

Memoria del Proyecto de investigación

Herramientas online para ayudar a los (posibles) prosumidores energéticos en la toma de decisiones relacionadas con la optimización energética de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo

Fundación Renovables

Madrid, noviembre de 2019

Participantes en el proyecto (UMA):

Alejandro Ayala Gilardón

Llanos Mora López

Mariano Sidrach de Cardona Ortín

2

Participantes en el proyecto (Fundación Renovables)

Raquel Paule Martín

Fernando Hernández Cuadra

Luis Morales Carballo

Elena Alonso Asensio

Meritxell Bennasar Casasa

Fernando Martínez Sandoval

Ismael Morales López

Simón Juárez Wichmann

María Isabel Núñez García

Fundación Renovables

(Declarada de utilidad pública)

Pedro Heredia 8, 2º Derecha

28008 Madrid

www.fundacionrenovables.org

ÍNDICE

3

Contenido

1. Introducción.....	4
2. Metodología clásica para el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.	7
3. Modelos propuestos para la estimación de la autosuficiencia y el autoconsumo.	18
3.1 Resultados para la estimación de la autosuficiencia.	20
3.2 Resultados para la estimación del autoconsumo.	22
4. Influencia de la resolución temporal en la estimación del autoconsumo y de la autosuficiencia.....	24
4.1 Análisis de los consumos y producción fotovoltaica.....	27
4.2 Análisis del autoconsumo y la autosuficiencia para diferentes resoluciones temporales.	29
5. Conclusiones.	31
6. Recomendaciones y trabajos futuros.	33
7. Actualización del estudio de los incentivos municipales al desarrollo de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.	34
7.1 Legislación actual sobre imposición local.	35
7.2 Comparativa de las bonificaciones al Impuesto sobre Bienes e Inmuebles.	38
7.3 Clasificación de municipios por bonificaciones del IBI.....	42
7.4 Comparativa de bonificaciones al impuesto de construcciones instalaciones y obras ICIO.	45
7.5 Clasificación de municipios por bonificaciones de ICIO.	47
8. Difusión de los resultados.	50
9. Bibliografía.....	52

1. Introducción.

4

El 5 de abril de 2019 el gobierno aprueba el Real Decreto 244/2019 para completar el marco regulatorio sobre autoconsumo y que complementa al Real Decreto Ley 15/2018 en el que se derogó el tristemente famoso impuesto al sol.

Recientemente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado una resolución en la que indica el procedimiento para que las instalaciones de autoconsumo acogidas a compensación de excedentes puedan, al final del periodo de facturación, compensar el valor de esa energía excedentaria en su factura.

Por tanto, la normativa actual vigente en España fija las **condiciones** administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, establece un sistema de **compensación simplificada** entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo y, lo que es más importante, regula el autoconsumo compartido, a la vez que permite que estos sistemas puedan tener almacenamiento de energía.

Esto ha hecho que el número de instalaciones de autoconsumo en España empiece a crecer fuertemente. A su vez, el aumento del número de instalaciones conectadas a la red eléctrica plantea un importante reto de cara a su correcta integración en el sistema eléctrico, el poder conocer cuánta energía van a suministrar estas instalaciones, tanto las grandes como las hechas en viviendas. En el caso de instalaciones en viviendas y pequeñas instalaciones comerciales, conocer cuál será su producción puede ayudar a conseguir una optimización del autoconsumo y, como consecuencia, ayudar a mejorar la rentabilidad y la integración de esta tecnología en la red de distribución.

No hay duda de que la autogeneración de electricidad mediante tecnología fotovoltaica es una oportunidad y una herramienta esencial para lograr los objetivos relacionados con el cambio climático a los que España se ha comprometido, reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad y democratizar el uso y la gestión de la energía, colocando al ciudadano en el centro del sistema.

Asumir el papel de gestor energético es una pieza clave del cambio pues, hasta ahora, la ciudadanía solamente se preocupaba del consumo, sin tener en cuenta cuanto ni cuándo. Generar tu propia energía y hacerlo de forma limpia y eficiente, proporciona una nueva percepción de la energía, más cercana y menos abstracta. Entender cómo funciona una instalación y cómo consumen los aparatos eléctricos que tenemos en casa es el punto de partida para que la ciudadanía asuma comportamientos energéticos más responsables, limpios y eficientes.

En los últimos años, y gracias al crecimiento que está produciéndose de este tipo de instalaciones, se ha comenzado a hablar de viviendas autosuficientes y viviendas de energía

cero. Una vivienda o un edificio de energía cero (conocidas como ZEB, *Zero Energy Building*) es un concepto que se utiliza en edificios con un balance energético entre la generación y el consumo de energía cercano a cero o, incluso, nulo o positivo en un año típico, (NREL, 2006), (NREL, 2010).

Es sabido que las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico generan la energía durante las horas de sol, lo que coincide plenamente con el consumo en los sectores de servicios, industria y primario, pero no siempre con el residencial en el que la hora punta de consumo suele estar entre las 21h y las 22h. Esto supone un desajuste entre la energía generada en la instalación fotovoltaica doméstica con el consumo en la vivienda, produciéndose los llamados excedentes y teniendo que comprar energía de la red en otras horas o almacenar esos excedentes en baterías.

Para conseguir incrementar la energía consumida procedente de la instalación de autoconsumo, lo que se denomina incrementar la integración de la generación/demanda, existen varias soluciones:

La primera es **desplazar el consumo de energía a las horas de sol**, con lo que conseguiremos incrementar la integración generación/demanda, minimizando la cantidad de excedentes. Para ello, y gracias a los grandes avances tecnológicos que se han dado en los últimos años, se pueden utilizar sistemas de domótica para programar la puesta en marcha de electrodomésticos de alto consumo como pueden ser el lavavajillas o la lavadora, así como modificar nuestras rutinas y hábitos de consumo en la medida de lo posible. Modificar los hábitos de consumo no requiere inversión económica, solamente es necesaria una buena planificación.

En segundo lugar, tenemos el **almacenamiento mediante baterías**, que supone una inversión adicional. En los últimos años la tecnología de baterías ha experimentado una mejora en durabilidad, capacidad y precio y se espera que sigan avanzando en su curva de desarrollo. Además, la irrupción de los vehículos eléctricos implica un elemento de almacenamiento para la vivienda, evitando la necesidad de invertir en baterías adicionales ya que, una vez que el tiempo de vida de estas baterías deje de servir para el vehículo podrán tener una segunda vida mediante baterías fijas en el hogar, favoreciendo su economía circular.

La tercera pasa por **vender los excedentes** a los vecinos o a la red de distribución. Así, aquellos vecinos que demandan energía en las horas que los propietarios de la instalación no lo hacen, se podrán beneficiar de una energía limpia y eficiente (no existen pérdidas por transporte). El precio que pagar puede ser uno fijo, pactado con anterioridad, o un precio distinto por periodo de facturación e incluso horas. La venta de excedentes ayuda a reducir el periodo de retorno de la instalación y el precio al que se vende el kWh debe ser, como mínimo, el precio medio del pool. Tampoco sería necesario darse de alta como productor de energía, lo que implicaría no tener que pagar el impuesto a la generación del 7%.

El análisis y modelado de los sistemas fotovoltaicos permitirá determinar los distintos escenarios que definen las condiciones de optimización de este tipo de sistemas. Esta optimización dependerá de cuál es la disponibilidad energética (condiciones meteorológicas) en el emplazamiento de la instalación, de la arquitectura-tipología del sistema fotovoltaico (con o sin acumulación, inversores centralizados u orientados al módulo, nuevas propuestas de conexión parcial a la red) y de cómo son las cargas de la vivienda (optimización energética).

Atendiendo al estado de conocimientos descritos anteriormente, se plantean las siguientes hipótesis de partida para este proyecto:

- Los métodos de diseño clásico de sistemas fotovoltaicos conectados a red no ofrecen una respuesta adecuada al problema de la optimización del uso de la energía en sistemas fotovoltaicos de autoconsumo ya que no utilizan como parámetro de análisis ni variable de decisión el perfil de demanda que pretenden satisfacer.
- Un análisis del autoconsumo y la autosuficiencia para instalaciones fotovoltaicas de pequeño y medio tamaño puede ayudar al mejor diseño y funcionamiento de este tipo de instalaciones gracias a la detección de las mejores configuraciones en función de los perfiles de consumo y las condiciones climáticas del emplazamiento de la instalación.

El correcto dimensionado de estos sistemas debe ser un compromiso entre los ahorros energéticos que se producen y la inversión necesaria. Teniendo en cuenta que el intercambio de energía se realiza de forma instantánea, para conocer estos ahorros es fundamental conocer, de la forma más precisa posible, la curva de consumo. Además, el aumento de los porcentajes de energía autoconsumida y, consecuentemente, la mejora de los ahorros pasa tanto por hacer una gestión activa de la demanda como por la utilización de sistemas de acumulación (baterías).

En este trabajo de investigación queremos empezar a desarrollar una herramienta que permita estudiar la evolución de los ahorros energéticos que se producen en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico para distintas aplicaciones, que por sus características deberían permitir coeficientes de autoconsumo importantes, así como la evolución de los mismos con la potencia pico instalada. Permitirán también realizar un análisis comparativo entre sistemas con y sin sistema de acumulación. Deben servir de ayuda en la determinación de criterios para el diseño de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo de manera que se consiga una optimización de los factores de autoconsumo y autosuficiencia para este tipo de sistemas en condiciones reales de operación, con la incorporación o no de sistemas de acumulación.

El análisis de los resultados debe permitir hacer recomendaciones sobre cuál debería ser la potencia pico óptima tanto de los paneles fotovoltaicos como del sistema de acumulación, para los diferentes perfiles de consumo y para diferentes localidades en España.

En este informe presentamos los resultados de las investigaciones realizadas para definir con herramientas de aprendizaje automático la mejor metodología posible para este fin.

7

2. Metodología clásica para el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

Los métodos clásicos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a red permiten, de manera sencilla, conocer la producción fotovoltaica, sabiendo el consumo de la vivienda y los parámetros climáticos del lugar de la instalación, la radiación incidente, la temperatura ambiente y la velocidad de viento. Para una potencia pico instalada es sencillo calcular la productividad de la planta. Sin embargo, en las instalaciones de autoconsumo, no basta con conocer la energía que va a producir el sistema en un periodo de tiempo, ya que la rentabilidad de la misma está fuertemente asociada a la energía fotovoltaica que va a ser aprovechada directamente y que no se inyecta a la red. En este caso, no es posible hacer un buen dimensionado del sistema sin tener, al menos, un balance energético horario de un periodo anual de la instalación. Esto implica, además, conocer el consumo energético horario de la vivienda durante un año.

Esto no debería suponer un problema en las instalaciones que cuentan con contadores inteligentes, ya que la compañía distribuidora conoce estos datos, pero, en la mayoría de los casos, son desconocidos por los usuarios y no tienen accesibilidad a los mismos. La primera consecuencia de este hecho es que, en la mayoría de los casos, no es posible más que una aproximación, a veces muy vaga, de los ahorros que va a suponer una instalación de autoconsumo.

Si disponemos de los perfiles horarios de consumo, la cosa es mucho más simple ya que series horarias de radiación y de temperatura están disponibles en la web del PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM de la Comisión Europea, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, que, además, tiene una herramienta sencilla para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos, tanto conectados a red como autónomos.

Para calcular la producción fotovoltaica, el método sencillo es el de balance de energía horario. El balance de energía es un método que permite dimensionar el sistema fotovoltaico de acuerdo con el consumo y los datos meteorológicos de cada ciudad. La finalidad es ajustar la generación fotovoltaica a las condiciones de la demanda de la carga en un determinado periodo de tiempo. Por tanto, el balance energético horario permite evaluar al sistema en función de los datos meteorológicos y la carga, con el objetivo de diseñar una instalación fotovoltaica óptima.

El primer paso de esta metodología es calcular cuanta energía produce un sistema fotovoltaico de una potencia dada, bajo la hipótesis de que toda su producción es enviada a la red eléctrica.

La potencia generada por el generador fotovoltaico P_m para cualquier valor de irradiancia solar G y de temperatura de módulo T_m , de acuerdo con el método propuesto por **Osterwald**:

8

$$P_m = P_{m,ref} \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_m - T_{m,ref})]$$

Siendo,

T_m	Temperatura de módulo
$T_{m,ref}$	Temperatura de los módulos en condiciones estándar, en nuestro caso, 25 °C
G	Irradiancia solar incidente en la superficie del módulo (W/m ²)
G_{ref}	Irradiancia solar incidente en condiciones estándar (1000 W/m ²)
P_m	Potencia generada por el generador fotovoltaico (W)
$P_{m,ref}$	Potencia del generador en condiciones estándar (W)
γ	Coefficiente de pérdidas con la temperatura (-0.48 %/°C)

Para calcular la temperatura de funcionamiento, T_m , de los diferentes módulos en condiciones exteriores hemos utilizado el Modelo de **King** [] ampliamente utilizado en la bibliografía científica. Este modelo propone una relación entre la temperatura de módulo, la irradiancia incidente y la velocidad del viento, de acuerdo con la expresión:

$$T_m = T_{amb} + G \cdot e^{(m+n \cdot W)}$$

Siendo,

T_m	Temperatura de módulo
T_{amb}	Temperatura de ambiente
G	Irradiancia solar incidente en la superficie del módulo (W/m ²)
W	Velocidad del viento (m/s)
m	Coefficiente empírico adimensional que describe el impacto de la irradiancia en la temperatura del módulo, estableciendo el límite superior de la temperatura del módulo a bajas velocidades del viento y altas irradiancias, en nuestro caso -3.56.
n	Coefficiente empírico que describe el enfriamiento del módulo debido al viento, es decir, la velocidad a la que disminuye la temperatura del módulo a medida que aumenta la velocidad del viento, en nuestro caso -0.079.

