

Relación entre perfiles de consumo y *Grid Parity* en la energía solar residencial

Relationship between load profiles and Grid Parity in the residential solar energy

Gema Calleja, Bruno Domenech y Jordi Olivella
UPC (España)
BarcelonaTech (España)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/9279>

La madurez alcanzada por la tecnología solar fotovoltaica ha permitido que se pueda generar electricidad en pequeñas instalaciones a un coste similar al del suministro eléctrico tradicional. Esto se ha traducido en que cada vez más, en un número creciente de países, se haya alcanzado la llamada paridad de red o *grid parity*. Se considera que un sistema solar fotovoltaico ha alcanzado la paridad de red cuando el coste de la electricidad que produce es igual o inferior al que se compra directamente a la red eléctrica, teniendo en cuenta todos los costes durante la vida útil de la instalación [1].

En edificios residenciales se debe tener en cuenta el desfase horario que se produce entre la producción de energía fotovoltaica y el consumo, ya que con frecuencia el perfil de consumo no coincide simultáneamente con las horas de producción solar. En consecuencia, solamente se puede utilizar para autoconsumo una fracción limitada de la energía fotovoltaica producida.

La definición más extendida de autoconsumo es el cociente entre la energía fotovoltaica consumida y la energía fotovoltaica generada (1). Este indicador evalúa el grado en que una instalación es capaz de aprovechar el potencial energético disponible.

$$\text{Autoconsumo} = \frac{\text{Energía fotovoltaica consumida}}{\text{Energía fotovoltaica generada}} \quad (1)$$

La autarquía se define como la ratio entre la energía fotovoltaica consumida y la energía consumida (2). Este indicador analiza la proporción en que la generación fotovoltaica es suficiente para satisfacer los consumos de la vivienda.

$$\text{Autarquía} = \frac{\text{Energía fotovoltaica consumida}}{\text{Energía consumida}} \quad (2)$$

Los sistemas fotovoltaicos con baterías ofrecen la oportunidad de hacer coincidir el suministro de energía fotovoltaica con el perfil de consumo respectivo y, por lo tanto, aumentar significativamente el porcentaje de autoconsumo y de autarquía.

La Figura 1 muestra cualitativamente el desfase entre el perfil de consumo horario (área A en azul) y el perfil de producción horaria (área B en amarillo) correspondientes a un caso real de una vivienda familiar ubicada en Barcelona (nótese que los perfiles mostrados en la Figura 1 son ilustrativos y no corresponden a los utilizados en el análisis posterior). Se puede observar la gran diferencia entre ambos perfiles y su variabilidad. El perfil de consumo presenta tres picos, correspondientes a la preparación del desayuno, la comida y la cena. El perfil de producción, que en un día soleado presentaría forma de campana, muestra en este caso una variabilidad asociada a condiciones meteorológicas adversas (específicamente, se observa una disminución del recurso solar a partir de las 9h). Esta variabilidad y diferencia entre los perfiles de consumo y de producción se traduce en un déficit (zona roja, valores negativos) o excedente (zona

roja, valores positivos) de energía fotovoltaica. Finalmente, el área C (solapamiento entre ambos perfiles) representa el autoconsumo, es decir, la energía fotovoltaica que se consume directamente del sol en la vivienda.

Así, el rendimiento de la instalación depende del grado de solapamiento entre los perfiles de producción y de consumo. En efecto, para lograr una reducción de la factura eléctrica, es necesario que la producción de energía ocurra en el momento de los picos de demanda, lo que no siempre sucede. Como resultado, la paridad de red ofrece un gran potencial, pero al mismo tiempo puede generar inquietudes. Específicamente, la variabilidad del recurso solar, unida a la variabilidad de la demanda eléctrica, limita el porcentaje de autoconsumo y la rentabilidad para los propietarios de la instalación.

