

(05-008) - Partial renovation of existing university buildings to NZEB through photovoltaic installations: a case study

Fuentes Del Burgo, Joaquin ¹; Navarro Astor, Elena ²

¹ Universidad de Castilla-La Mancha, ² Universitat Politècnica de València

Directive (EU) 2023/1971 suggests a long-term strategy towards the decarbonization of existing buildings, aiming for zero emissions (nearly Zero Energy Building – nZEB). In addition, the increase in electricity prices a cost overrun with a significant impact on the universities' budget for their buildings. This paper studies the application of photovoltaic installation in a university building with a pitched roof (Building Applied Photovoltaic - BAPV), and power generation solutions with different module pitches are analysed. Based on electricity consumption data from two buildings, a monthly electricity demand curve is estimated and then extrapolated to the building under study. The PVsyst software is used to perform the energy and economic analysis. The results show that using the entire available pitched roof area, even if the modules' angle of inclination is not optimal, leads to the greatest reduction in both electricity consumption and CO₂ emissions. In economic terms, the estimated payback period is slightly longer compared to the other inclinations studied.

Keywords: Nearly Zero Energy Building (NZEB); Building applied photovoltaic (BAPV); Energy Efficiency; University Building

Transformación parcial de edificios universitarios existentes a NZEB mediante instalaciones fotovoltaicas: un caso de estudio

La Directiva (UE) 2023/1971 propone una estrategia a largo plazo hacia la descarbonización de los edificios existentes, buscando que sus emisiones sean nulas (nearly Zero Energy Building – nZEB). Además, el incremento del precio de la energía eléctrica supone un sobrecoste con un impacto importante en el presupuesto de las universidades para sus edificios. En este trabajo se estudia la aplicación de instalación fotovoltaica en un edificio universitario con cubierta inclinada (Building Applied Photovoltaic - BAPV), y se analizan soluciones de producción de energía eléctrica con diferentes inclinaciones de los módulos. En base a datos de consumo eléctrico de dos edificios, se estima una curva de demanda de energía eléctrica mensual que se extrapola al edificio de estudio. Se utiliza el programa PVsyst para realizar el análisis energético y económico. Los resultados constatan que utilizar toda la superficie de cubierta inclinada disponible, aunque el ángulo de inclinación de los módulos no sea el óptimo, permite la mayor reducción tanto del consumo de energía eléctrica como de las emisiones de CO₂. A nivel económico, el periodo de retorno estimado es un poco superior frente al resto de inclinaciones estudiadas.

Palabras clave: : Edificio de consumo de energía casi nulo; Instalación fotovoltaica aplicada a edificación; Eficiencia energética; Edificio universitario

Correspondencia: Joaquín Fuentes del Burgo joaquin.fuentes@uclm.es



1. Introducción

Estudios de organizaciones que analizan el cambio climático indican que los edificios consumen alrededor del 40% de la energía final mundial y generan más del 30% de las emisiones de gas de efecto invernadero (D'Amanzo, Mercado & Ganem, 2020). Considerando la importancia que tiene la sostenibilidad, se concluye que el mayor margen para reducir la demanda energética reside en la mejora del parque de edificios existentes (Li, Yang & Lam, 2013). Además, varias naciones tratan de alcanzar la neutralidad de carbono para el 2050, y los edificios de consumo de energía casi nulo (*nearly Zero Energy Buildings* - nZEB) podrían desempeñar un papel importante en su logro (Ohene, Chan & Darko, 2022).

La Directiva (UE) 2024/1275 relativa a la eficiencia energética de los edificios, recoge en su Artículo 3 que los Estados Miembros han de establecer un plan nacional de renovación de edificios, tanto públicos como privados, con el objetivo de transformar los edificios existentes en edificios de cero emisiones (Unión Europea, 2024).

Los nZEB se caracterizan por disponer de una conexión a la infraestructura energética, el empleo de métodos convencionales para reducir el consumo de energía y la implementación de sistemas de energía renovable para generar electricidad, disminuyendo las emisiones de CO₂ (Kong et al., 2023). De este modo, cuando la producción con energías renovables sea escasa, la conexión a la red puede abastecer la energía necesaria para cubrir el consumo del edificio, mientras que cuando se genere más de lo que el edificio utilice suministrará electricidad (D'Amanzo, Mercado & Ganem, 2020; Kong et al., 2023).

Por otra parte, en España el consumo de energía de las universidades que forman parte de la Conferencia de Rectores de las Universidades Españolas (CRUE), asociación de 77 universidades españolas (50 públicas y 27 privadas), puede suponer una partida del gasto superior al 2% de su presupuesto anual (CRUE-SOSTENIBILIDAD, 2022). En el informe de CRUE-SOSTENIBILIDAD (2022) se recoge que en 2010 las universidades consumieron alrededor de un 0,7% de la demanda total eléctrica nacional. Además, señala que la generación de energía eléctrica por fuentes renovables tiene un carácter testimonial (CRUE-SOSTENIBILIDAD, 2022). Si se tiene en cuenta el incremento del precio de la energía eléctrica de los últimos años, el consumo eléctrico de los edificios puede afectar negativamente al presupuesto de las universidades (Pacce, Sánchez & Suárez-Varela, 2021).

Considerando lo anterior, en edificios nuevos y antiguos se puede reemplazar la electricidad generada con combustibles fósiles utilizando tecnologías de energía renovables (Kumar, Samykano & Karthick, 2021). Entre las fuentes de energía renovables disponibles, la más abundante es la energía solar (Debbarma, Sudhakar & Baredar, 2017). Atendiendo a las diferentes tecnologías de energía solar en progreso, la fotovoltaica parece ser una de las formas más interesantes de convertir la radiación solar en electricidad, compensando parte del consumo energético de los edificios y reduciendo sus emisiones (Debbarma, Sudhakar & Baredar, 2017; Kumar, Samykano & Karthick, 2021).