En segundo lugar, calcularemos las pérdidas producidas en el sistema fotovoltaico en corriente continua y que, en una primera aproximación, consideraremos constantes.

9

Estas pérdidas son debidas a diferentes factores, entre ellos:

- a) Pérdidas debido a la reflectancia angular y variación del espectro de la radiación incidente, donde estimamos un valor del 3 % de pérdidas.
- b) Pérdidas óhmicas por el cableado, donde estimamos un valor del 2% de pérdidas.
- c) Pérdidas debidas a la dispersión de parámetros en el generador, donde estimamos un valor del 2% de pérdidas.
- d) Pérdidas debidas a errores en el seguimiento del PMP (punto de máxima potencia) del inversor, donde estimamos un valor del 2% de pérdidas.

En estas pérdidas en corriente continua no hemos tenido en cuenta factores como:

- Polvo y/o suciedad en los módulos.
- Pérdidas producidas por sombras y por mala orientación de los paneles.

Por otra parte, las pérdidas debido a la temperatura de los módulos están ya consideradas en la expresión de Osterwald.

Finalmente, para determinar la energía en corriente alterna tendremos que tener en cuenta el rendimiento del inversor fotovoltaico. Este rendimiento lo calcularemos de acuerdo con la ecuación propuesta por **Schmidt** [] a partir de la potencia de entrada al inversor (P_{in})

$$\eta_{inv} = \frac{P_{in} - (b_0 + b_1 \cdot P_{in} + b_2 \cdot P_{inv}^2)}{P_{in}}$$

Siendo,

η_{inv}	Rendimiento del inversor
P_{in}	Potencia de entrada al inversor (Pcc/Ppico)
b_0	Parámetro adimensional con un valor de 0.04
b_1	Parámetro adimensional con un valor de 0.002
b_2	Parámetro adimensional con un valor de 0.03

Finalmente, a partir de este rendimiento, podemos calcular la potencia de salida, es decir, la potencia en corriente alterna.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$$

Las pérdidas en corriente alterna van a depender exclusivamente del cableado, es decir, de la distancia entre el inversor y el punto de conexión con la red eléctrica. En este estudio suponemos unas pérdidas del 1 %.

Con esta metodología calculamos la energía producida en un sistema conectado red. Si esta instalación se utiliza como una instalación de autoconsumo, tenemos que hacer, además, un balance energético horario para determinar, de acuerdo con el consumo horario de la vivienda, cuanta energía es consumida por la vivienda a partir de la instalación fotovoltaica y cuanta energía consumimos o vertemos en la red eléctrica de distribución pública.

Los casos que se pueden dar son:

- Si el consumo de la vivienda es igual a la producción fotovoltaica, todo el consumo de la vivienda será a partir de la instalación fotovoltaica.
- Si el consumo de la vivienda es mayor que la producción fotovoltaica, se consumirá toda la producción fotovoltaica y lo que falte será aportado por la red eléctrica de distribución pública.
- Si el consumo de la vivienda es menor que la producción fotovoltaica, todo el consumo de la vivienda será a partir de la instalación fotovoltaica y lo restante se verterá a la red eléctrica de distribución pública.

Los parámetros que se calculan son los siguientes

- Energía fotovoltaica consumida directamente del sistema fotovoltaico.
- Energía fotovoltaica producida y vertida a la red.
- Energía consumida de la red.

A partir del balance horario, se calculan los valores diarios y valores medios mensuales de estos parámetros.

Como parámetros de eficiencia se calculan los siguientes:

Performance Ratio, PR: es una magnitud, independiente del lugar de ubicación y, por lo tanto, de la radiación solar incidente y del tamaño del sistema. Por ello, constituye también un factor de calidad. Este parámetro se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica en condiciones estándar. De esta forma, indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas. Cuanto más cercano al 100 % sea el valor del PR calculado para una instalación fotovoltaica, de forma más efectiva trabajará esta instalación fotovoltaica.

El PR aporta información sobre la eficiencia energética y la fiabilidad de su instalación fotovoltaica. Por medio del PR se puede comparar el rendimiento de la instalación fotovoltaica con el rendimiento de otras instalaciones, así como controlar el estado de la instalación durante

un período de tiempo prolongado, ya que calculando este parámetro en intervalos prefijados podemos realizar un control del rendimiento de la instalación y detectar algún fallo del sistema.

11

En términos matemáticos, lo podemos definir de la siguiente manera:

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{ideal}} \cdot 100 = (1 - L_1) * (1 - L_1) * \dots * (1 - L_n) * \eta_{INV}$$

donde,

$$E_{ideal} = E_{solar} \cdot \eta_{STC}$$

siendo,

E_{AC}	Energía diaria generada en alterna
E_{ideal}	Energía ideal sin contar ninguna pérdida en el sistema
E_{solar}	Energía solar recibida
η_{STC}	Rendimiento del sistema en CEM
η_{INV}	Rendimiento del inversor
L_n	Factores de pérdidas en el sistema

Productividad del sistema o Yield: se define, para un periodo de tiempo, como la energía generada por el sistema dividida por su potencia pico. Se expresa en kWh/kWp.

Estos dos parámetros se relacionan de acuerdo con la expresión

$$PR(\%) = \frac{Yield}{Y_{ref}} = \frac{Yield}{\frac{G}{1000}} \cdot 100$$

siendo,

Y_{ref}	Yield de referencia, cociente entre irradiación solar y la irradiancia en CEM
G	Irradiación solar (W/m^2)

Para evaluar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se definen dos parámetros: **autoconsumo y autosuficiencia.**

Se define el **autoconsumo** como el porcentaje de energía que se consume directamente de la instalación fotovoltaica en un periodo de tiempo.

12

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{E_{CONS,FV}}{E_{PROD,FV}} \cdot 100$$

siendo,

$E_{PROD,FV}$	Energía total producida fotovoltaica
$E_{CONS,FV}$	Energía consumida directamente de la instalación fotovoltaica

Por otra parte, se define la **autosuficiencia** como el porcentaje de energía consumida a partir de la instalación fotovoltaica en relación con el consumo total de la vivienda.

$$\text{Autosuficiencia (\%)} = \frac{E_{CONS,FV}}{E_{CONS,TOTAL}} \cdot 100$$

siendo,

$E_{CONS,TOTAL}$	Energía consumida total de la vivienda
$E_{CONS,FV}$	Energía consumida directamente de la instalación fotovoltaica

Se calcularán los valores diarios de estos parámetros, los valores medios mensuales y el valor media anual.

La única manera de saber cuán óptimo es el dimensionado realizado, requiere hacer un análisis de sensibilidad de estos coeficientes con la potencia pico instalada. También se determina el porcentaje de consumo que se produce durante las horas de sol o su complementario que es el que se produce en horas nocturnas. Este consumo nos fija el **valor máximo teórico** que puede alcanzar la curva de autosuficiencia en función de la potencia pico instalada, toda vez que el consumo en las horas nocturnas nunca se podrá cubrir con fotovoltaico en sistemas sin acumulación.

El punto donde se cortan las curvas de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico instalada, representa, de acuerdo con las expresiones anteriores, el valor de potencia pico que hace que la **producción fotovoltaica total se iguale al consumo total de la vivienda**, por lo que estaríamos en cero emisiones. En este valor, los coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia coinciden.

En el caso de que el sistema tenga baterías, la energía total producida por el sistema fotovoltaico es la misma, por lo que los parámetros de eficiencia del sistema, **Performance Ratio** y **Yield** no se verán alterados. Sin embargo, ahora tenemos un nuevo elemento que considerar en el

balance energético. Así, si la producción fotovoltaica es mayor que el consumo, podemos acumular los excedentes en la batería antes de verter energía a la red. De igual forma, si no hay producción fotovoltaica suficiente para abastecer el consumo, antes de coger energía de la red, suministramos este consumo descargando la batería.

Por tanto, ahora se presentan los siguientes casos, que tenemos que tener en cuenta en el balance energético:

Cuando existe producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico, podríamos encontrarnos con que:

- Si la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico es mayor que el consumo de la vivienda, podrían darse dos casos:
 - Si la batería no se encuentra cargada al máximo de su capacidad:
 - ❖ Si la carga de la batería más la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico menos el consumo de la vivienda es mayor que la capacidad máxima de la batería, entonces, la batería se cargará al máximo de su capacidad y verteremos a la red lo sobrante.
 - ❖ Si la carga de la batería más la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico menos el consumo de la vivienda es menor que la capacidad máxima de la batería, entonces, la batería se cargará hasta el valor marcado por la carga que tenía la batería más la producción de energía eléctrica menos el consumo de la vivienda.
 - Si la batería se encuentra cargada al máximo de su capacidad, verteremos a la red la cantidad de energía resultante de la resta de la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico y el consumo de la vivienda.
- Si la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico es menor que el consumo de la vivienda se pueden dar tres casos en los que:
 - Si la carga de la batería se encuentra al mínimo de su capacidad, entonces tendremos que coger toda la energía de la red eléctrica de distribución pública, es decir, el consumo de la vivienda menos la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico.

- Si la carga de la batería menos el mínimo de la batería más la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico es mayor o igual que el consumo de la vivienda, entonces consumiremos la energía necesaria de las baterías. Esta cantidad de energía consumida es igual al consumo de la vivienda menos la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico.
- Si la carga de la batería menos el mínimo de la batería más la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico es menor que el consumo de la vivienda, entonces consumiremos energía de las baterías hasta llegar al mínimo y lo demás, es decir, el consumo de la vivienda menos la producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico menos lo consumido por las baterías, se tendrá que coger de la red eléctrica de distribución pública.

Por otro lado, si no existe producción de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico se pueden dar dos casos en los que:

- Si la batería se encuentra al mínimo de su capacidad, entonces toda la energía consumida por la vivienda se cogerá de la red eléctrica de distribución pública.
- Si la batería no se encuentra al mínimo de su capacidad, podría darse que:
 - Si la carga de la batería menos el consumo de la vivienda es menor que el mínimo de la capacidad de la batería, entonces consumiremos de la batería hasta llegar a su mínimo de capacidad y el resto lo cogeremos de la red eléctrica de distribución pública.
 - Si la carga de la batería menos el consumo de la vivienda es mayor que el mínimo de la capacidad de la batería, entonces consumiremos toda la energía de la batería.

Además, para un menor deterioro de las baterías, supondremos que la mínima capacidad que deberán tener será del 20% de la capacidad máxima. Por otra parte, para realizar las simulaciones, supondremos que las baterías se encuentran al 50% de capacidad en su estado inicial.

Con esta configuración calculamos los parámetros de autosuficiencia y autoconsumo, así como su variabilidad tanto con la potencia pico instalada (kWp) del generador como con la capacidad de acumulación de la batería (kWh).

Como resultado de la aplicación de esta metodología para el estudio de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, se obtiene una gráfica, como la que se muestra en la Figura 1. En este caso, y a modo de ejemplo, se presenta el resultado obtenido para una vivienda unifamiliar en Málaga con un consumo medio diario anual de 19,3 kWh.

Cabe destacar la curva de autosuficiencia máxima que es el consumo de la vivienda durante las horas de sol y el punto de corte de la curva de autoconsumo y autosuficiencia. El valor de la potencia pico correspondiente a este punto coincide con el que obtendríamos mediante cualquier tipo de dimensionado de un sistema conectado a red y nos dice que, para este consumo, un sistema FV de 4.0 kWp, sería capaz de cubrir el consumo total anual de la vivienda, si bien, con una autosuficiencia y un autoconsumo del 37%. Es decir, que el sistema aprovecha directamente el 37% de la producción FV y que el 37% del consumo total es cubierto por el sistema (ahorro energético).

Ahora bien, esta metodología facilita el valor de la energía autoconsumida y el valor del ahorro energético. Un análisis de los precios de la tarifa eléctrica indicará al instalador si este punto es el óptimo, toda vez que, dependiendo de la forma de la curva de autosuficiencia, que se satura antes del punto de corte, puede ser más rentable una instalación de menor tamaño. En este ejemplo, un sistema de 3.0 kWp, con autoconsumos cercanos al 50% y autosuficiencias del 35%, es, en principio, mucho más rentable.

Ahora que el RD 244/2019 permite compensación de excedentes, un estudio económico más detallado debería determinar la potencia óptima del sistema.

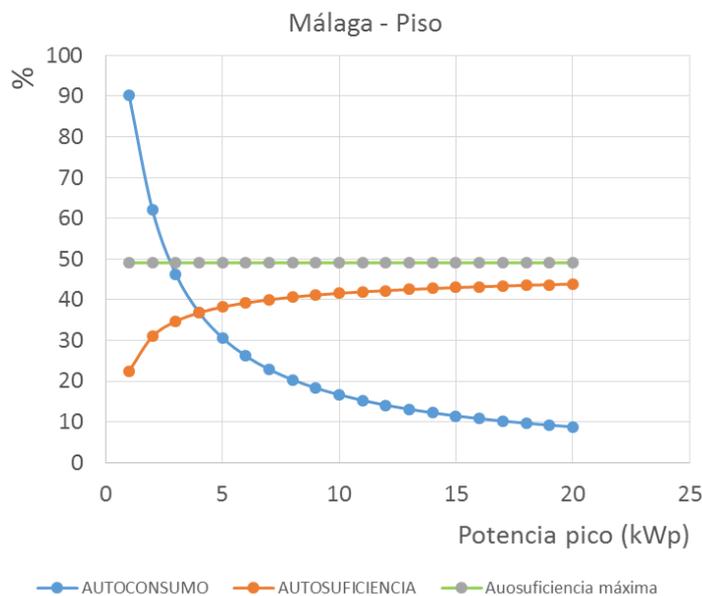


Figura 1. Variación de los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico para un piso en Málaga. Elaboración propia.