En los últimos años, la literatura sobre la rentabilidad de sistemas fotovoltaicos con baterías ha aumentado de forma significativa [2]. Diversas investigaciones sugieren que existe una gran variabilidad en la rentabilidad de dichos sistemas, incluso en viviendas con los mismos costes de componentes y las mismas condiciones respecto al clima y las tarifas eléctricas [3]. Sin embargo, la mayoría de las publicaciones consideran un único tipo de perfil de consumo y no lo relacionan con su rentabilidad, el uso real de la energía y el comportamiento del consumidor [4]. Del mismo modo, no se han encontrado artículos que especifica-

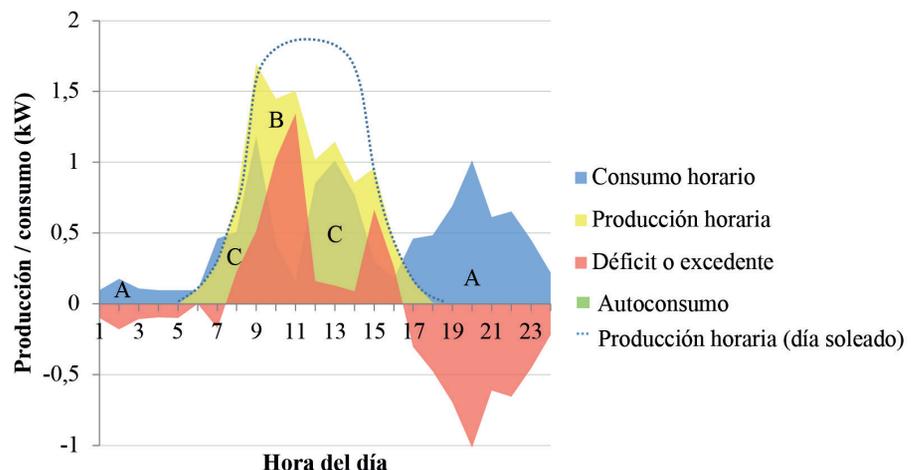


Figura 1: Producción y consumo de un sistema solar residencial (fuente: elaboración propia)

mente analicen el impacto de los perfiles de consumo eléctrico en la rentabilidad de los sistemas de autoconsumo residenciales con baterías de España.

El objetivo de este trabajo es analizar la influencia del perfil de consumo en la paridad de red de los sistemas fotovoltaicos con baterías conectados a la red en viviendas españolas. Se hace especial hincapié en evidenciar el impacto de las características del patrón de consumo a nivel técnico y económico. Para ello, se consideran cuatro perfiles sintéticos de consumo que reflejan los distintos extremos de comportamiento de demanda residencial (consumo constante, diurno, nocturno y fin de semana). Se propone un modelo de simulación que permite obtener un análisis técnico-económico comparativo de diferentes configuraciones del sistema. Específicamente, se consideran tres opciones de autoconsumo (sin baterías, pequeña capacidad o gran capacidad) y diez alternativas de potencia pico de los paneles fotovoltaicos (1 a 10 kWp). La potencia pico es la unidad que mide la potencia máxima que genera el panel o un conjunto de paneles bajo unas condiciones de medida estándar, que se definen por una irradiación de 1.000 W/m² y una temperatura ambiente de 25 ° C. Como resultado, se observa la repercusión de los perfiles en la rentabilidad del sistema, el autoconsumo, la autarquía, y, en definitiva, la paridad de red de la instalación.

1. METODOLOGÍA

1.1. MODELO DE SIMULACIÓN

Para realizar el análisis tecno-económico de la instalación fotovoltaica, se propone un modelo de simulación. El modelo reproduce el funcionamiento típico de una instalación solar residencial de autoconsumo conectada a red con soporte de baterías [5]. Para un determinado perfil de consumo, unos datos de insolación concretos y distintas combinaciones de capacidad de generación fotovoltaica y baterías, el modelo de simulación proporciona el porcentaje de autoconsumo, la autarquía y el ahorro en consumo de la red eléctrica. A partir del ahorro en consumo y del coste de los elementos de la instalación, se calcula la tasa interna de rentabilidad (TIR) de la inversión correspondiente (para una descripción más detallada del análisis tecno-económico del modelo se remite al lector al material suplementario a este artículo).

