

PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS FOR SELF-CONSUMPTION FEASIBILITY ANALYSIS AND DETERMINATION OF OPTIMAL DESIGN PARAMETERS FOR THE PROJECT

Encinas, Daniel¹; Lopez, Fernando²; Segador, Cosme¹; Cosme, Juan Manuel¹;
Cuadros, Leilen¹

¹ Agencia Extremeña de la Energía, ² Universidad de Extremadura

In some building typologies with stable electricity consumption profiles in the middle hours of the day, such as administrative and service sector buildings, solar photovoltaic technology is revealed as a source of energy that can replace in big percentage the electrical supply from the conventional network with many economic and environmental benefits.

The article analyzes the PV self-consumption in buildings of different types from the energy point of view, besides reviewing the financial aspects of the current regulatory situation. To do this, a software tool which uses recognized models for the prediction of photovoltaic intraday productions has been developed. This tool compares the productions with the typical consumption curves of three buildings and makes the energy and economic balances. The analysis is used for the project decision taking on the right site and the determination of optimal design parameters of the self-consumption photovoltaic installation to be built in one of the buildings analyzed. In conclusion, for the typical profile of energy consumption of administrative and service buildings, such facilities are of interest from the economic and energetic point of view discussed in the article.

Keywords: *Energy Self-Consumption; Photovoltaics; Energy Efficiency; Efficient Building Design; Design software tools*

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA AUTOCONSUMO. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ÓPTIMOS DE DISEÑO PARA EL PROYECTO

En diversas tipologías de edificios con consumos eléctricos estables en horas centrales del día, como los edificios administrativos y del sector servicios, la tecnología solar fotovoltaica se presenta como una fuente de energía que puede sustituir en gran medida el suministro de la red eléctrica convencional con los beneficios, económicos y medioambientales que supone.

El artículo analiza el autoconsumo fotovoltaico en edificios de diferentes tipologías desde el punto de vista energético, revisando además los aspectos financieros en la situación normativa actual. Para ello, se ha desarrollado una herramienta informática, que utiliza modelos predictivos reconocidos de las producciones fotovoltaicas intradiarias, comparando éstas con las curvas de consumo típicas de tres edificios y realizando los balances energéticos y económicos correspondientes. El análisis es utilizado para la toma de decisiones en el proyecto sobre el emplazamiento más adecuado y la determinación de los parámetros de diseño óptimos de una instalación de autoconsumo fotovoltaico que se va a construir en uno de los edificios objeto del estudio. Como conclusión, para el perfil de consumos de los edificios administrativos y de servicios, este tipo de instalaciones resultan de interés desde el punto de vista energético y económico bajo determinadas condiciones que también son analizadas.

Palabras clave: *Autoconsumo energético; Fotovoltaica; Eficiencia Energética; Edificios Eficientes; Herramienta de diseño*

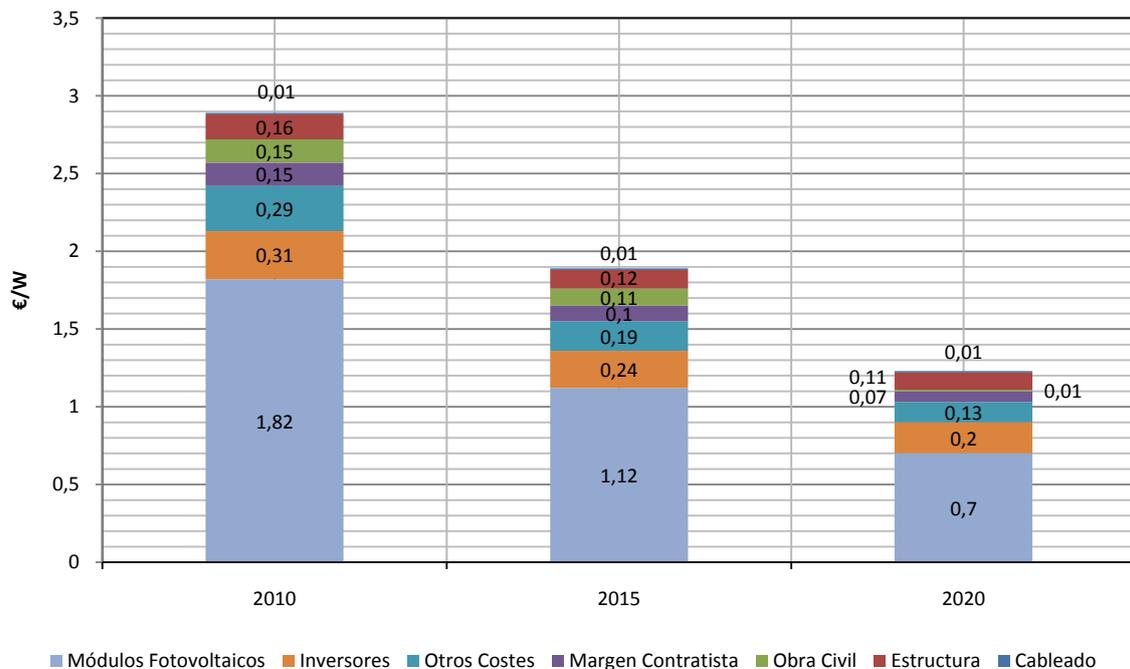
Correspondencia: Daniel Encinas Martín. Agencia Extremeña de la Energía. Avda Antonio Masa Campos, 26. C.P. 06011 Badajoz. email: dencinas@agenex.org

