

## ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN UN EDIFICIO UNIVERSITARIO

Ordóñez A.J.\*, Sánchez E.\*\*

\* Facultad de la Energía, Universidad Nacional de Loja, Ciudad Universitaria Guillermo Falconí, (Loja) Ecuador, [angel.j.ordonez@unl.edu.ec](mailto:angel.j.ordonez@unl.edu.ec)

\*\* Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de Salamanca, Avda. Fernando Ballesteros, 2, Béjar, 37700, (Salamanca) España, [esh@usal.es](mailto:esh@usal.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2136>

### RESUMO

El autoconsumo de electricidad mediante el uso de la energía solar fotovoltaica está despertando un gran interés en España gracias al nuevo desarrollo normativo. Partiendo de la experiencia de un año completo de funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un edificio universitario se realiza un análisis energético y económico para esta tipología de edificios. Se ha comprobado el encaje del Real Decreto de Autoconsumo con las exigencias del Código Técnico de la Edificación (CTE) y cómo el mecanismo de compensación simplificada proporciona el mayor beneficio económico cuando la instalación fotovoltaica está adaptada al perfil de consumo del edificio. El análisis económico para el rango de potencias exigible por el CTE para estos edificios permite determinar que los tiempos de retorno de la inversión son óptimos en este rango, estando entre 7 y 8 años, y que el coste balanceado de la electricidad (LCOE) se sitúa incluso por debajo del precio mayorista de la electricidad. Estos resultados muestran la viabilidad del autoconsumo fotovoltaico en edificaciones con uso distinto al residencial privado.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Fotovoltaica, Autoconsumo, Edificación Administrativa, LCOE

### ABSTRACT

Photovoltaic electricity self-consumption is rising a great interest in Spain due to the approval of new norms. From the experience of a self-consumption PV installation in a university building during a full year, an energy and economic analysis for this kind of buildings is done. The matching between the new Building Code (CTE) and the Self-consumption Royal Decree is checked and is proved that the best economic benefit is for the simplified compensation mechanism when the PV installation is well adapted to the building consumption profile. The economic analysis for the installed power in the mandatory range established in the CTE for this category of buildings allows us to determine that the time of return of investment is optimum in that range, being in between 7 and 8 years, and that the Levelized Cost of Electricity (LCOE) is even below the electricity pool price. These results show that PV self-consumption in buildings with use different from residential private is economically feasible.

KEYWORDS: Solar Photovoltaics, Self-consumption, Administrative Buildings, LCOE.

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

En el momento actual, el ahorro de energía es una preocupación de primer nivel, que demanda iniciativas en eficiencia energética y en el uso de energías renovables. Uno de los grandes consumidores de energía son los edificios, estimándose su impacto en un 40% del consumo de energía primaria y del 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Comunidad Europea (Eurostat, 2020). La directiva de eficiencia energética en edificios (EU, 2010) establece que todos los edificios de nueva construcción deben ser de consumo energético casi nulo (NZEB) a partir del 31 de diciembre de 2020. Es importante reseñar que la definición de NZEB no es única, sino que debe tener en cuenta el clima, geometría del edificio y patrones de uso del mismo (BPIE 1, 2011). Asimismo, en línea con esta definición de NZEB se hace necesario definir un nivel máximo de demanda de energía, así como un porcentaje mínimo de aportación mediante fuentes de energía renovables. Este porcentaje podría estar entre el 50% y el 90%, en línea con los objetivos de energía y clima de la Unión Europea. La propia directiva establece que “Una definición de edificio de consumo energético casi nulo, reflejando las condiciones nacionales, regionales o locales e incluyendo un indicador numérico de uso de energía primaria, expresado en kWh/m<sup>2</sup> y año”. Clasificando los edificios con respecto a su uso, en los países de la UE el sector residencial supone el 75% del espacio disponible y el 25% restante se dedica a otros usos (BPIE 2, 2011). En cuanto al sector no-residencial, los edificios de uso educacional suponen el 17% del espacio de este sector.

