

Trabajo Fin de Grado

Efecto de la normativa en la rentabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo

Effect of the regulation on the economic profitability of self-consumption installations

Autor/es

Pablo Gil Urrea

Director/es

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2017



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Pablo Gil Urra,

con nº de DNI 78770451-M en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

Grado _____, (Título del Trabajo)

Efecto de la normativa en la rentabilidad económica de las instalaciones de
autoconsumo

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 21 de junio de 2017

Fdo: Pablo Gil Urra

EFFECTO DE LA NORMATIVA EN LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Grado surge debido al deseo de estudiar las instalaciones de autoconsumo, aclarando incertidumbres a cerca del Real Decreto de Autoconsumo 900/2015, y estudiando la implantación de normativas de otros países.

En primer lugar, se explica el contexto energético en el que nos encontramos, tipos programas de incentivos para autoconsumo, así como la situación actual de la tecnología fotovoltaica y normativas de autoconsumo en diferentes países del mundo.

En segundo lugar, se explica en detalle las normativas objeto de estudio: la española con sus diferentes modalidades, la aplicada en Alemania, California y Bélgica. Todas ellas utilizan diferentes mecanismos de regulación y resulta muy interesante observar los efectos en la rentabilidad de las instalaciones.

Acto seguido, se explican los casos de estudio. Se presentan los casos y los datos de entrada a partir de los cuales se obtienen los resultados de los estudios.

Por último, se analizan los casos de estudios propuestos y se sacan las conclusiones correspondientes en función de los datos que arrojen las simulaciones.

Los distintos escenarios a estudiar son analizados mediante una herramienta flexible realizada en Excel y el lenguaje de programación Visual Basic. Gracias a esto, se simulan numerosos escenarios que arrojan una gran cantidad de datos, convertidos después en gráficas para poder sacar conclusiones de manera visual.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETO Y ALCANCE.....	1
1.2. CONTEXTO ENERGÉTICO	1
2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA	2
2.1. SITUACIÓN ACTUAL EUROPEA.....	2
2.2. TIPOS DE AUTOCONSUMO	3
2.3. COMPARATIVA PROGRAMAS DE AUTOCONSUMO.....	4
3. LEGISLACIÓN SOBRE AUTOCONSUMO	5
3.1. ESPAÑA	5
3.1.1. AUTOCONSUMIDORES TIPO 1	6
3.1.2. AUTOCONSUMIDORES TIPO 2	6
3.1.3. EQUIPOS DE MEDIDA.....	6
3.1.4. PEAJES DE ACCESO Y CARGOS	8
3.2. ALEMANIA.....	10
3.3. EEUU – CALIFORNIA.....	12
3.4. BÉLGICA	14
4. CASOS DE ESTUDIO	16
4.1 INTRODUCCIÓN	16
4.2. DATOS DE IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	16
4.3. DATOS CONSUMO	18
4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	19
4.5. DETALLE DE LOS CASOS	20
4.5.1. CASO 1. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1	20
4.5.2. CASO 2. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1 CON ALMACENAMIENTO	20
4.5.3. CASO 3. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 2	22
4.5.4. CASO 4. NORMATIVA FIT ALEMANIA	22
4.5.5 CASO 5. BALANCE NETO CALIFORNIA.....	22
4.5.6 CASO 6. PROGRAMA QUALIWATT BÉLGICA	22
5. RESULTADOS.....	23
5.1. RESULTADOS CASO 1. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1.....	23
5.2. RESULTADOS CASO 2. RD 900/2015 TIPO 1 CON ALMACENAMIENTO	26
5.3. RESULTADOS CASO 3. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 2.....	28
5.4. RESULTADOS CASO 4. NORMATIVA FIT ALEMANIA	29
5.5. RESULTADOS CASO 5. BALANCE NETO CALIFORNIA	32

5.6. RESULTADOS CASO 6. PROGRAMA QUALIWATT BELGICA.....	34
6. CONCLUSIONES.....	36
BIBLIOGRAFÍA	38
ANEXOS.....	40
ANEXO A	40
ANEXO B	42
ANEXO C.....	47
ANEXO D	49
ANEXO E.....	50

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto de este Trabajo Fin de Grado es analizar la rentabilidad de instalaciones de autoconsumo en el sector residencial bajo diferentes marcos regulatorios. Se comparan entre sí diferentes escenarios y sus respectivas rentabilidades mediante la actualización de los flujos de caja futuros al presente. Los estudios dependen de la normativa aplicada, del régimen al que se acoge el autoconsumidor, perfiles de consumo y potencia instalada.

Para ello, se desarrolla una herramienta mediante Excel y Visual Basic cuyo principal punto fuerte es la flexibilidad que ofrece a la hora de simular diferentes escenarios. El trabajo se centra también en estudiar cuál es la potencia instalada más adecuada para el autoconsumidor en función de sus intereses.

Además del RD 900/2015 en sus dos modalidades, se estudian otros sistemas retributivos implementados en diferentes países para analizar cuál sería su efecto con las condiciones de radiación solar de España.

En un ambiente legislativo muy cambiante, este trabajo intentará arrojar luz sobre las implicaciones de diferentes normativas, así como su efecto sobre la rentabilidad de las instalaciones.

1.2. CONTEXTO ENERGÉTICO

Nos encontramos actualmente en un momento muy interesante en el sector energético, en el que se apuesta cada vez más por tecnologías renovables para la generación de energía. Este paso hacia un modelo energético más sostenible es la llamada *Transición Energética*. Cada vez más palpable, uno de los factores que más puede contribuir es, precisamente, el autoconsumo fotovoltaico. Un autoconsumo generalizado conllevaría un cambio en el modelo de generación de energía eléctrica, al ser producida gran parte de la energía demandada en el mismo punto de consumo y de forma particular.

Este cambio de paradigma supone un reto a la hora de regular las nuevas instalaciones, y es por eso que han surgido nuevas normativas en cada país. En España, el Real Decreto 900/2015 posiblemente sea el más restrictivo que se pueda encontrar, ya que no sólo no incentiva este tipo de instalaciones, sino que las grava, con cargos a la generación o por potencia, dependiendo del tipo de instalación.

Este hecho resulta aún más significativo teniendo en cuenta las favorables condiciones climatológicas de nuestro país, pudiendo convertirse en un referente mundial y un ejemplo a seguir en cómo integrar estas instalaciones al sistema eléctrico. En general, la mayoría de los países del mundo tienen una legislación favorable a estas instalaciones, ya sea mediante un sistema de incentivos tipo *Feed-in Tariff* o *Balance Netto*, cada uno de ellos con sus diferentes peculiaridades.

Sin embargo, pese a que la situación actual no es demasiado esperanzadora, el potencial de estas instalaciones es enorme y nuestros legisladores acabarán, tarde o temprano, proponiendo una normativa que realce las bondades del autoconsumo y mitigue los posibles inconvenientes para el sistema eléctrico.

2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. SITUACIÓN ACTUAL EUROPEA

Como se observa en la Figura 1, la potencia fotovoltaica instalada acumulada (ya sea de autoconsumo residencial, comercial, o plantas de generación) en cada uno de los países de Europa es significativamente diferente. Uno de los principales causantes es la existencia de una legislación favorable o no y una apuesta más o menos decidida por este tipo de energía renovable.

Pese al potencial fotovoltaico de un país como España, ocupa el quinto puesto en Europa en potencia instalada, muy por detrás de países como Alemania, Italia o Reino Unido, y cada vez con más países cerca de alcanzar una potencia acumulada similar.

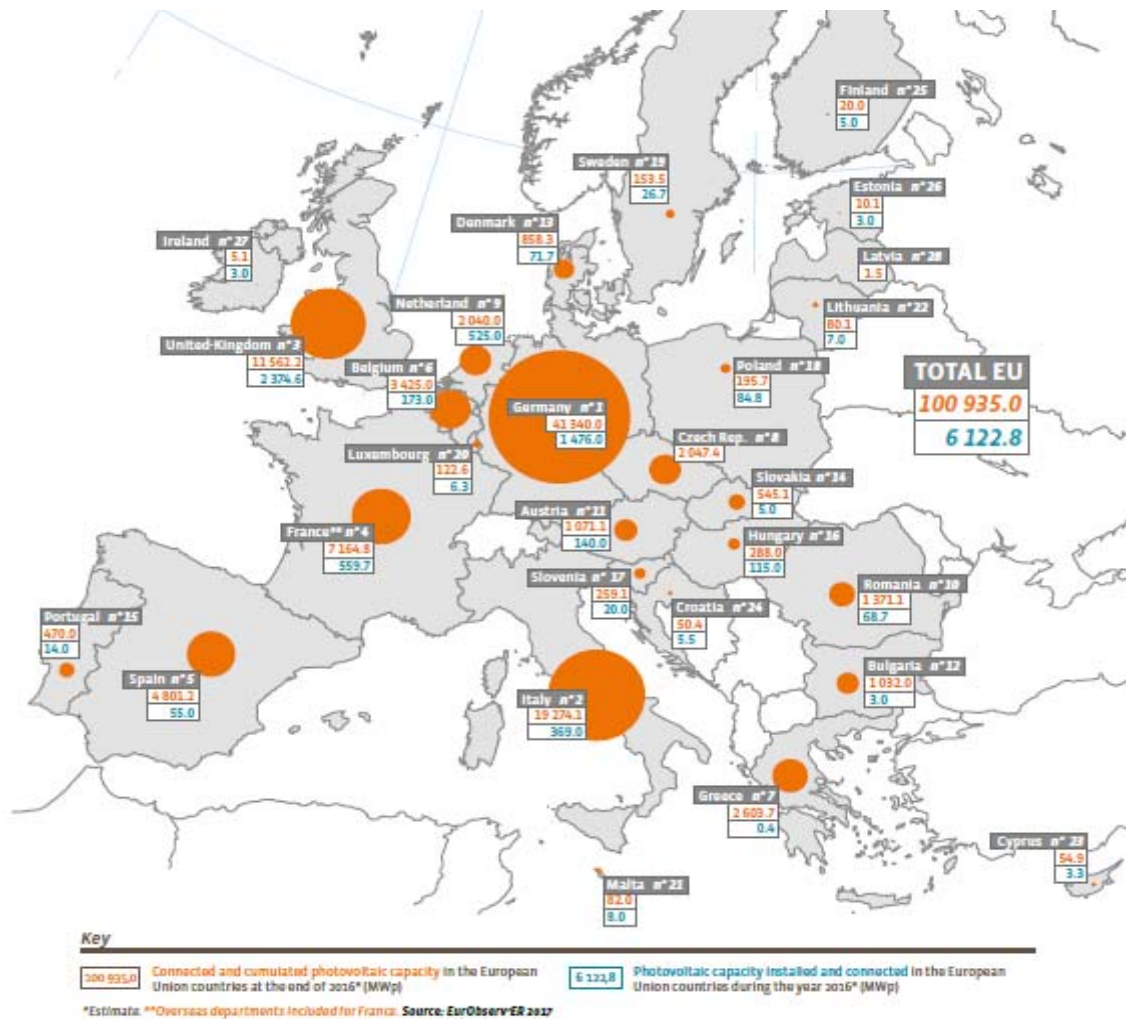


Figura 1. Mapa potencia PV acumulada e instalada en 2016. Fuente: Photovoltaic Barometer EurObservER [1]

Países como los recién nombrados ocupan también los primeros puestos en el ranking de potencia instalada en el año 2016, al que hay que adjuntar otros como Francia, Países Bajos, Bélgica o Austria. España, con 55 MWp instalados en 2016, ocupa el puesto doce [1].

2.2. TIPOS DE AUTOCONSUMO

La idea de los mecanismos de autoconsumo es, valga la redundancia, autoconsumir la energía fotovoltaica generada de manera instantánea y, cuando la generación sea mayor que el consumo, ceder esta energía a la red.

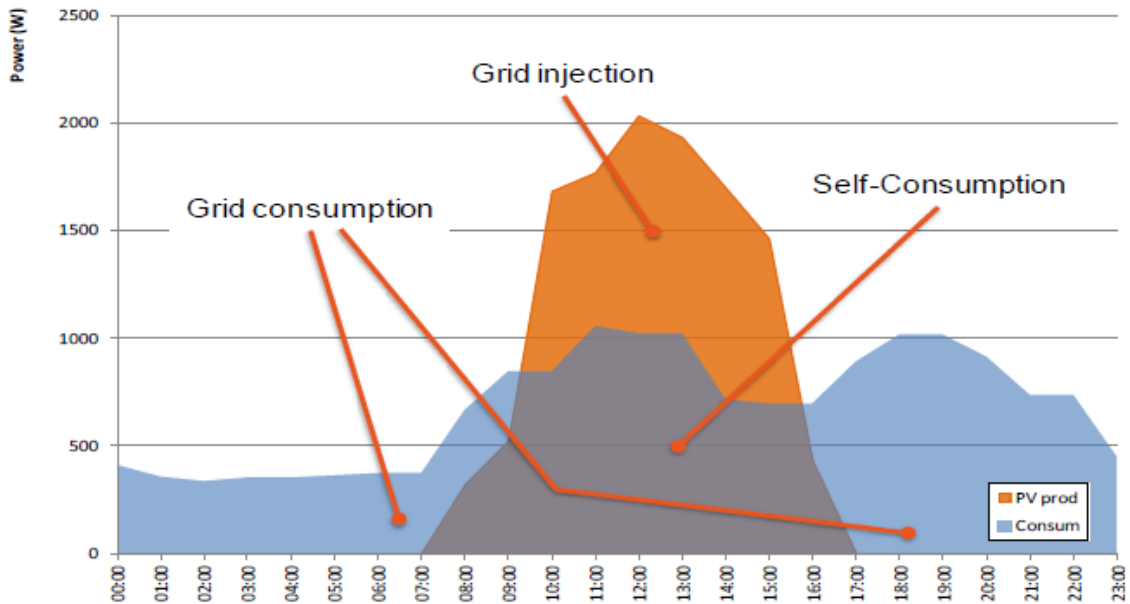


Figura 2. Comparación curvas generación y consumo. Fuente IEA PVPS [2]

La diferencia entre los diferentes esquemas de autoconsumo se encuentra, principalmente, en la forma de retribuir los excedentes de energía. Los diferentes tipos de mecanismos son [2][3]:

- **Autoconsumo simple:** Los excedentes cedidos a la red no son retribuidos, por lo que el beneficio se debe únicamente al ahorro en la factura eléctrica.
- **Balace Neto o Net-Metering (NM):** balance energético en términos de kWh. Los kWh cedidos a la red pueden ser importados de la red en otro momento en el que no haya generación. Al final del tiempo fijado de regulación (normalmente un año) se paga o se es remunerado en función de si se ha cedido más que importado o viceversa.
- **Net-Billing (NB):** se trata de un balance energético en términos monetarios. Al contrario que el Net Metering, éste sí que tiene en cuenta el valor del kWh en el momento cedido a la red, y el valor del kWh en el momento importado de red. Al final del tiempo fijado de regulación, el procedimiento es igual que el anterior, solo que con el valor de la energía cedida y la absorbida.
- **Feed-in Tariff (FiT):** mecanismo de incentivo que consiste en el pago de un precio fijo por cada kWh cedido a la red. El precio recibido puede ser mayor o menor que el coste de la energía adquirida de la red.

Además de estos mecanismos, es común la implantación de sistemas híbridos, con peculiaridades como la manera de retribuir los excesos, la introducción de cargos o impuestos para seguir manteniendo los costes de red o para fomentar los planes de las renovables.

2.3. COMPARATIVA PROGRAMAS DE AUTOCONSUMO

En cuanto a legislación del autoconsumo, no solo limitándonos a Europa, sino a nivel mundial, la Figura 3 muestra como la mayoría de los países incorporan una legislación que fomenta el autoconsumo, cada uno con características que hacen la instalación de sistemas de autoconsumo más o menos atractivos para el consumidor.

Se observa que, si bien todos los países representados en la Figura 3 permiten el autoconsumo y tienen en común el ahorro en la factura eléctrica, los mecanismos para remunerar los excesos y otros aspectos como cargos para financiar el sistema eléctrico difieren bastante de unos a otros.