En el modelo propuesto, la estrategia de control del suministro de electricidad

a la vivienda se basa en un balance entre la demanda y la producción fotovoltaica. Este balance de energía se calcula para cada hora de la vida útil de la instalación, priorizando el autoconsumo de la electricidad generada por la instalación fotovoltaica. Además, si el recurso solar es suficiente, se aprovecha la energía sobrante para cargar las baterías, y poder así aprovecharla con posterioridad. En cambio, en caso que la energía fotovoltaica no cubra por sí sola la demanda horaria, se utiliza el respaldo de baterías y, solo si éste sigue sin ser suficiente, se consume de la red eléctrica. De esta forma, se asegura satisfacer siempre la demanda, asumiendo como último recurso la conexión a la red.

Cabe destacar que las baterías son uno de los dispositivos críticos en toda instalación fotovoltaica [2]. Con el fin de alargar su vida útil, el modelo propuesto considera una profundidad de descarga de las baterías del 20% (ver Tabla 1 del material suplementario). Adicionalmente, únicamente permite utilizar las baterías cuando se encuentran en fase de descarga, mientras que solo se pueden cargar durante las fases de carga. Este hecho causa que, en ocasiones, no se pueda aprovechar todo el potencial de las baterías; pero a cambio se alarga su duración y se mejora su eficiencia con el paso de los años.

Finalmente, nótese también que el modelo propuesto no contempla la opción de cargar las baterías desde la red eléctrica, en cuyo caso se necesitaría transformar la corriente alterna de la red a continua para las baterías, con un sobrecoste adicional. El motivo es que el problema estudiado contempla una tarifa única en la red, uno de los casos más habituales en los domicilios españoles, de modo que solo se cargan las baterías desde los paneles, existiendo siempre la posibilidad de consumir de la red a la tarifa establecida.

1.2. CASOS DE ANÁLISIS

En este apartado, se describen los datos utilizados para la simulación, y concretamente las potencias fotovoltaicas, las capacidades de las baterías y los patrones de consumo estudiados.

• Tipo de vivienda

El modelo de simulación se aplica para el caso tipo de una vivienda residencial situada en Barcelona con una instalación fotovoltaica de autoconsumo en cubierta (inferior a 10 kWp).

• Placas fotovoltaicas

Para estudiar la potencia instalada de los paneles fotovoltaicos, se propone

analizar sistemas solares desde 1 hasta 10 kWp, con incrementos progresivos de 1 kWp, valores que se encuentran en el rango habitualmente utilizado para este tipo de instalaciones.

• Baterías

Para analizar la capacidad instalada del sistema de baterías, se consideran 3 situaciones: (a) caso sin baterías; (b) caso con 10 kWh de capacidad de las baterías para cubrir la demanda unas pocas horas, por ejemplo, durante la noche; y (c) caso con 100 kWh de baterías para cubrir una demanda de aproximadamente 2 días. De esta forma, se pretende estudiar tres situaciones alternativas con el objetivo de observar cómo influye el tamaño de los paneles y el perfil de consumo en cada caso.

• Perfiles de consumo

Con objeto de estudiar el impacto del perfil de consumo sobre la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas residenciales, se proponen 4 perfiles diferentes. Cabe destacar que el propósito no es representar en detalle un consumo real, sino ilustrar situaciones significativamente distintas entre sí para observar cómo se modifica el rendimiento tecno-económico en consecuencia. Así, para los 4 perfiles propuestos se establece un consumo total anual de 5000 kWh [6], valor estimado a partir del promedio para un domicilio de unas 4 personas situado en zona urbana y con clima mediterráneo. El consumo se distribuye de la siguiente manera:

- *Perfil 1 (constante)*. El consumo es uniforme a lo largo de las 8.760 horas del año, lo que equivale a un consumo horario de 0,571 kWh. Este perfil refleja una situación donde se habita permanentemente la vivienda.
- *Perfil 2 (fin de semana)*. El consumo se concentra en los fines de semana. Así, durante la semana existe un consumo reducido equivalente al 20%, mientras que en fines de semana se consume el 80% de la electricidad anual. Este caso representa una situación de segunda residencia, con un consumo horario de 1,603 kWh en fines de semana y 0,160 kWh entre semana.
- *Perfil 3 (diurno)*. El 80% del consumo se realiza durante el día (entre las 6 de la mañana y las 6 de la tarde), mientras que el 20% restante se consume de noche. Esto representa 0,913 kWh en horas diurnas y 0,228 kWh en horas nocturnas.