El desarrollo legislativo de esta directiva europea en España tiene como consecuencia la renovación del Código Técnico de la Edificación, que da lugar a una versión actualizada del Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE, 2019). Este documento establece la limitación del consumo energético, en función de la zona climática de la ubicación del edificio, su uso y el alcance de la intervención, en el caso de renovaciones. Asimismo, se indica que el consumo energético se ha de satisfacer, en gran medida, mediante el uso de energías renovables. En ese sentido, se establece la “Exigencia básica HE5: Generación mínima de energía eléctrica” para incorporar sistemas de generación de energía eléctrica procedentes de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red en edificios con alto consumo energético. El ámbito de aplicación de esta normativa es, a grandes rasgos, en edificios de uso distinto al residencial privado cuando la superficie del edificio nuevo, ampliación o renovación sea superior a 3000m<sup>2</sup>. La potencia a instalar en kilovatios estará comprendida entre un valor mínimo del 1% de la superficie construida y un valor máximo del 5% de la superficie de la cubierta. En todo caso, la potencia a instalar estará comprendida entre 30kW y 100kW.

Aunque la normativa española no indica explícitamente que la generación eléctrica del edificio deba ser de una tecnología concreta, la normativa encaja perfectamente con la generación mediante el uso de la energía solar fotovoltaica. Especialmente cuando limita la potencia máxima obligatoria a una fracción de la superficie de la cubierta. La limitación de la potencia máxima a 100kW está relacionada directamente con la normativa reguladora del autoconsumo de electricidad, concretamente porque permite que los autoprodutores se puedan acoger a mecanismos simplificados tanto en los trámites de conexión a red como en la valoración económica de la producción.

El autoconsumo de electricidad requiere de un marco normativo adecuado para dotarle de una viabilidad económica que permita su desarrollo de una manera adecuada. La definición tradicional de autoconsumo establece que la energía autoproducida se consuma instantáneamente o en un intervalo de 15 minutos (IEA, 2013). En muchos casos ocurre que la energía autoproducida es mayor que el consumo, por lo cual se puede generar un exceso de energía que puede o no verse a la red de distribución. El concepto de balance neto consiste en compensar este exceso de electricidad para mejorar la rentabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, facilitando su implementación. Existen distintos esquemas de balance neto, que permiten contabilizar la autoproducción y el consumo de electricidad durante periodos de tiempo mayores, dando lugar a que la electricidad producida sea almacenada en la red eléctrica y mejorar el grado de autoconsumo (Luthander *et al*, 2015). El periodo utilizado para contabilizar el balance neto es de gran importancia puesto que, en el mejor de los casos, con un balance anual se permite “almacenar” el excedente de producción durante el verano para consumirlo durante el invierno.

El desarrollo del autoconsumo en España ha sido difícil debido a los grandes cambios normativos que se han producido. La normativa sobre autoconsumo tuvo su primer hito en el Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo (RD 900, 2015). Este Real Decreto en realidad supuso un freno para la realización de instalaciones de autoconsumo ya que establecía unos fuertes cargos asociados al consumidor, el popularmente conocido como “impuesto al sol”, así como la amenaza de fuertes sanciones económicas que disuadían a los consumidores industriales de implantar autoconsumo en sus instalaciones. El verdadero impulso al autoconsumo en España ha sido posible gracias al Real Decreto 15/2018 (RD 15, 2018), que elimina gran parte de las barreras establecidas en la normativa anterior: elimina el “impuesto al sol” al eximir de pagar cargos y peajes a la electricidad autoconsumida, define de una manera clara el autoconsumo colectivo, introduce el concepto de compensación de excedentes, facilita los trámites administrativos y permite la instalación de más potencia de generación que de consumo.

La complejidad técnica y legal del autoconsumo hizo necesario desarrollar este Real Decreto mediante otro posterior, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica” (RD 244, 2019). La entrada en vigor de esta normativa ha supuesto el despegue definitivo del autoconsumo fotovoltaico, despertando un gran interés en consumidores domésticos, comerciales e industriales, empresas instaladoras e incluso empresas comercializadoras de electricidad. Se establecen modalidades de autoconsumo sin excedentes (mediante un dispositivo antivertido, que impide el flujo de electricidad desde el consumidor hacia la red de distribución) y autoconsumo con excedentes. Dentro de esta modalidad con excedentes, se establece un mecanismo de compensación de excedentes para hacer un balance simplificado o también se puede vender la electricidad al mercado eléctrico a través de un representante.