Cada vez son menos los países que incorporan un sistema FiT, muy utilizado en los comienzos de instalación de esta tecnología. El sistema de remuneración más utilizado es el Net Metering o Net Billing, cada uno de ellos con peculiaridades en cada país. También cabe destacar el aumento de países que se plantean introducir o han introducido algún tipo de tasa o cargo para equilibrar los programas de incentivos.

	AUSTRALIA	BÉLGICA	CHILE	FINLANDIA	ALEMANIA	MEXICO	ESPAÑA	USA
Right to self-consume	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Revenues from self-consumed PV	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica	Ahorro en la factura eléctrica
Charges to finance T&D	Depende de la región	En discusión	No	No	No	No	Sí, depende de la instalación	Depende del estado
Revenues from excess electricity	FIT	Precio de mercado	Más bajo que el precio de red	Precio de mercado	FIT	Precio de mercado	Precio de pool menos cargos	Precio de mercado
Maximum timeframe for compensation	30 minutos	1 año	1 año	Real-Time, en discusión horario	Real-Time	1 año	Real-Time	Depende del estado
Regulatory scheme duration	Ilimitado pero FIT se actualiza anualmente	Ilimitado	Ilimitado	Ilimitado	20 años (FIT)	Ilimitado	Ilimitado	Ilimitado
Third party ownership accepted	Si	Si	Si	Si	Si	Si	<100 kW No, >100 kW Si	Si
Grid codes/Addition taxes	Si	Cargo por potencia (Flandes), en discusión en otras regiones	No	Tasa por planta PV	EEG-Surcharge	No	Si	Depende del estado
PV System size limitations	No	Hasta 10 kW (residencial)	100 kW	Si S<100 kVA o Ea<800 kWh/a, exención de impuesto	Mínimo 10% de autoconsumo	500kW	Menor o igual que la potencia contratada	Depende del estado: de 10 kW a 10 MW o ilimitado

Figura 3. Tabla comparativa normativa entre países. Fuente: [4] y elaboración propia

3. LEGISLACIÓN SOBRE AUTOCONSUMO

3.1. ESPAÑA

España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año, como muestra la Figura 4. A partir de ese año, posteriores modificaciones de la legislación paralizaron la instalación de nuevas plantas, dejando de ser un país referente en el sector.

Debido a la incertidumbre en las normativas, a finales de 2016, la potencia fotovoltaica instalada en España era de 4801 MW, siendo prácticamente constante desde el año 2012. En 2017, España dejó de aparecer por primera vez en la lista de los diez países con mayor capacidad fotovoltaica instalada, al ser superada por Australia y Corea del Sur [5].

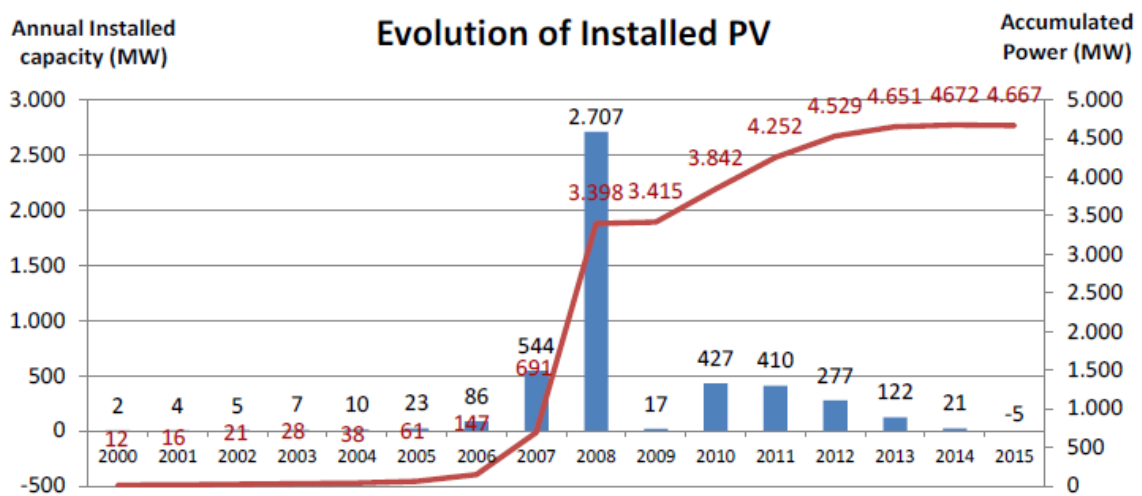


Figura 4. Potencia instalada y acumulada en España. Fuente CENER [6]

En España, el Real Decreto 900/2015 [7] es la legislación vigente que regula las instalaciones de autoconsumo. La regulación española no incluye ningún tipo de programa de incentivos como los anteriormente nombrados, si bien es cierto que un sistema de Balance Neto llegó a plantearse. Como características generales se puede destacar [8], [9]:

- Se establecen dos modalidades: Autoconsumidor de Tipo 1 ó Tipo 2.
- Según el tipo de modalidad y características de la instalación, hay cargos variables por generación de energía y cargos fijos por capacidad.
- Se permite el uso de sistemas de acumulación.
- Las instalaciones totalmente aisladas de la red quedan fuera del alcance de este RD.

3.1.1. AUTOCONSUMIDORES TIPO 1

Las características de esta modalidad son:

- Debe registrarse en el registro administrativo de autoconsumo.
- La potencia máxima de instalación será la potencia contratada de red, siendo ésta máximo 100 kW.
- El titular de la instalación de autoconsumo y del contrato con la compañía eléctrica de suministro debe ser el mismo.
- Los excedentes vertidos a la red no son remunerados
- Cargo por potencia instalada [€/kW]:
 - Se aplicará si la instalación cuenta con sistemas de acumulación.
 - Se aplicará si el consumo pico supera la potencia contratada.
- Cargo por energía autoconsumida [€/kWh]:
 - Están exentas aquellas instalaciones con una potencia instalada $P \leq 10$ kW.
 - Están exentas las instalaciones de Islas Canarias, Ceuta y Melilla

3.1.2. AUTOCONSUMIDORES TIPO 2

Las características de esta modalidad son:

- Debe registrarse en el registro administrativo de autoconsumo y en el RAIPRE.
- La potencia máxima de instalación será la potencia contratada de red, sin máximo
- El titular de la instalación de autoconsumo y del contrato con la compañía eléctrica de suministro pueden ser distintos. Pasa a haber dos entes, el consumidor y el productor.
- Se permite la venta de excedentes a precio de mercado o *pool*. Se deberá asumir por la venta de estos excedentes un peaje a la generación (0,5€/MWh) y el impuesto del 7% sobre la producción.
- Cargo por potencia instalada [€/kW]:
 - Se aplicará si la instalación cuenta con sistemas de acumulación.
 - Se aplicará si el consumo pico supera la potencia contratada.
- Cargo por energía autoconsumida [€/kWh]:
 - Están exentas las instalaciones de Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

3.1.3. EQUIPOS DE MEDIDA

Según lo expuesto en el RD 900/2015 [7], los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos lo más próximo posible al punto frontera, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria.

Este apartado será determinante en apartados posteriores a la hora de calcular los cargos fijos por potencia.

Autoconsumidor Tipo 1:

Para la modalidad de autoconsumo tipo 1, el encargado de la lectura de todos los equipos de medida será el distribuidor, como encargado de la lectura de los puntos frontera de consumidores.

1. Equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
2. Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
3. Opcionalmente, equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

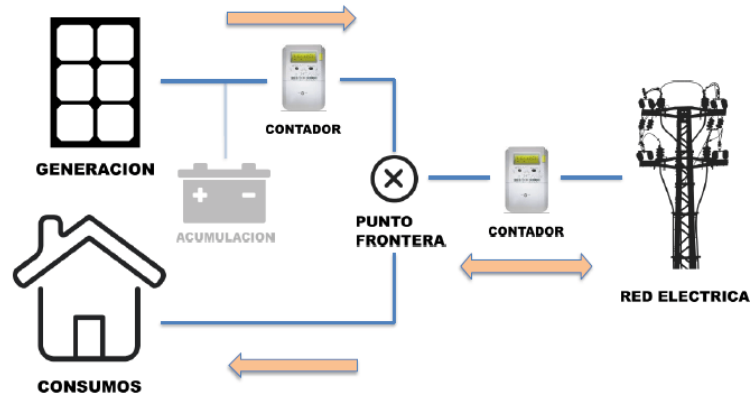


Figura 5. Instalación equipos medida modalidad Tipo 1. Fuente: Solarmat.es

Autoconsumidor Tipo 2:

Los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación.

1. Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
2. Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
3. Opcionalmente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

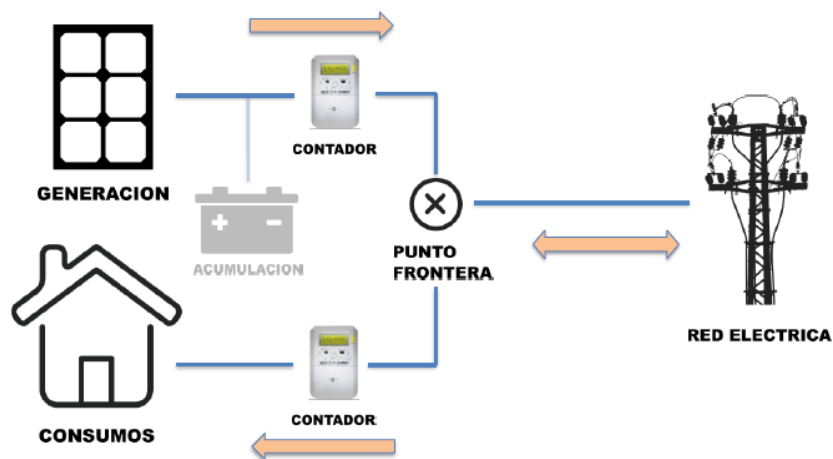


Figura 6. Instalación equipos medida modalidad Tipo 2. Fuente: Solarmat.es

Si la potencia instalada es menor o igual a 100kW y el consumidor y el titular de la instalación son la misma persona física o jurídica:

1. Un equipo de medida bidireccional para energía generada neta.
2. Un equipo de medida bidireccional en el punto frontera de la instalación.
3. Opcionalmente, equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

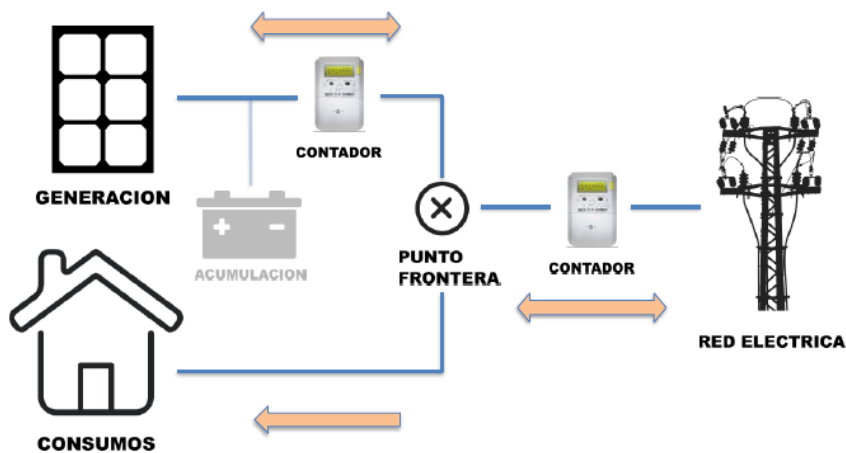


Figura 7. Instalación equipos medida modalidad Tipo 2 hasta 100kW. Fuente: Solarmat.es

3.1.4. PEAJES DE ACCESO Y CARGOS

Los distintos cargos a aplicar, ya sean fijos por potencia o variables por generación se establecen de forma transitoria y se publican para cada año. Los correspondientes a 2017 pueden consultarse en el BOE-A-2016-12464 [10].

Cargos fijos de aplicación en función de potencia:

Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW y año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162
6.1 B (30 kV a 36 kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,279523	2,525841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493
6.4 (mayor o igual a 145 kV)	2,815509	0,000000	1,718359	3,457606	4,990376	0,970612

Figura 8. Cargos fijos en función de potencia. Fuente: [10]

Para calcular el cargo fijo por potencia para nuestra instalación tendremos que tener en cuenta la modalidad de autoconsumo y además de qué manera están situados los equipos de medida. El RD 900/2015 [7] indica lo siguiente:

“Tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso.”

$$\text{Cargos Fijos} = \text{Pot. de aplicación de cargos} - \text{Pot. contratada}$$

El mismo RD define la potencia de aplicación de cargos como *“potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario”*.

La cuestión ahora es determinar cuál es la potencia de aplicación de cargos. El Anexo 1 del RD 900/2015 trata sobre este tema y establece tres situaciones:

A) *“Cuando se disponga de un **equipo de medida en el circuito de consumo** que registre la energía consumida total por el consumidor asociado la potencia de aplicación de cargos será la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando dicho equipo de medida y control.”*

En este caso, nos encontramos con una instalación como la representada en la Figura 6. La diferencia de la expresión de los cargos fijos será en este caso 0. Este tipo de esquema será de aplicación en:

- Instalación superior a 100 kW (obligatorio).
- Instalación de hasta 100 kW de Tipo 2 donde consumidor/productor sean diferentes (obligatorio).
- Resto de casos (opcional).

B.1) *“Cuando **no se disponga de un equipo de medida en el circuito de consumo y las instalaciones de generación sean no gestionables**, la potencia de aplicación de cargos será la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando el equipo de medida y control ubicado en el punto frontera.”*

Este caso corresponde al esquema representado en la Figura 5 sin almacenamiento. En esta situación la potencia de aplicación de cargos corresponderá con la potencia contratada, por lo que la diferencia será 0. Este esquema será de aplicación para:

- Instalación de hasta 100 kW Tipo 1 (obligatorio).
- Instalación de hasta 100 kW de Tipo 2 y consumidor/productor sean la misma figura (opcional).

B.2) *“**En el resto de supuestos**, la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando el equipo de medida y control ubicado en el punto frontera más la potencia máxima de generación en el periodo tarifario.”*

El esquema de este caso seguiría siendo el representado en la Figura 5, pero en este caso, sí que contaría con almacenamiento. El RD 900/2015 deja claro que en este caso la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia registrada por el contador de frontera que será como máximo la potencia contratada, más la potencia máxima de generación.

- Instalación de hasta 100 kW Tipo 1 (obligatorio).
- Instalación de hasta 100 kW de Tipo 2 y consumidor/productor sean la misma figura (opcional).

Se deduce que, en caso de contar con un sistema de almacenamiento, conviene siempre que se pueda incluir un contador en el circuito de consumo para pasar a ser una instalación tipo A. Este será el único caso en el que se optará de forma voluntaria por este tipo de esquema.

Cargos transitorios por energía autoconsumida:

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,043187					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,057144	0,006148				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,057938	0,006430	0,006112			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,054883					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,068081	0,015450				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,068875	0,018220	0,011370			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,020568	0,013696	0,008951			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,012035			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,006720
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012669	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008673	0,006278
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011775	0,008531	0,007322	0,007788	0,008257	0,006104

Figura 9. Cargos transitorios por energía autoconsumida. Fuente [10]

Este cargo se aplica sobre la energía consumida proveniente de la instalación de generación, es decir sobre la energía autoconsumida instantáneamente.

Como ya se ha dicho antes, los consumidores acogidos a la modalidad de tipo 1 cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del pago de este cargo.

3.2. ALEMANIA

En 2016, la energía fotovoltaica generada alcanzó los 38.3 TWh, lo que supuso cubrir el 7.6% de la demanda energética del país. A finales de 2016 la potencia fotovoltaica instalada era de 41 GW, lo que supuso en días soleados cubrir el 35% de la demanda instantánea.

Aunque Alemania apoyó desde los inicios con firmeza las tecnologías renovables, no fue hasta el año 2000, cuando la German Renewable Energy Act (EEG) fomentó realmente su desarrollo. Este plan garantiza un FiT fijo por los excesos vertidos a la red durante 20 años [11].

Más concretamente el sistema alemán funciona de la siguiente manera [12]:

- Las nuevas instalaciones de hasta 100 kWp reciben un FiT fijo.
- Las nuevas instalaciones de entre 100 y 750 kWp deben vender su energía directamente al mercado. Son remuneradas a través de primas de mercado flexibles, *Feed-in Premium*.
- Las nuevas instalaciones de más de 10 MWp no reciben ayudas.

