19 %) la placa apenas recibe radiación y la producción cae a 161 kWh/m²; el diseño necesita un vidrio con células espaciadas, como el del artículo. El color cuesta poco: un vidrio azul o terracota pierde entre el 5 y el 8 % (las mismas pérdidas que publica la IEA para vidrios de color [11]). Un absorbedor selectivo (emisividad 0,1) es la mejora más rentable: 18 % de energía útil. Cambiar el vacío por aire o el absorbedor de baja emisividad por pintura negra resta entre un 15 y un 18 %. El punto de fusión del PCM entre 35 y 70 °C y su espesor entre 35 y 100 mm influyen poco en el balance anual, aunque sí en la temperatura máxima.

4.7 Dónde pierde y por qué compensa en fachada

- **Electricidad.** Por m², produce el 41 % de una fachada fotovoltaica convencional. Es el precio de dejar pasar la mitad de la luz a la placa.
- **Calor.** Produce el 88 % de un captador plano con depósito en la misma fachada. La acumulación en el propio módulo es menor que la de un depósito de 75 l/m².
- **Cubierta.** Si la cubierta basta para la demanda, un captador inclinado sigue siendo más productivo por m².
- **Por qué compensa.** En fachada no compite con la cubierta, sino con un revestimiento que no produce nada. Ahí da electricidad y agua caliente a la vez, con un acabado de vidrio de color homogéneo, sin depósito solar ni cuarto de acumuladores, y sumando aislamiento al muro. Ninguna de las alternativas reúne las cuatro cosas.

5 Impacto económico

5.1 Precios y costes de referencia

Concepto	Valor	Fuente
Electricidad para hogares (con impuestos)	0,2509 €/kWh	Eurostat, 2026-S1 [13]
Gas natural para hogares (con impuestos)	0,0787 €/kWh	Eurostat, 2026-S1 [13]
Fachada ventilada BIPV c-Si	462 €/m²	SUPSI-Becquerel 2020 [14]
Instalación solar térmica nueva	≈600 €/m²	IDAE-ASIT 2023 [15]
FV residencial (5-10 kW)	1,4 €/W	IEA PVPS, España 2023 [16]
Revestimiento de fachada ventilada	109,39-260,99 €/m² (central 130,49)	Generador de precios CYPE [17]
Tasa de descuento real / vida / mantenimiento	3 % / 25 años / 1 % anual	Hipótesis

Tabla 8. Precios y costes empleados (sin IVA en las inversiones).

La patente no tiene todavía precio de mercado. Se dan dos cifras: una estimación de su coste por partidas (apartado siguiente) y el **coste máximo admisible**, que no depende de esa estimación: el coste de instalación por m² para el que el valor actual neto a 25 años es nulo, descontando el revestimiento que el módulo sustituye. La electricidad se valora como autoconsumida al precio del hogar y el calor como el gas (o la electricidad) que deja de consumir una caldera (o un termo eléctrico).

Se ha supuesto que toda la electricidad se autoconsume al precio del hogar. En autoconsumo colectivo parte se vierte a la red a un precio menor; eso perjudica más a la fotovoltaica que a la patente, que aprovecha in situ la mayor parte de su energía como calor.