La opción más interesante, y que es la aplicable a nuestro caso de estudio, es la de compensación de excedentes. Consiste en “un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación”. El periodo de facturación es un mes, aunque dependiendo del tipo de contrato puede ser un mes natural o no. El cálculo del saldo se realiza de la siguiente manera: si el contrato de suministro está fuera del precio regulado, tanto la energía consumida como la energía excedentaria serán valoradas al precio horario libremente acordado entre las partes; en el caso de un contrato regulado la energía excedentaria se valorará en función del precio horario del mercado eléctrico y la energía consumida se valorará como el precio horario en el mercado diario e intradiario menos el coste de los desvíos. Es importante señalar que, en ningún caso el saldo económico puede ser a favor del consumidor. Este mecanismo ha entrado en funcionamiento en marzo de 2020.

Para acogerse a esta modalidad se deben cumplir los siguientes requisitos:

- La electricidad debe ser de origen renovable.
- La potencia de las instalaciones debe ser menor o igual a 100kW. En energía solar fotovoltaica se define como la potencia nominal del inversor fotovoltaico.
- El consumidor haya suscrito un único contrato de suministro, así como un contrato de compensación de excedentes.
- “La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico”.
- El productor no puede participar de otro mecanismo de venta de energía.

Así pues, están sentadas las bases para fomentar el uso de las fuentes de energía renovables en general, y de la energía solar fotovoltaica en particular, en los edificios en España. Una vez aprobada la reforma del Código Técnico de la Edificación, éste es de obligado cumplimiento para las obras cuya licencia se solicite a partir del 28 de junio de 2020, y por tanto se deberá disponer de generación renovable en edificios con uso diferente al residencial privado. Al disponer de una legislación clara y que favorece el autoconsumo, la incorporación de estos sistemas supondrá un ahorro económico a medio y largo plazo, así como una reducción de emisiones del edificio.

El presente trabajo se basa en la experiencia obtenida a partir de la instalación fotovoltaica realizada en la E.U. de Educación y Turismo de la Universidad de Salamanca en Ávila. Se hará una descripción del centro y de sus instalaciones, así como de la instalación fotovoltaica del centro. A continuación, se expondrán los resultados de la toma de datos de generación y consumo durante el año 2019, realizando el cálculo del balance económico mediante el mecanismo de compensación simplificada. Una vez analizados estos resultados, se utilizarán los datos de generación y consumo para realizar una simulación del comportamiento para instalaciones de distinta potencia, en particular para la potencia resultante de la aplicación del Código Técnico de la Edificación. Se calculará la rentabilidad económica de estas instalaciones para así obtener las conclusiones del trabajo.

## DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio en el que se realiza el estudio corresponde a la Escuela Universitaria de Educación y Turismo de la Universidad de Salamanca en Ávila (40° 39'N, 4° 41'O, altitud 1110m). Se trata de un edificio de 5660m<sup>2</sup> construido ubicado en una parcela de 13042m<sup>2</sup>. En la actualidad tiene 750 estudiantes matriculados y 65 trabajadores entre profesores y personal de administración y servicios. De acuerdo con el código técnico de la edificación, si se tratase de un edificio de nueva construcción, debería dotarse de una instalación de energías renovables con una potencia nominal comprendida entre 56,6kW y 88kW ya que la superficie de la cubierta es de 1.765m<sup>2</sup>. Un análisis mediante una herramienta online de un fabricante de inversores (Solaredge, 2020) permite comprobar que en las cubiertas se pueden instalar con facilidad más de 70kW utilizando módulos fotovoltaicos con una eficiencia del 19%.