Como puede observarse en la Figura 10, el FiT actual para instalaciones residenciales está entre 0.12 y 0.08 €/kWh dependiendo del tamaño de la instalación. Desde el año 2011 se encuentra por debajo del precio que se paga por la electricidad de red.

Una característica del FiT alemán es que se va actualizando periódicamente para adaptarse al descenso del precio de la tecnología (Figura 11), para que siga suponiendo un incentivo para las nuevas instalaciones y contenga el gasto comprometido durante 20 años. Con esta disminución periódica se fomenta cada vez más el autoconsumo.

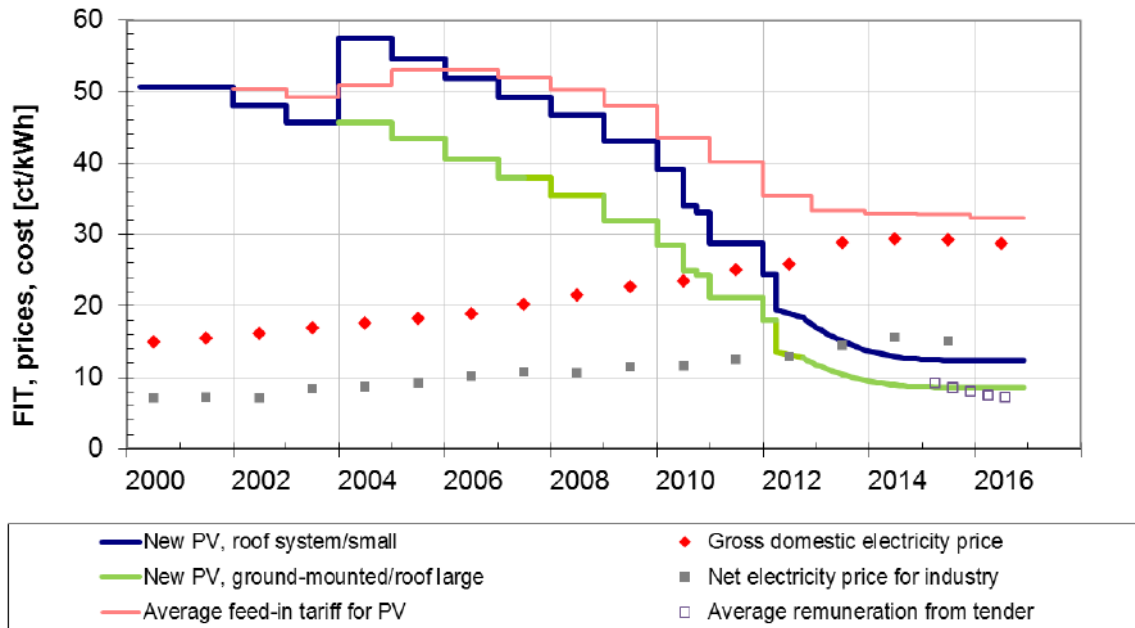


Figura 10. FIT y precio de electricidad Alemania. Fuente: Fraunhofer ISE [12]

Este sistema FiT está sustentado en un impuesto pagado por los alemanes en sus facturas llamado *EEG Surcharge* ó *EEG Umlage*. Se calcula como la diferencia entre el precio pagado por los kWh vertidos a la red y el precio de la venta de la energía. En 2016 el precio del EEG Surcharge fue de 6.35 €-cents/kWh, al que añadiendo un 19% de impuestos y se incrementa hasta 7.56 €-cents/kWh. [12]

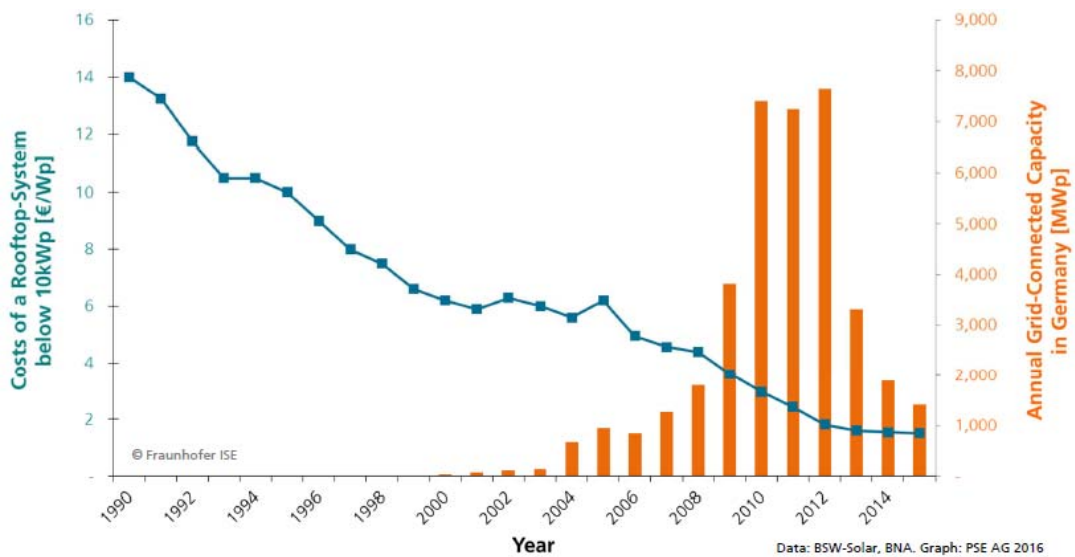


Figura 11. Capacidad anual instalada y coste [€/Wp]. Fuente: Fraunhofer ISE [13]

Las instalaciones de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW están exentas del pago de este impuesto, así como empresas con grandes consumos energéticos. Las instalaciones de potencia superior a 10 kW deben pagar un 40% del EEG Surcharge en 2017.

Por esta razón, el precio de la electricidad importada de red ha aumentado como se aprecia en la Figura 10. El EEG Surcharge ha ido aumentando conforme ha aumentado el número de instalaciones fotovoltaicas acogidas al programa FIT, y, debido al incremento de personas exentas de pagarlo, se convierte en una gran carga a ser asumida por hogares, comercios y pequeña industria que no tenga instalaciones de autoconsumo.

3.3. EEUU – CALIFORNIA

En EEUU podemos encontrar varios tipos de regulación para autoconsumo. Entre ellos el más común es el Balance Neto, implementado en la mayoría de los estados y muy asentado.

California es el estado donde más se han promovido las instalaciones de autoconsumo. En 2016, de los 208 TWh de energía generada en este estado, 25 TWh fueron producidos por instalaciones fotovoltaicas, lo que supone un 12% del total [14].

Comenzando a impulsar el autoconsumo desde 1996, California se ha convertido en un estado de referencia dentro de los EEUU y en el mundo. Las diferentes normativas de balance neto a lo largo de estos años han propiciado un aumento exponencial en la instalación de sistemas para autoconsumo como puede verse en la Figura 12.

Hasta ahora, el sistema de incentivos de Balance Neto no tenía en cuenta el valor del kWh dependiendo del momento en que era generado. Este programa hace las instalaciones muy interesantes desde el punto de vista de la rentabilidad. Una ligera actualización de la normativa podría afectar al ritmo de crecimiento en 2017. [15]

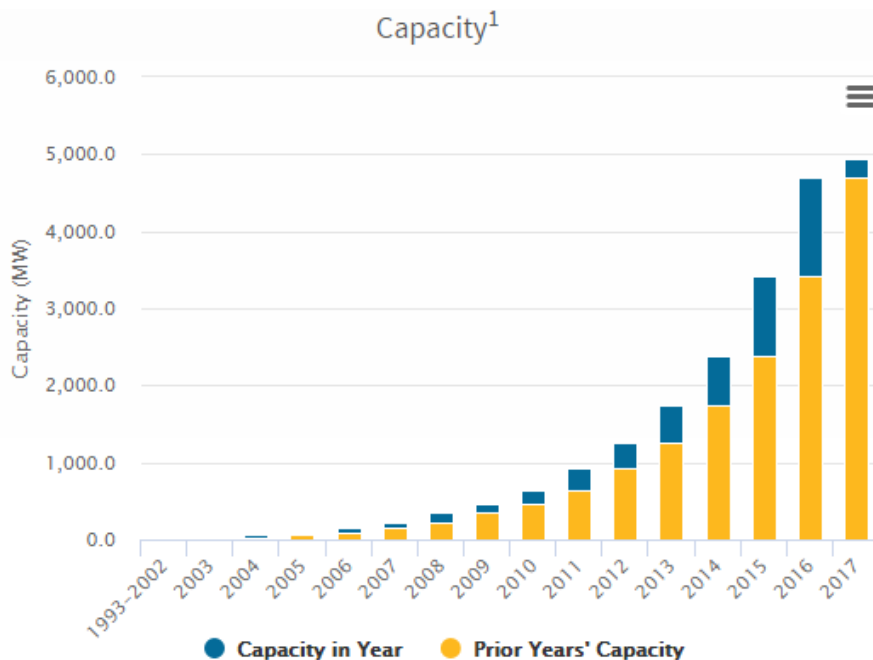


Figura 12. Potencia instalada pequeñas instalaciones de generación distribuida con NM. Fuente: [16]

De los datos recogidos en la Figura 12, que corresponden hasta el 31 de marzo de 2017, se observa que, desde el comienzo de año hasta esa fecha, se han instalado 243 MW. Si la tendencia siguiera constante a lo largo del año, se podría hablar de 972 MW nuevos instalados al final de 2017. Si comparamos esta cifra con los 1267 MW nuevos instalados en 2016, se podría decir que, pese a que el crecimiento sigue siendo muy notable, sí que se vería ligeramente reducido con respecto al año anterior.

La normativa que se ha aplicado hasta ahora, y que sigue aplicándose en algunos casos, apodada *NEM* (Net Energy Metering), consiste en lo siguiente [11], [17]:

- Los kWh cedidos a la red como excesos no tienen en cuenta el valor del kWh en el momento cedido. De esta manera se crea un crédito de kWh, y podrán consumirse de la red a otra hora sin ningún coste adicional.
- Al final de mes se recibe un balance de la energía vertida a la red y la consumida de red.
- Al final del periodo de un año, si se ha vertido a la red más kWh que consumido de ella, el consumidor puede elegir entre conservar el exceso para los próximos meses, o bien ser retribuido a un precio calculado como la media durante los 12 meses del precio de mercado mayorista entre las 7 am y las 5 pm.
- El límite de potencia para las instalaciones es de 1 MW.
- Una vez alcanzado el límite de capacidad agregada por territorio y compañía, fijado en el 5% de la suma de las potencias pico de todos los clientes de la compañía, las instalaciones tendrán que pasar a regirse por la *Tarifa Sucesora del Balance Neto*.

La nueva normativa, llamada *NEM 2.0 ó Tarifa Sucesora del Balance Neto*, entrará en vigor cuando se supere el límite de capacidad agregada o a partir del 1 de Julio de 2017, lo que antes se produzca. Introduce las siguientes modificaciones con respecto a la anterior [18], [19]:

- Bajo esta normativa, las instalaciones pasan a ser del tipo ToU (Time-of-Use), de manera que los kWh vertidos a la red siguen generando un crédito al igual que con la anterior normativa, solo que ahora tienen en cuenta el valor del kWh en el momento que es vertido.
- Para las nuevas instalaciones de potencia inferior a 1 MW, se requerirá un pago único de una tarifa de interconexión de entre 75\$ y 100\$.
- Pago de una tasa (*non-bypassable charges*) de 2-3 €-cent por kWh consumido de red sin tener en cuenta el balance neto. Actualmente los usuarios acogidos a la normativa NEM 1.0, pagan esta tasa una vez descontados los kWh cedidos a la red. Esta tasa financia programas para familias con bajos ingresos o eficiencia energética.

En definitiva, *la tarifa sucesora del balance neto o NEM 2.0*, introduce ligeros cambios con respecto a la regulación anterior, y continúa siendo muy atractiva para el consumidor. El objetivo de esta nueva normativa, que estará en vigor hasta 2019, es disminuir las diferencias de costes entre los consumidores acogidos al programa de balance neto y los que no lo están.

3.4. BÉLGICA

Bélgica alcanzó a finales de 2016 una potencia fotovoltaica instalada de 3.42 GW [20]. De esta potencia, 2451 MW corresponden a la región de Flandes, 916 a Wallonia y 56 a la región de Bruselas. En 2016 se instaló un 77% más de potencia fotovoltaica que en los años anteriores (aproximadamente 170 MW contra 100 MW). En total, la fotovoltaica produjo 2.9 TWh en 2016, cubriendo un 3.7% de la demanda belga.

En Bélgica podemos encontrar tres mecanismos reguladores del autoconsumo dependiendo de la región: Bruselas, Wallonia o Flandes. El modelo más atractivo es el de Bruselas y Wallonia, permitiendo el Balance Neto y además recibiendo un pago anual durante 5 años que garantiza el retorno de la inversión en 8 años y un TIR del 5%. El programa de la región de Flandes es el menos atractivo actualmente ya que sólo garantiza un TIR del 5%, además, Flandes ha sido la primera región en introducir una tasa de red o *grid fee*, una medida que ha causado gran controversia.

Nos vamos a centrar en el programa QUALIWATT aplicado en la región de Wallonia, cuyo desarrollo muestra la Figura 13. El montante recibido durante los 5 primeros años de vida de la instalación tiene en cuenta el coste de producir un kWh con una instalación de 3 kWp, la producción total teórica, y el ahorro en la factura generado por el Balance Neto. Estos pagos con actualizados bianualmente por el regulador CWaPE y varían según la compañía distribuidora [21].

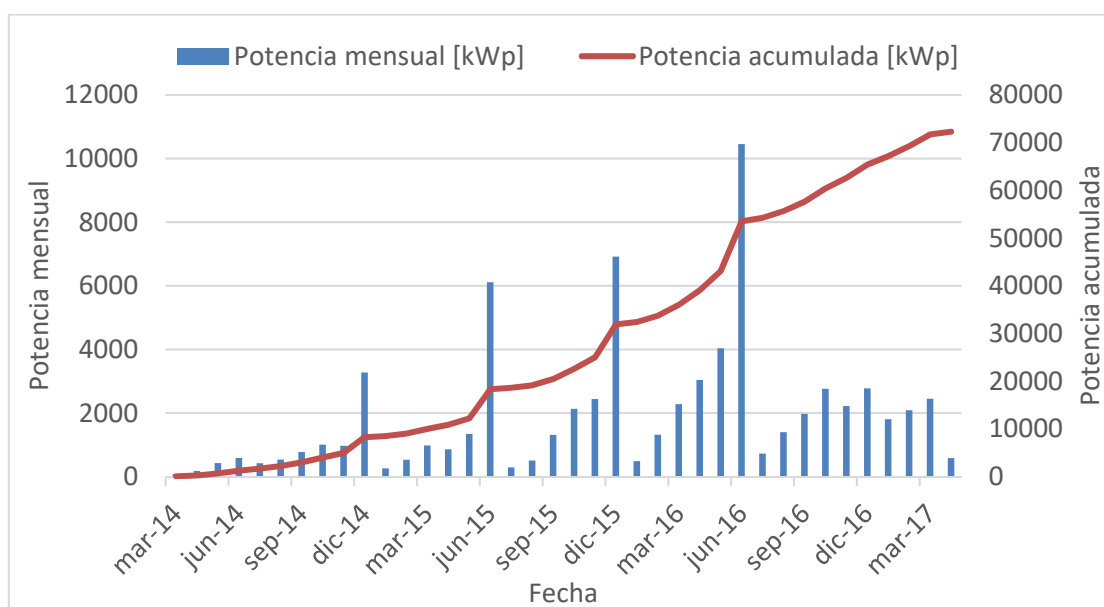


Figura 13. Potencia instalada mensual y acumulada programa QUALIWATT. Fuente: [22] y elaboración propia.

Las características principales del programa QUALIWATT son:

- Instalaciones con potencia < 10 kWp: pago directo de una prima durante los 5 primeros años y calculada para obtener un retorno de la inversión de 8 años (TIR 5% para una instalación de 3 kWp en 20 años).
- Para instalaciones de potencia superior, un sistema de Certificados Verdes controla el desarrollo del mercado, garantizando un TIR del 7% en 20 años.