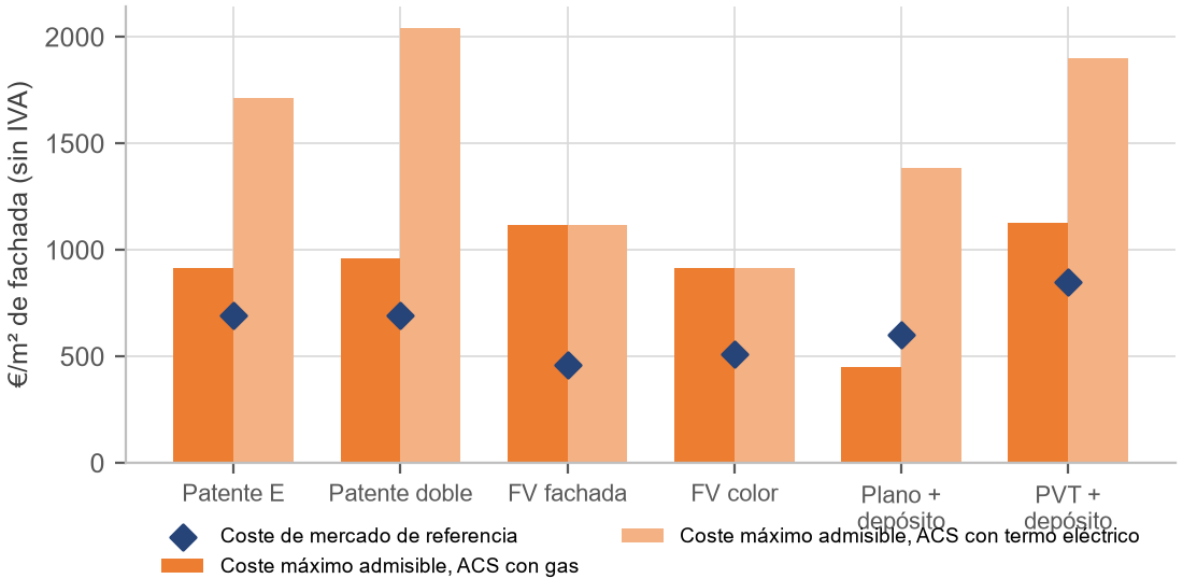


Figura 13. Coste máximo admisible y coste de mercado por m² de fachada. Madrid.

Ciudad	Ahorro con gas €/m²·año	Ahorro con termo €/m²·año	Coste máx. (gas) €/m²	Coste máx. (termo) €/m²
Cádiz (A3)	52	101	858	1.562
Sevilla (B4)	55	109	898	1.681
Barcelona (C2)	51	99	841	1.540
Bilbao (C1)	38	75	659	1.190
Madrid (D3)	56	111	916	1.712
Burgos (E1)	47	94	791	1.459

Tabla 9. Diseño E: ahorro anual y coste máximo admisible de instalación.

Con ACS de gas, el diseño E ahorra unos 56 €/m² al año en Madrid y se paga en 25 años si cuesta instalado menos de 916 €/m². Con termo eléctrico el ahorro se duplica y el margen llega a 1.712 €/m². Como referencia,

una fachada fotovoltaica ventilada cuesta en torno a 462 €/m² y una instalación solar térmica unos 600 €/m²: un módulo que reúna ambas funciones en una sola pieza, sin depósito y sustituyendo el revestimiento, tiene margen para ser competitivo. Frente a la fotovoltaica de fachada con gas, la patente ahorra algo menos por m² (56 frente a 71 €/m²·año), porque el kWh térmico vale menos que el eléctrico; la ventaja aparece cuando el ACS es eléctrica y cuando se valora el aislamiento y el acabado.

5.2 Coste de inversión estimado y plazo de amortización

Para dar un plazo de amortización orientativo se estima el coste instalado del módulo (diseño E) **fabricado en serie**, no el del prototipo, que no está optimizado. Se parte del coste de una fachada fotovoltaica de color, que ya incluye el vidrio, la subestructura, el montaje y la parte eléctrica; se descuenta que el vidrio de la patente lleva menos de la mitad de células, y se añade lo que la patente lleva detrás del vidrio:

Partida	€/m²
Fachada FV de color como revestimiento (vidrio, subestructura, montaje y parte eléctrica)	508
Menos células: 100 Wp/m² frente a 240 Wp/m² de la fachada FV (hipótesis)	-50
PCM, 55,4 kg/m² a 1,5 €/kg (parafina en granel; rango 7-30 $/kWh latente ≈ 0,5-2,2 $/kg, ORNL 2021)	83
Absorbedor, aletas y tubos (10,7 kg/m²: aluminio a 3,5 €/kg y cobre a 9 €/kg, más fabricación; hipótesis)	70
Cámara de aire, cierre perimetral, aislante 60 mm y caja (hipótesis)	40
Conexión hidráulica y válvula termostática, por m² (hipótesis)	40
Total (sin IVA)	**691**
Revestimiento de fachada que sustituye (se descuenta)	−130

Tabla 10. Coste de inversión estimado de la patente, fabricación en serie.

Es una estimación de orden de magnitud: el PCM y la parte térmica no tienen todavía precio de proveedor para este producto. Debe sustituirse por el escandallo del fabricante licenciatario.