La instalación fotovoltaica de autoconsumo está situada en la parcela de la E.U. de Educación y Turismo, junto al edificio y estando conectada a la red interior del mismo. Está ubicada en un entorno urbano y las condiciones climáticas son de altas irradiancias y grandes variaciones diarias de temperatura debido a la altitud y el clima seco.



Los módulos están situados en una estructura fija con una inclinación de 45° y orientación sur. Esta instalación está formada por tres campos fotovoltaicos de 3,3kW pico cada uno, conectados respectivamente a inversores Zigor Sunzet SP de 3,3kW. De los seis campos únicamente 5 han estado operativos durante el año 2019, por lo cual la potencia en funcionamiento ha sido de 8,3kW.



Fig. 1. Vista del edificio de la E.U. de Educación y Turismo junto con la instalación fotovoltaica de 10kW. (Google Earth, 2020)

El punto de suministro del edificio es de baja tensión, con una potencia contratada de 66kW y en la tarifa 3.0, que es la tarifa de baja tensión con tres periodos horarios para potencias medias, superiores a 15kW. Es muy habitual en edificios administrativos, educativos y comerciales (cuando no disponen de centro de transformación propio). Según consta en el último informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el año 2019 existen 779.914 puntos de suministro en esta tarifa, con una potencia contratada de 20.641.604kW para el periodo 2 y un consumo total anual de 37,081 GWh (CNMC, 2020). Esta tarifa no diferencia entre días laborables, festivos y el mes de agosto, a diferencia de otras tarifas que durante festivos y el mes de agosto es periodo valle. En la tabla 1 se muestra la distribución horaria de los tres periodos para la tarifa de invierno y la de verano junto con la referencia de la irradiación horaria para los solsticios y los equinoccios. Se puede observar que en el horario de invierno el periodo punta es por la tarde, justo después de la puesta de sol, por lo que la producción solar corresponde a la tarifa intermedia (llano). Durante el horario de verano, la tarifa punta coincide con el mediodía y esas 4 horas se corresponden con horas de gran producción solar, redundando en un mayor ahorro económico para los sistemas de autoconsumo.

Tabla 1. Tarifa 3.0. Distribución horaria y comparación con la radiación solar.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Irradiación Solsticio de invierno (Wh/m <sup>2</sup> )									1	117	287	396	460	477	432	328	194	43						
Tarifa de invierno	VALLE								LLANO										PUNTA					
Irradiación Equinoccio (Wh/m <sup>2</sup> )									5	199	413	597	733	816	837	803	712	563	373	199	3			
Tarifa de verano	VALLE												PUNTA				LLANO							
Irradiación Solsticio de verano (Wh/m <sup>2</sup> )									74	117	318	519	700	878	989	1017	989	908	780	613	420	216	34	

Los precios del término de energía antes de impuestos constan de un término de peajes, regulado para los periodos valle, llano y punta y el término de energía correspondiente al precio de mercado de la energía (de manera simplificada). La electricidad tiene un impuesto especial sobre la electricidad del 5,11269632% y un 21% aplicable sobre el subtotal anterior lo que resulta en unos impuestos del 27,50265248%

Tabla 2. Precio de los peajes y ofertas de dos empresas comercializadoras (antes de impuestos).

Periodo	VALLE	LLANO	PUNTA
Coste peajes (c€/kWh)	0,4670	1,2575	1,8762
Precio comercializadora #1 (c€/kWh)	7,6132	10,3177	12,0861
Precio comercializadora #2 (c€/kWh)	6,4789	8,1467	9,2679

RESULTADOS

Balance del año 2019

En esta sección se presentan los resultados correspondientes al año 2019. Los datos de partida han sido obtenidos a través de la lectura del contador bidireccional de la compañía distribuidora, contador de generación fotovoltaica y datos de los inversores proporcionados por el sistema de monitorización. Los datos proporcionados por los contadores son datos cuartohorarios, que son reducidos a datos horarios para el proceso de facturación. Los datos de monitorización permiten disponer de los parámetros de los inversores así como los parámetros ambientales (irradiancia, temperatura ambiente y de módulos, velocidad y dirección del viento) cada segundo. A partir de estos valores se genera la curva cuartohoraria para cada uno de los tres inversores y la curva total. Con las curvas de energía entrante, energía saliente y producción fotovoltaica es posible reconstruir la curva de consumo del edificio (curva de carga).