Además de la prima durante 5 años, las instalaciones fotovoltaicas en Bélgica cuentan con una compensación horaria tipo Balance Neto, lo que nos permite aprovechar los excedentes generados.

El método de cálculo de la prima QUALIWATT se basa, básicamente, en las siguientes expresiones [23]:

$$SPB_j = \frac{(SB_j/5)}{P_{REF}} \left[\frac{EUR}{kWp} \right] \quad [1]$$

Siendo:

- SPB_j: Prima anual durante 5 años en función de la potencia
- SG_j: Prima que recibe una instalación de 3kWp durante 5 años
- Pref: Potencia de referencia (3kWp)

$$SB_j = [I_{TOT,j} + O\&M_j - CE_j] [EUR] \quad [2]$$

Siendo:

- I_{TOT,j}: coste total de la inversión [EUR]
- O&M_j: coste explotación y mantenimiento durante 8 años [EUR]
- CE_j: coste del ahorro en la factura eléctrica por la electricidad autoconsumida durante 8 años [EUR]

Para saber más sobre el cálculo de la prima consultar Anexo D.

El mercado fotovoltaico belga es extremadamente dependiente de los generosos programas de fomento al autoconsumo. Variaciones en la legislación han producido descensos en el número de nuevas instalaciones instaladas, pese a seguir siendo atractivas desde el punto de vista de la rentabilidad.

El pago de tasas para sistemas de autoconsumo, como las ya introducidas en la región de Flandes, están actualmente bajo discusión para las otras dos regiones, con intención de introducirse en 2018 [24].

4. CASOS DE ESTUDIO

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo es analizar la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas para el sector residencial. Para la simulación de los diferentes escenarios se ha programado una macro en VBA cuyo código puede consultarse en el Anexo A, que calcula la rentabilidad y características de funcionamiento de instalaciones entre 100 y 5000 Wp. El conjunto total de datos obtenido en las simulaciones se muestra en el Anexo E.

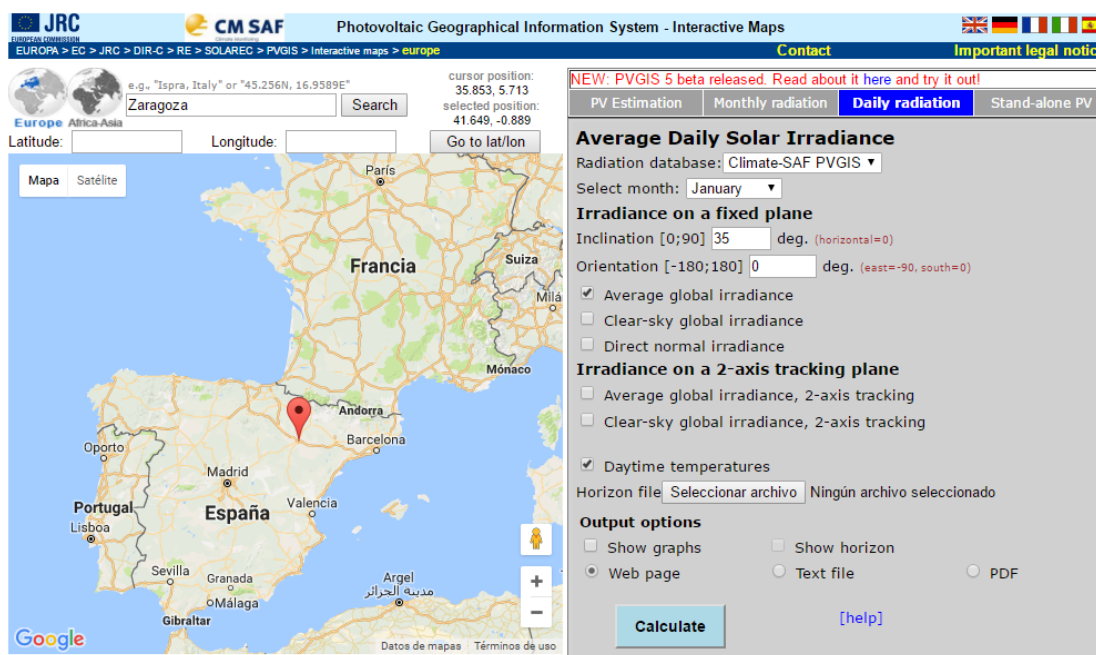
Los casos objeto de estudio son:

- Caso 1: RD 900/2015 Tipo 1.
- Caso 2: RD 900/2015 Tipo 1 con almacenamiento.
- Caso 3: RD 900/2015 Tipo 2.
- Caso 4: Modelo FiT normativa Alemania.
- Caso 5: Modelo Balance Neto normativa California.
- Caso 6: Modelo QUALIWATT normativa Bélgica.

4.2. DATOS DE IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN

Los casos de estudio se van a centrar en Zaragoza. Debido a sus condiciones climáticas, podemos afirmar que es una ciudad representativa para el conjunto de España.

Como fuente para los datos de irradiación, se utiliza la base de datos de la Comisión Europea, PVGIS (Figura 14). Indicando la localización de Zaragoza en el mapa interactivo y una inclinación óptima de 35° teniendo en cuenta la altitud, obtenemos los datos de radiación solar para un día medio de cada mes en W/m².



The screenshot displays the PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) web interface. The main map shows Zaragoza, Spain, with a red pin indicating the location. The interface includes a search bar with 'Zaragoza' entered, a 'Search' button, and a 'Go to lat/lon' button. The 'Average Daily Solar Irradiance' section is active, showing the radiation database as 'Climate-SAF PVGIS', the month as 'January', and the inclination as 35 degrees. The 'Irradiance on a fixed plane' section has 'Average global irradiance' selected. The 'Irradiance on a 2-axis tracking plane' section has 'Daytime temperatures' selected. The 'Output options' section has 'Web page' selected. A 'Calculate' button is visible at the bottom.

Figura 14. Página web PVGIS. Fuente: PVGIS

Los datos proporcionados están tomados con un tiempo de muestreo de 15 minutos. La herramienta Excel se encarga de pasarlos a horarios para poder luego solapar las curvas de generación y consumo.

La idea fundamental de este trabajo es poder estimar la potencia fotovoltaica a instalar más conveniente para el consumidor. Por tanto, es capital poder calcular la energía producida en función de la potencia.

La Potencia Pico instalada [Wp] se define como la potencia obtenida en condiciones STC ($T_a=25^\circ\text{C}$, $G_{\text{STC}}=1000 \text{ W/m}^2$ y $A.M.=1.5$). De esta manera como se muestra en la Figura 15, una placa de, por ejemplo, 1 m^2 y rendimiento del 15%, en condiciones STC nos estaría dando una potencia pico de 150 Wp.

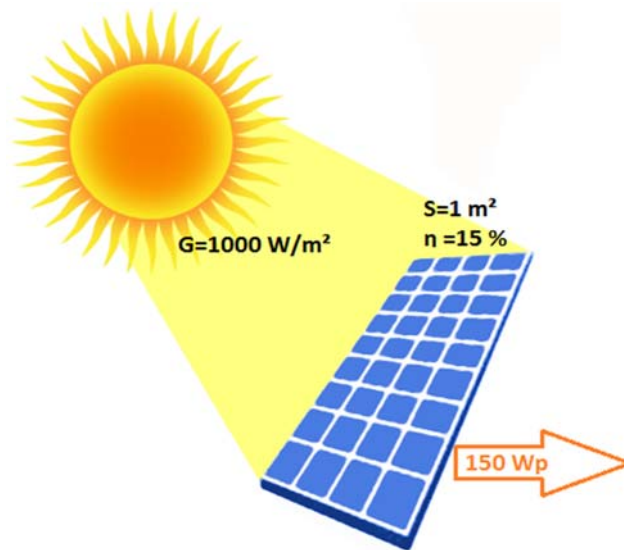


Figura 15. Esquema funcionamiento. Fuente: www.clipartlord.com y elaboración propia.

La instalación a estudiar no va a recibir una radiación $G_{\text{STC}}=1000 \text{ W/m}^2$ sino una radiación horaria cualquiera $R[\text{Wh/m}^2]$ dependiendo del mes y la hora del día. Además, no instalamos 150 Wp, sino una potencia cualquiera $Pp[\text{Wp}]$ con un rendimiento $\eta[\%]$. Añadimos también el factor Performance Ratio (PR) que tiene en cuenta pérdidas por temperatura y otros factores.

De esta forma, obtendríamos una producción:

$$\text{Producción [Wh]} = R \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] * \frac{\eta}{100} * \frac{Pp [\text{Wp}]}{1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * \frac{\eta}{100}} * PR$$

Vemos que tal y como hemos planteado el problema, la producción nos queda independiente del rendimiento de la instalación, que será capital para saber cuántos m^2 de paneles serán necesarios. En este estudio se considera que el espacio no es una limitación, por lo que la expresión final es:

$$\text{Producción [Wh]} = R \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] * \frac{Pp [\text{Wp}]}{1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]} * PR$$

4.3. DATOS CONSUMO

Como la idea de este trabajo es ofrecer la mayor flexibilidad posible, se ha programado en Excel un formulario en Visual Basic que permite introducir los consumos para cada mes y cada hora. El código utilizado puede consultarse en el Anexo B y las curvas de consumo generadas en el Anexo C.

Según datos de REE [25], un hogar medio español consume 9 kWh/día, lo que se traduce en unos 3285 kWh al año. Con los datos de consumo introducidos en el estudio, nos movemos entre 8.93 kWh/día el mes de más demanda que es febrero, y 7.99 kWh/día en el caso de junio, el mes que menos. Al año suponen 3165.5 kWh, por lo que se puede afirmar que los consumos introducidos corresponden con un hogar medio.

En el formulario, como se puede ver en la Figura 16, se han incluido los electrodomésticos típicos de una casa con sus respectivas potencias. Teniendo en cuenta que estas potencias son orientativas y pueden variar en cada caso particular, se ha diseñado de tal manera que sean fácilmente modificables.

- Bombillas
- Fluorescentes
- Frigorífico
- Horno
- Lavavajillas
- Lavadora
- Extractor
- Televisión
- Aire acondicionado
- Plancha
- Otros (microondas, radio, otros consumos...)

The screenshot shows a Visual Basic UserForm titled "UserForm1" with a close button (X) in the top right corner. The form is divided into two main sections: "Seleccione un mes" (Select a month) and "Seleccione una hora" (Select an hour). Below these are two rows of appliance data, each with a checkbox, a power field (Potencia [W]), and a coefficient field (Coeficiente). A large "Insertar" button is at the bottom.

Appliance	Checked	Potencia [W]	Coeficiente
Bombilla	<input checked="" type="checkbox"/>	10	2
Fluorescente	<input checked="" type="checkbox"/>	20	1
Frigorífico	<input checked="" type="checkbox"/>	300	0.25
Horno	<input type="checkbox"/>	2000	0.5
Lavavajillas	<input type="checkbox"/>	1500	0.15
Lavadora	<input type="checkbox"/>	1500	0.15
Extractor	<input type="checkbox"/>	200	0.5
Televisión	<input checked="" type="checkbox"/>	200	0.5
Vitroceramica	<input type="checkbox"/>	2000	0.4
Aire acondicionado	<input type="checkbox"/>	2000	0.5
Plancha	<input type="checkbox"/>	2400	0.1
Otros	<input checked="" type="checkbox"/>	250	0.3

Figura 16. Formulario para la introducción de consumos domésticos. Fuente: elaboración propia.

En cuanto a los coeficientes que las acompañan, se han incluido ya que los datos de consumo no son instantáneos, sino horarios. De esta manera, el coeficiente del frigorífico se ha obtenido teniendo en cuenta que trabaja de manera casi constante todo el año. En el caso de las bombillas o fluorescentes, indican la cantidad de cada uno. En los demás, pueden indicar que no se usa la hora entera sino un tiempo inferior, o que no se usan a plena potencia.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

En primer lugar, debido al objetivo de ser lo más flexible posible en los casos de estudio, este trabajo no estudia una instalación fotovoltaica (paneles, inversor...) concreta. Se trabaja entonces con un precio (€/Wp) de instalación en tejado. La Figura 17 muestra el coste de instalaciones fotovoltaicas de 10 a 100 kWp sobre tejado en Alemania.

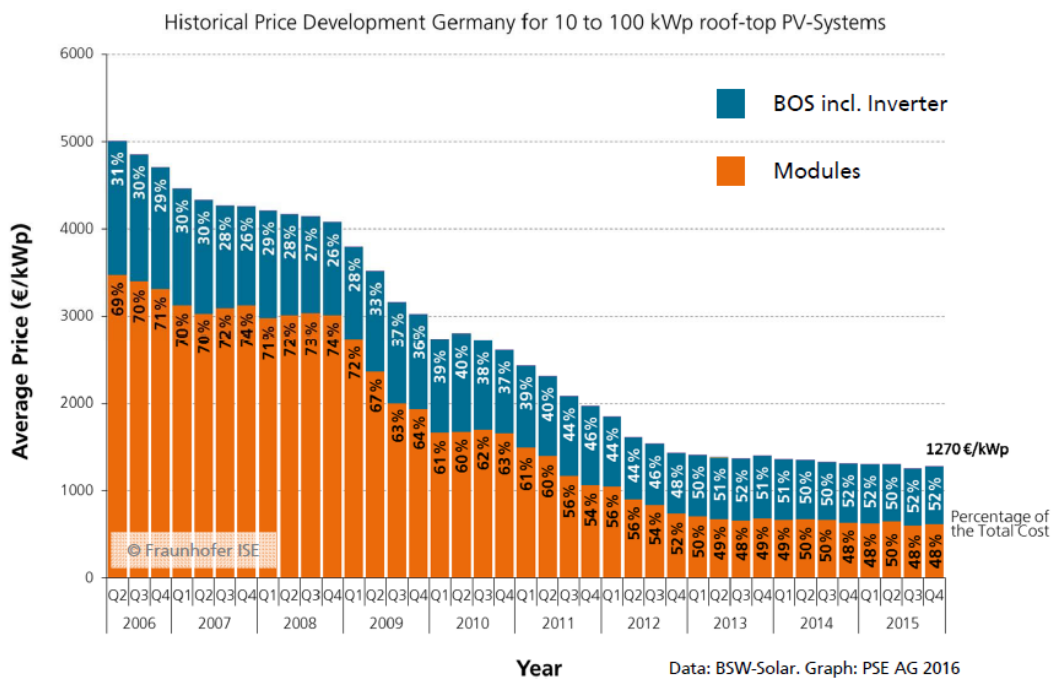


Figura 17. Precio histórico de instalaciones fotovoltaicas sobre tejado. Fuente: ISE[13]

En el caso residencial que es el que nos ocupa, las instalaciones más grandes estarán alrededor de 5 kWp, por lo que los precios serán algo más elevados que los mostrados en la figura anterior. Otro estudio orientado al sector residencial [26], descompone los componentes de una instalación fotovoltaica con generador diésel según precios de mercado. Si descontamos el generador diésel, que no nos interesa en este caso, obtenemos un precio de 1.44€/Wp.

Component	Price per Watt (€/W) (Market Research)
PV Panel	0.55
Mounting structure	0.34
Diesel Generator	0.42
Inverter with MPPT	0.24
Controller	0.31

Figura 18. Descomposición elementos instalación fotovoltaica + generador diésel. Fuente: [26]

Analizando precios de mercado y queriendo ser conservador, en este estudio se usará un precio de 1.8 €/Wp. Teniendo en cuenta la variación de los precios y el previsible descenso de éstos en el futuro, se realiza un análisis de sensibilidad para ver cómo afecta el precio de la instalación a la rentabilidad. En caso de incluir almacenamiento, se ha hecho un estudio de mercado y se ha llegado a la conclusión de que el precio actual está en torno a 1 €/Wh, precio que se sumará a la inversión inicial.

El análisis de la rentabilidad se realiza a través del Valor Actual Neto o VAN en un periodo de 25 años. Se utiliza una tasa de descuento r , del 4% como valor estándar, aunque también se analiza la rentabilidad con otras tasas (2 y 6%) para tener una visión más amplia de cómo podría afectar el precio del dinero al estudio.