En función de cómo se monten las instalaciones fotovoltaicas en los edificios se presentan dos grandes clasificaciones: la instalación fotovoltaica integrada en el edificio (*Building Integrated Photovoltaic* - BIPV) y la instalación fotovoltaica aplicada en el edificio (*Building Applied Photovoltaic* - BAPV) (Ding et al., 2023).

Las tecnologías BIPV reemplazan una parte de la envolvente tradicional del edificio (fachada, cubierta, etc.) (Reddy et al., 2020). Las tecnologías BAPV son una aplicación de un sistema fotovoltaico convencional en un edificio nuevo o existente (Reddy et al., 2020);

no reemplazan ningún componente del edificio, priorizando la producción de energía renovable (Reddy et al., 2020; Custódio et al., 2022).

Además, la tecnología BAPV tiene un ciclo de construcción rápido, es fácil de implementar y puede adaptarse a variedad de edificios (Ding et al., 2023). Entre sus aplicaciones, facilita aprovechar el potencial de captar energía solar que poseen las cubiertas de los edificios (Kong et al., 2023). Esta tecnología permite alcanzar los objetivos y plazos de implantación de instalaciones de energía solar en edificios públicos existentes y edificios no residenciales recogidos en el Artículo 3 de la Directiva (UE) 2024/1275 (Unión Europea, 2024).

Considerando las nuevas condiciones recogidas en la Directiva (UE) 2024/1275 (Unión Europea, 2024) y el reto que supone a los responsables de los edificios públicos, en este trabajo se estudia el caso aislado de un edificio universitario existente con cubierta inclinada. El objetivo principal consiste en examinar las posibilidades de una instalación BAPV en la cubierta. Como objetivos secundarios, se analizan varias inclinaciones de módulos y su efecto sobre la superficie ocupada por el generador fotovoltaico, la producción de energía eléctrica, la estimación del periodo de retorno de la inversión y su contribución a la transformación en un nZEB.

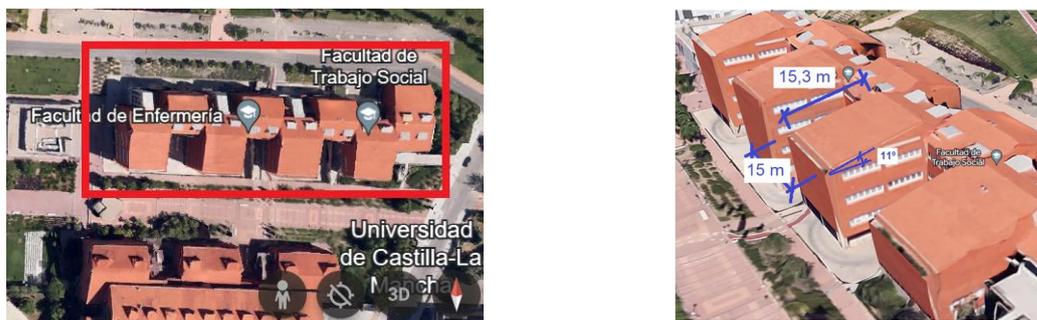
El resto del documento presenta la siguiente estructura: metodología de investigación, resultados y discusión, y finalmente unas breves conclusiones.

2. Metodología

2.1 Localización y descripción del edificio

La edificación del estudio, el Edificio Melchor Cano, se encuentra situada en el campus de la Universidad de Castilla-La Mancha sito en la ciudad de Cuenca (España), cuya la latitud es $L = 40,1^\circ$ (Norte) y la longitud $2,1^\circ$ W (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, 2009). En él se encuentran las facultades de Enfermería y de Trabajo Social (Figura 1).

Figura 1: Situación, orientación del edificio y dimensiones útiles de los faldones de cubierta.



Fuente: <https://earth.google.com/web/@40.07913439,-2.14683832,942.90508984a,532.20139425d,35y,0h,0t,0r>

El edificio está construido sobre un terreno en desnivel. La planta de acceso se sitúa en el Nivel 0 y, a partir de él, se desciende al resto de plantas. En total tiene cuatro niveles, de forma escalonada y con una superficie útil por planta variable. La superficie total construida es $9.068,26 \text{ m}^2$ (Unidad de Contratación y Patrimonio, 2022). La calefacción se realiza con calderas de gas y la refrigeración con una enfriadora condensada por aire.

De los bloques modulares que constituyen el edificio, cuatro, destinados a aulas, laboratorios y despachos, tienen la fachada posterior con orientación Sur (Figura 1). La propuesta de situación del generador fotovoltaico se realiza sobre las cubiertas inclinadas de los módulos con dicha orientación. La cubierta del edificio situado frente a los módulos donde se realiza la propuesta se encuentra, aproximadamente, a la misma cota.

Las cubiertas son de placa alveolar con teja y su inclinación es, aproximadamente, de 11°. La longitud del faldón con orientación Sur de cada módulo es 15,3 m. La anchura de cada módulo es de 15 m (Figura 1). La superficie de cubierta disponible en cada módulo es de $15,3 \cdot 15 = 229,5 \text{ m}^2$. Considerando los cuatro módulos, la superficie total de cubierta disponible (S_{CUB}) para instalar el generador fotovoltaico será $S_{\text{CUB}} = 918 \text{ m}^2$.