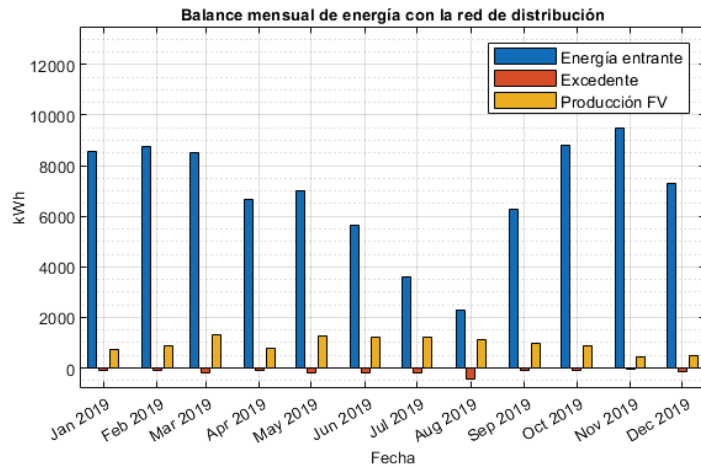


Fig. 2. Energía consumida, generada y exportada mensualmente.

En la figura 2 se muestra el balance energético anual del edificio: Se puede observar el patrón estacional del consumo, mayor en el periodo lectivo y menor en vacaciones (verano, Navidad, Semana Santa). La producción fotovoltaica tiene un patrón invertido con respecto al consumo, por lo que se generan excedentes en fines de semana y vacaciones, especialmente en verano. El aporte energético es de un 12,3% del consumo total de energía, siendo el 83% de la energía producida consumida en el edificio.

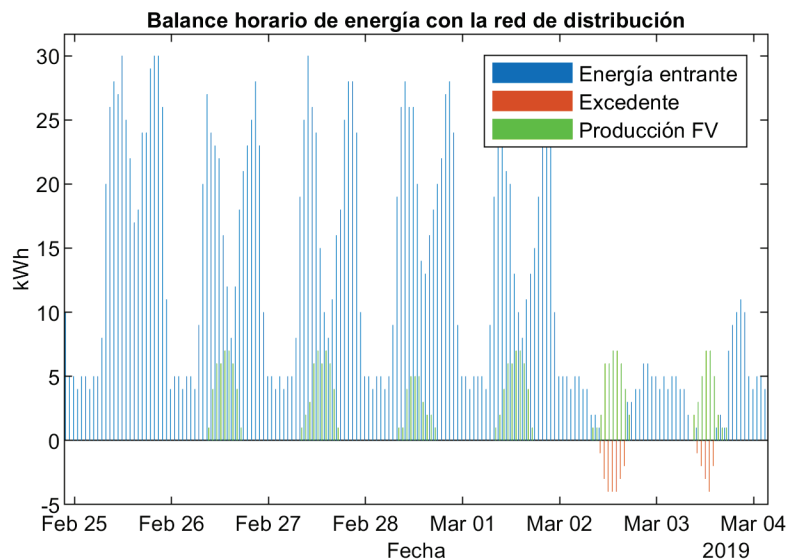


Fig. 3. Curva horaria de energía tomada de la red, producción y excedente durante una semana lectiva.

En la figura 3 se muestra el comportamiento semanal a través de la curva horaria, donde se muestra una semana típica del curso. Se puede ver la producción fotovoltaica (verde) y cómo contribuye a reducir el consumo durante el mediodía. El lunes fue un día sin sol y se ve como el consumo real a mediodía es mucho menor que durante las horas de mayor actividad. El resto de los días de la semana sí que hay producción fotovoltaica, reduciendo considerablemente el consumo a mediodía y generando un pequeño excedente durante el fin de semana.