Con respecto al precio de la electricidad, se utiliza un precio medio de 0,11€/kWh bajo la tarifa PVPC 2.0A, así como un valor de referencia para la inflación anual del 1%, y se calcula cómo varía la rentabilidad en caso de que la inflación fuera del 2 y 3%.

Además de la instalación inicial, el análisis tiene en cuenta los costes de mantenimiento, *O&M costs*, valorados en 20€/año, así como el cambio del inversor en el año 15 que se valora como 0.2€/W y una degradación anual de los paneles de 0.5%/año.

4.5. DETALLE DE LOS CASOS

En primer lugar, nos servimos de la macro programada para analizar la rentabilidad de instalaciones de 100 a 5000 Wp a un precio de 1.8 €/Wp, 1% de inflación del precio de la electricidad anual, utilizando distintas tasas de descuento en el cálculo del VAN, 2%, 4% y 6%, siendo la de referencia 4%.

Se selecciona la potencia más interesante en función de la rentabilidad y los años de retorno de la inversión. Con esta potencia se hace un análisis de sensibilidad en función del precio de la instalación (1.4, 1.6, 1.8 y 2 €/Wp) y de la inflación del precio de la electricidad (1, 2 y 3%).

4.5.1. CASO 1. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1

En este caso se estudian las instalaciones reguladas por el RD 900/2015 acogidas a la modalidad Tipo 1. Con esta normativa el autoconsumo está permitido, pero los excedentes generados, debido a la no coincidencia de las curvas de consumo y generación, no son remunerados de ninguna manera.

De esta manera, la rentabilidad de la instalación es debida únicamente al ahorro en la factura eléctrica.

4.5.2. CASO 2. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1 CON ALMACENAMIENTO

Puesto que la modalidad Tipo 1 no remunera los excesos vertidos a red, resulta interesante analizar el comportamiento de la rentabilidad en el caso de instalar sistemas de almacenamiento. El objetivo es almacenar los excedentes, para poder reducir después la energía importada de red (Figura 19)

Una vez explicados los equipos de medida y cargos fijos en el apartado 3.1.3 y 3.1.4 respectivamente, se deduce que la mejor opción es la correspondiente a la instalación tipo A representada en la Figura 6 de dichos apartados.

De esta forma, la Potencia de Aplicación de Cargos es igual a la suma de la potencia de consumo proveniente de la red, registrada por el contador de la compañía, y la potencia de generación de la instalación fotovoltaica, registrada por el contador de generación.

Teniendo en cuenta que la Potencia de Cargos Fijos es la diferencia entre la Potencia de Aplicación de Cargos y la Potencia Contratada, esta diferencia sólo será mayor que cero cuando la suma de la potencia consumida fotovoltaica y la potencia consumida de red sea mayor que la contratada.

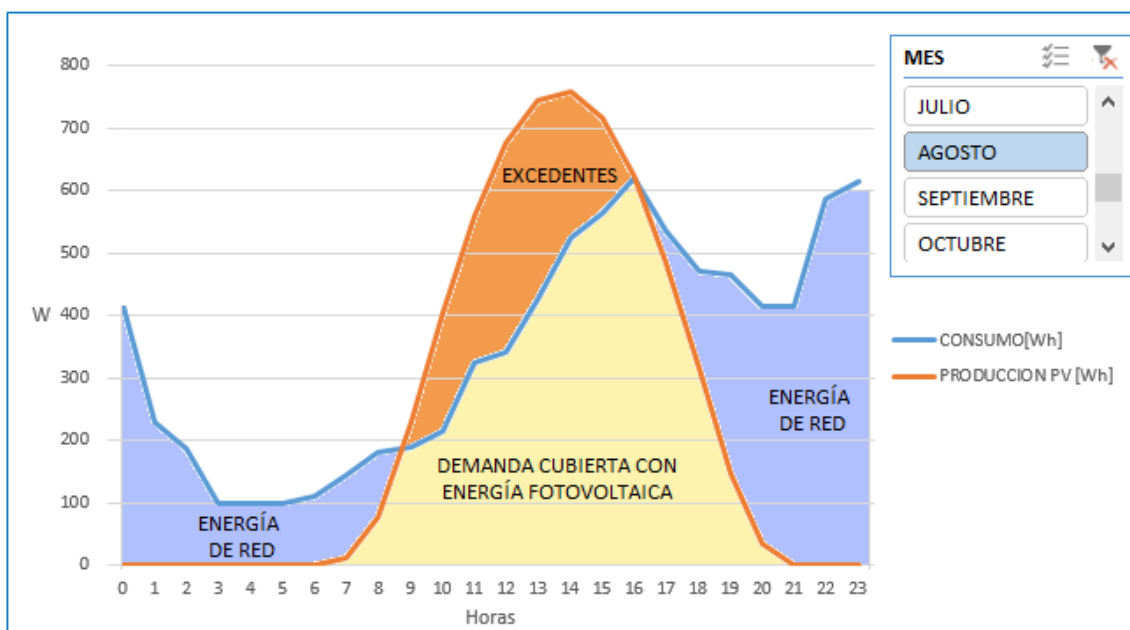


Figura 19. Perfil consumo y generación instalación 1000 Wp en agosto. Fuente: Elaboración propia

En el estudio que nos ocupa, manteniendo una potencia contratada razonable y teniendo en cuenta que no trabajamos con consumos instantáneos sino horarios, lo que dificulta saber qué ocurre en picos de demanda, supondremos que la diferencia nunca es positiva, y por tanto, que los cargos son cero.

Para las simulaciones con almacenamiento, se modifica el código del programa mostrado en el Anexo A. El objetivo es simular el comportamiento y rentabilidad de distintas potencias pico (de 100 a 5000 Wp), y para cada una de ellas, distintas capacidades de almacenamiento (de 200 a 3000Wh).

Se simulan diferentes configuraciones variando el precio de la instalación y baterías en función de la tasa de descuento r , y se analizan los resultados.

En este caso los ingresos provienen del ahorro en la factura eléctrica y del valor de los excedentes que almacenemos en las baterías.

4.5.3. CASO 3. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 2

Este escenario se centra en la modalidad Tipo 2 del RD 900/2015. En ésta, se remunerar los excedentes a precio de *pool*, pero se pasa a ser, además de consumidor, generador. Por esta razón hay que asumir el peaje a la generación (0,5€/MWh) y el impuesto del 7% sobre la producción. Además, habrá que pagar el cargo variable especificado en la Figura 9 del apartado 3.1.4.

En este caso los ingresos vendrán dados por el ahorro en la factura más los ingresos por venta de energía, menos los peajes, impuestos y cargos a la generación.

4.5.4. CASO 4. NORMATIVA FIT ALEMANIA

Para este caso hacemos una aproximación para hallar el FiT adecuado para el sistema español. Teniendo en cuenta que el precio de la electricidad para el consumidor en Alemania alrededor de 29 €-cent/kWh según la Figura 10, y que el FiT para instalaciones residenciales de poca potencia está en 12 €-cent/kWh, hallamos que el precio proporcionado para el caso español sería de unos 5 €-cent/kWh.

Bajo la legislación alemana, los ingresos vendrán determinados por el ahorro en la factura más la prima recibida por los kWh excedentes.

4.5.5 CASO 5. BALANCE NETO CALIFORNIA

En este caso los excedentes son remunerados con un sistema de balance neto. La Tarifa Sucesora del Balance Neto, *NEM 2.0*, introduce como novedad que los usuarios deben acogerse a una tarifa tipo ToU, *Time of Use*, y un pago único de unos 100\$ por conectar la instalación. Trasladando estas características a nuestro país, se realiza el estudio incluyendo una tasa de 100€ a la inversión inicial, y usando la tarifa 2.0DHA, con valores de hora valle y pico 0,06 y 0,13 €/kWh respectivamente.

Los ingresos vendrán dados por el ahorro en la factura, los kWh retribuidos como balance neto, y, si la producción es mayor que la demanda, también tendremos ingresos por estos excesos.

4.5.6 CASO 6. PROGRAMA QUALIWATT BÉLGICA

El programa QUALIWATT se trata de un sistema híbrido al incorporar una retribución de los excedentes mediante balance neto, y una prima garantizada durante 5 años para conseguir un retorno de la inversión atractivo para el consumidor.

Siguiendo las indicaciones de cálculo de la prima del Anexo D, obtenemos que para nuestro caso de estudio la prima a aplicar es de 155 €/kWp·año. La prima máxima a percibir es la correspondiente a instalaciones de 3 kWp. El programa QUALIWATT permite instalar hasta 10 kWp, pero la prima será la misma que para 3 kWp.

De esta manera, los ingresos tenidos en cuenta serán el ahorro en la factura, ingresos durante los 5 primeros años de la prima y los excedentes del balance neto.

5. RESULTADOS

5.1. RESULTADOS CASO 1. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 1

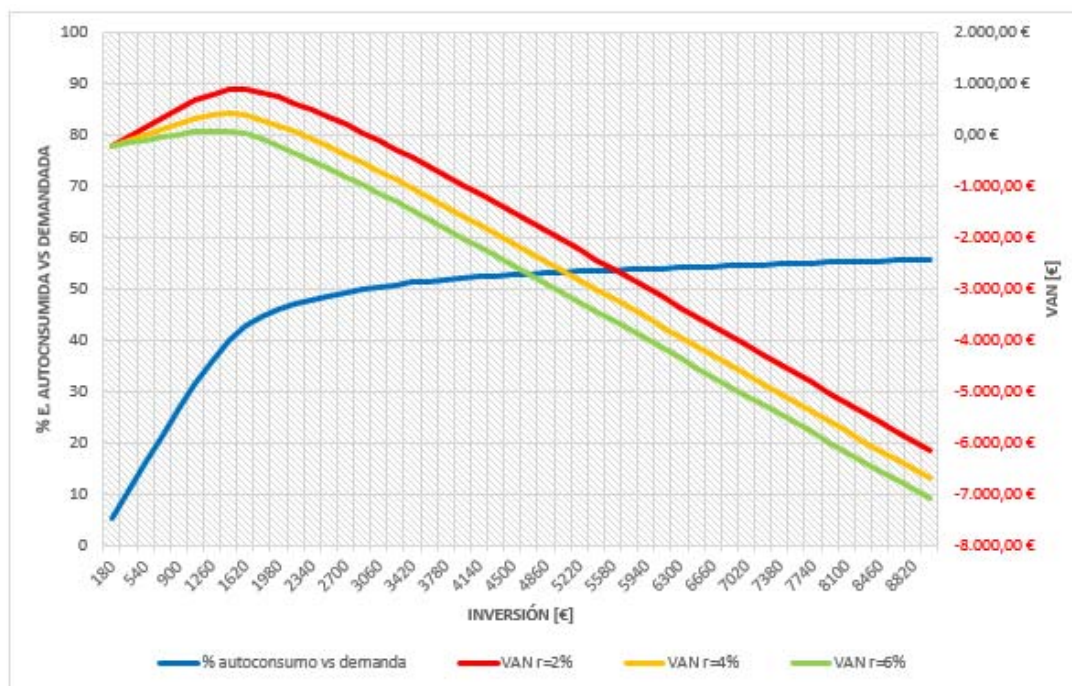


Figura 20. Variación del VAN y % energía autoconsumida con respecto a la inversión/potencia instalada Caso 1. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 20, el % de energía autoconsumida instantánea con respecto a la energía demandada asciende rápidamente, pero a partir de un cierto valor de potencia instalada se estanca, no llegando nunca al 60%.

También se desprende de la Figura 20 que hay una potencia para la cual la rentabilidad a los 25 años (VAN) es máxima, siendo esta mayor o menor en función de la tasa de descuento r . Se observa que los valores más adecuados para la instalación se encuentran entre 1260 y 1980€ de inversión, lo que se traduce a unas potencias de 700 a 1100 Wp.

Tomando $r=4\%$ como la tasa de descuento de referencia, vemos en la Tabla 1 que el coste de amortización de la inversión es muy alto. Esto es debido a que el único “ingreso” viene del ahorro en la factura, y, al no coincidir la curva de generación y consumo, el ahorro es poco.

POTENCIA INSTALADA [W]	INVERSIÓN INSTALACIÓN [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN $r=2\%$ [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN $r=4\%$ [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN $r=6\%$ [AÑOS]
700	1260	36,03415281	97,81511956	14	18	23
800	1440	39,90051991	95,19649008	14	18	23
900	1620	42,82580258	91,46228961	16	19	25
1000	1800	44,64241835	86,38330903	17	20	>25
1100	1980	45,94092428	81,24659446	18	22	>25

Tabla 1. Potencias más adecuadas para el caso 1 y años de retorno. Fuente: elaboración propia

Para una instalación Tipo 1, la Figura 20 muestra como no por aumentar la inversión, y por consiguiente la potencia instalada, obtenemos una mayor rentabilidad, sino lo contrario, ya que cada vez tenemos más excedentes que no son remunerados y desaprovechamos. Se desprende entonces que las instalaciones bajo la normativa RD 900/2015 Tipo 1 deben estar muy bien dimensionadas para adaptarse al consumo de la mejor manera posible.

Tomando para este caso una instalación de 900 Wp como la más adecuada, las Figuras 21 y 22 muestran el análisis de sensibilidad del VAN y años de retorno de la inversión en función del precio de la instalación y de la inflación del precio de la electricidad, respectivamente.

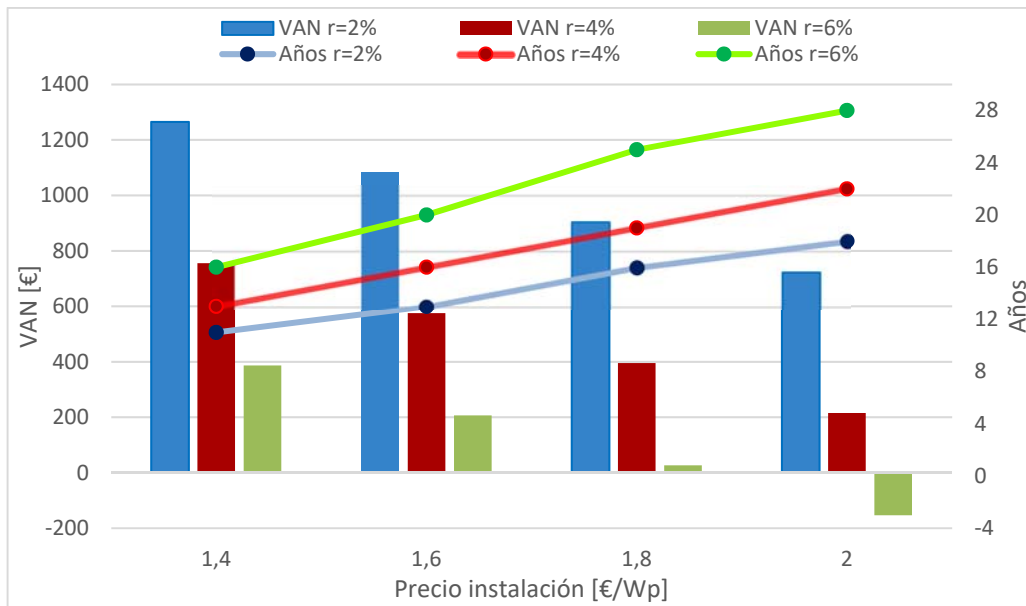


Figura 21. Análisis sensibilidad precio instalación Caso 1. Fuente: Elaboración propia

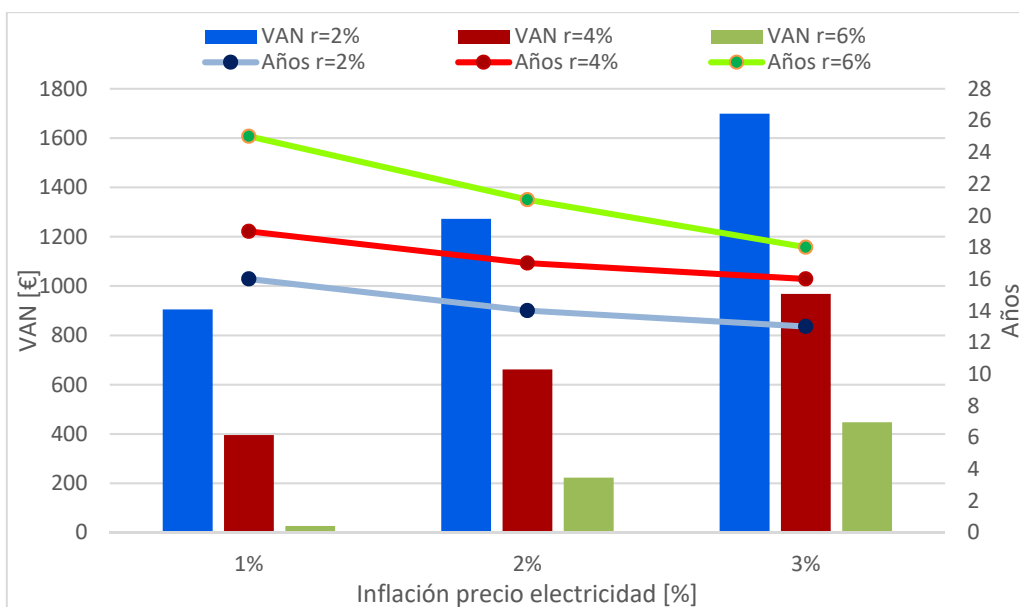


Figura 22. Análisis sensibilidad precio electricidad Caso 1. Fuente: Elaboración propia

De estos análisis de sensibilidad las conclusiones que obtenemos son que, con un precio de 1.8€/Wp la rentabilidad no es muy atractiva, sin embargo, con descensos de éstos en el futuro, la rentabilidad aumenta y los años de retorno de la inversión disminuyen significativamente (de 19 con 1,8€/Wp a 13 años con 1,4€/Wp, ambas con $r=4\%$).