2.2 Estimación del perfil de consumo eléctrico

En base a facturas eléctricas mensuales del año 2021 proporcionadas por la Universidad (dos Santos et al., 2021), se dispone de información del coste de la energía (Tabla 1) y del consumo de dos edificios del Campus de Cuenca (Edificios A y B) (Tabla 2). El edificio A tiene una superficie aproximada de 9.000 m^2 y el B de unos 4.457 m^2 . Según Dhakal et al. (2021), el uso mensual de la electricidad es el dato más fiable para el análisis de la energía consumida. Para poder comparar el consumo con la producción del sistema fotovoltaico del edificio estudiado, se determina una curva de demanda mensual promedio por unidad de superficie. Para ello se realiza la media de los valores obtenidos de la factura anual (Tabla 2).

Tabla 1. Datos del contrato del coste de energía por periodo

Periodo	Coste término energía (€/kWh)	Periodo	Coste término energía (€/kWh)	Periodo	Coste término energía (€/kWh)
P1	0,175118	P3	0,152869	P5	0,136826
P2	0,157610	P4	0,136826	P6	0,110302

2.3 PVsyst

Existen diferentes programas de simulación utilizados por diseñadores e instaladores para estimar el rendimiento de una planta de energía solar fotovoltaica como PVsyst, PV*SOL, HOMER, PVGIS, PVWatts y RETScreen (Psomopoulos et al., 2015; Wu et al., 2015; de Souza et al., 2020). Entre ellos, PVsyst es un potente software de simulación, ampliamente utilizado en la industria de la energía solar, empleado principalmente para estudiar, dimensionar y analizar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos independientes, conectados a la red y de bombeo de agua, con una precisión cercana al valor real (Wu et al., 2015; Jiang et al., 2022; Serat, Zamir & Shirzad, 2023; Wang, Chao & Lin, 2023). Considerando las características anteriores y la exactitud de sus resultados (de Souza et al., 2020), en este trabajo se utiliza la versión PVsyst 7.4.4, con una licencia anual de estudiante.

Cuenta con un conjunto de datos meteorológicos que incluyen información como la irradiancia solar, la reflexión difusa, la temperatura, la velocidad del viento y otras variables climáticas relevantes (Dhakal et al., 2021; Jiang et al., 2022; Serat, Zamir & Shirzad, 2023). También dispone de una base de datos de componentes del sistema fotovoltaico ampliable añadiendo la información técnica de nuevos dispositivos y equipos (Dhakal et al., 2021).

El archivo de datos meteorológicos utilizado ha sido el Meteoronorm 8.1 (2007-2017). En la herramienta “Pérdidas detalladas” se dejan por defecto los valores que propone el programa salvo los siguientes cambios.

En la pestaña “Parámetro térmico”, en las opciones “Valor predeterminado según montaje”, se selecciona la opción “Módulos montados “libres” con circulación de aire” en las opciones A y B, mientras que en la opción C, al ser superpuesta a la cubierta, se activa la opción “Semi-integrado con conducto de aire detrás”. En la pestaña “Pérdidas óhmicas”, se deja por defecto la “Fracción de pérdida en STC” (*Standard Test Conditions* - STC) y se activa la opción por defecto en la “Caída de tensión a través del diodo”. En la pérdida óhmica en

corriente alterna (CA) después del inversor, se introduce una longitud media de 86 m por inversor, resultado de distribuir la longitud total entre los 4 inversores.

Tabla 2. Estimación del consumo medio por unidad de superficie y del consumo mensual del edificio de estudio

Mes	Edificio A (9.000 m ²)		Edificio B (4.457 m ²)		Consumo por unidad de superficie medio (kWh/m ²)	Edificio Melchor Cano Consumo mensual estimado (kWh)
	Consumo mensual (kWh)	Consumo por unidad de superficie (kWh/m ²)	Consumo mensual (kWh)	Consumo por unidad de superficie (kWh/m ²)		
Enero	126.702	14,078	53.326	11,965	13,021	118.078
Febrero	129.138	14,349	53.212	11,939	13,144	119.193
Marzo	126.692	14,077	53.325	11,964	13,021	118.078
Abril	111.114	12,346	50.736	11,383	11,865	107.595
Mayo	97.666	10,852	58.558	13,138	11,995	108.774
Junio	103.741	11,527	71.007	15,932	13,729	124.498
Julio	118.593	13,177	64.550	14,483	13,830	125.414
Agosto	76.625	8,514	32.499	7,292	7,903	71.666
Septiembre	101.714	11,302	71.005	15,931	13,616	123.473
Octubre	99.061	11,007	58.558	13,138	12,073	109.481
Noviembre	111.114	12,346	50.736	11,383	11,865	107.595
Diciembre	126.700	14,078	53.328	11,965	13,021	118.078

En la herramienta “Horizonte”, al encontrarse las cubiertas de los edificios orientadas al Sur a la misma altura que el edificio de estudio, se importa la propuesta de sombras lejanas de la ciudad de Cuenca con la opción “PVGIS Horizon desde la web” .

El análisis económico que realiza permite determinar diferentes parámetros financieros entre los que se encuentran el período de recuperación de la inversión y la tasa de interés anual del préstamo (Jiang et al., 2022).

Para determinar la rentabilidad se ha considerado una vida útil promedio garantizada de 25 años (Cucchiella et al., 2018; Becerra-Pérez, González-Díaz & Villegas-Gutiérrez, 2020), una inflación del 2% anual y una tasa de descuento del 2% anual, dada la incertidumbre económica reciente (Aires, Rojas & del Olmo, 2023), así como una variación de la producción por envejecimiento del 0,5%/año.