- Perfil 4 (nocturno). Opuesto al caso 3, donde el 80% de la electricidad se consume de noche y el 20% de día.

2. RESULTADOS

Los resultados obtenidos se presentan agrupados en tres figuras según la instalación considerada: i) sin baterías, ii) con baterías de 10 kWh (2 kWh útiles, teniendo en cuenta la profundidad máxima de descarga) y iii) con baterías de 100 kWh (20 kWh útiles) – Figuras 2, 3 y 4, respectivamente. En cada figura, se incluyen tres gráficos que muestran los resultados correspondientes a autoconsumo, autarquía y tasa interna de retorno (TIR) para los cuatro perfiles de consumo, en función de la potencia fotovoltaica instalada. Adicionalmente, se muestra, en formato de línea discontinua, la línea de tendencia o ajuste para cada conjunto de datos obtenido.

La Figura 2 presenta los resultados correspondientes al caso sin baterías. Como se puede observar, el autoconsumo de energía alcanza el 100% para el perfil de consumo diurno y una instalación de 1 kWp, y es claramente menor para los otros perfiles, llegando a un 45% en el caso nocturno. Para instalaciones de mayor capacidad, el autoconsumo disminuye hasta valores entorno al 10–20%. A causa de este distinto autoconsumo, la autarquía alcanzada es también muy distinta entre uno y otro perfil, variando de un 35% a casi un 70% en el perfil diurno. El hecho de no utilizar baterías, sumado a que en algunas épocas del año la radiación es baja, provoca que no se pueda superar este porcentaje.

Respecto al rendimiento económico, se observa que instalaciones de 1 y 2 kWp tienen una rentabilidad positiva para los cuatro perfiles analizados, siem-

pre en relación a la coincidencia entre horas de generación y de consumo. A medida que aumenta la potencia fotovoltaica, el rendimiento disminuye puesto que el aprovechamiento que se puede hacer de la instalación, si bien alcanza valores significativos de autarquía, no compensa el coste de inversión, operación y mantenimiento. En cualquier caso, los rendimientos son claramente distintos entre unos y otros perfiles, y únicamente el caso diurno ofrece una rentabilidad positiva para todas las potencias de paneles consideradas.

Por otra parte, el comportamiento del autoconsumo y de la autarquía es opuesto a medida que varía la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos. En efecto, pequeñas instalaciones permiten aprovechar gran parte del potencial disponible (especialmente para los perfiles diurno y constante), aunque a cambio la proporción cubierta de demanda es menor. Por el contrario, grandes instalaciones solares no permiten aprovechar todo el potencial disponible, de ahí que su rendimiento económico sea menor, aunque a cambio pueden cubrir una gran parte de la demanda y prescindir en mayor medida de la red eléctrica.

La Figura 3 muestra los resultados para las instalaciones con baterías de capacidad 10 kWh (2 kWh útiles). En este caso, y gracias a la posibilidad de uso de las baterías, el autoconsumo y la autarquía del sistema son mayores que sin baterías. Se observa que el uso de baterías permite que las diferencias entre perfiles disminuyan respecto a los sistemas sin baterías, tanto para el autoconsumo como la autarquía, cuando la capacidad de generación es limitada. En cambio, para mayores capacidades las diferencias se mantienen debido a que las baterías de 2 kWh útiles no son suficientes para lograr un alto aprovechamiento de la capacidad generada y existe una discrepancia importante entre momentos de generación y momentos de consumo.

Por lo que respecta a la rentabilidad, existe una clara discordancia entre los distintos perfiles de consumo. En efecto, el coste de las baterías solo puede ser absorbido por sistemas con un alto aprovechamiento global. De este modo, con un perfil de consumo diurno todas las instalaciones resultan rentables, mientras que con los casos de fin de semana y constante se obtiene una rentabilidad positiva hasta los 5 y 6 kWp de paneles, respectivamente. Finalmente, con el perfil de consumo nocturno la instalación no es rentable en ningún caso, ya que el mayor