Se observa también que la variación del precio de la electricidad afecta de manera notable los resultados, pudiendo ser un factor determinante en el estudio.

5.2. RESULTADOS CASO 2. RD 900/2015 TIPO 1 CON ALMACENAMIENTO

Como se ha visto en el Caso 1, las instalaciones reguladas bajo la modalidad Tipo 1 tienen una baja rentabilidad y los años de retorno de la inversión son elevados. Una manera de aprovechar la energía excedente, ya que no es remunerada de ninguna manera, es almacenarla en baterías.

Simulamos para obtener datos de las instalaciones con un precio de instalación fotovoltaica de 1.8 €/Wp, 1 €/Wh por las baterías y un 1% de inflación del precio de la electricidad. Los valores más interesantes se recogen en la Tabla 2.

POTENCIA PANELES INSTALADA [W]	CAPACIDAD BATERÍAS [Wh]	INVERSIÓN TOTAL [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN r=2% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=4% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=6% [AÑOS]
700	400	1660	36,89	99,78	19	25	>25
800	400	1840	41,69	98,81	19	23	>25
800	600	2040	42,01	99,44	21	>25	>25
900	400	2020	45,47	96,35	19	23	>25
900	600	2220	46,32	97,82	20	>25	>25
1000	400	2200	47,84	92,01	19	24	>25
1000	600	2400	49,22	94,28	20	>25	>25
1100	400	2380	49,53	87,34	20	>25	>25
1100	600	2580	51,07	89,73	21	>25	>25

Tabla 2. Potencias más adecuadas y capacidades para el caso 2 y años de retorno.

Fuente: elaboración propia

Los datos obtenidos de la simulación muestran que el almacenamiento sólo es rentable para capacidades de baterías muy pequeñas, con las cuales aumenta ligeramente el porcentaje de energía aprovechada, pero supone una mejora casi imperceptible con respecto al Caso 1 y conlleva un aumento de los años de retorno importante.

A partir de estos resultados se estudian diferentes escenarios que se recogen en las Figuras 23 y 24, variando el precio de la instalación fotovoltaica y baterías.

Ponemos especial atención en el caso 1.6€/Wp|0.7€/Wh|1100Wp|1400Wh. Esta instalación está dimensionada con la capacidad adecuada para almacenar todos los excedentes generados. Se aprecia que hay que utilizar una tasa de descuento baja, 2%, para que ésta o cualquiera de las combinaciones planteadas comience a ser interesante para el consumidor.

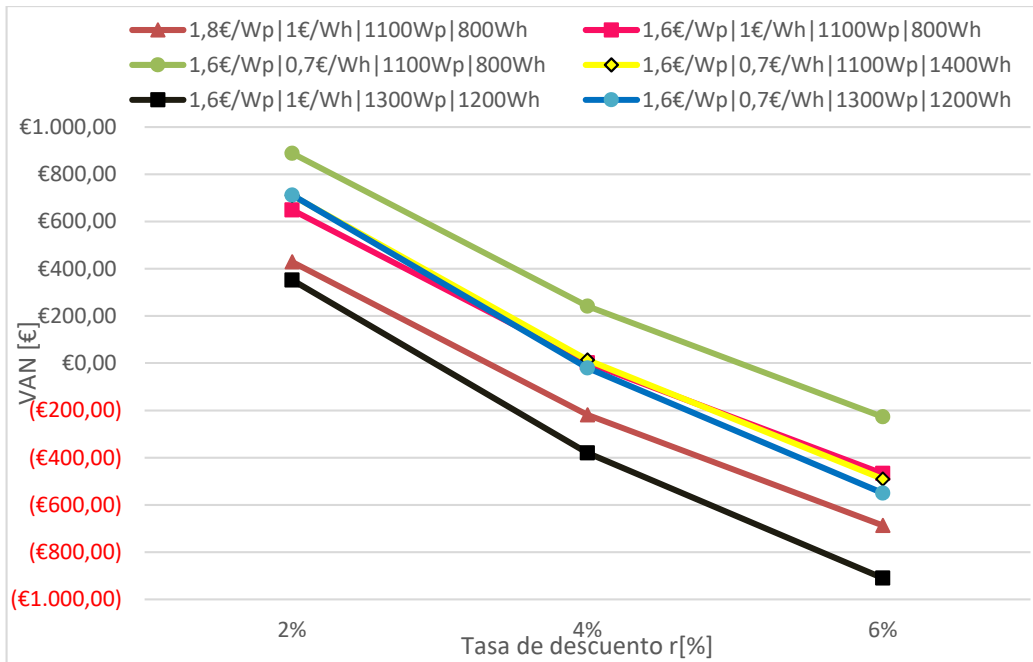


Figura 23. VAN para distintos escenarios en función de la tasa de descuento. Fuente: elaboración propia.

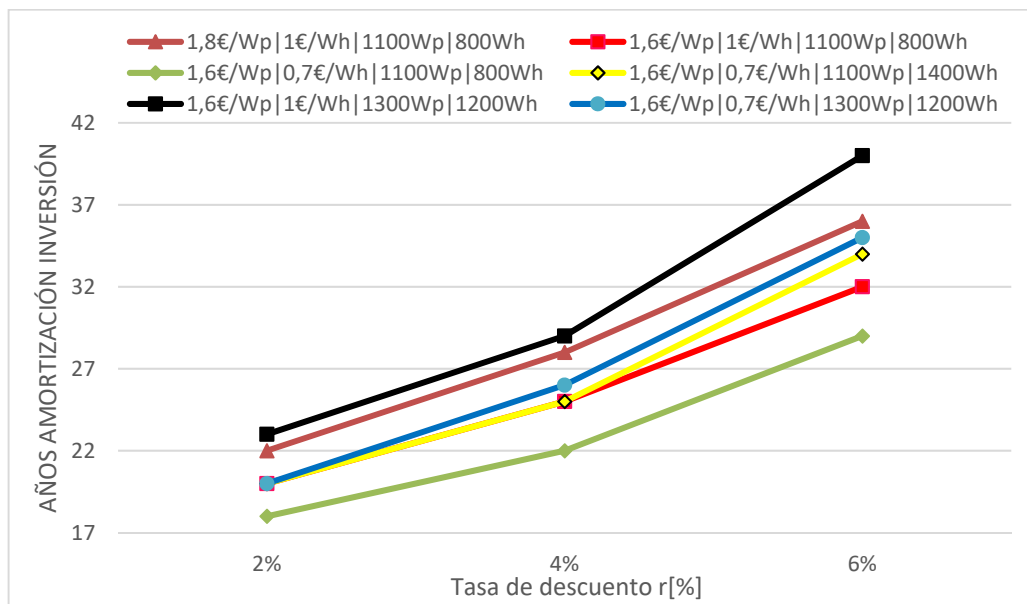


Figura 24. Años de retorno para distintos escenarios en función de la tasa de descuento. Fuente: elaboración propia.

Las conclusiones son, por tanto, que la instalación de baterías, pese a mejorar las características de las instalaciones Tipo 1, necesita unas condiciones muy favorables (bajo precio de la tecnología y baja tasa de descuento) para ser viables económicamente y atractivas para el consumidor.

5.3. RESULTADOS CASO 3. RD 900/2015 MODALIDAD TIPO 2

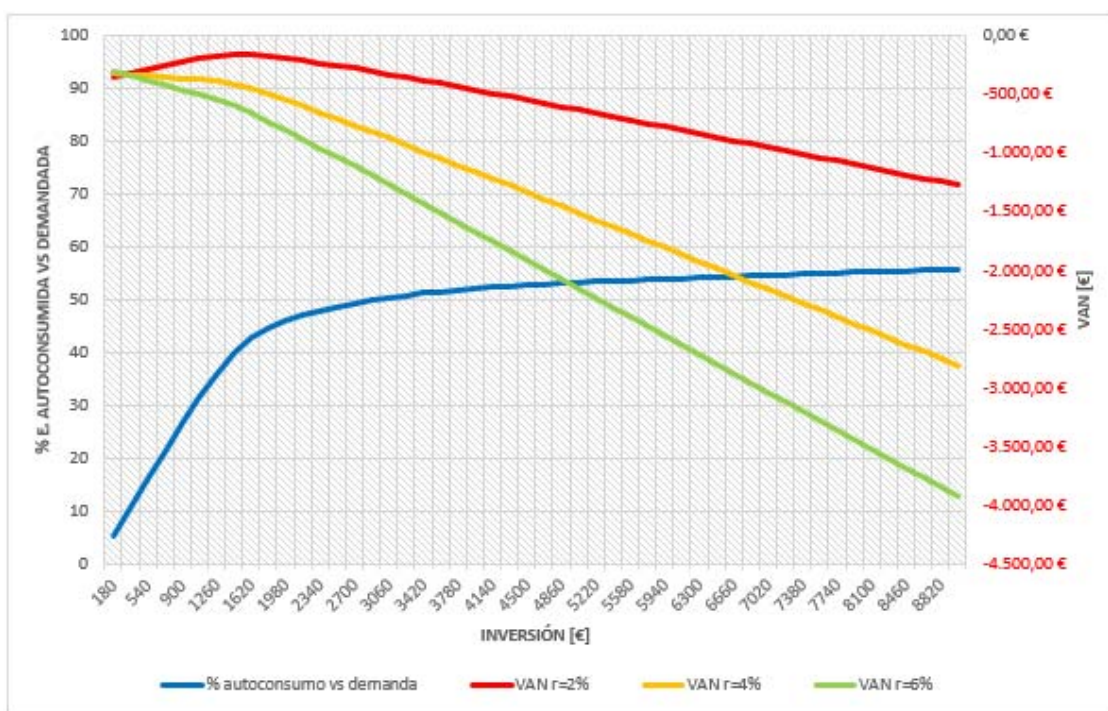


Figura 25. Variación del VAN y % energía autoconsumida con respecto a la inversión/potencia instalada Caso 3. Fuente: elaboración propia

POTENCIA INSTALADA [W]	INVERSIÓN INSTALACIÓN [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN r=2% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=4% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=6% [AÑOS]
700	1260	36,03415281	97,81511956	>25	>25	>25
800	1440	39,90051991	95,19649008	>25	>25	>25
900	1620	42,82580258	91,46228961	>25	>25	>25
1000	1800	44,64241835	86,38330903	>25	>25	>25
1100	1980	45,94092428	81,24659446	>25	>25	>25

Tabla 3. Potencias más adecuadas para el caso 3 y años de retorno. Fuente: elaboración propia

Las conclusiones para este caso son claras. La Figura 25 muestra que no hay ninguna potencia para la cual la rentabilidad llegue a ser positiva, por tanto, no sorprende la información mostrada por la Tabla 3, en el que ninguna de las potencias que normalmente nos dan los mejores resultados resulta rentable. La modalidad Tipo 2 no está pensada en absoluto para instalaciones del sector residencial, en la que la remuneración de los excedentes es muy poca en comparación con los cargos variables por energía consumida que hay que pagar, minando toda posibilidad de rentabilidad.

5.4. RESULTADOS CASO 4. NORMATIVA FIT ALEMANIA

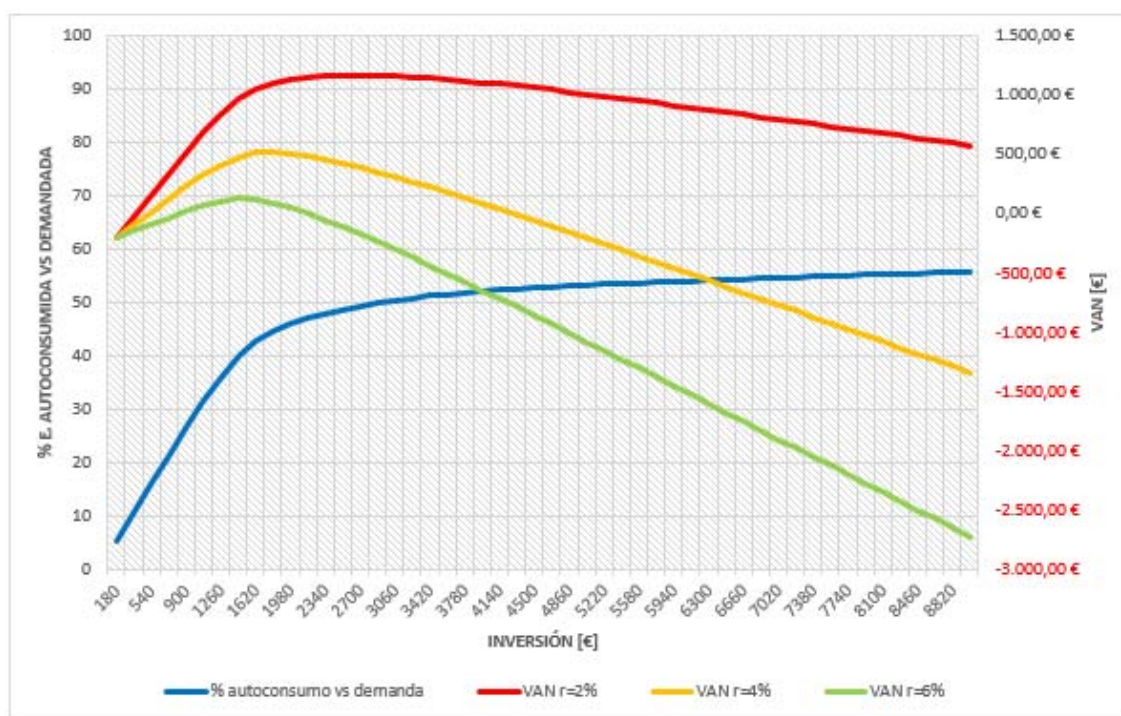


Figura 26. Variación del VAN y % energía autoconsumida con respecto a la inversión/potencia instalada Caso 4. Fuente: elaboración propia

POTENCIA INSTALADA [W]	INVERSIÓN INSTALACIÓN [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN r=2% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=4% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=6% [AÑOS]
700	1260	36,03415281	97,81511956	14	17	22
800	1440	39,90051991	95,19649008	14	17	22
900	1620	42,82580258	91,46228961	14	18	22
1000	1800	44,64241835	86,38330903	14	18	23
1100	1980	45,94092428	81,24659446	16	19	24
1200	2160	47,01462741	76,568368	16	19	>25
1300	2340	47,9463498	72,30425992	17	20	>25
1400	2520	48,66205571	68,29456958	17	21	>25

Tabla 4. Potencias más adecuadas para el Caso 4 y años de retorno. Fuente: elaboración propia

En este escenario, la Figura 26 muestra mayor diferencia entre las curvas de rentabilidad dependiendo de la tasa de descuento r . No obstante, sigue habiendo un rango de potencias, y por ende de inversiones, que resultan más adecuadas para el autoconsumidor.