Cuando el sistema dispone de capacidad de acumulación, el dimensionado es mucho más complicado y permite que la solución, desde el punto de vista energético, no sea única.

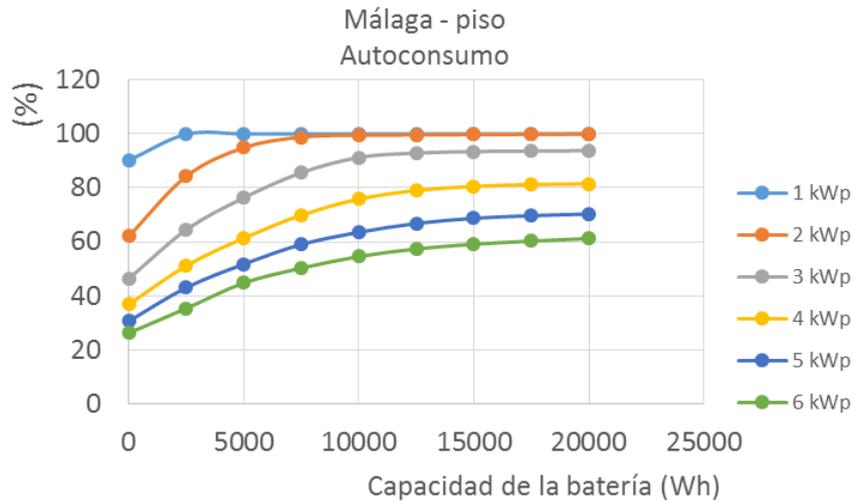


Figura 2. Variación del autoconsumo en función del tamaño de la batería para cada valor de potencia pico para pisos en Málaga. Elaboración propia.

Podemos observar que, si la potencia pico es pequeña, incluso con capacidades de batería bajas, el autoconsumo es del 100%.

Más interés presentan las curvas de autosuficiencia ya que nos hablan del ahorro energético.

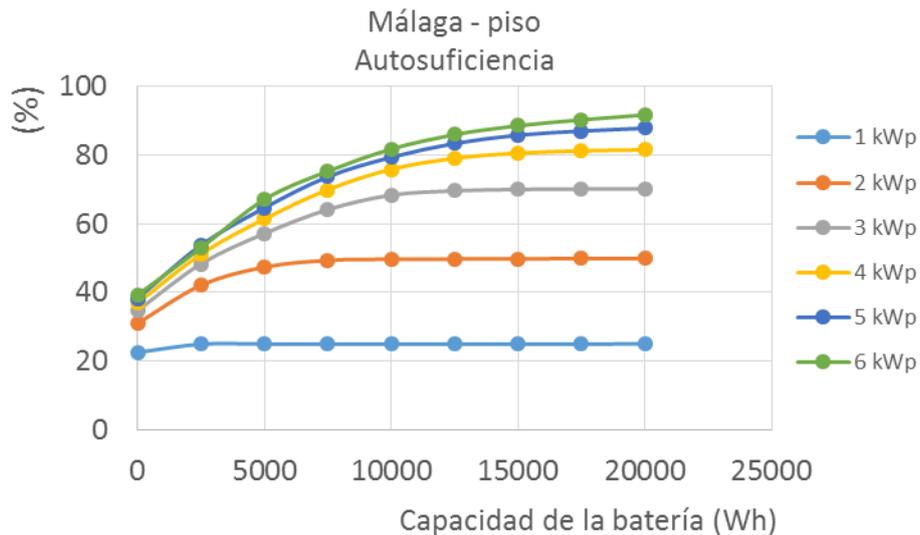


Figura 3. Variación de la autosuficiencia en función del tamaño de la batería para cada valor de potencia pico para pisos en Málaga. Elaboración propia.

Estas curvas indican que, para cada potencia pico existe un valor a partir del cual aumentar la capacidad de acumulación carece de sentido. Esto es muy claro para potencias pico bajas, pero también para potencias pico mayores, ya que estas curvas no tienen un comportamiento lineal. También señalan que podemos tener la misma autosuficiencia con diferentes configuraciones, (tamaño generador/tamaño de batería) diferentes.

Por último, indican claramente que, sin un adecuado balance energético horario, al menos de un año del sistema, no es posible afirmar, ni siquiera de manera aproximada, cual va a ser la rentabilidad de la instalación.

Estos resultados no tienen variaciones significativas en la forma de las curvas respecto a la localidad de la instalación. En la Tabla I se presentan los resultados comparativos para tres localidades con diferentes climatologías.

	<i>Vivienda tipo-piso</i>			<i>Vivienda unifamiliar</i>		
	<i>Málaga</i>	<i>Madrid</i>	<i>Santander</i>	<i>Málaga</i>	<i>Madrid</i>	<i>Santander</i>
Consumo (kWh)	19.3	26.7	24.8	23.6	39.0	40.6
Radiación (kWh/m²)	6.0	5.1	4.6	6.0	5.1	4.6
Wp (kWp)	4.0	6.5	6.7	5.7	9.6	11.0
Yield (kWh/kWp)	4.8	4.1	3.7	4.8	4.1	3.7
PR (%)	80.6	79.9	80.6	80.6	79.9	80.6
Autosuficiencia (%)	36.9	38.3	36.0	37.0	37.8	36.6
Autoconsumo (%)	36.9	38.3	36.0	37.0	37.8	36.6
Consumo diurno (%)	49.1	51.8	52.0	48.1	51.3	55

Tabla I. Resultados del dimensionado de sistemas FV de autoconsumo en distintas localidades españolas, sin sistema de acumulación. Elaboración propia.

Vemos que la potencia pico necesaria es mayor en el norte que en el sur, pero todos los sistemas presentan valores de autosuficiencia comprendidos entre el 36 y el 38%.

3. Modelos propuestos para la estimación de la autosuficiencia y el autoconsumo.

Una solución para desarrollar herramientas más amigables es encontrar métodos que permitan estimar los índices de autoconsumo y autosuficiencia en función de parámetros conocidos de tal forma que no sea necesario realizar todo el balance energético horario anual del sistema.

Con el objetivo de obtener un modelo general, se han considerado todas aquellas variables independientes que tienen una influencia directa en el valor de autosuficiencia. En concreto, las variables propuestas son:

- Tipo de perfil de consumo.
- Valor medio anual de radiación global diaria.
- Desviación típica de los valores medios diarios de radiación global.
- Valor medio anual de temperatura diaria.
- Desviación típica de los valores diarios de temperatura global.
- Potencia pico de la instalación.
- Capacidad de la batería.

Para seleccionar el tipo de perfil se han analizado los distintos perfiles propuestos por el centro *UK Energy Research Centre (UKERC)* y que pueden verse en la Figura 4.

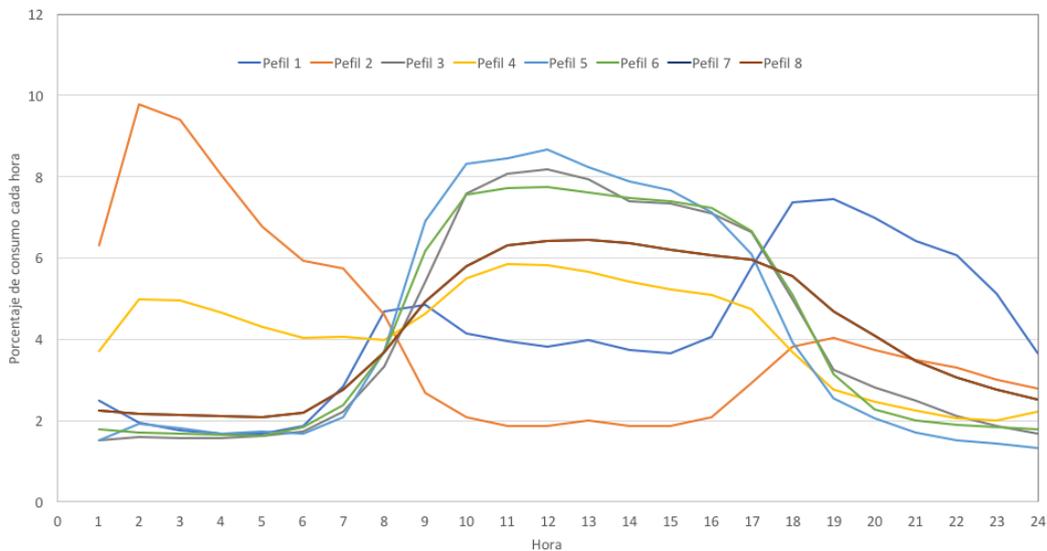


Figura 4. Distribución horaria de los consumos para los distintos perfiles (valores medios anuales).

Fuente: UKERC.

De estos 8 perfiles, se han seleccionado los siguientes:

- **Perfil 1:** que corresponde a un consumo diurno bajo y más alto en la tarde-noche. Este perfil es válido para aquellas viviendas en las que los usuarios salen a trabajar y vuelven por la tarde, con pocos consumos en las horas centrales del día.
- **Perfil 4:** este perfil tiene consumos diurnos y también nocturnos. Es un perfil válido para aquellas viviendas que tienen contratada tarifa nocturna o bien desplaza consumos a la noche para aprovechar que la energía es más barata a esas horas.
- **Perfil 6:** es un perfil diurno en el que la mayoría de los consumos se producen durante el día.
- **Perfil 8:** es también un perfil de consumos diurnos, pero se consideran algunos consumos de tarde-noche por lo que el pico de consumo diurno es algo más bajo.

Lo que se ha utilizado de estos perfiles es la distribución de los consumos a lo largo del día respecto al total del consumo diario, no los consumos totales. Por ello, primero se ha hecho una normalización de estos teniendo en cuenta, en cada caso, cuál es el consumo total.

Entre los parámetros meteorológicos disponibles se han usado la temperatura y la radiación global diaria ya que son los que más influencia tienen en los valores de la autosuficiencia y el autoconsumo. Para estos parámetros se han utilizado su valor medio mensual diario y la desviación típica de cada uno de ellos.

La utilización de estos parámetros permite incluir en el modelo la diferencia de valores observados de cada uno de los parámetros meteorológicos a lo largo del año. En la Tabla II se muestran los valores estimados de estos parámetros para las tres localidades de estudio.

Para incluir la potencia pico de la instalación se ha utilizado un valor relativo respecto a la potencia pico que hace que la instalación genere la misma energía que la que se consume a lo largo del año. Se ha estimado para ello el consumo medio diario a lo largo de un año y la energía que produciría una instalación de 1 kWp durante un año. A partir de estos valores, se ha estimado el valor del tamaño de la instalación para el que se genera la misma energía que se consume. A partir de este valor, al que se asigna valor uno, se estiman los demás desde un tamaño de 0.25 hasta un tamaño 2 veces.

Los valores de consumo, energía fotovoltaica generada y potencia pico estimados se muestran en la Tabla II. Para la capacidad de la batería los tamaños considerados varían desde 0 hasta 25 kWh, con un incremento de 2,5 kWh.

	Gdm (kWh/m ²)	STD Gdm (kWh/m ²)	Temp. (°C)	STD T (°C)	Consumo (kWh)	FV 1kW (kWh)	Wp (ZEB)
Málaga	5.98	2.04	18.1	0.8	11	4.81	2.3
Madrid	5.09	2.46	14.2	1.6	14.3	4.07	3.5
Santander	4.61	2.39	14.9	0.9	11.8	3.71	3.2

Tabla II. Valores medios diarios de los distintos parámetros considerados. Elaboración propia.

Utilizando todas estas variables independientes se han calculado los valores de la autosuficiencia y de autoconsumo para cada una de las combinaciones posibles. En total se han obtenido 960 valores distintos para cada uno de estos dos parámetros.

Cada uno de estos 960 valores de autosuficiencia (y autoconsumo) será la variable dependiente que se quiere modelizar a partir de las variables independientes mencionadas.

Los modelos que se han utilizado son:

- Regresión lineal.
- Perceptrón multicapa.
- M5P.
- *RepTree*.
- *Random Forest*.

La estimación de los parámetros de cada uno de ellos, así como de las distintas métricas de error, se ha hecho utilizando la herramienta *Weka* (Hall et al., 2009).

Por una parte, se han evaluado los errores obtenidos cuando se utiliza correlación cruzada. Por otra, el conjunto total de datos se ha dividido en conjunto de entrenamiento y conjunto de test, tal y como se hace en los modelos de minería de datos cuando no se utiliza validación cruzada. El conjunto de entrenamiento se utiliza para ajustar los modelos (obtener sus parámetros). El conjunto de test se utiliza para evaluar las distintas métricas de error. Se ha utilizado un 80% de las muestras para el conjunto de entrenamiento y el 20% restante para el conjunto de test.

3.1 Resultados para la estimación de la autosuficiencia.

En las Tablas III y IV se muestran los valores obtenidos para el coeficiente de correlación (r), el error absoluto medio (MAE), el error cuadrático medio (MSE), el error absoluto relativo (RAE) y el error relativo cuadrático medio (RMSE) que se han obtenido en la estimación del valor de

Métrica	RL	MP	RF	M5P	REPTree
R	0.8291	0.9889	0.9983	0.9933	0.9914
MAE	10.4183	2.6083	0.985	1.7628	1.6595
RMSE	12.9941	3.4691	1.6182	2.8199	3.0409
RAE	55.50%	13.90%	5.25%	9.39%	8.84%
rRSE	56.13%	14.99%	6.99%	12.18%	13.14%
N	211	211	211	211	211

autosuficiencia para cada uno de los modelos propuestos cuando se utiliza correlación cruzada y un conjunto de test, respectivamente.