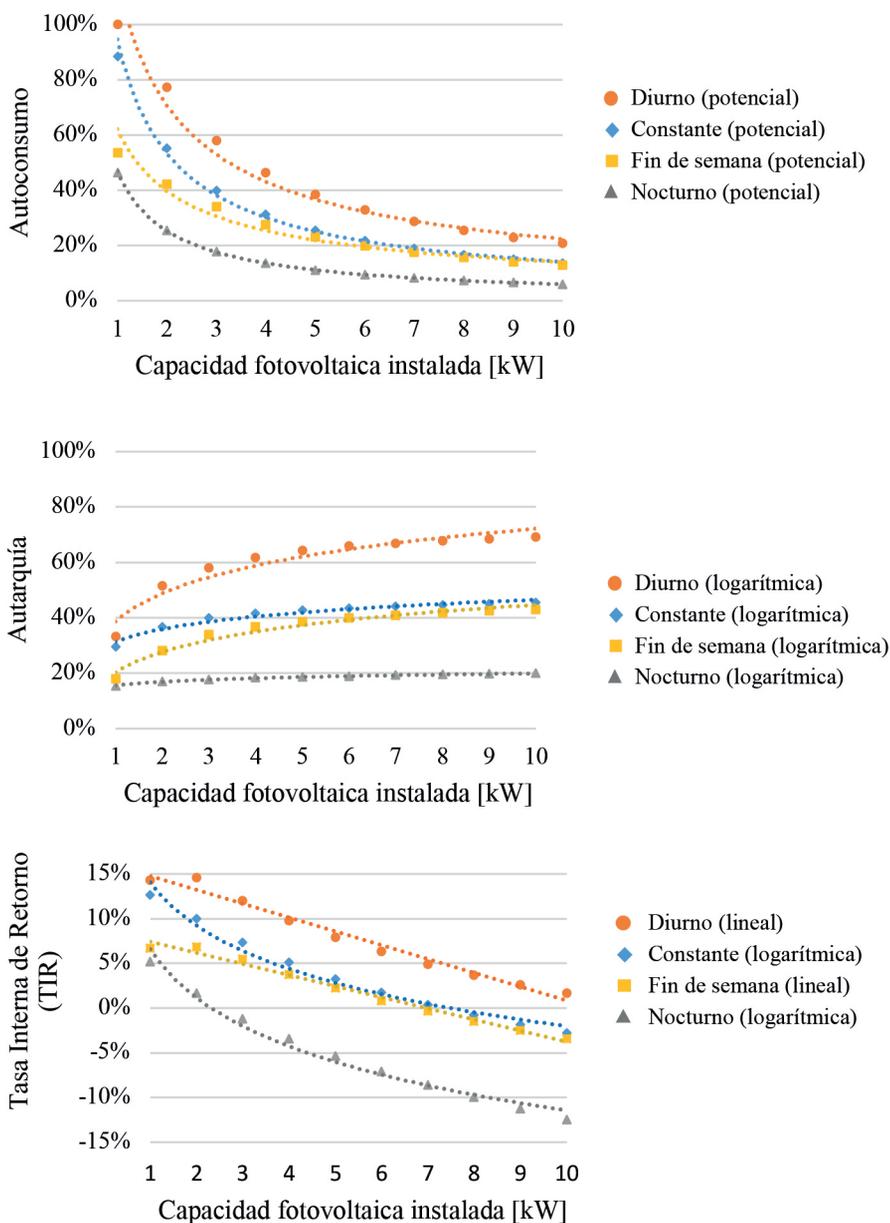


Figura 2: Autoconsumo, autarquía y TIR sin baterías

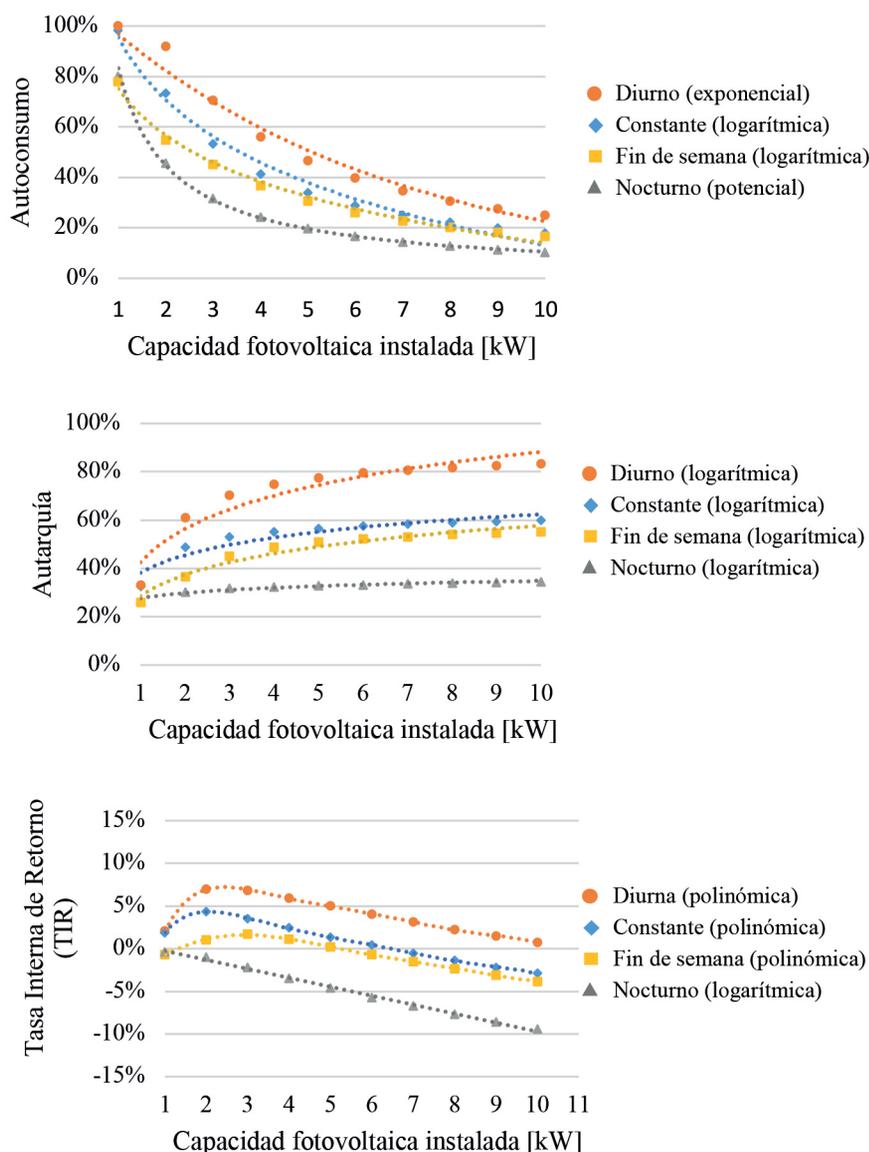


Figura 3: Autoconsumo, autarquía y TIR con capacidad de baterías 10 kWh (2 kWh útiles)

uso de la capacidad generada no compensa el coste de la batería.

Cabe destacar que la instalación con 10 kWp de potencia de generación fotovoltaica y baterías de 10 kWh de capacidad consigue una autarquía de más del 80% con un perfil de consumo diurno, a la vez que da lugar a una rentabilidad positiva. En este caso, por tanto, el remplazo del suministro de la red eléctrica por energía solar con rentabilidad favorable, que caracteriza el concepto de *grid parity*, se da en una proporción significativa.

Hay que destacar que la decisión de instalar un sistema de generación de energía a nivel doméstico es individual, por lo que los valores medios de rendimiento para una zona no van a ser necesariamente relevantes. Por el contrario, son los rendimientos que se pueden obtener para situaciones concretas los que determinan la implementación de estos sistemas. Por este motivo, consideramos que los resul-

tados obtenidos mejoran el conocimiento del problema independientemente de la frecuencia con que se den en la práctica unos u otros perfiles.

Además, en los próximos años es razonable pensar que esta proporción se incremente progresivamente si se mantiene la doble tendencia actual en cuanto al aumento de precios de la red eléctrica [6], por un lado, y al progreso tecnológico que permite obtener baterías y paneles cada vez más longevos, eficientes y baratos, por otro lado [7].