Si comparamos este caso con el Caso 1, vemos que los años de amortización de la inversión no mejoran significativamente para potencias como 700 o 800 Wp, esto es debido a que la cantidad de excedentes para potencias de este rango es tan pequeña, que la remuneración de estos no supone una diferencia. Se observa, sin embargo, que

potencias como 1100 Wp consiguen amortizarse 3 años antes (22 en el Caso 1 frente a 19 en este caso). Esto es debido a que a partir de estas potencias los excedentes empiezan a ser apreciables y remunerarlos mejora la rentabilidad. A partir de potencias de 1500 Wp (2700 €), a pesar de tener más excedentes, no consiguen compensar el incremento de la inversión inicial y la rentabilidad disminuye notablemente.

Tomando para este caso una instalación de 1100 Wp como la más adecuada, la Figura 27 y 28 muestran el análisis de sensibilidad del VAN y años de retorno de la inversión en función del precio de la instalación e inflación del precio de la electricidad.

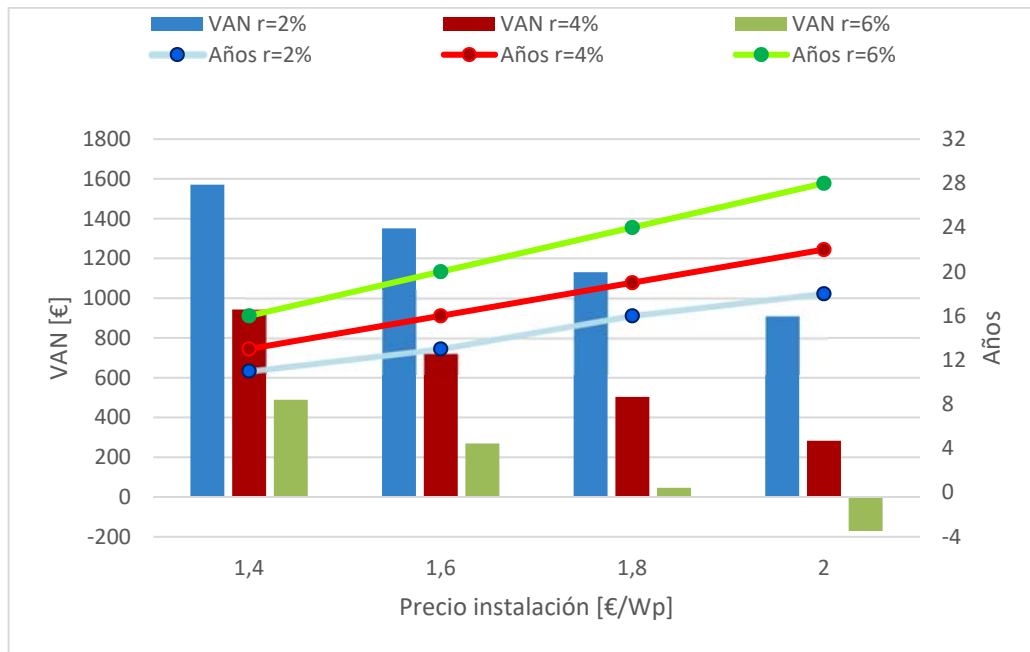


Figura 27. Análisis sensibilidad precio instalación Caso 4. Fuente: Elaboración propia

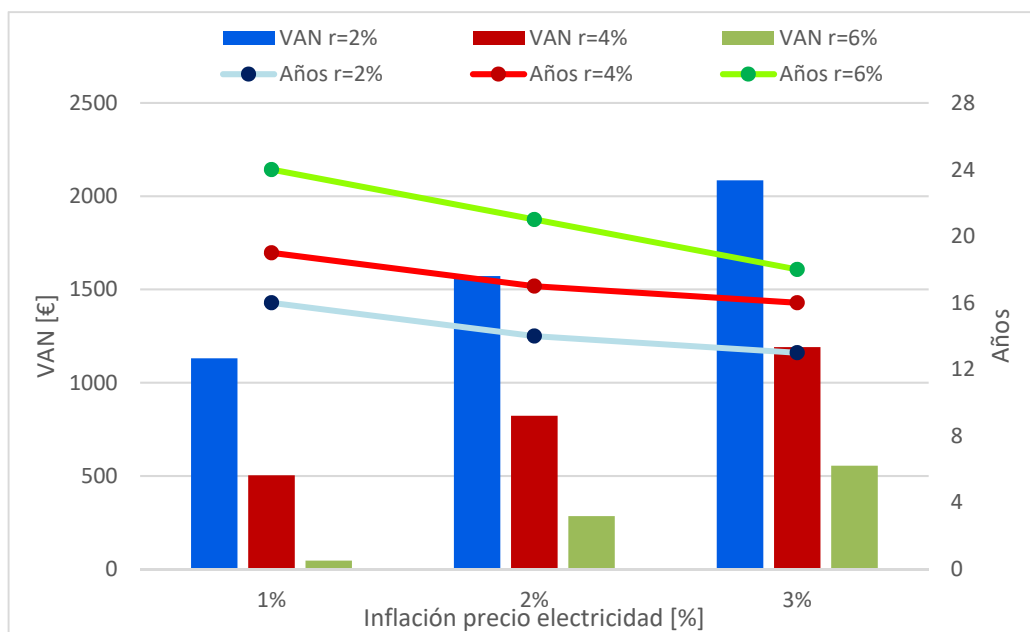


Figura 28. Análisis sensibilidad precio electricidad Caso 4. Fuente: Elaboración propia.

Se vuelve a observar la gran influencia del precio de la instalación en VAN y años de retorno de la inversión. Con una normativa como la alemana, un descenso del precio de la instalación permitiría instalar potencias mayores y obtener mayores rentabilidades. Comparando con el Caso 1, vemos que el precio de la instalación también consigue rebajar el retorno de la inversión de 19 años con 1,8€/Wp a 13 años con 1,4€/Wp con $r=4\%$, con la diferencia de que en el Caso 1 la potencia elegida era 900Wp y en este 1100Wp.

La conclusión final es que, pese a no haber una gran diferencia con el Caso 1, sí que es cierto que un FiT de 0.05€/kWh permite aumentar la potencia pico a instalar y cubrir un porcentaje mayor de nuestra demanda, obteniendo valores similares de rentabilidad y años de retorno.

5.5. RESULTADOS CASO 5. BALANCE NETO CALIFORNIA

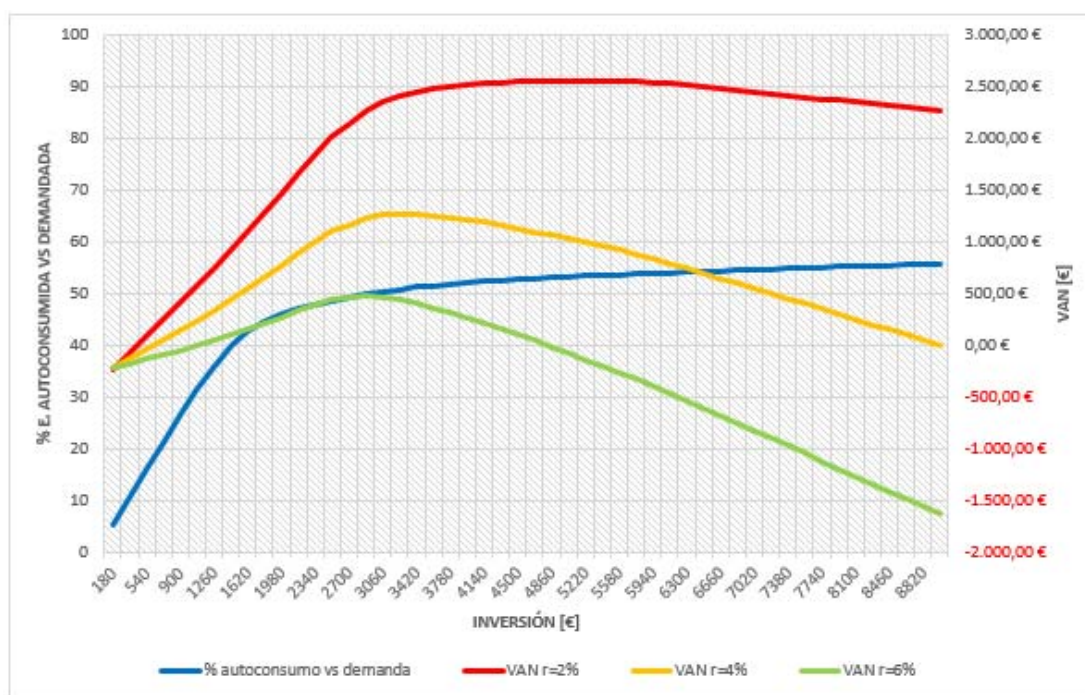


Figura 29. Variación del VAN y % energía autoconsumida con respecto a la inversión/potencia instalada Caso 5. Fuente: elaboración propia

POTENCIA INSTALADA [W]	INVERSIÓN INSTALACIÓN [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA INSTANTANEA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA INSTANTANEA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN r=2% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=4% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=6% [AÑOS]
1600	2880	49,89	61,45	13	16	19
1700	3060	50,38	58,49	13	16	20
1800	3240	50,85	55,81	13	16	20
1900	3420	51,24	53,31	13	17	21
2000	3600	51,57	50,98	13	17	21
2100	3780	51,85	48,84	14	17	22
2200	3960	52,13	46,88	14	18	23

Tabla 5. Potencias más adecuadas para el Caso 5 y años de retorno. Fuente: elaboración propia

La Figura 29 nos muestra que, bajo este esquema, las inversiones, y por tanto potencias, que nos dan mayor rentabilidad son más altas que en otros casos. En la Tabla 5 se han recogido las potencias más interesantes en función de la rentabilidad. Obtenemos menores años de retorno de inversión que en los casos 4 (Fit) y 1 (Tipo 1, excedentes sin remuneración) utilizando mayores potencias y por tanto inversiones.

Vamos en la Figura 29 y Tabla 5 que una instalación de 1800 Wp es la más adecuada y a partir de ella observamos en las Figuras 30 y 31 cómo afecta el precio de la instalación y la inflación del precio de la electricidad en la rentabilidad y años de retorno. Como viene siendo habitual, se aprecia la gran influencia de ambas dos variables en el estudio.

Cabe destacar que con 1800Wp generamos prácticamente la misma cantidad que consumimos (2979.5 kWh anuales generados, frente a 3155.3 kWh de demanda anual). Esto indica que una instalación mayor, que genera más energía de la que consumimos obtiene una menor rentabilidad, ya que los excedentes generados no compensan el aumento de la potencia instalada.

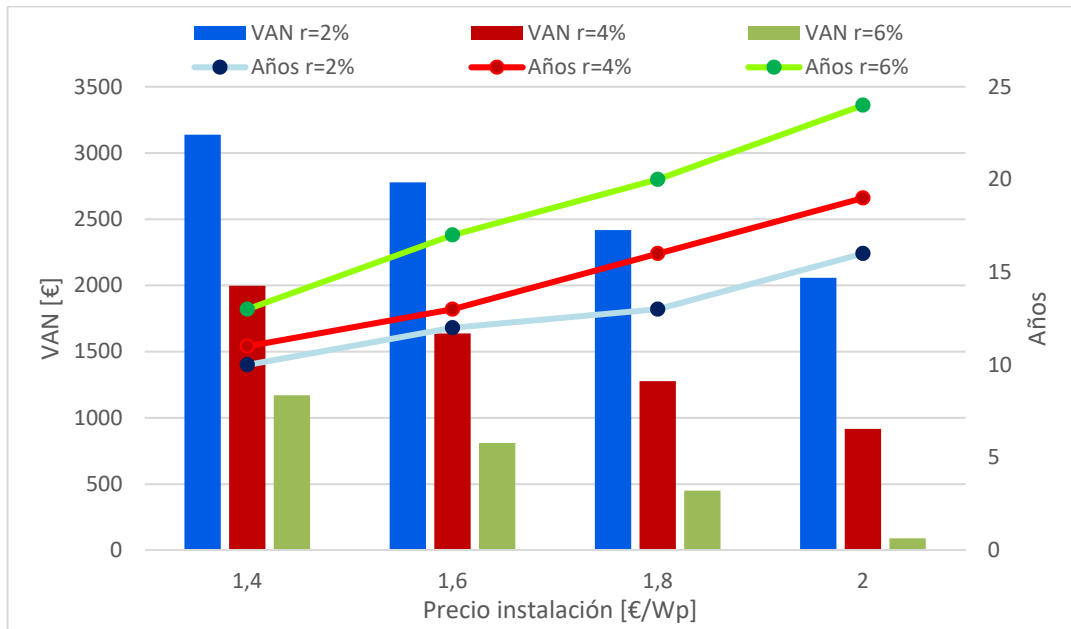


Figura 30. Análisis sensibilidad precio instalación Caso 5. Fuente: Elaboración propia

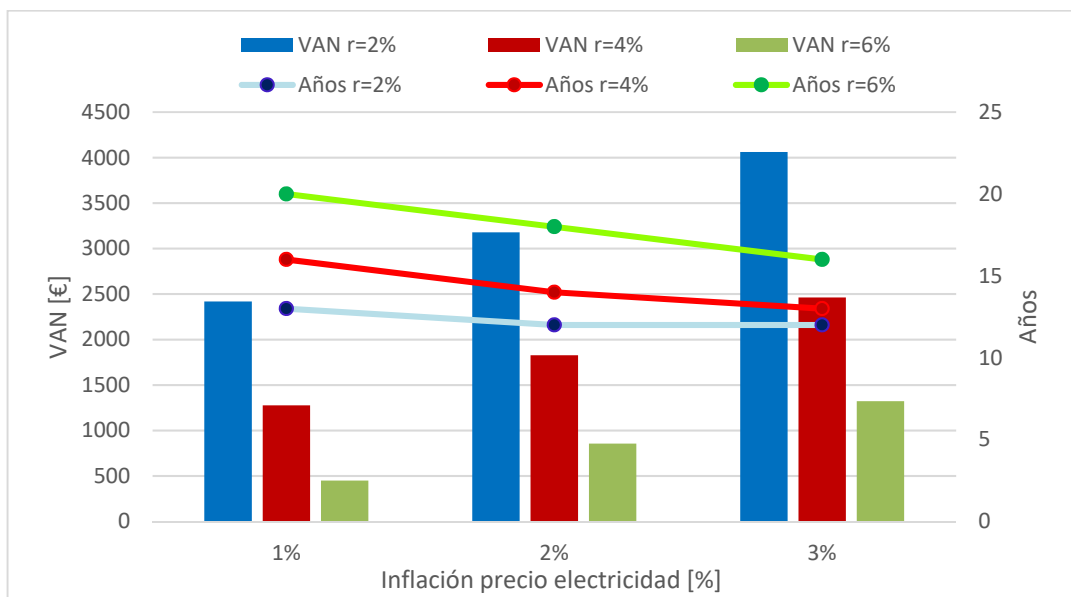


Figura 31. Análisis sensibilidad precio electricidad Caso 5. Fuente: Elaboración propia.

Este programa de autoconsumo es el más beneficioso de los hasta ahora analizados. Permite instalaciones de potencias superiores a los anteriores con una buena rentabilidad. Esto nos permite aumentar el porcentaje de energía autoconsumida de manera instantánea y llegar incluso a autoconsumir de forma virtual el 100% de la energía producida, al usar la red como sistema de almacenamiento.