Métrica	RL	MP	RF	M5P	REPTree
R	0.798	0.9835	0.9986	0.9927	0.9925
MAE	11.1385	3.2984	0.9364	1.8181	1.6386
RMSE	14.0129	4.2624	1.5568	2.8995	2.8507
RAE	60.03%	17.78%	5.05%	9.80%	8.83%
rRSE	60.23%	18.32%	6.69%	12.46%	12.25%
N	1056	1056	1056	1056	1056

Tabla III. Valores obtenidos para cada una de las métricas y cada uno de los modelos analizados para la estimación de la autosuficiencia utilizando validación cruzada. Elaboración propia.

Tabla IV. Valores obtenidos para cada una de las métricas y cada uno de los modelos analizados para la estimación de la autosuficiencia utilizando un conjunto de test. Elaboración propia.

Como puede observarse, todos los modelos propuestos, excepto la regresión lineal, tienen coeficientes de correlación superiores a 0.98. De entre ellos, el modelo con el que se obtienen mejores predicciones de la autosuficiencia es *Random Forest* que, en validación cruzada, tiene un error absoluto medio inferior a 1 y un error relativo de un 5%. También se obtienen muy buenos resultados para los modelos M5P y *REPTree*. En todos los casos el error absoluto relativo es inferior al 10%, lo que significa, para un amplio rango de valores de la autosuficiencia, errores en puntos porcentuales del orden del 1%.

En la Figura 5 se muestran los valores de autosuficiencia obtenidos mediante la simulación del comportamiento de la instalación frente a las predicciones con los modelos *Random Forest* y *REPTree*.

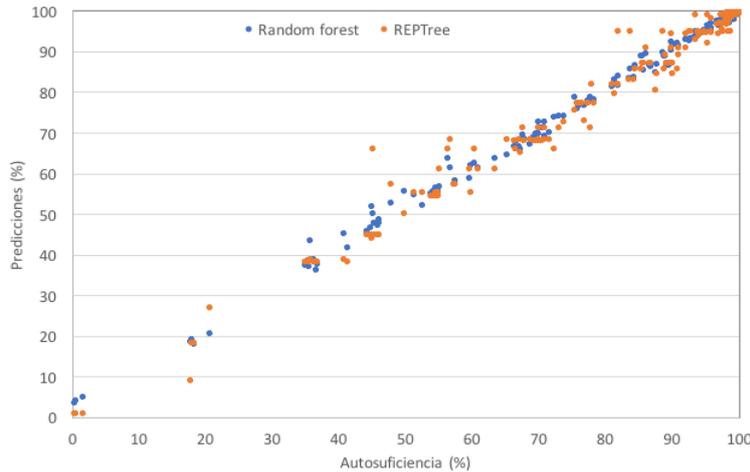


Figura 5. Valores de autosuficiencia frente a las predicciones de estos valores para los modelos *Random Forest* y *REPTree*. Elaboración propia.

De entre estos modelos, los más comprensible son *M5P* y *REPTree* ya que lo que se obtiene es un árbol de decisión que puede ser utilizado de manera sencilla para estimar nuevos valores de autosuficiencia a partir de los parámetros del tamaño de la instalación, la capacidad de la batería, el tipo de consumo y los parámetros meteorológicos.

3.2 Resultados para la estimación del autoconsumo.

Para la estimación del autoconsumo se ha utilizado también, como variable independiente, el valor de la autosuficiencia, ya que los modelos propuestos para estimar la autosuficiencia y el autoconsumo pueden aplicarse en cascada y utilizar para uno de ellos el valor obtenido en el que primero se estime. En este caso, primero se estima el valor de autosuficiencia y después el de autoconsumo. En las Tablas V y VI se muestran los valores obtenidos para las distintas métricas evaluadas (r , MAE, MSE, RAE, RMSE) en la estimación del valor de autoconsumo para cada uno de los modelos propuestos cuando se utiliza correlación cruzada y un conjunto de test, respectivamente.

Métricas	RL	MP	RF	M5P	REPTree
R	0.8599	0.9992	0.9963	0.9963	0.9912
MAE	10.2565	0.8015	1.1807	1.4163	1.7489
RMSE	12.9934	1.0402	2.2602	2.2642	3.3616
RAE	51.73%	4.04%	5.95%	7.14%	8.82%
rRSE	50.94%	4.08%	8.86%	8.88%	13.18%
N	1056	1056	1056	1056	1056

Tabla V. Valores obtenidos para cada una de las métricas y cada uno de los modelos analizados para la estimación del autoconsumo utilizando validación cruzada. Elaboración propia.

Métricas	RL	MP	RF	M5P	REPTree
R	0.8472	0.9993	0.9966	0.9947	0.9879
MAE	9.2919	0.5511	1.0817	1.2948	1.9273
RMSE	11.578	0.7945	1.8556	2.1982	3.3243
RAE	51.37%	3.05%	5.98%	7.16%	10.66%
rRSE	53.06%	3.64%	8.50%	10.07%	15.23%
N	211	21	211	211	211

Tabla VI. Valores obtenidos para cada una de las métricas y cada uno de los modelos analizados para la estimación del autoconsumo utilizando un conjunto de test. Elaboración propia.

Para la estimación del autoconsumo, el modelo que mejor funciona es el perceptrón multicapa, con un error absoluto medio de 0,55 y un error relativo absoluto del 3%. También los modelos de árboles de decisión presentan errores pequeños, especialmente *Random Forest* y M5P.

En la Figura 6 se muestran los valores de autosuficiencia obtenidos mediante la simulación del comportamiento de la instalación frente a los valores obtenidos con los modelos de perceptrón multicapa y *Random Forest*.

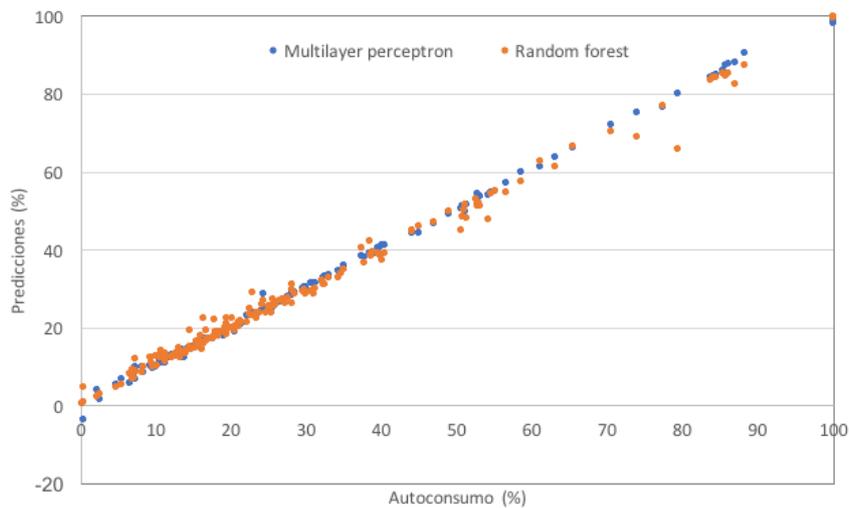


Figura 6. Valores de autoconsumo frente a las predicciones de estos valores para los modelos perceptrón multicapa y Random Forest. Elaboración propia.

Como puede observarse en esta gráfica, para todos los rangos de autoconsumo, el modelo perceptrón multicapa permite obtener predicciones del autoconsumo muy cercanas a los valores reales.

4. Influencia de la resolución temporal en la estimación del autoconsumo y de la autosuficiencia.

En este apartado se analiza la influencia de la resolución temporal utilizada en las estimaciones de los distintos parámetros que se estudian en una instalación fotovoltaica de autoconsumo. El objetivo principal es analizar el impacto de la granularidad de los datos en la estimación de la autosuficiencia y el autoconsumo para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Si bien el análisis es de naturaleza exploratoria, las conclusiones sobre los efectos de la granularidad de los datos son importantes y deben tenerse en cuenta en la investigación que utiliza datos por hora para simular y diseñar estas instalaciones. También son útiles para evaluar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo desde un punto de vista económico cuando se permite algún tipo de balance neto.

La influencia de la resolución temporal o granularidad de los datos en la estimación de la autosuficiencia y el autoconsumo de sistemas fotovoltaicos conectados a red ha sido estudiada en algunos trabajos previos. Disponer de datos con una gran resolución temporal (o incluso instantáneos) es importante para poder estimar estos parámetros de manera más exacta, especialmente en instalaciones en las que no hay balance neto. La demanda de electricidad en

una casa puede cambiar rápidamente y de manera aleatoria, ya que depende de las actividades de sus ocupantes. Por este motivo, algunos autores proponen el uso de datos con una resolución temporal de un minuto, como en (**Richardson** et al., 2010), donde se propone un modelo integrado que permite generar series sintéticas de consumos de electricidad en intervalos de un minuto. **Wright y Firth** (*Wright and Firth*, 2007), afirman que utilizar una resolución temporal mayor que un minuto hace que las estimaciones de la electricidad importada y exportada sean menores que los valores reales, ya que se pierde una importante información de las variaciones en alta frecuencia de las cargas. Estos autores concluyen que es necesario registrar medidas cada minuto o dos minutos si se quieren capturar los detalles de los patrones de consumo.

Widen y colaboradores (*Widen et al.*, 2010) analizan el impacto de utilizar promedios temporales en las series históricas de demanda y de producción fotovoltaica en la simulación de redes de bajo voltaje y concluyen que hay un impacto significativo si solo se consideran viviendas individuales, pero el impacto es mucho menor si se consideran demandas agregadas (**Betcke** et al., 2013). Analizan los efectos de promediar datos cambiando la resolución temporal y proponen una resolución de un minuto para conseguir una representación fiable de la potencia máxima, el voltaje máximo y los flujos de energía y de intervalos menores para evaluar corrientes y voltajes transitorios.

El análisis de la influencia de la resolución temporal, por una parte, es importante de cara a poder cuantificar los cambios que se producen en estas estimaciones y su posible repercusión en la exactitud de los resultados obtenidos. Por otra parte, los resultados de este análisis también pueden ser útiles cuando se permite hacer un balance neto o *net metering* no instantáneo de una instalación. Algunos países incentivan el autoconsumo y, en algunos casos, la remuneración es incluso mayor si se logra una tasa de autoconsumo en un cierto porcentaje.

En (**Abdula** et al., 2017) se analiza el efecto de la granularidad de los datos (o resolución temporal) en la estimación de los ahorros energéticos conseguidos utilizando un sistema de almacenamiento de 5 kWh en una vivienda residencial. Los autores concluyen que usando un intervalo de 30 minutos se subestiman los ahorros en un 17% de media, comparado con los resultados obtenidos para una resolución de 1 minuto. Por otra parte, en (**Linszen** et al., 2017) se recomienda una resolución temporal de 5 minutos para modelar, diseñar los sistemas y calcular la batería.

Para otras tareas, como puede ser la optimización de la planificación de la energía eléctrica generada de forma distribuida, una resolución horaria es suficiente si no se quiere tener en cuenta el rango de fluctuaciones estocásticas (**Kools and Phillipson**, 2016). También para sistemas que utilicen un motor de *Stirling CHP* y sistemas de almacenamiento es suficiente con valores horarios (**Balcombe** et al., 2015).

Nyholm et al. (*Nyholm et al.*, 2016) utilizan valores horarios para estimar el autoconsumo y la autosuficiencia para una instalación fotovoltaica con batería. En Suecia, **Quoilin** (*Quoilin et al.*,

2016) analizan el autoconsumo con y sin batería utilizando una resolución temporal de 15 minutos. Concluyen que la autosuficiencia varía entre el 30 y el 35% calculada con esta resolución, utilizando datos de diferentes países.

Por otra parte, desde un punto de vista económico, la resolución temporal utilizada para analizar el funcionamiento de sistemas de autoconsumo está relacionada con la regulación de balance neto que exista para cada sistema. El balance neto, o *net metering*, es un sistema en el que la instalación está conectada a la red pública y el excedente de energía producido por el sistema fotovoltaico (el que no es consumido directamente en la vivienda) se inyecta en la red. Este sistema permite a los productores fotovoltaicos compensar el coste de la energía consumida de la red pública durante un cierto período de tiempo con la energía inyectada a la red. El balance neto está relacionado, por tanto, con el período de facturación, dependiendo del precio del excedente de energía (**López and Steininger, 2017**). Las regulaciones de cada país afectan, de esta forma, a la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Es cada vez más común que los países permitan algún tipo de sistema de medición neta, como ya ocurre en Dinamarca, Finlandia y los Países Bajos (IEA, 2016).

Dependiendo del sistema de balance neto permitido, la instalación podrá suministrar todo el consumo o solo un porcentaje limitado para la casa. Cuando no existe un sistema de compensación, los porcentajes de autoconsumo para varios países europeos oscilan entre el 29 y el 43% para un tamaño de sistema fotovoltaico promedio de alrededor de 3,5 kWp con una demanda anual de alrededor de 3.500 kWh (**Lettner and Auer, 2013**). En Alemania, el autoconsumo varía entre un 38 y un 42%, mientras que en España varía entre un 29 y un 34%. Las estimaciones se han realizado utilizando valores horarios.

Los parámetros que se van a analizar en este apartado son el porcentaje de autoconsumo y de autosuficiencia. Las diferentes resoluciones temporales que se van a utilizar en este análisis son: 10 segundos, 15 minutos, 30 minutos, 1 hora, 1 día, 1 mes y 1 año. Los periodos superiores a un día son interesantes para sistemas en los que se permite balance neto.