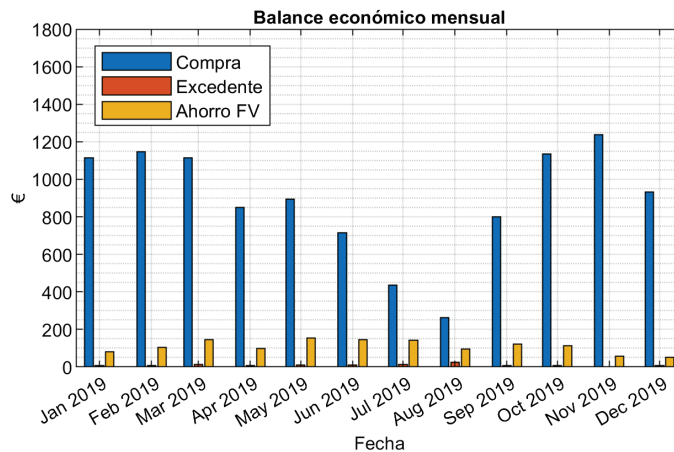


Fig. 4. Balance económico mensual.

En la figura 4 se muestra el balance económico para todos los meses del año, donde se puede ver el gasto de energía, el ahorro gracias a la instalación fotovoltaica y el posible ingreso por venta de excedentes. Estas cantidades incluyen el 5% de impuesto eléctrico y el 21% de IVA. Las cantidades totales suponen 10.640€ de coste de la electricidad tomada de la red, 1.310€ de ahorro y 118€ por venta de electricidad. Llama la atención la pequeña cantidad que se obtiene por venta de electricidad, ya que pese a suponer el 17% de la electricidad generada, tan solo supone el 8% del ahorro económico. Ello es debido a que la electricidad exportada se retribuye a un precio ligeramente inferior al precio del mercado mayorista, que está sensiblemente por debajo del precio minorista en esas horas del día. Este balance económico se ha realizado teniendo en cuenta la tarifa aplicable con la compañía comercializadora y los valores horarios del precio excedentaria para los autoconsumidores publicado en la web ESIOS de Red Eléctrica.

Simulación para distintas potencias

Una vez expuestos los resultados para la instalación fotovoltaica en funcionamiento, se simulará el comportamiento del sistema completo para distintos tamaños de la instalación. Partiendo de la curva de generación medida, se simulará la generación para distintas potencias nominales de la instalación, hasta el máximo permitido por el Código Técnico de la Edificación. Junto con la curva de carga del edificio obtenida anteriormente, se realizarán tanto el balance energético como económico para estas potencias. Utilizando precios actuales para instalaciones de este tipo, se calcularán el tiempo de retorno de la inversión y el coste balanceado de la electricidad (LCOE) (Branker, 2011) que servirán como referencia para el dimensionado óptimo de estos sistemas.

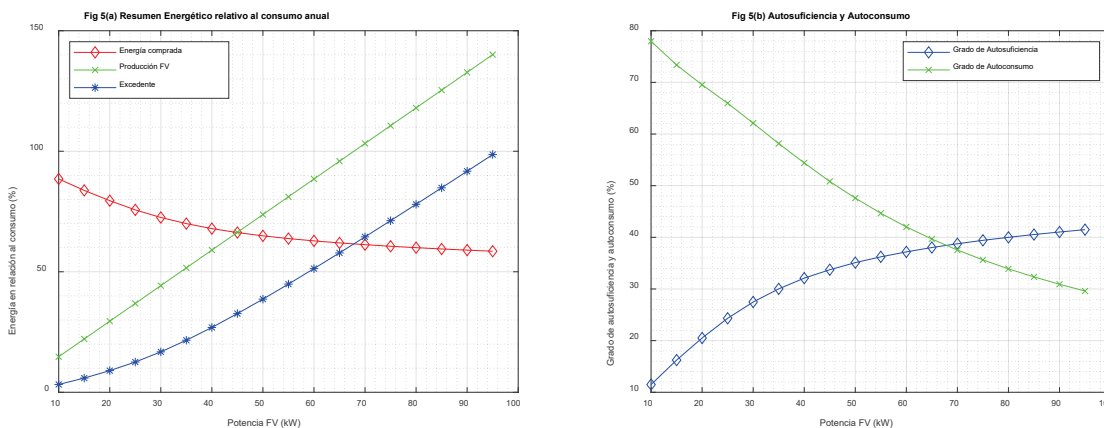


Fig. 5. Balance energético para distintas potencias.