1. Introducción

Los resultados que a continuación se exponen fueron obtenidos mediante la realización de un estudio de viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en edificios públicos de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Este estudio de viabilidad fue desarrollado a través del proyecto ALTERCEXA II, en el marco del Programa Operativo de Cooperación Territorial Transfronteriza España-Portugal.

En líneas generales, podemos definir el autoconsumo como el aprovechamiento de la energía que el propio consumidor genera. El descenso de precios de las instalaciones en la tecnología solar fotovoltaica que se ha producido en los últimos años y que se puede observar en la figura 1 junto con sus previsiones de evolución, unido al encarecimiento del kWh eléctrico suministrado a través de las redes eléctricas convencionales ha traído como consecuencia que en muchos países el concepto de “autoconsumo fotovoltaico” se haya convertido en una alternativa atractiva para los consumidores de energía eléctrica.

Figura 1. Evolución de los costes de las instalaciones fotovoltaicas en cubierta (€/W_n) según el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético.



El modelo de autoconsumo estudiado en el presente artículo ha sido el modelo instantáneo, en el cual los excesos o defectos de producción fotovoltaica son tomados o inyectados a la red eléctrica convencional. Este modelo ha sido aplicado a diversas tipologías de edificios en las que predominaban los edificios de uso administrativo y sanitario

2. Objetivos

Mediante la metodología que se describe a continuación se han analizado treinta edificios públicos de diversas tipologías pertenecientes a la administración Regional y Local de la Comunidad Autónoma de Extremadura realizando posteriormente una extrapolación de los resultados obtenidos por tipologías y tipos de contrato eléctrico hasta un número de ochenta edificios públicos en total con el fin de cuantificar los beneficios económicos, energéticos y

en términos de creación de empleo y actividad para el sector fotovoltaico que conllevaría la implantación de este tipo de instalaciones.

Con los resultados obtenidos se han identificado dos edificios públicos en los que se ha iniciado la instalación de plantas fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo que tendrán un efecto demostrativo y divulgador de los beneficios de este tipo de instalaciones de energías renovables.

Por otra parte, para la determinación de la potencia óptima para el diseño de las instalaciones, se ha desarrollado una herramienta informática que permite calcular los parámetros económicos y técnicos asociados en un proceso iterativo y se han determinado criterios para la optimización del diseño de las instalaciones de cara al proyecto técnico.