3. Resultados y discusión

3.1 Propuestas del sistema solar fotovoltaico en la cubierta

El estudio se realiza utilizando un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, del fabricante JA Solar, 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono, con tecnología PERC (dimensiones del módulo: 1.722 mm x 1.134 mm x 30 mm).

A falta de que se establezca el ratio de potencia a instalar en los diferentes tipos de edificios con el objetivo de cumplir la Directiva (UE) 2024/1275 (Unión Europea, 2024), se va a estimar la potencia mínima a instalar con la ecuación (1), recogida en la Sección HE5 Generación mínima de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, del Documento Básico HE Ahorro de Energía (Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana, 2022).

$$P_{min} (kW) = F_{pr,el} \cdot S \quad (1)$$

En la ecuación (1), $F_{pr,el}$ es el factor de producción eléctrica, que en este caso toma el valor de 0,01 (kW/m²), y S es la superficie construida del edificio (m²). La potencia mínima de la instalación sería $P_{min} = 0,01 \cdot 9.068,26 = 90,68$ kW.

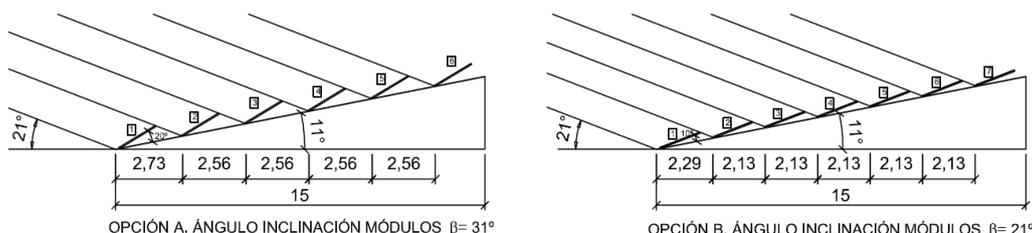
Se analizan tres propuestas de generador fotovoltaico. Las dos primeras corresponden a instalar los módulos sobre una estructura metálica fijada a la cubierta, que permite ángulos variables de 10° a 30° (con incrementos de 5°). La tercera sería una instalación superpuesta, dando a los módulos fotovoltaicos la misma inclinación que el faldón. Esta última opción busca montar el mayor número de módulos en la superficie disponible.

La primera opción trata de dar a los módulos la inclinación óptima que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (PCT-C) (IDAE, 2011), separando las filas con la distancia adecuada para minimizar las sombras en el solsticio de invierno y conseguir 4 horas de radiación directa (la altura solar a las 2 h del mediodía solar es de 21°). La inclinación óptima es la latitud de la localización (L) menos 10° (ecuación (2)).

$$\beta_{opt} (^\circ) = L - 10 \quad (2)$$

Utilizando la latitud de Cuenca, la inclinación óptima debería ser $\beta_{opt} = 30,1^\circ$. Como la modulación de ángulos que permite la estructura es de 5°, los paneles en la primera opción (Opción A) tendrán una inclinación sobre la horizontal de 31°. En la segunda opción (Opción B) se les dará una inclinación de 21° (Figura 2).

Figura 2: Determinación del número de filas de módulos en las opciones A y B.



Fuente: Elaboración propia con Autocad.

En todas las opciones, para reducir la longitud del cableado de corriente continua, en cada bloque se instalará un inversor con una potencia similar a la del generador fotovoltaico.

En la Opción A podrían instalarse 6 filas de 12 módulos en cada faldón (Figura 2). Considerando que hay 4 bloques del edificio con cubierta inclinada al Sur, se instalarían un total de $4 \cdot (6 \cdot 12) = 288$ módulos. En la Opción B podrían instalarse 7 filas de 12 módulos en cada faldón (Figura 2), siendo un total de $4 \cdot (7 \cdot 12) = 336$ módulos. En la Opción C se instalarían un total de 8 filas en cada faldón ($N_{filas} = 15,3/1,722 = 8,88$), de 12 módulos cada una, dando un total de $4 \cdot (8 \cdot 12) = 384$ módulos. La potencia pico total del generador (PG_{mp}), la superficie ocupada por el generador (S_{GEN}), la cantidad y modelo de inversores seleccionados en cada opción se recogen en Tabla 3. Señalar que todas las opciones proporcionarían una potencia eléctrica superior a la mínima que establece la Sección HE5.

El PCT-C del IDAE (2011) establece unas pérdidas máximas por orientación e inclinación, del 10% para instalación general (opciones A y B) y del 20% para superposición (opción C). De la opción A no se comprueban las pérdidas al tener una inclinación muy próxima a la óptima. La ecuación (3) (IDAE, 2011) permite determinar las pérdidas cuando la inclinación y/o la orientación no son óptimas. En ella β es la inclinación de los módulos, L la latitud en grados y α el azimut en grados.

$$Pérdidas(\%)= 100 \cdot (1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - L + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2) \quad (3)$$

En la opción B ($\beta= 21^\circ$), las pérdidas serían de 0,99%, inferiores al 10%. En la opción C ($\beta= 11^\circ$), las pérdidas serían de 4,4%, inferiores al 20%.

Tabla 3. Resumen de las opciones

Propuestas	Inclinación de módulos con la horizontal	Número de módulos	Potencia del generador $P_{G_{mp}}$ (kWp)	Superficie ocupada por el generador S_{GEN} (m ²)	Relación S_{GEN}/S_{CUB} (%)	Cantidad y modelo de inversor Huawei
Opción A	31°	288	116,64	562,4	61,26%	4 x 30 kW SUN2000-30KTL-M3-480V
Opción B	21°	336	136,08	656,1	71,47%	4 x 36 kW SUN2000-36KTL-M3-400V
Opción C	11°	384	155,52	749,9	81,69%	4 x 40 kW SUN2000-40KTL-M3-400V

3.2 Análisis energético

En la Tabla 4 se muestran algunos de los resultados del cálculo como la energía global incidente en el plano receptor (G_{oblInc}) y la energía inyectada en red (E_{Grid}).