Ciudad	Ahorro con gas €/m²·año	Amortización (gas), años	Ahorro con termo €/m²·año	Amortización (termo), años
Cádiz (A3)	52	12,4	101	6,0
Sevilla (B4)	55	11,7	109	5,5
Barcelona (C2)	51	12,8	99	6,1
Bilbao (C1)	38	18,0	75	8,2
Madrid (D3)	56	11,4	111	5,4
Burgos (E1)	47	13,9	94	6,5

Tabla 11. Diseño E, fachada sur: amortización simple con el coste estimado.

Tecnología	Inversión €/m²	Revestimiento evitado €/m²	Ahorro (gas) €/m²·año	Amortización (gas), años	Amortización (termo), años
Patente, diseño E	**691**	**130**	**56**	**11,4**	**5,4**
FV de fachada c-Si	462	130	71	5,0	5,0
FV de fachada de color	508	130	57	7,3	7,3
Captador plano + depósito	600	0	30	24,8	6,9
PVT comercial + depósito	849	0	79	12,0	6,8

Tabla 12. Comparación económica por m² de fachada sur. Madrid, antepechos.

Con el coste estimado, la patente se amortiza más despacio que la fotovoltaica de fachada cuando el agua caliente es de gas, porque el kWh térmico que ahorra vale tres veces menos que el eléctrico. Con termo eléctrico el plazo baja a 5,4 años: por debajo de la fotovoltaica de color, del captador plano y del PVT comercial, y cerca de la fotovoltaica convencional, sin depósito y sustituyendo el revestimiento. El plazo es muy sensible al coste del PCM y de la parte térmica: cada 100 €/m² menos de coste acortan la amortización con gas en unos 2,0 años.

6 Impacto ambiental

6.1 Energía primaria y CO_2 evitados

Ciudad	EP no ren. kWh/m²·año	CO_2 (RITE) kg/m²·año	CO_2 (mix 2025) kg/m²·año	Edificio, antepechos t CO_2/año
Cádiz (A3)	577	113	104	6,2
Sevilla (B4)	618	121	113	6,7
Barcelona (C2)	566	111	103	6,1
Bilbao (C1)	427	84	78	4,6
Madrid (D3)	631	124	115	6,8
Burgos (E1)	532	104	97	5,7

Tabla 13. Diseño E: energía primaria no renovable y CO_2 evitados.

Con los factores del RITE (electricidad 0,331 y gas 0,252 kg CO_2/kWh) el diseño E evita 124 kg de CO_2 por m² y año en Madrid; con el factor del mix eléctrico de 2025 (0,258 kg CO_2/kWh, MITECO), 115 kg. A medida que la red se descarboniza, el kWh fotovoltaico evita menos CO_2 y gana peso el calor, que sustituye a gas: la patente pierde menos que la fotovoltaica pura (94 → 73 kg/m²).

6.2 Ciclo de vida simplificado

Material	kg/m²	kg CO_2-eq/m²
Vidrio FV (8 mm) y hoja de cierre	30,0	43-50
Células c-Si (0,1 kWp/m²)	0,1	59-59
Placa absorbedora de aluminio	2,7	9-18
Aletas y marco de aluminio	6,0	10-40
Tubos de cobre (hipótesis)	2,0	6-16
PCM parafina (hipótesis)	55,4	55-166
Aislante 60 mm (hipótesis)	2,4	3-10
Total		**186-359**

Tabla 14. Huella de carbono de fabricación estimada del módulo (diseño E), de la cuna a la puerta.

Con factores de la base ICE v3.0 para vidrio y aluminio, de IEA PVPS Task 12 para las células y rangos amplios para la parafina, el cobre y el aislante (sin factor verificado), la fabricación del módulo emite entre 186 y 359 kg CO_2-eq/m². El PCM es la partida más incierta y la mayor. Con el ahorro anual calculado, esa huella se recupera en 1,5 a 3,1 años, una fracción pequeña de la vida útil.