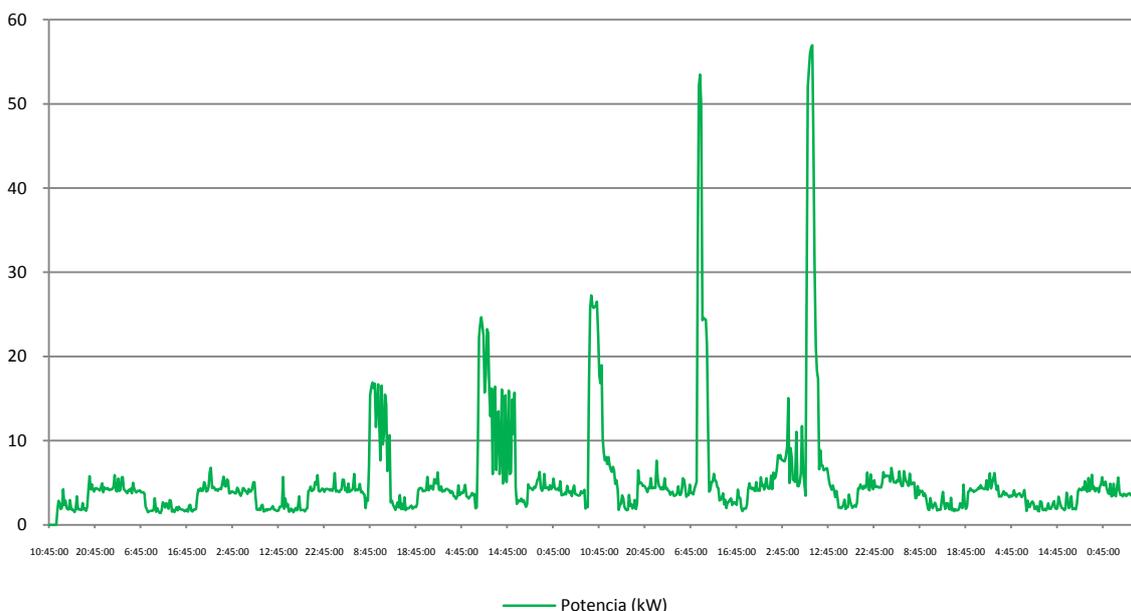
3. Metodología

Para determinar la viabilidad de una instalación fotovoltaica de autoconsumo es imprescindible conocer los perfiles de potencias demandadas instantáneas intradiarios frente al tiempo en las diversas situaciones que se pueden dar a lo largo del año y analizarlas comparándolas con las producciones fotovoltaicas horarias dentro del día para optimizar la potencia de diseño de la instalación generadora.

Con esta finalidad se instaló un analizador de redes en los casos de estudio y se recopilaron los datos de consumos eléctricos disponibles procedentes de las compañías eléctricas. El objetivo fue caracterizar las semanas laborables y festivos tipo de cada época con comportamiento diferente a lo largo del año.

El factor que más influye en dicho comportamiento es el consumo en climatización tanto en invierno como en verano que puede representar del orden de un 60% de los consumos energéticos de un edificio. Las curvas medidas con el analizador de redes para cada edificio presentan el aspecto que puede observarse en la figura 2, que corresponde a los consumos cuartohorarios de un edificio de uso sanitario a lo largo de una semana.

Figura 2. Datos cuarto horario de potencia instantánea a lo largo de una semana para un edificio sanitario de la muestra.

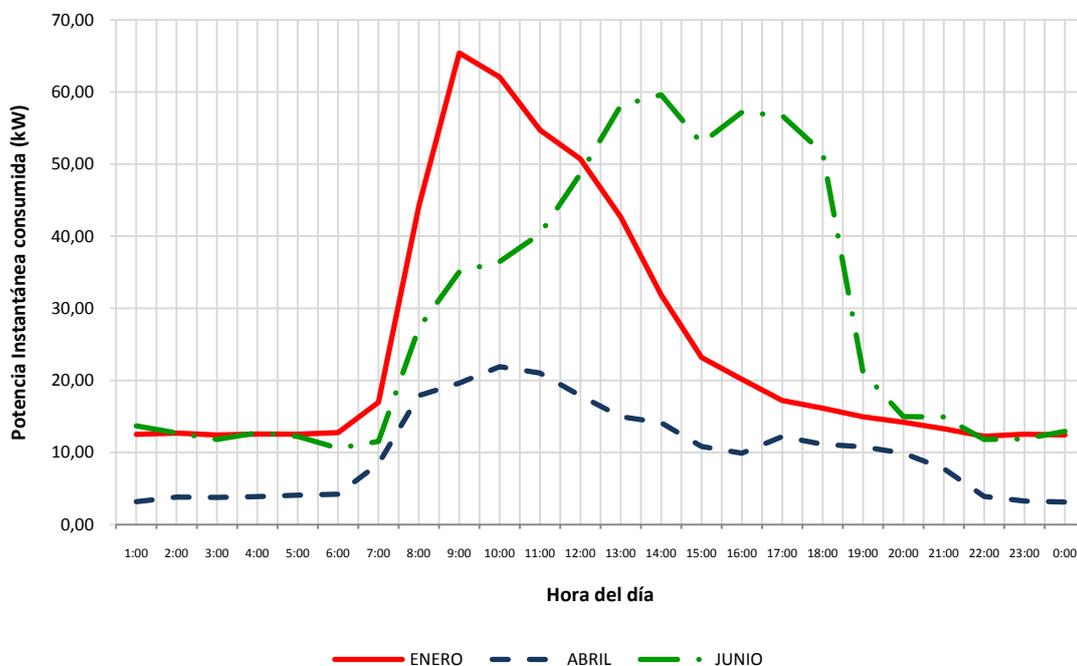


Con estos datos, y tras analizarlos estadísticamente, es posible determinar un “día medio tipo laborable” y un “día medio tipo festivo” para las distintas épocas del año. Los perfiles obtenidos por tanto son los de “día festivo”, “día tipo laborable de invierno”, “día tipo laborable de verano”, “día tipo sin climatización” y, eventualmente, situaciones intermedias que se corresponden con épocas del año en las cuales no se encuentra conectada la climatización pero existen otras cargas energéticas estacionales que puedan marcar diferencias en el comportamiento como puedan ser los calefactores individuales.

Tras realizar este modelado para determinar el perfil de los “días tipo”, se obtuvieron curvas diarias de comportamiento estacionales similares a las que se pueden observar en la figura 3, que corresponde a un edificio administrativo de la muestra de treinta edificios estudiada.

En ella se pueden observar las grandes diferencias de comportamiento que se presentan en las distintas épocas de año y que influyen posteriormente en la determinación de los parámetros de diseño de la instalación.