Los datos que se van a utilizar han sido obtenidos de una instalación fotovoltaica de autoconsumo situada en una vivienda ubicada en Málaga. El sistema se diseñó con el objetivo de suministrar toda la energía consumida en la vivienda considerando un periodo anual.

- Potencia generada por el sistema fotovoltaico, P_{PV} .
- Potencia de consumo, C .
- Voltaje de la red, V .
- La instalación fotovoltaica tiene 12 módulos de 250 Wp, conectados en serie, y un inversor de 3 kW. En la Tabla VII se definen las características de los módulos y del generador fotovoltaico en condiciones estándar.

Parámetro	Valor
Corriente de cortocircuito	8.6 (A)
Voltaje en circuito abierto	450 (V)
Intensidad en el punto de máxima potencia	8.1 (A)
Voltaje en el punto de máxima potencia	363 (V)
Potencia pico del generador (estimada)	2.908 (W)
Pérdidas de conexionado	2.0 (%)
Pérdidas óhmicas	2.0 (%)
Área de módulos	19.55 (m ²)
Eficiencia del generador	14.9 (%)

Tabla VII. Características de los módulos y del generador fotovoltaico en condiciones estándar. Elaboración propia.

Los módulos están orientados a 10º este (en línea con la orientación de la casa) y con una inclinación de 20º respecto a la horizontal.

4.1 Análisis de los consumos y producción fotovoltaica.

Para analizar los consumos, se ha hecho un histograma que recoge la distribución de los consumos (Figura 7). Como puede observarse, la mayoría de los consumos son para potencias inferiores a 500 W (78%) y sólo un 3% son superiores a 3.000 W, lo que se corresponde con un consumo residencial típico.

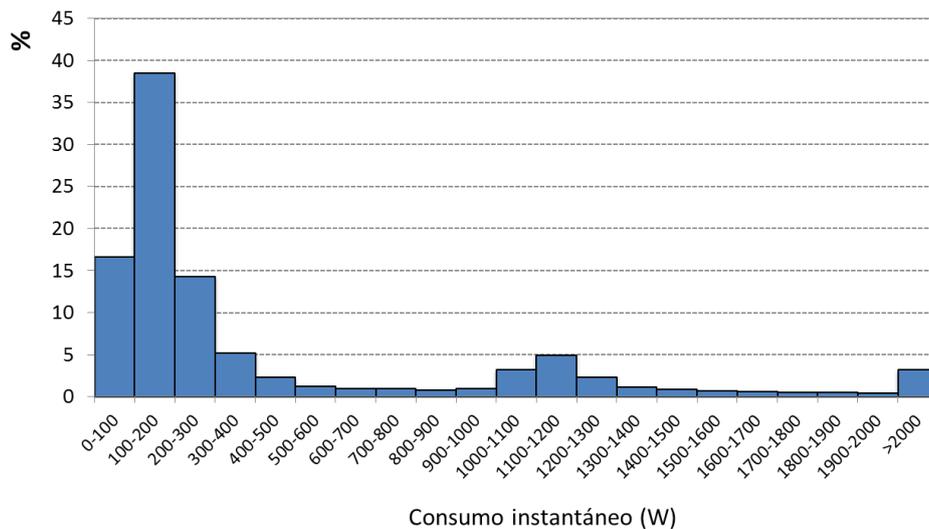


Figura 7. Histograma de los consumos. Elaboración propia.

Los valores medios mensuales de los distintos parámetros evaluados para esta instalación de autoconsumo se muestran en la Tabla VIII.

Mes	C _{d.m}	E _{d.PV}	E _{d.PV.self}	E _{d.PV.e}	E _{d.i}	Y _{d.i}
Enero	13.59	10.72	4.28	6.44	9.31	3.57
Febrero	11.98	11.77	4.44	7.34	7.54	3.92
Marzo	9.42	15.25	5.10	10.15	4.32	5.08
Abril	8.70	15.28	4.89	10.39	3.81	5.09
Mayo	8.72	16.84	5.92	10.92	2.80	5.61
Junio	9.11	18.24	6.60	11.64	2.51	6.08
Julio	13.54	17.20	8.50	8.70	5.04	5.73
Agosto	14.36	15.80	8.36	7.45	6.00	5.27
Septiembre	11.12	15.72	7.32	8.40	3.81	5.24
Octubre	7.65	12.22	3.74	8.47	3.90	4.07
Noviembre	7.60	11.04	2.90	8.15	4.70	3.68
Diciembre	13.18	8.68	3.42	5.27	9.77	2.89
Anual	10.75	14.06	5.45	8.61	5.29	4.69

Tabla VIII. Valores medios mensuales de los parámetros estimados. Elaboración propia.

La media anual de energía diaria generada por la instalación fotovoltaica es de 14,06 kWh. Supera, por tanto, la demanda eléctrica de la vivienda, que es de 10,75 kWh. Ambos valores se han estimado utilizando los dos años de datos disponibles. Del total de energía generada, solo 5,45 kWh fueron directamente a suministrar el consumo, lo que significa un valor de autoconsumo de alrededor del 39%. El consumo diario medio mensual oscila entre los 14,36 kWh de agosto y los 7,60 kWh de noviembre. Los meses con mayor consumo corresponden a verano e invierno, por el aire acondicionado y la calefacción, respectivamente. Existe una mayor producción fotovoltaica en verano, debido a la inclinación de los módulos y a la mayor irradiación. Los meses con los mayores valores de energía inyectada a la red son los de primavera, debido al bajo consumo. Durante todo el periodo analizado no hubo gestión activa de la demanda.

4.2 Análisis del autoconsumo y la autosuficiencia para diferentes resoluciones temporales.

Se han considerado diferentes resoluciones temporales de datos para evaluar su impacto en la estimación del autoconsumo y la autosuficiencia en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Este análisis es útil para poder conocer las diferencias que se dan cuando estos sistemas se simulan utilizando distintos intervalos temporales. Además, los resultados obtenidos se pueden utilizar para instalaciones fotovoltaicas en las que es posible la medición neta. Hemos comprobado el rendimiento final de la instalación en función de las siguientes nueve resoluciones de tiempo: 10 segundos, 1 minuto, 5 minutos, 15 minutos, 30 minutos, 1 hora, 1 día, 1 mes y 1 año. El valor de los parámetros de autoconsumo y autosuficiencia se ha estimado para todos estos períodos y para los diferentes tamaños de las instalaciones utilizadas en la sección anterior.

Los porcentajes de autoconsumo obtenidos para cada una de estas resoluciones temporales se muestran en la Figura 8.

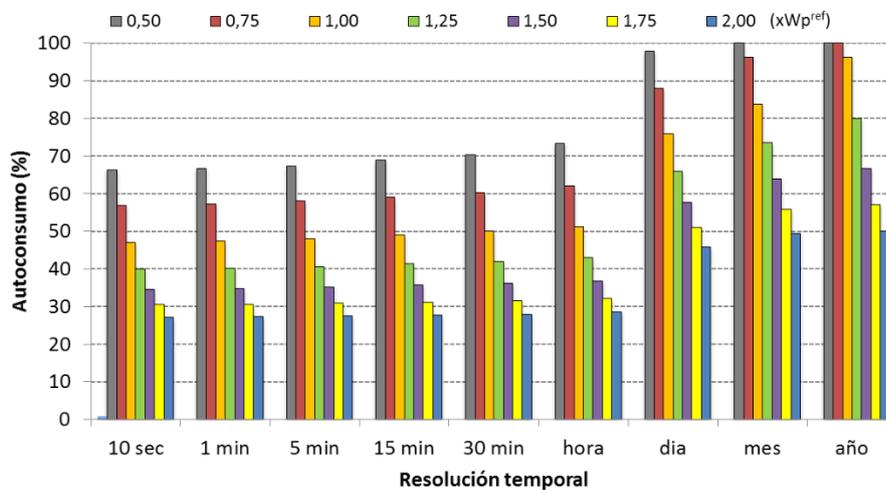


Figura 8. Autoconsumo estimado para 9 resoluciones temporales. Elaboración propia.

Por un lado, los valores de autoconsumo no presentan prácticamente ninguna variación para instalaciones de potencia máxima superior a 1,5 veces la potencia máxima de ZEB en una escala de tiempo igual o inferior a una hora. Por otro lado, las diferencias en los valores de autoconsumo se observan para estos intervalos de tiempo cuando el tamaño de la instalación es menor. Así, por ejemplo, para la instalación de 0,5 veces la potencia de referencia, este

parámetro va del 66 al 73% cuando se cambia de un balance instantáneo a un balance horario, mientras que varía del 47 al 51% para la potencia de referencia, lo que significa una diferencia de 4 puntos porcentuales.

Esto indica que hay una diferencia significativa (9% en términos relativos) cuando se utiliza una resolución de tiempo de 10 segundos en lugar de datos horarios. Esta diferencia debe tenerse en cuenta al presentar los resultados obtenidos utilizando balances horarios, ya que estos sobrestiman los valores de autoconsumo. Por lo tanto, cuando se realizan simulaciones para sistemas sin balance neto, los datos de consumo y producción de energía fotovoltaica se deben utilizar con resoluciones temporales lo más pequeñas posible para evitar errores en las estimaciones.

Si la resolución de tiempo es igual o mayor que un día, el autoconsumo estimado aumenta significativamente para todas las potencias máximas analizadas. Para la potencia pico más alta analizada (2 veces la potencia pico ZEB), el valor de autoconsumo no cambia mucho cuando aumenta el tamaño de la instalación. Sin embargo, en instalaciones con una potencia pico más baja, el valor de este parámetro aumenta significativamente, al permitir mayores intervalos de tiempo para compensar la energía consumida con la energía producida.

En cuanto al autoconsumo, se puede concluir que, dependiendo de la resolución temporal, los valores obtenidos oscilan entre el 47 y el 96% para la potencia de referencia. Estos valores oscilan entre el 27 y el 50% para una instalación de 2 veces la potencia de referencia.

Los porcentajes de autosuficiencia obtenidos en cada resolución de tiempo analizada se muestran en la Figura 9.

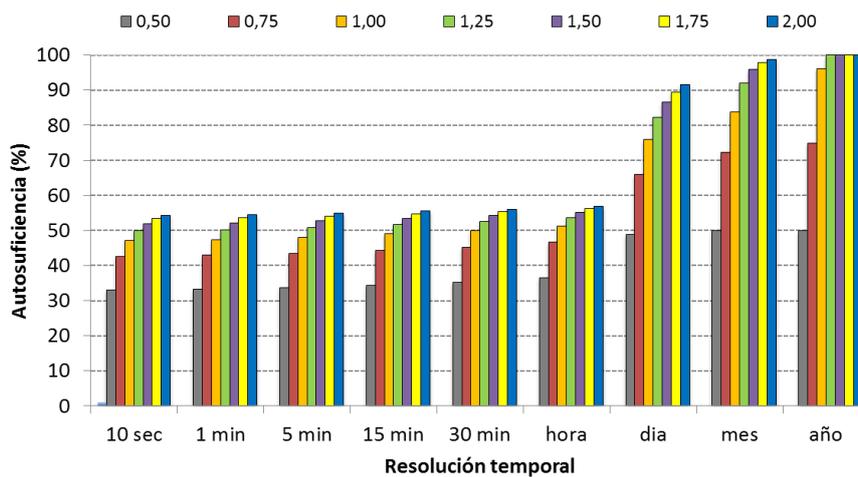


Figura 9. Autosuficiencia estimada utilizando 9 resoluciones temporales distintas. Elaboración propia.

En cuanto a los valores de autosuficiencia para la potencia de referencia, son los mismos que los obtenidos para el autoconsumo. Para potencias pico más bajas, los valores de autoconsumo cambian entre el 43 y el 75% para una potencia pico de 0,75 veces el valor de referencia. Como

se esperaba, estos cambios son más significativos a medida que aumenta la potencia máxima. Si se permite un balance neto anual, con una instalación ligeramente superior a la de potencia de referencia, se alcanzan valores de autosuficiencia del 100% (debe ser ligeramente superior para tener en cuenta la variabilidad interanual). Si la resolución horaria es diaria o mensual, las diferencias en autosuficiencia son aproximadamente del 10%.

5. Conclusiones.

En este trabajo se ha analizado el comportamiento de varios sistemas de autoconsumo fotovoltaico con y sin baterías. Para ello, se han utilizado los perfiles de consumo horarios correspondientes a un piso y a una vivienda unifamiliar, para las localidades de Madrid, Málaga y Santander. En total se han utilizado 12 perfiles de consumo distintos.

Para cada uno de ellos, se han considerado diferentes potencias pico de instalación, desde 1 kW hasta 12 kW, con y sin baterías. En el caso de los sistemas con baterías se han analizado tamaños de batería desde 0 (sin batería) hasta 20 kWh. Para cada una de estas configuraciones, se han estimado los valores de la autosuficiencia y autoconsumo en cada una de las tres localidades analizadas.

Como caso especial, se ha analizado la potencia de paneles que hacen que la vivienda pueda ser considerada como de consumo cero, aquella para la que la producción fotovoltaica es aproximadamente igual al consumo.

Una de las conclusiones obtenidas indica que el valor del punto de corte de las curvas de autosuficiencia y autoconsumo es aproximadamente un 30% más bajo del valor teórico máximo, para los perfiles de consumo que se han analizado.