Según los resultados de la Tabla 4, la opción A es la que tiene el menor valor de energía inyectada en red (E_{Grid}). Tomando como referencia la opción A, que corresponde a la instalación de los módulos con la inclinación óptima, al reducir el ángulo de inclinación para poder aumentar la superficie del generador fotovoltaico, las opciones B y C producen más energía anual, aunque en los meses del invierno no generen más que la opción A.

Tomando como referencia la opción A, el incremento de la relación S_{GEN}/S_{CUB} (Tabla 3) es del 16,67% en la opción B y del 33,35% en la opción C, mientras que el incremento de la energía anual inyectada a red es del 13,8% en la opción B y del 21,34% en la opción C. No existe la misma proporción de incremento en la energía inyectada a red (E_{Grid}) que en la variación de la relación S_{GEN}/S_{CUB} . Estos resultados están relacionados con la pérdida debida a la inclinación de los módulos y al efecto de una ventilación deficiente de los módulos en el montaje en superposición de la opción C.

Tabla 4. Energía inyectada en red (E_{Grid}) y proporción de rendimiento (PR) de cada opción

Mes	Opción A		Opción B		Opción C	
	G_{oblInc} (kWh/m ²)	E_{Grid} (kWh)	G_{oblInc} (kWh/m ²)	E_{Grid} (kWh)	G_{oblInc} (kWh/m ²)	E_{Grid} (kWh)
Enero	108,5	11.592	97,2	12.006	83,4	11.641
Febrero	123,9	13.354	113,9	14.231	100,9	14.137

Marzo	172	18.118	164,5	20.181	153	21.019
Abril	181,9	18.813	181,9	21.932	177,4	23.964
Mayo	197,2	20.028	202,9	24.067	204,6	27.089
Junio	205,9	20.365	215,2	24.826	220,1	28.239
Julio	228,1	22.211	237	26.907	240,4	30.320
Agosto	221,1	21.577	222,9	25.384	219,2	27.803
Septiembre	187,3	18.784	182	21.267	172,1	22.480
Octubre	151,9	15.745	142,2	17.126	128,9	17.397
Noviembre	111,9	11.898	101,1	12.433	87,7	12.141
Diciembre	102,7	10.982	90,7	11.186	76,4	10.658
Año	1.992,4	203.467	1.951,5	231.548	1.864,1	246.888

3.3 Análisis económico

Para este análisis se utilizaron los datos de la Tabla 1. El precio de la energía para cada periodo se ha introducido en una plantilla del tipo “Hourly Parameter_Template.CSV” proporcionada por PVsyst. Además, en el estudio sobre la rentabilidad de cada propuesta no se ha considerado ningún tipo de subsidio ni beneficio fiscal (Becerra-Pérez, González-Díaz & Villegas-Gutiérrez, 2020).

Se han utilizado precios actuales de los módulos fotovoltaicos e inversores, obtenidos de la página web de un suministrador (Tabla 6). Para otros elementos y partidas se ha utilizado la estimación de costes recogida en Encinas et al. (2014), donde los ratios propuestos son: la estructura 0,11 €/W, el cableado 0,01 €/W, la obra civil 0,01 €/W, otros costes 0,13 €/W y el margen del contratista 0,07 €/W (Tabla 5).

Según Chan et al. (2014), se ha estimado una vida media útil de los inversores de 8,5 años. Así, en el concepto de provisión para el reemplazo del inversor se ha introducido la cantidad de 1.521,0 €/año en la opción A, 1.744,62 €/año en la opción B y 1.878,51 €/año en la opción C. En el concepto de reparaciones y mantenimiento de las instalaciones se ha utilizado un ratio de 12 €/(kW.año) en todas las propuestas, lo que implica una cantidad de 1.404 €/año en la opción A, 1.632 €/año en la opción B y 1.872 €/año en la opción C.

Tabla 5. Estimación de costes

Propuestas	Potencia del generador (kWp)	Estructura (€)	Cableado (€)	Obra civil (€)	Otros costes (€)	Margen contratista (€)
Opción A	116,64	12.831	1.166	1.166	15.163	8.165
Opción B	136,08	14.969	1.361	1.361	17.690	9.526
Opción C	155,52	17.107	1.555	1.555	20.218	10.886

En la Tabla 7 se incluye un resumen de los resultados del análisis económico realizado con la herramienta “Evaluación económica” de PVsyst, mostrando los indicadores económicos que determina el programa. En la tabla aparece el concepto LCOE (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) o Costo Nivelado de la Energía. Este parámetro contabiliza todos los

costes que tiene un sistema de generación a lo largo de su vida útil y lo divide entre la producción de energía total y, posteriormente, lo actualiza al valor presente (Caja de Ingenieros, 2022). Una instalación fotovoltaica de autoconsumo resulta rentable cuando el LCOE iguala al precio de comprar energía eléctrica a la compañía eléctrica. Los valores resultantes quedan por debajo al precio de la energía eléctrica de la Tabla 1.