Figura 3. Curva característica media de potencias instantáneas en días laborables para distintos meses del año de un edificio administrativo típico de la muestra estudiada.



Por otra parte, para realizar el análisis económico, se desarrolló una herramienta informática que determina las producciones fotovoltaicas horarias y calcula diversos parámetros económicos y energéticos de la instalación.

Para el desarrollo del modelo de predicción energética fotovoltaica se han utilizado los valores de irradiancia diaria media directa y difusa de la base de datos de PVGIS desarrollada por el “Joint Research Center” de la Comisión Europea, obteniéndose a partir de ellos la irradiancia horaria media y las temperaturas ambiente.

Con los valores horarios de la irradiancia, y mediante la determinación de la influencia sobre el sistema de la temperatura ambiente a lo largo del día, se puede calcular el valor de potencia máxima, tensión y corriente en el campo fotovoltaico y en consecuencia la producción fotovoltaica, mediante las siguientes ecuaciones implementadas en la herramienta de cálculo:

Corriente de cortocircuito de célula:

$$I_{SC} = G \left(\frac{W}{m^2} \right) \frac{I_{SC, std}}{1000 W/m^2} \quad (1)$$

Temperatura de célula:

$$T_c(^{\circ}C) = T_a(^{\circ}C) + \left(\frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800 \frac{W}{m^2}} \right) \cdot G \left(\frac{W}{m^2} \right) \quad (2)$$

Tensión de circuito abierto de célula:

$$V_{oc}(V) = V_{oc, std}(V) - 0,0023 \cdot (T_c(^{\circ}C) - 25) \quad (3)$$

Tensión de célula normalizada:

$$v_{oc}(V) = V_{oc}(V) / V_t(V) \quad (4)$$

$$V_t(V) = 0.025(T_c(^{\circ}C) + 273) / 300 \quad (5)$$

Factor de forma para la célula ideal sin considerar la resistencia en serie:

$$FF_0 = \left(\frac{v_{oc}(V) - \ln(v_{oc}(V) + 0.72)}{v_{oc}(V) + 1} \right) \quad (6)$$

Resistencia normalizada:

$$r_s = 1 - \left(\frac{FF_{stc}}{FF_0} \right) \quad (7)$$

Tensión y corriente de célula en el punto de máxima potencia:

$$V_{max} = V_{oc} \cdot \left[1 - \frac{b}{v_{oc}} \cdot \ln a - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad (8)$$

$$I_{max} = I_{sc} \cdot (1 - a^{-b}) \quad (9)$$

$$a = v_{oc} + 1 - 2 \cdot v_{oc} \cdot r_s \quad (10)$$

$$b = \frac{a}{1+a} \quad (11)$$

La máxima potencia de la célula será:

$$P_{max} = I_{max} \cdot V_{max} \quad (12)$$

Y en consecuencia, la potencia máxima del generador fotovoltaico será:

$$P_{maxG} = P_{max} \cdot N_{mp} \cdot N_{cp} \cdot N_{ms} \cdot N_{cs} \quad (13)$$

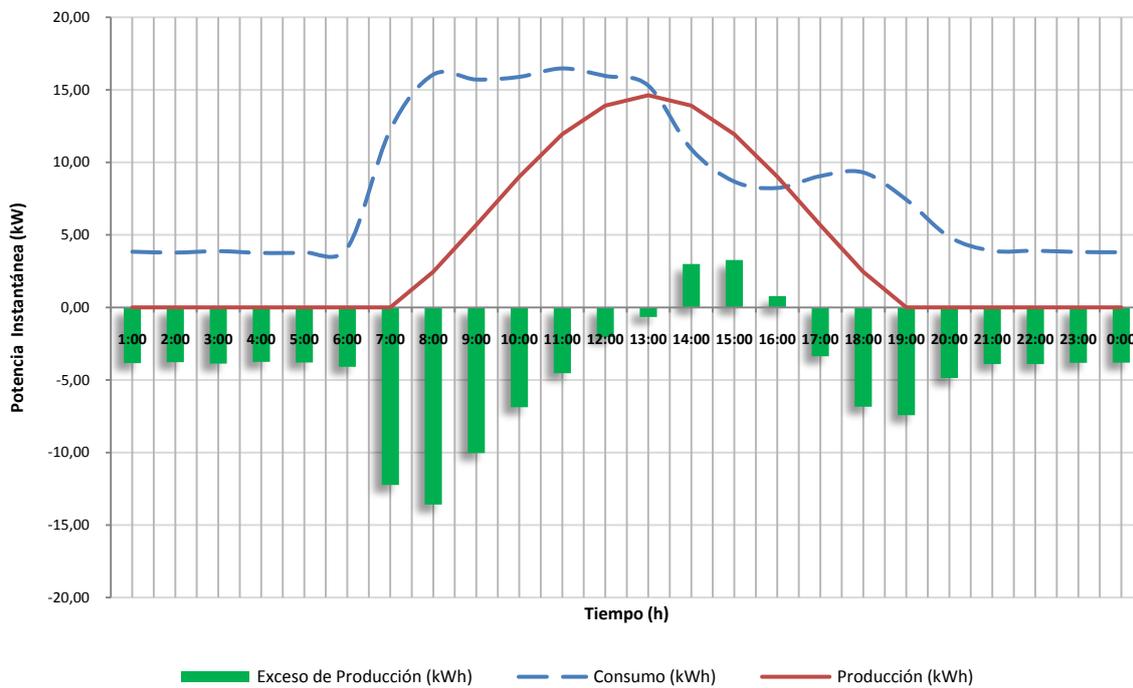
La potencia horaria de salida del sistema fotovoltaico es la producida por el campo fotovoltaico menos las pérdidas que se producen en el inversor de corriente.