Al comparar los resultados obtenidos para cada ciudad, se puede observar que la curva de autosuficiencia presenta valores más altos en la ciudad que tiene mejores valores de irradiación. Es decir, las instalaciones en Málaga, además de cubrir con menor potencia pico un consumo determinado, también consiguen para cada potencia pico mejores valores de autosuficiencia. Se ha observado que las ciudades de Madrid y Santander tienen comportamientos muy similares.

Se ha analizado también la sensibilidad de los resultados con el perfil de consumo. En este caso, se ha observado que los resultados de una vivienda tipo piso en Santander muestran más diferencias en los valores de autosuficiencia. Los resultados indican también que un tamaño excesivo del sistema de acumulación no aumenta significativamente la autosuficiencia y, por tanto, encarece el sistema injustificadamente.

Se ha hecho un análisis detallado del estado de carga de la batería para las distintas configuraciones y se puede concluir que tamaños de batería mayores de 10 kWh no son

adecuados para viviendas en España, toda vez que baterías de tamaños mayores no aumentan de forma significativa los valores de autosuficiencia.

Cabe destacar que cargar la batería con el exceso de fotovoltaica no siempre será la mejor estrategia cuando se obtengan beneficios por la energía inyectada a la red.

Por último, para el modelizado de los parámetros de autoconsumo y autosuficiencia se ha evaluado el funcionamiento de distintos modelos de aprendizaje automático. En concreto, se han utilizado una regresión lineal, un perceptrón multicapa y varios tipos de árboles de decisión.

En todos los casos, excepto en la regresión lineal, los resultados obtenidos permiten afirmar la validez de los distintos modelos. Para el autoconsumo, el modelo con el que se obtienen mejores resultados es el perceptrón multicapa, mientras que para la autosuficiencia el que obtiene resultados más precisos es *Random Forest*. El coeficiente de correlación es superior en ambos casos al 0,99, mientras que el error medio absoluto es inferior a 1 y el error medio relativo es de un 3% para el autoconsumo y de un 7% para la autosuficiencia. Los mejores resultados obtenidos en la estimación del autoconsumo respecto a la autosuficiencia se explican porque en el primer caso se ha utilizado como variable independiente los valores de autosuficiencia. Esto es posible en situaciones reales ya que la estimación de estos parámetros puede hacerse en dos fases, al estimarse un modelo diferente para cada uno de ellos.

Para analizar la influencia de la resolución temporal en la estimación del autoconsumo y la autosuficiencia se han utilizado datos registrados cada 10 segundos en una vivienda ubicada en Málaga. El tamaño de la instalación fotovoltaica correspondiente a un edificio de energía cero, que es un edificio capaz de generar tanta energía como consume en un período de tiempo seleccionado (un año en este estudio), se ha establecido como un tamaño de instalación de referencia para poder hacer una evolución del funcionamiento de la instalación para diferentes potencias pico.

Los resultados muestran que los valores de autoconsumo y autosuficiencia se sobreestiman cuando se utilizan resoluciones de tiempo iguales o superiores a una hora. La diferencia es de alrededor del 9% cuando se usa una resolución horaria en vez de 10 segundos. Los resultados para diferentes resoluciones de tiempo pueden ser útiles para sistemas en los que se permite hacer algún tipo de balance neto.

Para el tamaño de la instalación de referencia, la autosuficiencia y el autoconsumo estimados varían del 48 a 98%, según la resolución temporal. Estos valores se acercan al 100% para una resolución temporal anual, en la que es posible compensar el consumo total de la red durante un año con la energía exportada para el mismo período.

Las conclusiones sobre los efectos de la granularidad de los datos son importantes y deben tenerse en cuenta en las investigaciones que utilicen datos de resolución horaria por hora o más para simular y diseñar estas instalaciones.

6. Recomendaciones y trabajos futuros.

33

En este trabajo se ha definido una metodología que permite, de manera sencilla, estimar los porcentajes de autosuficiencia y autoconsumo de sistemas fotovoltaicos conectados a red, conociendo los parámetros climáticos disponibles y el consumo de la vivienda.

Esta metodología utiliza herramientas de aprendizaje automático y ha sido probada para datos de las ciudades de Madrid, Málaga y Santander con buenos resultados.

Algunas recomendaciones derivadas de este proyecto que pueden resultar útiles para la comunidad fotovoltaica son:

- Que, para el mejor desarrollo de los sistemas de autoconsumo, de forma que cumplan con los objetivos planteados por la Comisión Europea y que permitan empoderar a la ciudadanía, resulta imprescindible que los ciudadanos tengan acceso a los datos de los contadores de energía eléctrica en tiempo real y, por supuesto, que puedan descargar de forma sencilla los datos de su consumo eléctrico.
- Que estos datos son imprescindibles para poder estimar de manera sencilla los coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia.
- Que estos valores permiten cuantificar el ahorro energético y, por lo tanto, la rentabilidad económica del sistema y que el usuario pueda hacer una gestión activa de la demanda.
- Que la única manera de cuantificar estos coeficientes es realizando un balance energético horario del sistema y así conocer los flujos de energía entre sistema FV, consumo, batería y red eléctrica.
- Que realizar este balance con datos horarios es sencillo. Toda vez que el intercambio de energía con la red es instantáneo, los resultados obtenidos estarán sobreestimando en un 3% los valores reales que al final se obtengan.
- Que es factible poner a disposición de los usuarios domésticos herramientas sencillas que les permitan realizar estos cálculos, cumpliendo el doble objetivo de información y de impulso a la implementación de estos sistemas.
- Que hay que hacer un esfuerzo importante para informar a los ciudadanos sobre las ventajas de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

La continuación de estos trabajos de investigación pasa por aplicar esta metodología a otras ciudades de la geografía española y con estos resultados elaborar una aplicación informática que permita al usuario con sólo definir algunos datos de entrada como son localidad, potencia pico, capacidad de acumulación, inclinación y orientación de los módulos, elegir entre diferentes propuestas, el perfil de consumo que mejor se adapte a su caso particular y que pueda tener una estimación del ahorro energético que le va a suponer en el consumo eléctrico de la vivienda.

Esta aplicación debería estar disponible en la web y ser de acceso libre y se podría completar con información sobre el ahorro económico en la factura, toda vez que la energía inyectada a la red, puede ser retribuida.

7. Actualización del estudio de los incentivos municipales al desarrollo de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo por desarrollo tecnológico y costes se han convertido en una alternativa real para la generación de energía eléctrica. Estos sistemas tienen la ventaja de generar su electricidad en el punto de consumo, intercambiando con la red eléctrica tanto los excedentes de energía como los déficits que no pueda cubrir el sistema fotovoltaico. La entrada del Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores introduce, entre otros aspectos, importantes novedades para el fomento de las energías renovables en el ámbito del autoconsumo, el acceso y conexión y el régimen retributivo. Se repara así el sinsentido que suponía pagar por consumir energía no contaminante y que uno mismo produce derogándose el “Impuesto al Sol” y abriendo un nuevo escenario energético más libre, justo y sostenible. Posteriormente el gobierno publicó el Real Decreto 244/2019 por el que se regulaban las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España suplementando el marco regulatorio del Real Decreto Ley 15/2018, como se indicaba al inicio de este informe. Los principales avances que establece este RD es la regulación del autoconsumo compartido y de proximidad, la compensación de los excedentes vertidos a la red y, por supuesto, la tan necesaria simplificación de los trámites y plazos burocráticos para la legalización de las instalaciones. Con el fin de impulsar el autoconsumo numerosos municipios están llevando a cabo bonificaciones fiscales en sus normativas. Dichos incentivos se basan, fundamentalmente, en las bonificaciones existentes en la imposición de carácter local, tales como el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras (ICIO). En 2019 la **Fundación Renovables** ha realizado la actualización del informe publicado en junio de 2018 “Análisis comparativo de bonificaciones fiscales al autoconsumo en las principales ciudades españolas”. Recopila las bonificaciones existentes en dichos impuestos en el ejercicio 2019, con la pretensión de convertirse en un estudio recurrente cuando las novedades impositivas así lo requieran, recogiendo las ordenanzas fiscales aplicables en 2019 de todas las capitales de provincia y aquellas ciudades con una población mayor a los 100.000 habitantes, según el censo del año 2019, lo que asciende a un total de 77 ciudades.

7.1 Legislación actual sobre imposición local.

35

La legislación actual sobre impuestos locales se recoge fundamentalmente en el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. Así el art. 59 establece,

Artículo 59. Enumeración de impuestos

1. Los ayuntamientos exigirán, de acuerdo con esta ley y las disposiciones que la desarrollan, los siguientes impuestos:

- a)** Impuesto sobre Bienes Inmuebles.
- b)** Impuesto sobre Actividades Económicas.
- c)** Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica.

2. Asimismo, los ayuntamientos podrán establecer y exigir el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras y el Impuesto sobre el Incremento de Valor de los Terrenos de Naturaleza Urbana, de acuerdo con esta ley, las disposiciones que la desarrollen y las respectivas ordenanzas fiscales.

En relación con el IBI, existen una serie de inmuebles que por su titularidad están exentos de tributar:

Artículo 62. Exenciones

1. Estarán exentos los siguientes inmuebles:

- a)** Los que sean propiedad del Estado, de las comunidades autónomas o de las entidades locales que estén directamente afectos a la seguridad ciudadana y a los servicios educativos y penitenciarios, así como los del Estado afectos a la defensa nacional.
- b)** Los bienes comunales y los montes vecinales en mano común.
- c)** Los de la Iglesia Católica, en los términos previstos en el [Acuerdo entre el Estado Español y la Santa Sede sobre Asuntos Económicos, de 3 de enero de 1979](#), y los de las asociaciones confesionales no católicas legalmente reconocidas, en los términos establecidos en los respectivos acuerdos de cooperación suscritos en virtud de lo dispuesto en el [artículo 16 de la Constitución](#).
- d)** Los de la Cruz Roja Española.
- e)** Los inmuebles a los que sea de aplicación la exención en virtud de convenios internacionales en vigor y, a condición de reciprocidad, los de los Gobiernos extranjeros destinados a su representación diplomática, consular, o a sus organismos oficiales.

f) La superficie de los montes poblados con especies de crecimiento lento reglamentariamente determinadas, cuyo principal aprovechamiento sea la madera o el corcho, siempre que la densidad del arbolado sea la propia o normal de la especie de que se trate.

g) Los terrenos ocupados por las líneas de ferrocarriles y los edificios enclavados en los mismos terrenos,

2. Asimismo, previa solicitud, estarán exentos:

a) Los bienes inmuebles que se destinen a la enseñanza por centros docentes acogidos, total o parcialmente, al régimen de concierto educativo, en cuanto a la superficie afectada a la enseñanza concertada. Esta exención deberá ser compensada por la Administración competente.

b) Los declarados expresa e individualizadamente monumento o jardín histórico de interés cultural...

c) La superficie de los montes en la que se realicen repoblaciones forestales o regeneración de masas arboladas sujetas a proyectos de ordenación o planes técnicos aprobados por la Administración forestal. Esta exención tendrá una duración de 15 años, contados a partir del período impositivo siguiente a aquel en que se realice su solicitud.

3. Las ordenanzas fiscales podrán regular una exención a favor de los bienes de que sean titulares los centros sanitarios de titularidad pública....

4. Los ayuntamientos podrán establecer, en razón de criterios de eficiencia y economía en la gestión recaudatoria del tributo, la exención de los inmuebles rústicos y urbanos...

A continuación, aparecen en la ley una serie bonificaciones obligatorias, que deben aplicar todos los ayuntamientos:

Artículo 73. Bonificaciones obligatorias

....

2. Tendrán derecho a una bonificación del 50 por ciento en la cuota íntegra del Impuesto, durante los tres períodos impositivos siguientes al del otorgamiento de la calificación definitiva, las viviendas de protección oficial y las que resulten equiparables a éstas conforme a la normativa de la respectiva comunidad autónoma.

Posteriormente se definen las bonificaciones potestativas, es decir, aquellas que cada ayuntamiento puede elegir aplicar o no, entre otras la referida a los edificios con instalaciones de autoconsumo.

Artículo 74. Bonificaciones potestativas

.....

5. Las ordenanzas fiscales podrán regular una bonificación de hasta el 50 por ciento de la cuota íntegra del impuesto para los bienes inmuebles en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación por la Administración competente. Los demás aspectos sustantivos y formales de esta bonificación se especificarán en la ordenanza fiscal.

Se establece, por tanto, un porcentaje de bonificación máxima del 50%, sin fijar la duración máxima de la bonificación. En las ordenanzas fiscales cada ayuntamiento, anualmente, puede establecer si aplica esta bonificación y las condiciones de la misma: el porcentaje, la duración y las restricciones a determinados tipos de inmuebles. Por desgracia, es habitual restringir la bonificación al uso residencial, dejando fuera a un importante nicho de mercado como los edificios del sector terciario o industrial en los que el patrón de consumo encaja muy bien con las horas de generación de energía solar.

En cuanto al Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras (ICIO), se define como:

Artículo 100. Naturaleza y hecho imponible

1. El Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras es un tributo indirecto cuyo hecho imponible está constituido por la realización, dentro del término municipal, de cualquier construcción, instalación u obra para la que se exija obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística, se haya obtenido o no dicha licencia, o para la que se exija presentación de declaración responsable o comunicación previa, siempre que la expedición de la licencia o la actividad de control corresponda al ayuntamiento de la imposición.