Tabla 6. Precio de componentes de la instalación

Componente	Precio unitario (€/ud)	Fuente
Módulo JA Solar, 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono P1	135,52	https://autosolar.es/paneles-de-conexion-a-red/panel-solar-405w-deep-blue-30-ja-solar-mono
Inversor Huawei 30 kW SUN2000-30KTL-M3-480V	3.232,43	https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-30kti-m3-trifasico
Inversor Huawei 36 kW SUN2000-36KTL-M3-400V	3.707,31	https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-36kti-m3-trifasico
Inversor Huawei 40 kW SUN2000-40KTL-M3-400V	3.991,84	https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-40kti-m3-trifasico
Sist. monitorización y control	3.343,01	Junta de Andalucía, 2023

Todas las propuestas son financieramente viables al tener un TIR positivo (Tasa Interna de Retorno - TIR) (Aristizábal & González, 2021). También el periodo de recuperación de la inversión obtenido (Tabla 7) se puede considerar aceptable al encontrarse entre los 5 a 15 años, según indica la Plataforma Española de Financiación de Energía Sostenible (2018).

También se incluye en la Tabla 7 el Valor Actualizado Neto (VAN), definido como la diferencia entre la inversión propia y el valor actualizado de todos los flujos de caja esperados. Un valor actual neto positivo indica que la inversión en el proyecto produce excedentes superiores a los que podrían obtenerse invirtiendo la misma cantidad de dinero, con un interés determinado (Nieto & Ruz, 2016). Se considera tanto mejor un proyecto cuanto más elevado sea su VAN (Nieto & Ruz, 2016), correspondiendo en este estudio a la Opción C.

La última columna de la Tabla 7 muestra la estimación del ingreso por la venta de la energía eléctrica tras descontar el costo de funcionamiento y la amortización. Cuando la instalación esté pagada, equivaldría a una reducción equivalente de la factura eléctrica del edificio.

Tabla 7. Resumen análisis económico

Propuestas	Costes de la instalación (€)	Costo total anual (€/año)	TIR (%)	VAN (€)	Periodo de recuperación (años)	LCOE (€/kWh)	Ingreso imponible en 1er año (€)
Opción A	95.293,49	3.747,52	27,05	413.708,37	3,9	0,0394	21.846
Opción B	138.193,97	4.326,17	20,73	436.786,66	5,1	0,0462	24.664
Opción C	156.123,05	4.805,20	19,31	451.733,27	5,5	0,0487	25.828

3.4 Comparación de la energía inyectada y la consumida. Reducción de emisiones

En la Tabla 8 se muestra una comparativa de la energía que se estima consume el edificio y la inyectada a red en cada una de las opciones planteadas. Al utilizarse la energía eléctrica generada en el mismo edificio, se calculará la reducción de emisiones de CO₂ con el factor de emisión de 0,357 kgCO₂/kWhE.final (IDAE, 2016).

A pesar de que la opción A es la que mejores indicadores económicos tiene (Tabla 7), la propuesta que más energía anual genera, mejor porcentaje de energía eléctrica cubre con energía solar y que mayor reducción de emisiones ofrece es la opción C. Si se tiene en cuenta que los indicadores de rentabilidad de dicha opción son aceptables, se puede considerar que, si la orientación de la cubierta es adecuada y su inclinación se encuentra entre los límites de pérdidas establecidos por el IDAE (2011), tratar de maximizar la relación S_{GEN}/S_{CUB} permitirá generar la mayor cantidad de energía eléctrica.

Tabla 8. Energía mensual consumida estimada y la energía mensual producida.

Mes	Estimación de energía consumida (kWh)	Opción A		Opción B		Opción C	
		E_Grid (kWh)	%	E_Grid (kWh)	%	E_Grid (kWh)	%
Enero	118.078	11.592	9,82%	12.006	10,17%	11.641	9,86%
Febrero	119.193	13.354	11,20%	14.231	11,94%	14.137	11,86%
Marzo	118.078	18.118	15,34%	20.181	17,09%	21.019	17,80%
Abril	107.595	18.813	17,49%	21.932	20,38%	23.964	22,27%
Mayo	108.774	20.028	18,41%	24.067	22,13%	27.089	24,90%
Junio	124.498	20.365	16,36%	24.826	19,94%	28.239	22,68%
Julio	125.414	22.211	17,71%	26.907	21,45%	30.320	24,18%
Agosto	71.666	21.577	30,11%	25.384	35,42%	27.803	38,80%
Septiembre	123.473	18.784	15,21%	21.267	17,22%	22.480	18,21%
Octubre	109.481	15.745	14,38%	17.126	15,64%	17.397	15,89%
Noviembre	107.595	11.898	11,06%	12.433	11,56%	12.141	11,28%
Diciembre	118.078	10.982	9,30%	11.186	9,47%	10.658	9,03%
Año	1.351.923	203.467	15,05%	231.548	17,13%	246.888	18,26%
Reducción anual emisión CO ₂ (TnCO ₂ eq)=		72,638		82,663		88,139	

Además, maximizar S_{GEN}/S_{CUB} permite reducir el impacto medioambiental del edificio en emisiones de CO₂ y también supone la mayor reducción en la factura eléctrica para la institución, una vez que la instalación esté amortizada.

Respecto a la contribución de la instalación fotovoltaica para transformar el edificio en nZEB, los resultados de las propuestas estudiadas son limitados. En un edificio nZEB la totalidad de la energía consumida debería cubrirse en gran medida con energía procedente de fuentes de energía renovables, incluida la energía procedente de fuentes de energía renovables producidas in situ o en sus alrededores (D'Agostino, Zangheri & Castellazzi, 2017). En el mejor de los casos analizados, se podría reducir la demanda eléctrica estimada en un porcentaje del orden del 18%. Para transformarlo en nZEB habría que aplicar otras

medidas de eficiencia energética adicionales como cambiar la carpintería exterior, mejorar la iluminación y actuar sobre los equipos de climatización u otros (Salem et al., 2019).