La Figura 4 muestra los resultados para instalaciones con baterías de capacidad 100 kWh (20 kWh útiles). En este caso, la importante capacidad de las baterías hace que el perfil de consumo influya menos en las rentabilidades obtenidas. Se produce, además, un cambio en el orden de rentabilidad entre los distintos perfiles, ya que el consumo en fin de semana pasa a tener peores resultados que el nocturno.

Este hecho se explica porque aquí las baterías compensan en gran medida el desajuste de generación y consumo entre el día y la noche, mientras que no lo hacen en la misma medida cuando el desajuste es del fin de semana. Además, a diferencia de los casos anteriores, cuyas mayores rentabilidades se daban para 1 o 2 kWp de paneles, aquí la mayor rentabilidad se obtiene para elevadas potencias de los paneles, aun siendo este valor negativo. Este comportamiento se debe a que una gran capacidad de baterías implica disponer de una cantidad importante de paneles fotovoltaicos para aprovechar el potencial de las baterías y así alcanzar elevados valores de autarquía.

Finalmente, se observa que, con capacidad de generación de 10 kWp y baterías de 100 kWh, la autarquía se acerca al 100%, superando el 80% en el peor escenario de consumo. Sin embargo, la claramente negativa rentabilidad económica no permite considerar este caso como consecución de la *grid parity*.

3. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos reflejan que, según lo esperado, cuando no se utilizan baterías el perfil de consumo influye en gran manera en los parámetros de autoconsumo, autarquía y rendimiento. Solo las instalaciones de pequeña capacidad resultan rentables y dan lugar a autarquías entre un 20% y un 70%, siendo el perfil de consumo diurno el más favorable. Con el uso de baterías con capacidad de 10 kWh, los datos de autoconsumo y autarquía son sensiblemente mayores, aunque a causa del coste de las baterías los resultados de rendimiento económico son peores y muy distintos entre perfiles. El perfil diurno es, de nuevo, el más favorable. Con baterías de capacidad de 100 kWh la diferencia entre los perfiles disminuye, mientras que, en todos los casos, el rendimiento financiero es claramente negativo.

Los casos más extremos son el consumo diurno, con el que se puede alcanzar una autarquía de más del 80% con rendimiento económico positivo, y el horario nocturno, que da lugar a una autarquía que en ningún caso supera el 20% de la energía consumida. Se comprueba, por tanto, la influencia determinante del perfil de consumo.

Los resultados obtenidos permiten tener una primera perspectiva del impacto a nivel técnico y económico de cuatro escenarios específicos de consumo eléctrico residencial en las instalaciones solares de autoconsumo. Se propone, como futura