7 Impacto social y normativo

- **Parque de viviendas.** El 66,9 % de las viviendas principales de España está en edificios plurifamiliares y el 49 % del parque se construyó antes de 1981 (INE, censo 2021 y ECEPOV 2021) [18]. Es el parque que hay que rehabilitar, y en él la cubierta no basta para la energía solar de todas las viviendas.
- **Pobreza energética.** En 2024, el 17,2 % de los hogares tenía un gasto energético desproporcionado y el 17,6 % de la población no podía mantener su vivienda a una temperatura adecuada en invierno (MITECO) [19]. Un revestimiento que, además de aislar, produce agua caliente y electricidad para la comunidad reduce de forma estable la factura de los hogares.
- **CTE.** El HE4 exige cubrir con renovables el 60 % de la demanda de ACS (70 % por encima de 5.000 l/d) y, desde 2022, el HE5 obliga a instalar fotovoltaica en los edificios residenciales de más de 1.000 m². En bloques de varias plantas ambas exigencias compiten por la misma cubierta; la fachada activa las libera.
- **Directiva (UE) 2024/1275.** Exige instalaciones solares en los edificios residenciales nuevos antes del 31-12-2029 y edificios nuevos de cero emisiones desde 2030 (2028 los públicos), y obliga a los Estados a acelerar la renovación del parque [20]. La integración arquitectónica es condición para extender la solar a fachadas.
- **Industria y empleo.** El módulo se fabrica con vidrio, aluminio, cobre y aislante, materiales con cadena industrial en España; su montaje encaja en las empresas de fachada ventilada y de rehabilitación.

8 Conclusiones y recomendaciones

8.1 Conclusiones

- El diseño publicado por el grupo produce en una fachada sur, según el clima, entre 288 y 428 kWh útiles por m² y año, de los que en torno al 30 % es electricidad. Supera en energía útil y en energía primaria ahorrada a la fotovoltaica de fachada y al captador plano en la misma posición.
- El PCM es lo que hace viable el captador en fachada: desplaza casi la mitad del calor a las horas sin sol, aumenta el calor útil y evita el sobrecalentamiento sin depósito solar.
- La cámara de vacío mantiene las células más frías que en una fachada fotovoltaica convencional.
- Sin depósito, la fracción solar de ACS se satura en torno al 59 % (diseño E) y al 76 % (doble acristalamiento).
- El resultado depende sobre todo de la transmitancia del vidrio: con vidrios de silicio amorfo de catálogo, muy opacos, el diseño pierde la mayor parte del calor.

8.2 Recomendaciones

- Orientar la explotación a la rehabilitación de bloques de viviendas y a la obra nueva residencial, como revestimiento activo de antepechos y paños ciegos orientados de sureste a oeste.
- Incorporar al desarrollo industrial un absorbedor selectivo y un vidrio con células espaciadas de transmitancia próxima a 0,5; estudiar la variante de doble acristalamiento cuando prime el calor.
- Prever un depósito de apoyo pequeño o combinar fachada y cubierta cuando haya que cumplir el HE4 solo con energía solar.
- Ensayar el prototipo completo en cámara climática y calibrar con esas medidas este modelo antes de publicar cifras comerciales definitivas.
- Solicitar a la OTRI la valoración del encaje de la variante de doble acristalamiento en la reivindicación 1.

9 Referencias

[1] González Gallero F.J., González Siles G., Rodríguez Maestre I., Foncubierta Blázquez J.L., Bottarelli M. (2024). Performance analysis of a novel façade-based building integrated photovoltaic-thermal system with phase change material for domestic hot water. Applied Thermal Engineering 240:122321. doi:10.1016/j.applthermaleng.2023.122321.

[2] Holmgren W.F., Hansen C.W., Mikofski M.A. (2018). pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. Journal of Open Source Software 3(29):884. doi:10.21105/joss.00884.

[3] Bell I.H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V. (2014). Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp. Ind. Eng. Chem. Res. 53(6):2498-2508. doi:10.1021/ie4033999.

[4] Comisión Europea, JRC. PVGIS 5.3, año meteorológico tipo (SARAH3/ERA5). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/. Huld T., Müller R., Gambardella A. (2012), Solar Energy 86(6):1803-1815.

[5] Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana. Documento Básico HE Ahorro de energía, texto consolidado de 14-06-2022 (anejos B, F y G). https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf.

[6] Abora Solar. Ficha técnica aH72SK (2021) y Panel Handbook aH72SK V10.0 (2022).