4. Conclusiones

La Directiva (UE) 2024/1275 de eficiencia energética en los edificios contempla las instalaciones solares como un instrumento importante para conseguir los objetivos de reducción de emisiones planteados. Además, establece un calendario para dotar a los edificios existentes con este tipo de instalaciones. En este marco, el estudio de implantación de una instalación BAPV en un edificio universitario existente con cubierta inclinada, orientada al Sur, permite afirmar que las instalaciones fotovoltaicas ayudan a transformar los edificios existentes en nZEB, proporcionándoles la capacidad de generar energía renovable.

La instalación BAPV en cubierta inclinada permite colocar los módulos fotovoltaicos sin costes estructurales elevados. Se ha encontrado que montar los módulos fotovoltaicos con inclinaciones inferiores a la óptima permite incrementar la potencia del generador, compensando las pérdidas por inclinación. Si la inclinación de la cubierta se encuentra entre los límites establecidos por el PCT-C del IDAE, la opción de superponer los módulos a la cubierta facilita aumentar la superficie útil, la potencia instalada y la producción anual de energía.

Si se plantea, como objetivo adicional, maximizar la energía producida y, con ello, el ahorro económico que supone el autoconsumo en las horas de mayor precio de la energía eléctrica, interesa conseguir el mayor valor de la relación S_{GEN}/S_{CUB} . Aunque maximizar la relación anterior supone un incremento del coste del proyecto de la instalación fotovoltaica, el análisis económico de las propuestas estudiadas proporcionan resultados aceptables.

Finalmente, aunque la instalación fotovoltaica ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del edificio, facilitando la transición a nZEB, es necesario implementar medidas adicionales que mejoren su eficiencia energética y reduzcan su consumo puesto que, en el edificio estudiado, con la máxima potencia de generador fotovoltaico instalada, no se llega a cubrir ni el 20% del consumo de energía eléctrica anual del mismo.

5. Referencias

- Aires Calviño, D., Rojas, F., & del Olmo García, F. (2023). La Política económica europea en una era de incertidumbre: el retorno de la Política Monetaria. *eXtoikos*, (26), 1-5.
- Aristizábal, C. E., & González, J. L. (2021). Energía solar fotovoltaica en instituciones educativas: caso de estudio ITM campus Robledo. *Semestre Económico*, 24 (57), 30-57.
- Becerra-Pérez, L. A., González-Díaz, R. R., & Villegas-Gutiérrez, A. C. (2021). La energía solar fotovoltaica, análisis costo beneficio de los proyectos en México. *Revista Internacional de Desarrollo Regional Sustentable - RINDERESU*, 5 (2), 600-623.
- Caja de Ingenieros (2022). *¿Qué es el LCOE y para qué sirve? Gestiona. Publicación bimestral exclusiva para inversores, Septiembre/Octubre 2022*. Obtenido el 5 de diciembre de 2023 de https://www.caixaenginyers.com/documents/20143/663040130/gestiona_79_DOCS_2022_.pdf/8be706db-e9de-a944-0a97-f47f3e37f4fb?t=1666353990794
- Chan, F., Torres, E., Sánchez, V., Toral, H., & Acosta, R. (2014). Determinación de la vida útil de un Inversor para aplicaciones fotovoltaicas. *RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación*, 12 (1), 7 pp.
- CRUE-SOSTENIBILIDAD (2022). *Consumo de agua y energía en universidades españolas. Encuesta 2013-2020*. Grupo de Trabajo en Mejoras Ambientales en Edificios Universitarios de CRUE-Sostenibilidad. Obtenido el 26 de diciembre de 2023 de