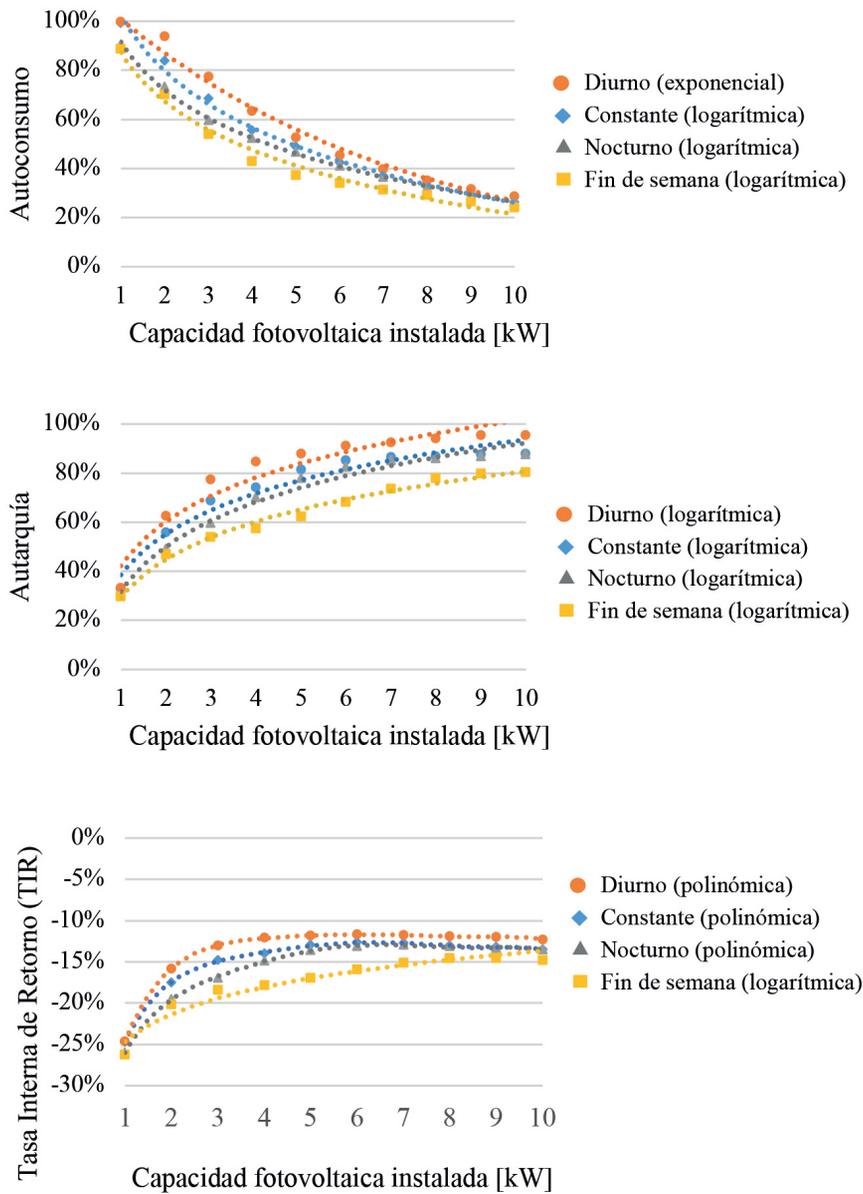


Figura 4: Autoconsumo, autarquía y TIR con capacidad de baterías 100 kWh (20 kWh útiles)

línea de investigación, el análisis de la influencia del perfil de consumo en la *grid parity* a partir de una mayor variedad de tipos de consumo, de modo que se estudie el efecto combinado de diferentes escenarios de consumo en un mismo perfil, y la sensibilidad a estos perfiles se obtenga de manera más detallada. Debido a la gran influencia de la insolación promedio y distribución anual que reciben las placas solares, se propone analizar el impacto de diferentes perfiles de insolación en el rendimiento de la instalación. Otra línea de trabajo a considerar es el estado del arte de sistemas punteros de tecnología fotovoltaica y su impacto en el rendimiento de las instalaciones. Se plantea, además, tener en cuenta sistemas con algún tipo de remuneración para la electricidad fotovoltaica generada y no consumida que se vierta en la red, dando especial énfasis a los modelos con remuneración reducida

que previsiblemente van a ser las más frecuentes en el contexto español.

REFERENCIAS

[1] Mulero-Díaz, A., Marín-Comitre, U., Miranda-García-Cuevas, M. "Feasibility analysis of photovoltaic facilities for household electricity self-consumption in Extremadura". DYNA, 2014, vol. 89, no. 4, p. 413-421. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7074>

[2] Weniger, J., Tjaden, T., Quaschnig, V. "Sizing of residential PV battery systems". Energy Procedia, 2014, vol. 46. p.78-87. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.160>

[3] Nyholm, E., Goop, J., Odenberger, M., Jonhsson, F. "Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency". Applied Energy, 2016, vol. 183, p. 148-159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.172>

[4] Barbour, E., Algatari, S, González, M.

"Economic and environmental benefits of PV-battery systems for residential consumers in different pricing scenarios". Massachusetts Institute of Technology, 2016. p. 1-13.

[5] Plante, R. H. (2014). Solar Energy, Photovoltaics, and Domestic Hot Water: A Technical and Economic Guide for Project Planners, Builders, and Property Owners. Academic Press, p. 75-91.

[6] Eurostat (2019). Electricity Price Statistics, Figure 2. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers. Último acceso 07/08/2019

[7] Li, H. X., Horan, P., Luther, M. B., Ahmed, T. M. "Informed Decision Making of Battery Storage for Solar-PV Homes Using Smart Meter Data". Energy and Building, 2019. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.06.036>

MATERIAL SUPLEMENTARIO

http://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/9279-1.pdf