[7] Viessmann. Hoja de datos técnicos Vitosol 100-FM/-F tipo SV1F, nº 5784 083 (2017).

[8] LONGi. Ficha técnica LR7-54HVH 475-490M, Hi-MO X10 (2024).

[9] Onyx Solar. Technical Guide, ref. 240306 (propiedades del vidrio de silicio amorfo por grado de transparencia).

[10] Rubitherm Technologies GmbH. Fichas técnicas RT55 y RT58 (2026).

[11] IEA PVPS Task 15. Coloured BIPV – Market, Research and Development. Report IEA-PVPS T15-07:2019.

[12] Kutter C., Bläsi B., Wilson H.R. et al. (2018). Decorated building-integrated photovoltaic modules: power loss, color appearance and cost analysis. 35th EU PVSEC, Bruselas.

[13] Eurostat. Precios de la electricidad (nrg*pc*204, banda DC) y del gas (nrg*pc*202, banda D2) para hogares, 2026-S1.

[14] SUPSI y Becquerel Institute (2020). Building Integrated Photovoltaics: a practical handbook for solar buildings' stakeholders. Status Report 2020.

[15] IDAE y ASIT (2023). Guía práctica para la rehabilitación de instalaciones solares térmicas.

[16] IEA PVPS (2024). National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2023.

[17] CYPE Ingenieros. Generador de precios de la construcción, España, obra nueva: partidas FAG100, FAG005, FAP010 y FAS005 (consulta 20-11-2026).

[18] INE. Censo de Población y Viviendas 2021 (tabla 59516) y Encuesta de Características Esenciales de la Población y las Viviendas 2021 (tabla 56787).

[19] MITECO. Balance de las actuaciones contra la pobreza energética y actualización de indicadores 2018-2024.

[20] Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de abril de 2024, relativa a la eficiencia energética de los edificios. DO L de 8-5-2024.

[21] IDAE/MINETUR. Factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Documento reconocido del RITE (2016). MITECO, Factores de emisión 2007-2025, versión 6 (2026).

[22] IEA PVPS Task 12 (2024). Environmental Life Cycle Assessment of Electricity from PV systems – 2023 data update. Hammond G., Jones C. Inventory of Carbon and Energy (ICE) v3.0, citado en Mohebbi G. et al. (2021), Sustainability 13(14):7988.

[23] Oficina Española de Patentes y Marcas. Expediente P201900044: informe sobre el estado de la técnica y opinión escrita (09-09-2019) y título de patente (18-06-2021).

[24] Foncubierta Blázquez J.L., Rodríguez Maestre I., Iglesias Bahía Ó., González Gallero F.J., Hajdukiewicz M. (2023). A new practical approach to design a Phase Change Material-Water longitudinally finned tube heat exchanger. Applied Thermal Engineering 221:119834. doi:10.1016/j.applthermaleng.2022.119834.

[25] González Gallero F.J., González Siles G., Rodríguez Maestre I., Foncubierta Blázquez J.L., Pérez-Lombard L. (2024). Performance of a Simplified Computational Fluid Dynamics Model for a Phase Change Material–Water Finned Heat Exchanger Under Different Orientations. Energy Storage 6(5):e70021. doi:10.1002/est2.70021.

[26] González Gallero F.J., González Siles G., Rodríguez Maestre I., Foncubierta Blázquez J.L., Bottarelli M. (2025). Experimental validation of a simplified CFD model for a PCM-water finned heat exchanger. International Journal of Low-Carbon Technologies 20:234-248. doi:10.1093/ijlct/ctae293.

[27] IDAE (2025). Estudio de consumo y gasto energético de los hogares españoles (consumo eléctrico no térmico por número de ocupantes, p. 105).

[28] Oak Ridge National Laboratory. Review of Low-Cost Organic and Inorganic Phase Change Materials with Phase Change Temperature between 0 °C and 65 °C. OSTI ID 1813229.

[29] U.S. Department of Energy. EnergyPlus, versión 26.2.0 (30-09-2026): Input Output Reference y Engineering Reference. https://energyplus.net.

[30] Dobos A.P. (2014). PVWatts Version 5 Manual. NREL/TP-6A20-62641. National Renewable Energy Laboratory.