La eficiencia instantánea de éste depende de la relación entre la potencia suministrada y la máxima que puede aportar el equipo. Esta dependencia, según E. Lorenzo (2003), puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$\eta_i = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{p}{p+k_0+k_{i1}p+k_{i2}p^2} \quad (14)$$

En la que $p=P_{entrada}/P_{nominal}$, es decir, la relación existente entre la potencia de entrada al inversor de corriente y la potencia nominal que puede aportar el mismo. Los valores de estos parámetros dependen de la calidad del inversor y presentan una gran dispersión en el mercado. No obstante se considera que son razonables valores medios de $k_0 = 0.35$, $k_{i1} = 0.5$ and $k_{i2} = 1$ para inversores de buenas características en cuanto a rendimiento con valores medios cercanos al 95%. (Jantsch, M., Schmidt, H. y Schmidt, J. ,1992),

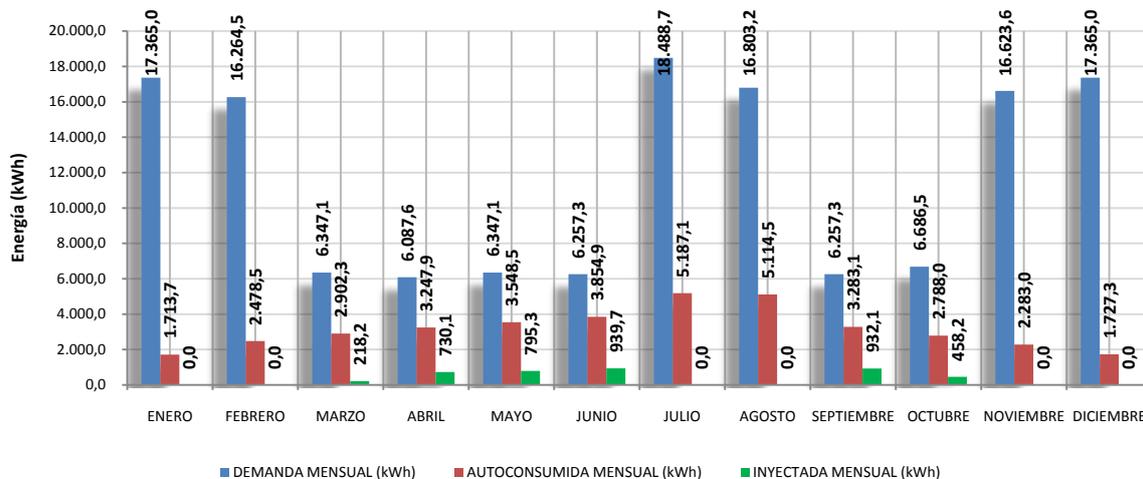
Figura 4. Curva de producciones fotovoltaicas y consumos correspondientes a un día laborable tipo del mes de Marzo para uno de los edificios estudiados.



Con este modelo predictivo, la aplicación informática realiza, para una potencia definida de la instalación fotovoltaica, el cálculo horario a lo largo del día tipo de la diferencia entre la energía generada por el sistema y la consumida. De esa manera se pueden obtener los siguientes parámetros clave para el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico:

- Curva horaria de consumos y producciones para el día tipo de cada mes.
- Coberturas mensuales de energía obtenidas a través de la instalación fotovoltaica.
- Valores mensuales de ingresos y de energía demandada, auto consumida e inyectada a la red eléctrica por la instalación fotovoltaica.
- % de cobertura anual del consumo eléctrico mediante el sistema fotovoltaico.
- Parámetros económicos: Tasa interna de rentabilidad, Valor Actualizado Neto y Periodo de retorno de la instalación en las condiciones de cálculo.

Figura 5. Energías mensuales, demandadas y producidas obtenidas en uno de los edificios.