- https://www.crue.org/wp-content/uploads/2022/11/Consumo-de-Agua-y-Energia-en-Universidades-Espanolas_vf.pdf
- Cucchiella, F., D'Adamo, I., Gastaldi, M., & Stornelli, V. (2018). Solar photovoltaic panels combined with energy storage in a residential building: An economic analysis. *Sustainability*, 10 (9), 3117.
- Custódio, I., Quevedo, T., Melo, A. P., & Rüther, R. (2022). A holistic approach for assessing architectural integration quality of solar photovoltaic rooftops and shading devices. *Solar Energy*, 237, 432-446.
- Dhakal, R., Sedai, A., Paneru, S., Yosofvand, M. M., & Moussa, H. (2021). Towards a net zero building using photovoltaic panels: a case study in an educational building. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 11 (2), 879-889.
- Debbarma, M., Sudhakar, K., & Baredar, P. (2017). Comparison of BIPV and BIPVT: A review. *Resource-Efficient Technologies*, 3 (3), 263-271.
- de Souza Silva, J. L., Costa, T. S., de Melo, K. B., Sakô, E. Y., Moreira, H. S. & Villalva, M. G. (2020). A Comparative Performance of PV Power Simulation Software with an Installed PV Plant. *2020 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Buenos Aires, Argentina, 2020, pp. 531-535.
- dos Santos Castilho, C., Torres, J. P. N., Ferreira Fernandes, C. A., & Marques Lameirinhas, R. A. (2021). Study on the implementation of a solar photovoltaic system with self-consumption in an educational building. *Energies*, 14 (8), 2214.
- D'Agostino, D., Zangheri, P., & Castellazzi, L. (2017). Towards nearly zero energy buildings in Europe: A focus on retrofit in non-residential buildings. *Energies*, 10 (1), 117.
- D'Amanzo, M., Mercado, M. V., & Ganem Karlen, C. (2020). 10 preguntas de los edificios energía cero: revisión del estado del arte. *Revista Hábitat Sustentable*, 10 (2), 24-41.
- Ding, L., Zhu, Y., Zheng, L., Dai, Q., & Zhang, Z. (2023). What is the path of photovoltaic building (BIPV or BAPV) promotion? The perspective of evolutionary games. *Applied Energy*, 340, 121033.
- Encinas, D., Rodríguez, F. L., Vegas, C. S., Cosme, J. M., & Cuadros, L. (2014). Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo: Análisis de viabilidad y determinación de parámetros óptimos de diseño para el proyecto. *In Proceedings from the 18th International Congress on Project Management and Engineering*. (pp. 1646-1657). Alcañiz: Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO).
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) (2009). *Instalaciones de energía solar térmica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura. PET-REV - enero 2009*. Madrid: IDAE.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) (2011). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. PCT-C-REV - julio 2011*. Madrid: IDAE.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) (2016). *Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. (Resolución conjunta de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento)*. Madrid: IDAE.
- Jiang, W., Ju, Z., Tian, H., Liu, Y., Arici, M., Tang, X., Li, Q., Li, D., & Qi, H. (2022). Net-zero energy retrofit of rural house in severe cold region based on passive insulation and BAPV technology. *Journal of Cleaner Production*, 360, 132198.
- Junta de Andalucía (2023). Banco de costes de la construcción de Andalucía. Cuadro de precios unitarios. Consejería de Fomento, Articulación del Territorio y Vivienda. Obtenido el 7 de enero de 2023 en <https://www.juntadeandalucia.es/organismos/fomentoarticulaciondelterritorioyvivienda/areas/vivienda-rehabilitacion/planes-instrumentos/paginas/bcca-jul-2023.html>
- Kong, J., Dong, Y., Poshnath, A., Rismanchi, B., & Yap, P. S. (2023). Application of Building Integrated Photovoltaic (BIPV) in Net-Zero Energy Buildings (NZEBs). *Energies*, 16 (17), 6401.

- Kumar, N. M., Samykano, M., & Karthick, A. (2021). Energy loss analysis of a large scale BIPV system for university buildings in tropical weather conditions: A partial and cumulative performance ratio approach. *Case Studies in Thermal Engineering*, 25, 100916.
- Li, D. H., Yang, L., & Lam, J. C. (2013). Zero energy buildings and sustainable development implications—A review. *Energy*, 54, 1-10.
- Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana (2022). *Documento Básico HE Ahorro de Energía*. Obtenido el 20 de mayo de 2024 en <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DccHE.pdf>
- Nieto Morote, A. M., & Ruz Vila, F. D. A. (2016). Evolución de la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas en España. In *Proceedings from the 20th International Congress on Project Management and Engineering* (pp. 1708-1720). Cartagena, 13-15th July 2016.
- Ohene, E., Chan, A. P. C., & Darko, A. (2022). Review of global research advances towards net-zero emissions buildings. *Energy & Buildings*, 266, 112142.
- Pacce, M., Sánchez, I., & Suárez-Varela, M. (2021). *El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España*. Documentos Ocasionales. N.º 2120. Banco de España.
- Plataforma Española de Financiación de Energía Sostenible (Enerinvest) (2018). *Guía para la financiación de proyectos de energía sostenible*. 2ª Edición. Edita: el autor. Obtenido el 4 de diciembre de 2023 de <https://ecoserveis.net/wp-content/uploads/2019/04/guia-para-la-financiacion-de-proyectos-de-energia-sostenible-2a-edicion.pdf>
- Psomopoulos, C. S., Ioannidis, G. C., Kaminaris, S. D., Mardikis, K. D., & Katsikas, N. G. (2015). A comparative evaluation of photovoltaic electricity production assessment software (PVGIS, PVWatts and RETScreen). *Environmental Processes*, 2, 175-189.
- Reddy, P., Gupta, M. S., Nundy, S., Karthick, A., & Ghosh, A. (2020). Status of BIPV and BAPV system for less energy hungry building in India A review. *Applied Sciences*, 10 (7), 2337.
- Salem, R., Bahadori-Jahromi, A., Mylona, A., Godfrey, P., & Cook, D. (2019). Investigating the potential impact of energy-efficient measures for retrofitting existing UK hotels to reach the nearly zero energy building (nZEB) standard. *Energy Efficiency*, 12, 1577-1594.
- Serat, Z., Fatemi, S. A. Z., & Shirzad, S. (2023). Design and economic analysis of on-grid solar rooftop PV system using PVsyst software. *Archives of Advanced Engineering Science*, 1 (1), 63-76.
- Unidad de Contratación y Patrimonio (2022). *Inventario de bienes inmuebles UCLM 2022*. Obtenido el 25 de noviembre de 2023 de Universidad de Castilla-La Mancha: <https://www.uclm.es/misiones/laucm/consejodedireccion/vsi/patrimonio>
- Unión Europea (2023). Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de abril de 2024 relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición). *Diario Oficial de la Unión Europea*, 8 de mayo de 2024, pp. 1-168.
- Wang, G., Chao, Y., & Lin, J. (2023). Technical-economic and environment benefit analyses of a novel building attached photovoltaic system. *Environmental Science and Pollution Research*, 30 (45), 100660-100674.
- Wu, X., Liu, Y., Xu, J., Lei, W., Si, X., Du, W., Zhao, C., Zhong, Y., Peng, L., & Lin, J. (2015). Monitoring the performance of the building attached photovoltaic (BAPV) system in Shanghai. *Energy and Buildings*, 88, 174-182.

Comunicación alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