En la figura 5 (a) se representa el saldo energético anual para distintas potencias instaladas, desde 10kW hasta 95kW. Se representan la energía tomada de la red de distribución, la producción fotovoltaica y el excedente vertido a la red,

todas ellas con relación a la energía total consumida. Se puede observar que la energía tomada de la red es, en todo caso superior al 50%, debido al consumo nocturno y a los días con climatología desfavorable. En la figura 5 (b) se representan el grado de autosuficiencia (definido como la fracción de energía consumida que es autoproducida) y el grado de autoconsumo (definido como la fracción de energía autoproducida que es autoconsumida). Se puede comprobar que se alcanza rápidamente hasta un 35% de autosuficiencia pero que a partir de 50kW aumenta más lentamente debido a que el aumento de energía autoproducida no se consume y aumenta el vertido a la red de distribución. Para potencias instaladas superiores a ese valor, el grado de autoconsumo es inferior al 50%, es decir, más de la mitad de la producción fotovoltaica es vertida a la red de distribución. Es interesante señalar que en torno a la potencia de 70kW se produce el equilibrio entre generación y consumo: es decir, la energía autoproducida es mayor que la energía consumida.

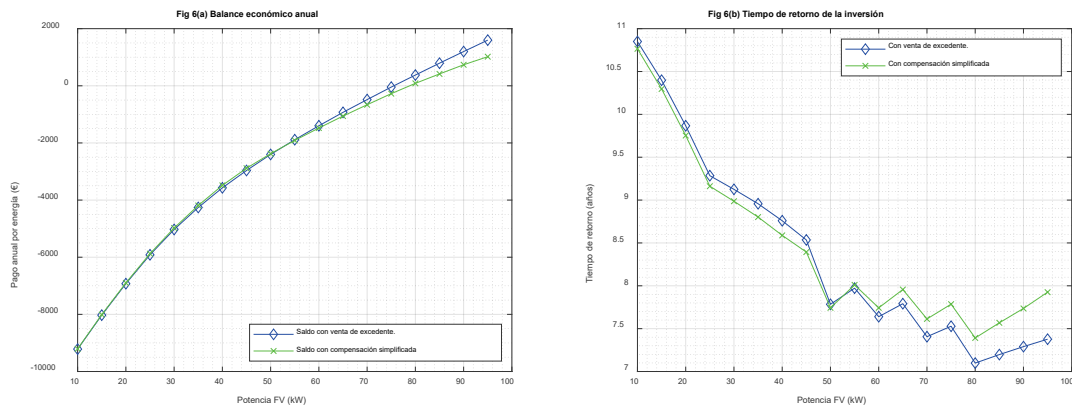


Fig. 6. Balance económico anual incluyendo ahorro (a) Tiempo de retorno de la inversión (b).

En cuanto al balance económico, en la figura 6 (a) se muestran los saldos económicos con venta de excedentes y con el mecanismo de compensación simplificada de excedentes. Se puede observar que hasta 50kW no hay diferencia apreciable entre ambos procedimientos pero para potencias mayores la venta de excedente es más favorable. Ello es debido a que el saldo neto mensual no puede ser negativo, por lo que en los meses de verano hay una pérdida económica en la modalidad de compensación simplificada. En la figura 6(b) se muestra un cálculo del tiempo de retorno de la inversión asumiendo los precios de referencia actuales de este tipo de instalaciones (entre 1,4€/W para 10kW y 0,65€/kW para >80kW). Siempre teniendo en cuenta que el coste de estas instalaciones es muy variable por factores específicos de cada edificio y el impacto de las tasas e impuestos locales. En todo caso, se puede ver que el tiempo de retorno disminuye al aumentar la potencia instalada hasta 80kW, ya que a partir de esa potencia aumenta el tiempo de retorno debido al bajo precio a que se remuneraran los excedentes.