Las entradas que precisa la herramienta informática para realizar los cálculos son las siguientes:

- La potencia de la instalación fotovoltaica.
- Los valores de irradiancia horaria en W/m^2 y temperaturas horarias ambiente en la ubicación de la instalación.
- El perfil de consumos horarios tipo para días laborables y festivos determinado como se ha descrito con anterioridad.
- Los precios del kWh para cada periodo del contrato con la compañía y la distribución de periodos tarifarios del contrato.
- Los valores de los “peajes de respaldo” considerados.

La iteración en los valores de la potencia de la instalación nos permite determinar el valor de ésta que optimiza los valores económicos y energéticos de la instalación. En definitiva, se trata de buscar mediante la iteración en los valores de la potencia fotovoltaica a instalar la maximización de la Tasa Interna de Rentabilidad y del Valor Actualizado Neto minimizando por otro lado el Periodo de Retorno de la Instalación.

En relación con el coste de la instalación, se ha tomado un valor para el mismo de $1,8 \text{ €/W}_p$ más IVA. Este coste ha sido asumido teniendo en cuenta el estudio de evolución de precios de la tecnología desarrollado por el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético y la empresa Boston Consulting Group (2011), al que ya se hizo referencia en la figura 1.

4. Casos de estudio

En función de la tipología del edificio, se pueden observar marcadas pautas de comportamiento en sus consumos horarios. En el caso de los edificios administrativos, los días laborables presentan una subida muy marcada de la potencia instantánea demandada coincidiendo con las primeras horas de día y el inicio de la actividad. Esta subida será más acusada en invierno debido a la climatización de las primeras horas del día que tiene que hacer frente a mayores cargas térmicas.

En el caso de la situación del verano, si bien también se produce este incremento del consumo a primeras horas, las puntas de consumo se desplazan a las horas centrales del día debido a que a esa hora existen mayores cargas térmicas. Este efecto tiene unas implicaciones beneficiosas en cuanto al aprovechamiento fotovoltaico ya que es a esas

horas cuando se producen las mayores generaciones fotovoltaicas. En la situación intermedia (épocas sin climatización) los consumos son más estables creándose un aspecto de “meseta” en la curva de consumos.

El patrón de comportamiento se repite en gran medida en los casos de estudio de uso sanitario (Centros de Salud), si bien en éstos existen consumos energéticos por las tardes y fines de semana en caso de que exista servicio de urgencias, lo cual repercute en una mejora de los parámetros de amortización de la instalación al aprovechar en mayor medida la generación eléctrica de la instalación de autoconsumo.

En relación con los parámetros financieros principales, se han estudiado dos situaciones: financiación es 100% con recursos propios o financiación con 30% de recursos propios y el 70% restante mediante un préstamo al 5% de interés.

La mayoría de los casos de estudio disponían de contratos eléctricos de tipo 3.0A (contrato en baja tensión con discriminación horaria en tres periodos) o de tipo 3.1A (contrato en alta tensión con discriminación horaria de tres periodos).

5. Resultados

En la tabla 1 de resultados se muestra la gran influencia que se ha observado en relación con el tipo de contrato eléctrico para un mismo uso del edificio de tal manera que se observan periodos de retorno mínimos del orden de 4 años mayores para los edificios con contratos 3.1A frente a los que disponen de contrato 3.0A, siendo este factor determinante para la viabilidad de la instalación. Por otra parte, se observan también rentabilidades mucho más altas en el primer caso.

Las coberturas energéticas son mayores debido a que el efecto de la posible existencia de excesos de producción tiene un impacto negativo menor en el caso de los edificios 3.0A mientras que en los edificios 3.1A se deben dimensionar potencias fotovoltaicas menores (y en consecuencia menores coberturas) para minimizar los periodos de retorno.

Tabla 1: Parámetros económicos y energéticos medios obtenidos por tipologías

	PRS 30% RP (años)	PRS 100% RP (años)	TIR media 30% RP (%)	TIR media 100% RP (%)	Cobertura Fotovoltaica Media
Administrativos 3.0A	12,142	11,348	7,054	7,827	28%
Administrativos 3.1A	16,357	14,307	3,837	4,932	17%
Sanitarios 3.0A	11,96	11,01	7,227	8,23	35%
Sanitarios 3.1 A	17,234	14,974	3,31	4,388	23%

5.1 Análisis de Sensibilidad de los parámetros.

Se estudia a continuación la variación necesaria del precio de las instalaciones, del precio de la electricidad en el contrato suscrito por el edificio en cuestión y de los importes de los peajes de respaldo considerados en la propuesta de Decreto para Instalaciones de Autoconsumo que se hizo público en fechas recientes para conseguir en cada uno de los casos:

- Un periodo de retorno simple inferior a diez años en todos los edificios estudiados.
- Una Tasa Interna de Rentabilidad superior al 2% en todos los edificios estudiados.