En cuanto a las bonificaciones recoge, entre otras, bonificación de hasta un 95% para construcciones que incorporen energía solar:

2. Las ordenanzas fiscales podrán regular las siguientes bonificaciones sobre la cuota del impuesto:

a) Una bonificación de hasta el 95 por ciento a favor de las construcciones, instalaciones u obras que sean declaradas de especial interés o utilidad municipal por concurrir circunstancias sociales, culturales, histórico artísticas o de fomento del empleo que justifiquen tal declaración. Corresponderá dicha declaración al Pleno de la Corporación y se acordará, previa solicitud del sujeto pasivo, por voto favorable de la mayoría simple de sus miembros.

b) Una bonificación de hasta el 95 por ciento a favor de las construcciones, instalaciones u obras en las que se incorporen sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación de la Administración competente.

La bonificación prevista en este párrafo se aplicará a la cuota resultante de aplicar, en su caso, la bonificación a que se refiere el párrafo a) anterior.

En resumen, las bonificaciones en el IBI y en el ICIO relativas al autoconsumo, son potestativas y, por tanto, requieren que las ordenanzas fiscales de cada ayuntamiento las regule y defina para poder ser de aplicación. A continuación, se recoge en una tabla resumen las principales características en el caso del IBI.

7.2 Comparativa de las bonificaciones al Impuesto sobre Bienes e Inmuebles.

En la Tabla IX se muestran las bonificaciones al Impuesto sobre Bienes Inmuebles en los ayuntamientos analizados.

En esta tabla se muestran los siguientes campos:

Porcentaje de bonificación: es el porcentaje de bonificación aplicado a la base imponible del impuesto. Pueden existir diferentes porcentajes para cada uso de los inmuebles, por ej., vivienda. El porcentaje máximo de bonificación establecido en la ley es de un 50%.

Duración: es el número de años en los que se aplica la bonificación. La ley no marca una duración máxima, si bien suele estar entre 1 y 5 años. Algunos municipios no determinan la duración, por lo que se entiende que es indefinida (en dichos casos, se ha establecido una duración de 30 años).

Total: es el producto del porcentaje de bonificación por la duración. Es una valoración de la bonificación, ya que tiene en cuenta el porcentaje de bonificación y la duración de esta.

Uso al que se aplica: en algunos casos se limita la bonificación a determinados usos, habitualmente residencial o vivienda habitual.

Limitaciones: en algunos municipios se establecen limitaciones a la bonificación. Las más habituales son potencia mínima instalada o porcentaje de demanda cubierta por la energía solar.

Hay algunas limitaciones que, en la práctica, hacen inviable la bonificación, como, por ejemplo, establecer un mínimo de 5 Kw de potencia pico instalada por cada 100 m² de vivienda. Dicho

límite se recogía en la ordenanza fiscal de Madrid hasta el año 2017, habiéndose cambiado para el ejercicio 2018.

39

Municipio	Porcentaje	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
Alcalá de Henares	50%	1	0,5	Vivienda	
Alcobendas	40-50%	1	0,4-0,5	Todos	Cubran 30-50% del consumo
Alicante	50%	3	1,5	Todos (bonificación 2 años más 25%)	Bonificación máxima: 300€/año. Pot>5 kW/100m ²
Almería	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot> 2 kW/225m ²
Ávila	50%	1	0,5	Todos	
Badalona	50%	4	2	Todos	Instalación superior a 1kW. Bonificación máxima: 300€/año
Barakaldo	50%	3	1,5	Vivienda	
Barcelona	50%	3	1,5	Vivienda	
Bilbao	50%	5	2,5	Todos	
Cádiz	25%	3	0,75	Vivienda	Pot>5 kW/100m ²
Castellón de la Plana	50%	1-10	2,5	Todos	Duración según valor inmueble Pot>3kW/100m ²
Córdoba	50%	5	2,5	Vivienda habitual	
Coruña (A)	50%	3	1,5	Vivienda habitual	Pot>5kW/100m ² u Obtener certificado energético A
Cuenca	50%	1	0,5	Predominantemente residencial	Pot>5kW/100m ²
San Sebastián	10%	5	0,5	Vivienda	Valor catastral < 250€
Dos Hermanas	50%	5	2,5	Vivienda	Límite de 200 €. Cubra >50% de demanda
Elche	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>5kW/200m ²
Getafe	30%	10	3	Todos	Bonificación anual máxima: 10% coste
Gijón	40%	5	2	Predominantemente residencial	Pot>2,5kW/200m ²
Granada	50%	1	0,5	Vivienda	
Guadalajara	50%	5	2,5	Vivienda	

Municipio	Porcentaje	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
Huelva	50%	3	1,5	Vivienda	Bonificación anual máxima: 33% coste de la instalación
Huesca	50%	5	2,5	Vivienda	Pot>5kW/100m ²
Jaén	50%	1	0,5	Todos	
Jerez de la Frontera	25%	1	0,25	Vivienda	
Leganés	30%	2	0,6	Todos	
Lleida	30%	5	1,5	Vivienda (bonificación progresiva 50-10%)	
Madrid	50%	3	1,5	Todos o vivienda	Incluye Autoc. Comp.
Logroño	50%	3	1,5	Vivienda habitual	
Málaga	15%	3	0,45	Vivienda	>4m ² paneles
Marbella	25%	5	1,25	Todos	
Mataró	50%	3	1,5	Vivienda	
Móstoles	25%	4	1	Predominantemente residencial	Pot>5kW/100m ²
Oviedo	40%	5	2	Predominantemente residencial	Incluye Autoc. Comp.
Palencia	50%	5	2,5	Vivienda	
Palma de Mallorca	50%	3	1,5	Todos	
Sabadell	50%	5	2,5	Vivienda	
Salamanca	50%	5	2,5	Vivienda	
San Cristóbal de La Laguna	25%	5	1,25	Vivienda	
Santa Coloma de Gramenet	50%	3	1,5	Vivienda	
Santa Cruz de Tenerife	50%	5	2,5	Vivienda	
Sevilla	50% 30%	3 27	9,6	Vivienda	50% durante 3 años y 30% los siguientes.
Terrassa	25%	5	1,5	Bonificación: unifamiliar 50%. Plurifamiliar (servicios comunes) 5% Actividades económicas 50%	Cubra >=30% de demanda

Municipio	Porcentaje	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
Toledo	30%	3	0,9	Predominantemente residencial	Pot>2,5kW/100m ²
Valencia	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>5kW/100m ²
Vitoria-Gasteiz	50%	3	1,5	Vivienda y edificio mayoritariamente vivienda	Pot>5kW/100m ²
Zaragoza	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>2,5kW/100m ²

Tabla IX. Bonificaciones al IBI en los ayuntamientos analizados. Elaboración propia.

VALORACION

De acuerdo con los datos recogidos en la Tabla anterior, un total de 47 municipios recogen bonificaciones en el IBI, si bien en 8 de ellos se imponen graves limitaciones que en la práctica lo hacen inviable (potencia instalada mayor de 5 kW/ por cada 100 m²).

En el resto de los municipios analizados (30) no se recoge ninguna bonificación del IBI al autoconsumo eléctrico. Estos municipios se recogen en la Tabla X.

Municipio	Municipio
Albacete	Palmas de Gran Canaria (Las)
Alcorcón	Pamplona/Iruña
Algeciras	Parla
Badajoz	Pontevedra
Burgos	Reus
Cáceres	Santander
Cartagena	Segovia
Ciudad Real	Soria
Fuenlabrada	Tarragona
Girona	Telde
Hospitalet de Llobregat (L)	Teruel
León	Torrejón de Ardoz
Lugo	Valladolid
Murcia	Vigo
Ourense	Zamora

Tabla X. Municipios sin bonificaciones de IBI al autoconsumo eléctrico. Elaboración propia.

7.3 Clasificación de municipios por bonificaciones del IBI.

42

En la Tabla XI se recoge la clasificación de los municipios por bonificaciones del IBI, elaborada teniendo en cuenta los siguientes criterios:

1. Mayor importe total de la bonificación (porcentaje de bonificación x duración).
2. A igual importe, se valora si se limitan los usos a los que se aplica la bonificación, por ejemplo, solo a viviendas.
3. A igualdad de los anteriores criterios, se valora si existen limitaciones a la bonificación, por ejemplo, si se existe un mínimo de potencia a instalar.
4. A igualdad de los anteriores criterios, se ordena de mayor población afectada a menor, dado que será de aplicación a un mayor número de habitantes.

N.º	Municipio	Habitantes	%	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
1	Sevilla	688.711	50%-30%	30	9,6	Vivienda	50% durante 3 años y 30% los siguientes.
2	Getafe	180.747	30%	10	3	Todos	Bonificación anual máxima: 10% coste
3	Bilbao	345.821	50%	5	2,5	Todos	
4	Córdoba	325.708	50%	5	2,5	Vivienda habitual	
5	Sabadell	211.734	50%	5	2,5	Vivienda	
6	Santa Cruz de Tenerife	204.856	50%	5	2,5	Vivienda	
7	Salamanca	143.978	50%	5	2,5	Vivienda	
8	Guadalajara	84.910	50%	5	2,5	Vivienda	
9	Palencia	78.629	50%	5	2,5	Vivienda	
10	Dos Hermanas	133.168	50%	5	2,5	Vivienda	Límite 200€. Cubra >50% de demanda
11	Huesca	52.463	50%	5	2,5	Vivienda	Pot>5kW/100m ²
12	Castellón de la Plana	170.888	50%	1-10	2,5	Todos	Duración según valor inmueble. Pot>5kW/100m ²
13	Badalona	217.741	50%	4	2	Todos	Instalación superior a 1 kW Bonificación máxima: 300€/año
14	Oviedo	220.020	40%	5	2	Predominante-mente residencial	Incluye Autoc. Comp.
15	Gijón	271.843	40%	5	2	Predominante-mente residencial	Pot>2,5kW/200 m ²

N.º	Municipio	Habitantes	%	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
16	Palma de Mallorca	409.661	50%	3	1,5	Todos	
17	Logroño	151.113	50%	3	1,5	Todos	
18	Alicante	331.577	50%	3	1,5	Todos (Bonificación: 2 años más 25%)	Bonificación máxima: 300€/año. Pot>5 kW/100 m ²
20	Barcelona	1.620.343	50%	3	1,5	Vivienda	
21	Huelva	144.258	50%	3	1,5	Vivienda	Bonificación anual máxima: 33% del coste de instalación
22	Lleida	137.856	30%	5	1,5	Vivienda (bonificación progresiva 50-10%)	
23	Madrid	3.223.334	25%-50%	3	1,5	Todos o vivienda	Incluye Autoc. Comp.
24	Mataró	126.988	50%	3	1,5	Vivienda	
25	Santa Coloma de Gramenet	118.821	50%	3	1,5	Vivienda	
26	Barakaldo	100.435	50%	3	1,5	Vivienda	
27	Almería	196.851	50%	3	1,5	Predominante-mente residencial	Pot>2kW/225 m ²
28	Zaragoza	666.880	50%	3	1,5	Predominante-mente residencial	Pot>2,5kW/100 m ²
29	Elche	230.625	50%	3	1,5	Predominante-mente residencial	Pot>5kW/200 m ²
30	Valencia	791.413	50%	3	1,5	Predominante-mente residencial	Pot>5kW/100 m ²
31	Vitoria-Gasteiz	249.176	50%	3	1,5	Vivienda y edificio mayoritaria-mente vivienda	Pot>5kW/100 m ²
32	Coruña (A)	244.850	50%	3	1,5	Vivienda habitual	Pot>5kW/100 m ² u obtener certificado energético A

N.º	Municipio	Habitantes	%	Duración (años)	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
33	Terrassa	218.535	25%	5	1,5	Bonificación: unifamiliar 50%. Plurifamiliar (servicios comunes) 5% Actividades económicas 50%	Cubra >=30% de demanda
34	Marbella	141.463	25%	5	1,25	Todos	
35	San Cristóbal de La Laguna	155.549	25%	5	1,25	Vivienda	
36	Móstoles	207.095	25%	4	1	Predominante-mente residencial	Pot>5kW/100 m ²
37	Toledo	84.282	30%	3	0,9	Predominante-mente residencial	Pot>2,5kW/100 m ²
38	Cádiz	116.979	25%	3	0,75	Vivienda	Pot>5kW/100 m ²
39	Leganés	188.425	30%	2	0,6	Todos	
40	Jaén	113.457	50%	1	0,5	Todos	
41	Ávila	57.657	50%	1	0,5	Todos	
42	Granada	232.208	50%	1	0,5	Vivienda	
43	Alcalá de Henares	193.751	50%	1	0,5	Vivienda	
44	San Sebastián	186.665	10%	5	0,5	Vivienda	Valor catastral<250€
45	Cuenca	54.898	50%	1	0,5	Predominante-mente residencial	Pot>5kW/100m ²
46	Alcobendas	116.037	40-50%	1	0,4-0,5	Todos	Cubran 30-50% del consumo
47	Málaga	571.026	15%	3	0,45	Vivienda	>4m ² de paneles
48	Jerez de la Frontera	212.879	25%	1	0,25	Vivienda	

Tabla XI. Clasificación de los municipios por bonificaciones del IBI. Elaboración propia.

7.4 Comparativa de bonificaciones al impuesto de construcciones instalaciones y obras ICIO.

45

En la Tabla XII se muestran las bonificaciones al Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras en los ayuntamientos analizados. Se muestran los siguientes campos:

- **Porcentaje de bonificación:** es el porcentaje de bonificación aplicado a la base imponible del impuesto. Pueden existir diferentes porcentajes para cada uso del inmueble, por ejemplo, vivienda. El porcentaje máximo de bonificación establecido en la ley es de un 95%. Dicho impuesto se abona una única vez cuando se solicita licencia para la obra, por lo que la duración es de un año en todos los casos.
- **Limitaciones:** en algunos municipios se establecen limitaciones a la bonificación. Las más habituales son la potencia mínima instalada o el porcentaje de demanda cubierta por la energía solar. Hay algunas limitaciones que, en la práctica, hacen inviable la bonificación, como, por ejemplo, establecer un mínimo de 5 kW de potencia pico instalada por cada 100 m² de vivienda.