Finalmente, en la tabla 3 se muestra el cálculo del LCOE con los datos anteriores. Los valores obtenidos muestran que el precio de la electricidad autoproducida es sensiblemente inferior a las tarifas minoristas que se muestran en la tabla 2 y equiparable al precio de remuneración de los excedentes tan solo para las potencias más altas.

Tabla 3. Coste balanceado de la electricidad para distintas potencias.

Potencia (kW)	10	20	30	40	50	60	70	80	90
LCOE (c€/kWh)	7,89	6,77	5,92	5,36	4,36	4,23	3,95	3,66	3,66

### CONCLUSIONES

El análisis del funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un centro educativo durante un año completo ha permitido identificar la compatibilidad de la generación fotovoltaica con el consumo así como valorar económicamente el ahorro de la electricidad autoconsumida y de la venta de excedentes mediante los valores del precio de la energía excedentaria publicados por Red Eléctrica de España.

Partiendo de los datos de producción y consumo horario de la instalación se ha realizado la simulación del comportamiento para distintas potencias instaladas, encontrando que no es posible llegar a una autosuficiencia mayor del 42%, caso en el que tan solo se autoconsumiría menos del 30% de la energía producida, vertiendo la mayor parte a la red eléctrica.

Se ha realizado el análisis económico de esta producción tanto para el mecanismo de compensación simplificada como para la venta de excedentes a red, encontrando que el mecanismo de compensación simplificada es más rentable para potencias pequeñas y la venta a red para potencias grandes. En cuanto al tiempo de retorno de la inversión, el mínimo está en torno a 7 años y medio, encontrándose para potencias cercanas a 80kW.



El análisis de la normativa aplicable en España al autoconsumo, en particular de las exigencias del nuevo Código Técnico de la Edificación para edificios con uso diferente al residencial privado, ha puesto de manifiesto una regulación adecuada para el autoconsumo ya que proporciona un mecanismo de compensación simplificada para el autoconsumidor, permitiendo un retorno de la inversión en un periodo de tiempo razonable además de los beneficios mediambientales conseguidos.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a la Fundación Memoria de D. Samuel Solórzano Barruso por la ayuda para la realización de este trabajo. También a la Dirección y al personal de la E.U. Educación y Turismo Ávila.

#### REFERENCIAS

- Eurostat 2020, *Final energy consumption by sector*, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables>.
- Directive 2010/31/EU. European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the Energy Performance of Buildings (recast)*, Official Journal of the European Union (2010): 13-35.
- Buildings Performance Institute Europe. 2011. *Principles for nearly zero-energy buildings* (2011), [http://bpie.eu/pub\\_principles\\_for\\_n\\_zeb.html](http://bpie.eu/pub_principles_for_n_zeb.html).
- Buildings Performance 2011, Institute Europe. *Europe's buildings under the microscope. A country-by-country review of the energy performance of buildings* (2011). <http://bpie.eu/publication/principles-for-nearly-zero-energy-buildings/>
- Documentos Básico HE 2019, (Ahorro de Energía) Ministerio de Fomento, Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Disponible en <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-ahorro-energia.html> Último acceso 18/9/2020
- IEA PVPS Task 1. Trends 2013 in photovoltaic applications. Report no.: 23; 2013.
- Luthander R. *et al.* (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy* 142 80-94
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927) Último acceso 18/9/2020.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593> Último acceso 18/9/2020.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089) Último acceso 18/9/2020.
- Solaredge (2020). <https://designer.solaredge.com/> Último acceso 18/9/2020.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2020). Memoria justificativa de la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, CIR/DE/002/19.
- PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC) <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739>
- Gerres, T., Cossent, R., Olmos, L., Ramos, A., Rouco, L., & Martín, F. (2018). El Sector Eléctrico Español del Futuro : Retos y Políticas. Instituto de Información Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid 2018.
- Branker et al. (2011) A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4470-4482.