5.1.1 Influencia del coste de la instalación fotovoltaica:

Tabla 2: Costes Máximos de la instalación fotovoltaica para garantizar un periodo de retorno simple inferior a 10 años en todos los casos estudiados.

	Coste Inicial Considerado (€/W _p)	Coste Necesario (€/W _p) Si 30% RP	Coste Necesario (€/W _p) Si 100% RP
Administrativos 3.0A	1,8	1,44	1,52
Administrativos 3.1A	1,8	1,10	1,20
Sanitarios 3.0A	1,8	1,50	1,60
Sanitarios 3.1 A	1,8	1,07	1,17

Tabla 3: Costes Máximos de la instalación fotovoltaica para garantizar una Tasa Interna de Rentabilidad a 10 años superior al 2%

	Coste Inicial Considerado (€/W _p)	Coste Necesario (€/W _p) Si 30% RP	Coste Necesario (€/W _p) Si 100% RP
Administrativos 3.0A	1,8	1,25	1,35
Administrativos 3.1A	1,8	0,96	1,05
Sanitarios 3.0A	1,8	1,36	1,43
Sanitarios 3.1 A	1,8	0,93	1,03

Los anteriores resultados se obtienen manteniendo constantes los valores de los peajes de respaldo para los distintos contratos considerados inicialmente así como los costes de la electricidad consumida a través de las redes convencionales.

5.1.2 Influencia del coste de la electricidad consumida:

Tabla 4: Aumentos mínimos del coste de la electricidad consumida para garantizar un periodo simple de retorno máximo de 10 años en todos los edificios estudiados.

	Coste Inicial Considerado (€/kWh) (P1-P2-P3)	Aumento del Coste Necesario Si 30% RP	Aumento del Coste Necesario Si 100% RP
Administrativos 3.0A	0,150 – 0,125 – 0,095	14%	14%
Administrativos 3.1A	0,120 – 0,100 – 0,070	48%	38%
Sanitarios 3.0A	0,150 – 0,125 – 0,095	15%	9%

Sanitarios 3.1 A	0,120 – 0,100 – 0,070	51%	41%
------------------	-----------------------	-----	-----

Tabla 5: Aumentos mínimos del coste de la electricidad consumida para garantizar una Tasa Interna de Rentabilidad mínima a 10 años del 2% en todos los edificios estudiados

	Coste Inicial Considerado (€/kWh)(P1-P2-P3)	Aumento del Coste Necesario Si 30% RP	Aumento del Coste Necesario Si 100% RP
Administrativos 3.0A	0,150 – 0,125 – 0,095	+ 33%	+ 25%
Administrativos 3.1A	0,120 – 0,100 – 0,070	+ 66%	+ 53%
Sanitarios 3.0A	0,150 – 0,125 – 0,095	+ 28%	+ 19%
Sanitarios 3.1 A	0,120 – 0,100 – 0,070	+ 69%	+ 56%

Los anteriores resultados se obtienen manteniendo constantes los peajes de respaldo considerados inicialmente para los distintos contratos eléctricos y un coste de la instalación fotovoltaica de $1,8€/W_p$.

5.1.3 Influencia del valor de los peajes de respaldo

Tabla 6: Disminución necesaria de los importes de los peajes de respaldo para garantizar un periodo de retorno simple máximo de 10 años para todos los edificios estudiados.

	Importe Inicial Considerado (€/kWh)(P1-P2-P3)	Disminución Necesaria Si 30% RP	Disminución Necesaria Si 100% RP
Administrativos 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	- 70%	- 50%
Administrativos 3.1A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	- 181%	- 144%
Sanitarios 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	- 55%	- 34%
Sanitarios 3.1 A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	- 188%	- 150%

Tabla 7: Disminución necesaria de los importes de los peajes de respaldo para garantizar una Tasa Interna de Rentabilidad de 10 años de un 2% para todos los edificios estudiados.

	Importe Inicial Considerado (€/kWh)(P1-P2-P3)	Disminución Necesaria Si 30% RP	Disminución Necesaria Si 100% RP
Administrativos 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	- 123%	- 92%
Administrativos 3.1A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	- 250%	- 200%
Sanitarios 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	- 104%	- 77%
Sanitarios 3.1 A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	- 256%	- 206%

Los anteriores resultados son obtenidos manteniendo constantes los costes de las instalaciones fotovoltaicas de $1,8€/W_p$ así como los costes de la electricidad consumida a través de las redes eléctricas convencionales.

Tabla 7: Disminución necesaria de los importes de los peajes de respaldo para garantizar una Tasa Interna de Rentabilidad de 10 años de un 2% para todos los edificios estudiados.

	Importe Inicial Considerado (€/kWh)(P1-P2-P3)	Disminución Necesaria Si 30% RP	Disminución Necesaria Si 100% RP
Administrativos 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	– 123%	– 92%
Administrativos 3.1A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	– 250%	– 200%
Sanitarios 3.0A	0,040596 – 0,025953 – 0,009265	– 104%	– 77%
Sanitarios 3.1 A	0,032159 – 0,024332 – 0,012184	– 256%	– 206%

6. Conclusiones

Existen dos factores que influyen decisivamente en los resultados obtenidos en los casos de estudio que son el tipo de uso del edificio y el contrato eléctrico con la comercializadora.