5.6. RESULTADOS CASO 6. PROGRAMA QUALIWATT BELGICA

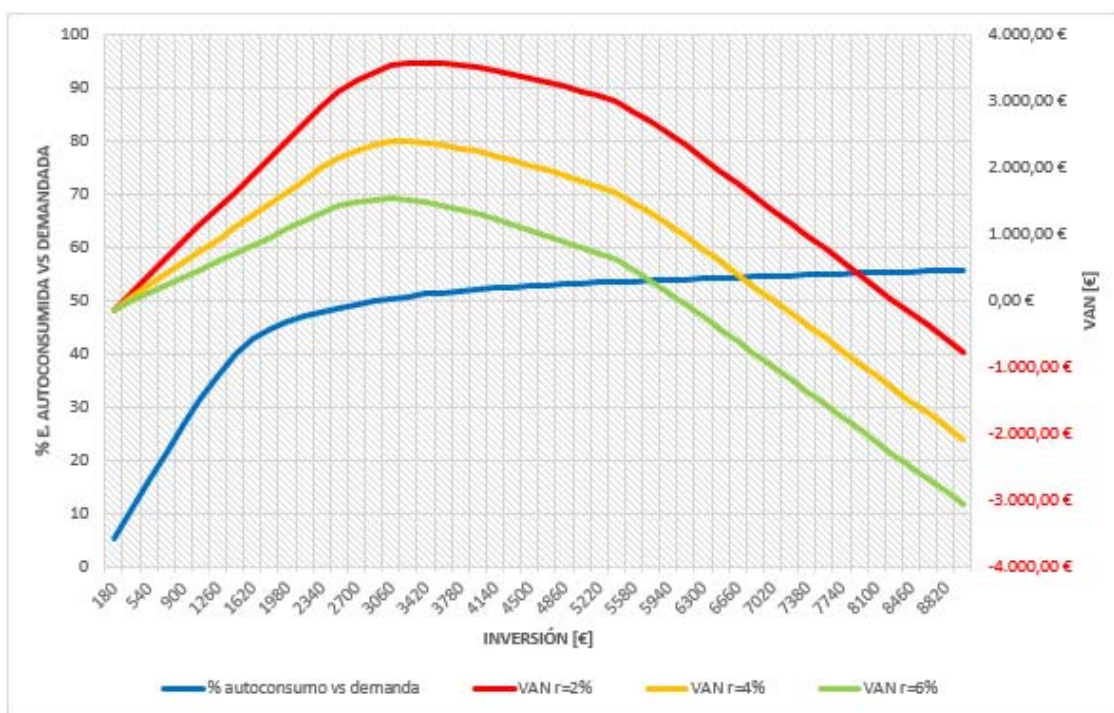


Figura 32. Variación del VAN y % energía autoconsumida con respecto a la inversión/potencia instalada Caso 6. Fuente: elaboración propia

POTENCIA INSTALADA [W]	INVERSIÓN INSTALACIÓN [€]	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS DEMANDADA	% ENERGÍA AUTOCONSUMIDA VS TOTAL GENERADA	RETORNO INVERSIÓN r=2% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=4% [AÑOS]	RETORNO INVERSIÓN r=6% [AÑOS]
1500	2700	49,30210317	64,70637667	7	8	9
1600	2880	49,87287203	61,45276781	7	8	10
1700	3060	50,38635667	58,49441112	8	9	10
1800	3240	50,84686705	55,79854711	8	9	10
1900	3420	51,2445356	53,31216478	8	9	11
2000	3600	51,57075148	50,98341694	8	10	11
2100	3780	51,85698247	48,84059851	9	10	12
2200	3960	52,13423212	46,88465499	9	10	12

Tabla 6. Potencias más adecuadas para el Caso 6 y años de retorno. Fuente: elaboración propia

La Figura 32 muestra la evolución del VAN con respecto a la inversión (potencia) de la instalación. Vemos que hay un máximo en torno a 3240€ que corresponde a una instalación de potencia 1800 Wp como muestra la Tabla 6.

Como ya se ha comentado en el caso anterior, que la máxima rentabilidad se consiga con esta potencia tiene sentido. Teniendo en cuenta los consumos introducidos, una instalación de 1800Wp se adapta bien en para sistemas con Balance Neto.

Con potencias menores, los excedentes generados no alcanzan para cubrir nuestros consumos, y con potencias mayores tenemos más excedentes de los necesarios que no son compensados mediante el sistema Balance Neto.

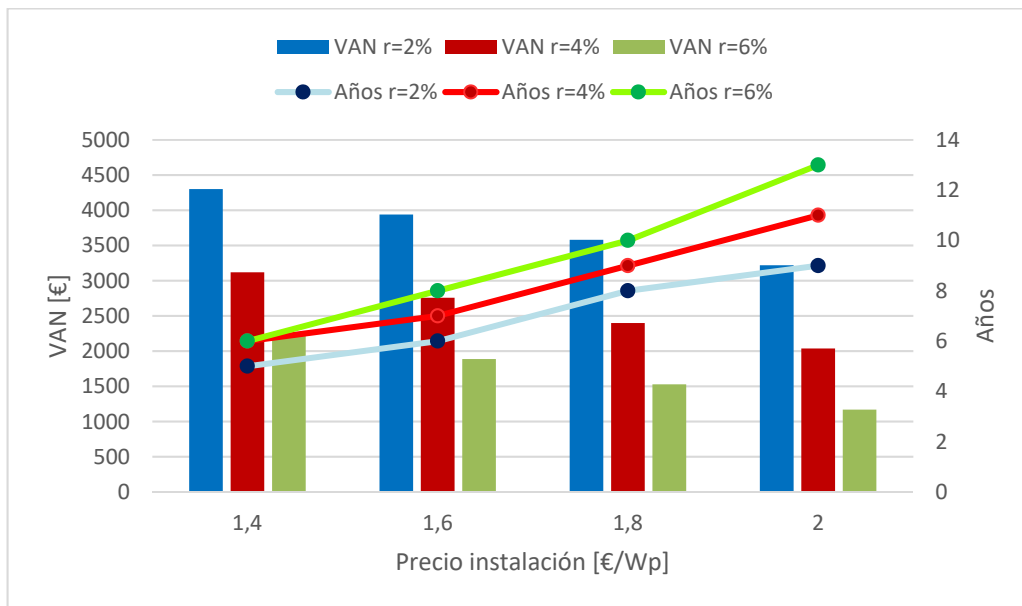


Figura 33 Análisis sensibilidad precio instalación Caso 6. Fuente: Elaboración propia

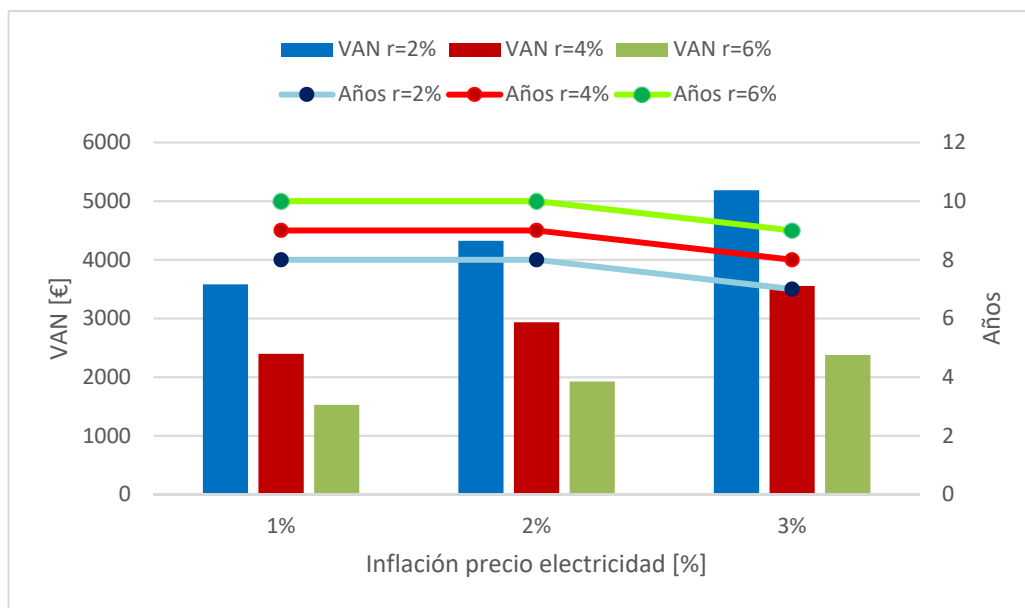


Figura 34. Análisis sensibilidad precio electricidad Caso 6. Fuente: Elaboración propia.

Como es común a todos los casos, una reducción en el precio de la instalación conlleva un importante aumento de la rentabilidad y reducción de años de retorno, si bien es cierto que, en este caso, la inflación del precio de la electricidad tiene un menor efecto en los años de amortización.

De los seis casos estudiados, este es con diferencia el más atractivo para el consumidor, con altas rentabilidades y tiempos de retorno de la inversión cortos. Esto no es tanto debido al sistema de Balance Neto sino a la alta cuantía de la prima recibida durante los primeros 5 años.

6. CONCLUSIONES

Por un lado, nos encontramos en un momento de cambio en el sector energético. Existe una fuerte presión social y de instituciones europeas para que la llamada Transición Energética se materialice, y de esta manera, tender hacia un modelo energético más sostenible. Por otro lado, España es un país dependiente del exterior en el ámbito energético. Un fomento del autoconsumo mediante instalaciones fotovoltaicas podría dar solución a ambos aspectos, permitiendo al consumidor generar buena parte de sus necesidades energéticas.

Un desarrollo extendido del autoconsumo supondría un cambio en el modelo energético, en el que la generación se produce en el mismo punto de consumo. Esto implica una disminución del uso de la red de transporte, siendo beneficioso para el consumidor, pero suponiendo una disminución de ingresos tanto para empresas del sector eléctrico como para las arcas del estado en concepto de impuestos.

Se puede afirmar que la legislación española actual no favorece en absoluto el autoconsumo. Para el sector residencial, la no coincidencia de las curvas de consumo y generación supone el mayor lastre en la rentabilidad, al no estar remunerados los excedentes generados.

Si bien los resultados para la modalidad Tipo 1 nos indican que las instalaciones, en general, son rentables, el número de años de retorno de la inversión es tan elevado que no hace atractiva la inversión. La modalidad Tipo 2, orientada para sistemas de mayor potencia que los residenciales, mina toda esperanza que pueda generar la posibilidad de remuneración de los excedentes al incluir el impuesto por generación. También se ha observado que apoyarse en sistemas de almacenamiento para aprovechar estos excedentes no es una solución, por el momento, rentable.

Estas conclusiones, nos llevan ineludiblemente a la necesidad de un programa que favorezca el autoconsumo, como los analizados en este trabajo. Hay que tener en cuenta que el autoconsumo es un mercado aún sin explotar en España. Es por eso que un marco legal favorable, además de creación de puestos de empleo y reactivación de la economía, tendría como resultado una bajada en los precios de las instalaciones. Todos los casos estudiados en este trabajo tienen como factor común que una bajada en el precio de las instalaciones provoca una mejora sustancial en la rentabilidad de las instalaciones.

Un programa tipo FiT como el aplicado en Alemania ha servido para que muchos ciudadanos instalen sistemas de autoconsumo. Este modelo se ha mostrado efectivo en el objetivo de atraer al consumidor en las etapas iniciales, pero desde que el precio del kWh excedente es más bajo que el importado de red, el número de instalaciones instaladas cada año ha descendido de manera importante. Además, se plantea el problema del alto coste que supone financiar este programa para algunos consumidores, especialmente para aquellos que no tienen instalaciones de autoconsumo. Se ha visto también como el pago por los excedentes con una cuantía proporcional a la alemana no mejora de manera sustancial la situación actual española.

Parece entonces, que el sistema más adecuado es un programa tipo Balance Neto, en el que poder usar la red a modo de batería virtual. Tanto la normativa de California

como la belga aplicadas al caso español tienen como resultado unas condiciones económicas muy atractivas para el consumidor.

Sin embargo, tampoco es bueno un programa excesivamente favorecedor. El mercado se vuelve demasiado dependiente unas ayudas gubernamentales que tarde o temprano serán cambiadas introduciendo algún tipo de cargo para compensar la falta de ingresos. El autoconsumo residencial no debería ser visto por el consumidor como un negocio o gran inversión, y para esto una legislación moderada que fomente un dimensionamiento correcto de las instalaciones es imprescindible.

Otro aspecto a tener en cuenta es que, pese a reducir el uso que hacemos de la red cuando autoconsumimos, usar la red como “batería”, como ocurre en los sistemas de Balance Neto, tiene un coste, y hay que seguir manteniendo el sistema para garantizar un suministro eléctrico de calidad.

En definitiva, la actual normativa española impide el desarrollo del autoconsumo en el país. Por tanto, un programa favorable hacia el autoconsumo es necesario en España para que las instalaciones se extiendan y, como consecuencia, baje el precio del conjunto de la instalación para el sector residencial. Las buenas condiciones de radiación de las que gozamos y la aplicación de programas de autoconsumo en gran número de países del mundo obteniendo buenos resultados, hacen que el futuro de esta tecnología sea muy esperanzador.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Eurobserv'er, "PHOTOVOLTAIC BAROMETER," no. April, 2017.
- [2] G. (IEA P. Masson, J. I. (CREARA) Briano, and M. J. (CREARA) Baez, *A Methodology for the Analysis of Pv Self-Consumption Policies*. 2016.
- [3] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain," *Energy*, vol. 84, pp. 684–694, 2015.
- [4] G. (IEA P. Masson, J. I. (CREARA) Briano, and M. J. (CREARA) Baez, *Review and Analysis of Self-consumption Policies*. 2016.
- [5] "Energía solar fotovoltaica." [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_fotovoltaica.
- [6] A. R. Lagunas Alonso, "LA AUTOGENERACIÓN Y EL AUTOCONSUMO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: CONCEPTOS, TIPOLOGÍA, TENDENCIAS." CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, Murcia, p. 74, 2016.
- [7] M. de E. y T. Industria, "RD 900/2015," 2015.
- [8] UNEF, "Resumen de los aspectos criticos RD 900/2015 de autoconsumo," 2015.
- [9] L. Dólera, "Análisis del RD 900/2015 de autoconsumo," 2015.
- [10] Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital, "Orden ETU/1976/2016," vol. 2014, 2017.
- [11] I. Ramiro, A. González, M. Victoria, and M. Castillo, "Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico," p. 24, 2016.
- [12] H. Wirth, "Recent facts about photovoltaics in Germany," *Fraunhofer ISE*, p. 88, 2017.
- [13] ISE, "Photovoltaics report," no. November, 2016.
- [14] "Solar represented 13% of California's power in 2016 – pv magazine International." [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2017/04/03/solar-represented-13-of-californias-power-in-2016/>. [Accessed: 05-Jun-2017].
- [15] "Net metering 2.0 slows down California's residential solar market – pv magazine USA." [Online]. Available: <https://pv-magazine-usa.com/2017/03/15/net-metering-2-0-slows-down-californias-residential-solar-market/>. [Accessed: 05-Jun-2017].
- [16] "CaliforniaDGStats." [Online]. Available: <http://www.californiadgstats.ca.gov/charts/>. [Accessed: 05-Jun-2017].
- [17] "Net Energy Metering In California." [Online]. Available: http://www.gosolarcalifornia.org/solar_basics/net_metering.php. [Accessed: 04-Jun-2017].
- [18] "Net Metering 2.0 in California: Everything You Need to Know | EnergySage Solar News Feed." [Online]. Available: <http://news.energysage.com/net-metering-2-0-in-california-everything-you-need-to-know/>. [Accessed: 05-Jun-2017].

- [19] "NET Energy Metering (NEM) Successor Tariff or Contract." [Online]. Available: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934>. [Accessed: 05-Jun-2017].
- [20] "Belgium's PV power surpasses 3.42 GW – pv magazine International." [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2017/03/02/belgiums-pv-power-surpasses-3-42-gw/>. [Accessed: 03-Jun-2017].
- [21] SolarPower Europe, "OVERVIEW OF THE PV INVESTMENT ENVIRONMENT IN BELGIUM October 2015," no. October, 2015.
- [22] "CWaPE - Panneaux solaires & QUALIWATT & Statistiques." [Online]. Available: <http://www.cwape.be/?lg=1&dir=6.2.08>. [Accessed: 19-Jun-2017].
- [23] Commission Wallonne, "Méthodologie de calcul de la prime QUALIWATT," 2016.
- [24] "Photovoltaics: Investment attractiveness for Belgian households | Energy Outlook." [Online]. Available: <http://energy.sia-partners.com/photovoltaics-investment-attractiveness-belgian-households>. [Accessed: 03-Jun-2017].
- [25] "Consumo mensual de luz." [Online]. Available: <http://tarifaluzhora.es/consumo-mensual-luz>. [Accessed: 08-Jun-2017].
- [26] C. J. Sarasa-maestro, R. Dufo-lópez, and J. L. Bernal-agustín, "Analysis of Photovoltaic Self-Consumption Systems," 2016.