Municipio	Porcentaje de Bonificación	Limitaciones
Albacete	50%	
Alcalá de Henares	90%	
Alcobendas	50%	Cubran 50% del consumo
Alcorcón	50% (general) o 95% (vivienda)	
Algeciras	0%	
Alicante	50%	Pot>5kW/100 m ²
Almería	0%	
Ávila	95%	
Badajoz	0%	
Badalona	50%	Instalación superior a 1 kW
Barakaldo	90%	
Barcelona	95%	
Bilbao	50%	
Burgos	0%	
Cáceres	50%	No exceda de 10 kWp en viviendas ni de 100 kWp en empresas
Cádiz	0%	
Cartagena	50%	
Castellón de la Plana	95%	
Ciudad Real	60%	
Córdoba	95%	

Municipio	Porcentaje de Bonificación	Limitaciones
Cuenca	30% (general) o 95% (residencial)	
Coruña (A)	95%	
San Sebastián	95%	
Dos Hermanas	50%	Cubra >50% de la demanda
Elche	95%	Consiga reducción de la demanda del 30%
Fuenlabrada	0%	
Getafe	95%	
Gijón	95%	Uso vivienda
Girona	95%	
Granada	95%	
Guadalajara	0%	
Hospitalet de Llobregat (L')	95%	
Huelva	25%	
Huesca	75%	Pot>5kW/100 m ²
Jaén	0%	
Jerez de la Frontera	0%	
Leganés	5%	Pot>5kW/100 m ²
León	0%	
Lleida	95%	
Logroño	50%	
Lugo	50%	
Madrid	95%	Todos o vivienda
Málaga	95%	Sistemas conectados a la red de distribución
Marbella	95%	
Mataró	95%	
Móstoles	0%	
Murcia	50%	
Ourense	30%	
Oviedo	30%	Predominantemente residencial
Palencia	80%	
Palma de Mallorca	95%	
Palmas de Gran Canaria (Las)	75%	
Pamplona/Iruña	0%	
Parla	0%	
Pontevedra	50%	
Reus	20% - 50%	Viviendas. Según el porcentaje que cubra de la demanda
Sabadell	95%	
Salamanca	95%	

Municipio	Porcentaje de Bonificación	Limitaciones
San Cristóbal de La Laguna	95%	
Santa Coloma de Gramenet	95%	
Santa Cruz de Tenerife	90%	Residencial, industrial y comercial
Santander	30% (general) o 95% (vivienda)	Todos o vivienda
Segovia	95%	
Sevilla	75%	
Soria	50%	
Tarragona	8%	
Telde	75%	
Terrassa	95%	Vivienda
Teruel	50%	Cubra >25% de la demanda
Toledo	30%	
Torrejón de Ardoz	95%	
Valencia	95%	Pot>5kW/100 m ²
Valladolid	95%	Cubra >25% de la demanda
Vigo	30% (general) o 95% (vivienda)	Todos o vivienda
Vitoria-Gasteiz	39%	Pot>5kW/100 m ²
Zamora	0%	
Zaragoza	30%	

Tabla XII. Bonificaciones al ICIO en los ayuntamientos analizados. Elaboración propia.

7.5 Clasificación de municipios por bonificaciones de ICIO.

En la Tabla XIII se recoge la clasificación de los municipios por bonificaciones del ICIO, elaborada teniendo en cuenta los siguientes criterios:

1. Mayor porcentaje de bonificación.
2. A igual importe, se valora si se limitan los usos a los que se aplica la bonificación, por ejemplo, solo a viviendas.
3. A igualdad de los anteriores criterios, se valora si existen limitaciones a la bonificación, por ejemplo, si se existe un mínimo de potencia a instalar.
4. A igualdad de los anteriores criterios, se ordena de mayor población afectada a menor.

N.º	Municipio	Habitantes	%	Limitaciones
1	Madrid	3.182.981	95%	Todos o vivienda
2	Barcelona	1.620.809	95%	
3	Málaga	569.002	95%	Sistemas conectados a la red de distribución
3	Palma de Mallorca	406.492	95%	
4	Córdoba	325.916	95%	
5	Hospitalet de Llobregat (L)	257.349	95%	
6	Coruña (A)	244.099	95%	
7	Granada	232.770	95%	
8	Elche	228.675	95%	Consiga reducción de la demanda del 30%
9	Sabadell	209.931	95%	
10	San Sebastián	186.370	95%	
11	Getafe	178.288	95%	
12	Castellón de la Plana	169.498	95%	
13	San Cristóbal de La Laguna	153.655	95%	
14	Salamanca	144.436	95%	
15	Marbella	141.172	95%	
16	Lleida	137.327	95%	
17	Torrejón de Ardoz	128.013	95%	
18	Mataró	126.127	95%	
19	Santa Coloma de Gramenet	117.597	95%	
20	Girona	99.013	95%	
21	Ávila	58.149	95%	
22	Segovia	51.756	95%	
24	Alcorcón	168.141	50% (general) 95% (vivienda)	Todos o vivienda
25	Vigo	292.986	30% (general) 95% (vivienda)	Todos o vivienda
26	Santander	171.951	30% (general) 95% (vivienda)	Todos o vivienda
27	Cuenca	54.898	30% (general) 95% (residencial)	
28	Gijón	272.365	95%	Uso vivienda
29	Terrassa	216.428	95%	Uso vivienda
30	Valladolid	299.715	95%	Cubra >25% de demanda
31	Valencia	787.808	95%	Pot>5kW/100 m ²
32	Alcalá de Henares	194.310	90%	
33	Barakaldo	100.313	90%	
34	Santa Cruz de Tenerife	203.692	90%	Residencial, industrial y comercial
35	Palencia	78.892	80%	
36	Sevilla	689.434	75%	

N.º	Municipio	Habitantes	%	Limitaciones
37	Palmas de Gran Canaria (Las)	377.650	75%	
38	Telde	102.005	75%	
39	Huesca	52.812	75%	Pot>5kW/100 m ²
40	Ciudad Real	74.641	60%	
41	Murcia	443.243	50%	
42	Bilbao	345.110	50%	
45	Cartagena	214.177	50%	
46	Albacete	172.816	50%	
47	Lugo	97.995	50%	
49	Pontevedra	82.671	50%	
50	Badalona	215.848	50%	Instalación superior a 1 kW
51	Cáceres	95.917	50%	No exceda de 10 kWp en viviendas ni de 100 kWp en empresas
52	Soria	38.881	50%	Viviendas
53	Dos Hermanas	132.551	50%	Cubra >50% de la demanda
54	Alcobendas	114.864	50%	Cubran 50% del consumo
55	Alicante	331.577	50%	Pot>5kW/100 m ²
53	Vitoria-Gasteiz	246.976	39%	Pot>5kW/100 m ²
54	Reus	103.123	20-50%	Según el porcentaje que cubra de la demanda
55	Zaragoza	664.938	30%	
56	Logroño	150.979	30%	
57	Ourense	105.636	30%	
58	Toledo	83.741	30%	
59	Oviedo	220.301	30%	Predominantemente residencial
60	Huelva	145.115	25%	
61	Teruel	35.484	25%	Cubra >25% de la demanda
62	Tarragona	131.507	8%	
63	Leganés	187.720	5%	Pot>5kW/100 m ²

Tabla XIII. Clasificación de los municipios por bonificaciones del ICIO. Elaboración propia.

Como puede observarse, 34 municipios aplican una bonificación del 90% o superior, de los cuales 27 aplican la máxima bonificación que permite la ley para todos los usos. Estos municipios representan el 44%. El 83% de los municipios aplican una bonificación igual o mayor del 50% de este impuesto.

En cambio, en el otro extremo, 14 municipios no tienen ningún tipo de bonificación en este impuesto para las instalaciones de autoconsumo. Son los siguientes:

Municipios sin bonificación en ICIO	
Algeciras	Jaén
Almería	Jerez de la Frontera
Badajoz	León
Burgos	Móstoles
Cádiz	Pamplona/Iruña
Fuenlabrada	Parla
Guadalajara	Zamora

Tabla XIV. Municipios sin bonificaciones del ICIO al autoconsumo eléctrico. Elaboración propia.

En algunos municipios, las limitaciones que imponen para aplicar esta bonificación hacen que de facto no pueda aplicarse. Cabe destacar el caso del municipio de Leganés que además de bonificar sólo con un 5% pone como condición que la potencia instalada sea mayor de 5 kWp por cada 100 m².

8. Difusión de los resultados.

Documentos

- Bonificaciones fiscales al autoconsumo en las principales ciudades españolas en 2019. Octubre de 2019.

Publicaciones en Congresos Internacionales:

- *Models for the optimization and evaluation of photovoltaic self-consumption facilities.* Llanos Mora López, Mariano Sidrach de Cardona. ISES Solar World Congress. Santiago de Chile, 4-7 de noviembre de 2019.

Publicaciones en eventos nacionales:

- El autoconsumo en el nuevo modelo energético. Fernando Ferrando. Vitoria Gasteiz, 5 de marzo de 2019.
- Tipología de las instalaciones de autoconsumo. Fernando Martínez. Eficam 2019. Madrid, 28 de marzo de 2019.

Artículos publicados:

- Autoconsumo eléctrico: ¿artesanía o mass-market? Daniel Pérez, Patrono de la Fundación Renovables. Lainformacion.com. 19 de septiembre de 2019.
- Autosuficiencia energética y participación ciudadana. Llanos Mora, Patrona de la Fundación Renovables. Lainformacion.com. 14 de agosto de 2019.
- El autoconsumo nos hará cambiar muchos hábitos, para bien. Miguel Aguado, Socio Protector de la Fundación Renovables. La energía como derecho. 20 Minutos. 6 de agosto de 2019.
- Un imprevisto. Piet Holtrop, Socio Protector de la Fundación Renovables. Lainformacion.com. 5 de julio de 2019.
- Desatando el potencial de la energía comunitaria: las “comunidades de energía renovable”. Héctor de Prado, Socio Protector de la Fundación Renovables. La energía como derecho. 20 Minutos. 12 de abril de 2019.
- Propuesta de Real Decreto de Autoconsumo: aciertos y cuestiones pendientes. Daniel Pérez, Patrono de la Fundación Renovables. Lainformacion.com. 7 de febrero de 2019.

9. Bibliografía.

Khalid Abdulla, Kent Steer, Andrew Wirth, Julian De Hoog, and Saman Halgamuge. The importance of temporal resolution in evaluating residential energy storage. In IEEE Power and Energy Society General Meeting, Chicago, USA, pages 1–5, 2017.

Ayala-Gilardón, A., M. Sidrach de Cardona, L. Mora López. Influence of time resolution in the estimation of self-consumption and self-sufficiency of photovoltaic facilities. Applied Energy, 229, pp. 990-997. 2018.

Paul Balcombe, Dan Rigby, and Adisa Azapagic. Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar pv, stirring engine chp and battery storage. Applied Energy, 155:393–408, 2015.

Bloomberg Finance. Sustainable Energy in America Factbook. Febrero 2015. <http://www.bcse.org/sustainableenergyfactbook.html>. Último acceso: 20-06-2017.

Cao S., Sirén K. Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. Applied Energy 128 (2014) 192–208.

Creara Energy Experts. PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015. <http://www.leonardo-energy.org>. Último acceso: 20-06-2017.

Directiva 2010/31/UE. Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, Directiva 2010/31/UE del Parlamento y del Consejo de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios (EPBD). Unión Europea, 2010.

IEA International Energy Agency. Trends 2018 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2017. Report IEA PVPS T1-34: 2018.

Konstantin Klein, Robert Langner, Doreen Kalz, Sebastian Herkel, and Hans-Martin Henning. Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany. Applied Energy, 162:853–867, 2016.

L. Kools and F. Phillipson. Data granularity and the optimal planning of distributed generation. Energy, 112:342–352, 2016.

López Prol and K. W. Steininger. Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis regulation schemes. Energy Policy, 108:742–754, 2017.

R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm. Photovoltaic self-consumption in buildings: a review. Applied Energy, 142:80–94, 2015.

D. Masa-Bote, M. Castillo-Cagigal, E. Matallanas, E. Caamaño-Martín, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelín, and J. Jiménez-Leube. *Improving photovoltaics grid integration through short time forecasting and self-consumption. Applied Energy*, 125:103–113, 2014.

G. Mulder, F. De Ridder, D. Six. *Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels. Solar Energy*, 84 (7), 1284-1293, 2010.

Nirmal-Kumar C. Nair, Niraj Garimella. *Battery energy storage systems: assessment for small-scale renewable energy integration. Energy and Buildings*, 42 (11), 2124-2130, 2010.

Sylvain Quoilin, Konstantinos Kavvadias, Arnaud Mercier, Irene Pap-pone, and Andreas Zucker. *Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: statistical analysis and economic assessment. Applied Energy*, 182:58–67, 2016.

J. Salom, A. J. Marszal, J. Widén, J. Candanedo, and K. B. Lindberg. *Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data. Applied Energy*, 136:119–131, 2014.

I. Sartori, A. Napolitano, and K. Voss. *Net zero energy buildings: A consistent definition framework. Energy and Buildings*, 48:220–232, 2012.

Joakim Widén, Ewa Wäckelgård, Peter Lund. *Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: methodology and applications to high latitude data. Solar Energy* 83 (11) 1953-1966, 2009.

Andrew Wright and Steven Firth. *The nature of domestic electricity loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations. Applied Energy*, 84:389–403, 2007.