El primer factor influye en el precio de la electricidad consumida (y por tanto en el rendimiento económico que se obtendrá de la instalación fotovoltaica ya que parte de esa energía eléctrica será sustituida por la generada) así como en la distribución diaria de dichos costes y el importe del “peaje de respaldo” a considerar según la nueva normativa propuesta por el Ministerio de Industria y Energía sobre este particular.

El segundo factor influye en la distribución horaria de los consumos durante el día y por tanto en el mayor o menor ajuste de la curva de generación con la curva de demanda.

Por lo tanto, podemos decir que en relación con la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo tenemos que tener en cuenta varias consideraciones:

- La producción fotovoltaica se concentra en las horas centrales del día, por lo tanto los perfiles el perfil de consumos eléctricos más adecuado para rentabilizar una instalación debe ser tal que éstos se concentren en la medida de lo posible en esas horas y sean lo más estables posible. Siempre que sea posible será interesante estudiar el desplazamiento de cargas a esas horas.
- Los excesos de producción son vendidos a la red eléctrica convencional a precio de mercado (alrededor de 5c€/kWh de precio medio) mientras que si la energía es autoconsumida, su valor es el del coste de la electricidad sustituida en el edificio y por lo tanto con un importe mayor (12-15c€/kWh).
- El dimensionamiento de la potencia fotovoltaica a instalar deberá ir dirigido a buscar una solución de compromiso entre la minimización de la inyección de energía a la red (lo que minimizará a su vez el periodo de retorno y maximizará la TIR) y por otro lado el incremento del Valor Actual Neto.
- Procediendo de esta manera se han obtenido coberturas fotovoltaicas en los casos estudiados entre el 17% y el 28% en los edificios administrativos y el 23 y el 35% en los centros de salud.
- Según los resultados obtenidos en los edificios estudiados los más indicados para proceder a la instalación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo son aquellos que tengan un contrato eléctrico del tipo 3.0A, esto es debido a que la diferencia entre el precio de la energía de la red y los peajes de respaldo es mayor que en otros tipos de contratos. El contrato eléctrico, si tenemos en cuenta los peajes de respaldo, es determinante a la hora de establecer la viabilidad de tal manera que edificios con el mismo uso tendrán resultados económicos claramente mejores para la misma

potencia instalada si e contrato es 3.0A que si es 3.1A. La consideración de estos peajes dificultan la amortización y viabilidad de las instalaciones por lo que en la situación actual sin peajes se obtendrían resultados económicos claramente mejores. No obstante se ha tenido en cuenta su imputación como una situación que, si bien no está vigente, es previsible en un futuro.

- Si bien los edificios administrativos y los centros de salud no son los que poseen los perfiles de consumo óptimos para amortizar la instalación debido a que existen un numero importante de horas en los que no hay consumos eléctricos (tardes, festivos y fines de semana principalmente), aquellos que disponen de tarifas 3.0A obtienen resultados económicos aceptables en ausencia de peajes de respaldo y, en cualquier caso, coberturas energéticas altas para las potencias óptimas en el entorno del 28% para el caso de los administrativos y del 35% para los centros de salud estudiados.

7. Referencias

- España. Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, económicas y técnicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. 18 de Julio de 2013.
- Green, M.A. (1982). Solar cells. Operating principles, Technology and System Applications. Nueva Jersey: Prentice-Hall.
- Instituto de Diversificación y Ahorro Energético, Boston Consulting Group, (2011). Evolución tecnológica y costes de las energías renovables. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Jantsch, M., Schmidt, H. y Schmidt, J. (1992). 'Results on the concerted action on power conditioning and control'. 11th European photovoltaic Solar Energy Conference (pp. 1589-1592). Montreux,
- Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport. Photovoltaic Geographical Information Systems (PVGIS). Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- King D.L., Boison W.E., Kratochvil J.A. (2003). Energy-Based performance modeling for photovoltaic systems. Proc. Of National Center for Photovoltaics and solar program review meeting, Denver.
- Lorenzo, E. (1994). Electricidad Solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Madrid: Progensa
- Lorenzo, E. (2003). Medidas del IES, medidas CIEMAT y el "cascabel del gato" Era Solar nº 114.
- Nofuentes, G., Almonacid, G. y Polaina, F. (1998). Calensof: un software destinado a la docencia y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red", I Certamen Iberoamericano y III. Congreso de Tecnologías Aplicadas a la Enseñanza de la Electrónica, Madrid.
- Marion, B. (2002) A Method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor condition, Progress in Photovoltaic. 10, pp205-214.