



Universidad
Zaragoza



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

Trabajo Fin de Master

Análisis del autoconsumo fotovoltaico
conectado a red en España

Analysis of grid-connected photovoltaic self-
consumption in Spain

Autor

Antonio Perlado Vergara

Director

Rodolfo Dufo López

Escuela de ingeniería y arquitectura

2020



INDICE DE CONTENIDO

1. RESUMEN	1
1.1. PALABRAS CLAVE	1
2. ABSTRACT	2
3. INTRODUCCIÓN	3
3.1. MOTIVACIÓN	3
3.2. OBJETIVO	5
3.3. MARCO TEÓRICO	6
3.3.1. <i>Energías renovables</i>	6
3.3.2. <i>Energía solar fotovoltaica</i>	8
3.3.3. <i>Autoconsumo fotovoltaico conectado a red</i>	9
3.3.4. <i>Balance neto</i>	10
3.3.5. <i>Facturación neta</i>	11
4. ASPECTOS NORMATIVOS DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.	13
4.1. NORMATIVA ESPAÑOLA	13
4.2. NORMATIVA OTROS PAÍSES	16
4.2.1. <i>Alemania</i>	16
4.2.2. <i>Francia</i>	17
4.2.3. <i>California (EEUU)</i>	19
5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	21
5.1. PREDIMENSIONADO DE LAS INSTALACIONES	24
5.1.1. <i>Paneles fotovoltaicos</i>	25
5.1.2. <i>Estructura paneles.</i>	27
5.1.3. <i>Inversor</i>	27
5.1.4. <i>Instalación / Mano de obra</i>	28
6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	29
6.1. TIPO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES	32
6.2. DEPRECIACIÓN DEL PRECIO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	33
6.3. IMPACTO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA	35
6.4. IMPACTO DE LA INFLACIÓN GENERAL	36
6.5. “SOBREDIMENSIONAMIENTO” DE LA INSTALACIÓN	37



6.6.	IRRADIACIÓN SOLAR DE UN AÑO DIFERENTE AL SELECCIONADO	39
6.7.	INCLINACIÓN DE LOS PANELES DIFERENTE A LA ÓPTIMA	40
7.	CONCLUSIONES	42
8.	BIBLIOGRAFÍA	44

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Caída del consumo en los días de cuarentena. Fuente: IEA	3
Figura 2.	Disminución de las emisiones de CO ₂ en 2020. Fuente: IEA	4
Figura 3.	Porcentaje de energía primaria procedente de las diferentes fuentes de energía. Fuente: Statistical Review of World Energy 2020	7
Figura 4.	Potencia eléctrica instalada y cobertura de la demanda de energía eléctrica en España en el año 2019. Fuente: El sistema eléctrico español 2019	8
Figura 5.	Gráfica que muestra la variación en la eficiencia de las células fotovoltaicas respecto al tiempo. Fuente: NREL	9
Figura 6.	Distribución simplificada de una instalación de autoconsumo fotovoltaico conectado a red. Fuente: www.tutiendanergetica.es	10
Figura 7.	Distribución de una instalación solar de autoconsumo con facturación neta. Fuente: Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems.	12
Figura 8.	Diagramas de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Fuente: Guía profesional de tramitación del autoconsumo (IDAE)	15
Figura 9.	Diagramas de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación. Fuente: Guía profesional de tramitación del autoconsumo (IDAE)	16
Figura 10.	Consumos mensuales de la vivienda tipo seleccionada.	22
Figura 11.	Consumos horarios de la vivienda tipo seleccionada.	22
Figura 12.	Irradiación mensual sobre plano fijo (Zaragoza) 38° inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.	23
Figura 13.	Irradiación mensual sobre plano fijo (Sevilla) 34° inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.	23



Figura 14. Irradiación mensual sobre plano fijo (Bilbao) 36º inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.....	24
Figura 15. Paneles solares Canadian Solar CS6U-325P. Fuente: Solaris.	26
Figura 16. Inversor Solax X1 3.6. Fuente: AutoSolar.....	28
Figura 17. Fluctuaciones del precio de la electricidad (Compra y venta) 2019. .	30
Figura 18. Ahorros generados en el caso base.....	31
Figura 19. Resultados de la simulación del caso base de la instalación de Zaragoza para algunos días de agosto.....	31
Figura 20. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con los diferentes métodos de compensación.....	33
Figura 21. Periodo de retorno de la inversión inicial dependiente del precio del kWp instalado.	34
Figura 22. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con la variación de la inflación de la electricidad.....	36
Figura 23. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con la variación de la inflación general.....	37
Figura 24. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con el efecto del sobredimensionamiento.....	38
Figura 25. Inversión inicial a llevar a cabo para la formación de las instalaciones.	38
Figura 26. Ahorro generado por las diferentes instalaciones para la irradiación solar de diferentes años.	39

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Prima de autoconsumo en euros por kWp (vigente desde el 01/07/20 al 30/09/20). Fuente: https://www.economie.gouv.fr/particuliers/aides-installation-photovoltaiques	18
Tabla 2. Características técnicas panel CS6U-325P de Canadian solar.....	25
Tabla 3. Características técnicas inversor X1 3.6 de Solax.	27



Tabla 4. Resultados caso base instalación autoconsumo.	31
Tabla 5. Resultados análisis sensibilidad 1 (Compensación excedentes) en la instalación autoconsumo.	32
Tabla 6. Resultados análisis sensibilidad 2 (Depreciación kWp instalado) en la instalación autoconsumo.	34
Tabla 7. Resultados análisis sensibilidad 3 (Inflación del precio de la electricidad) en la instalación autoconsumo.....	35
Tabla 8. Resultados análisis sensibilidad 4 (Inflación general) en la instalación autoconsumo.....	36
Tabla 9. Resultados análisis sensibilidad 5 (Sobredimensionamiento) en la instalación autoconsumo.	37
Tabla 10. Resultados análisis sensibilidad 6 (Irradiación) en la instalación autoconsumo.....	39
Tabla 11. Resultados análisis sensibilidad 7 (Cambio de ángulo de los paneles) en la instalación autoconsumo.	40



1. RESUMEN

El presente trabajo fin de master, tras un análisis bibliográfico previo que sirva de contexto a los desarrollos posteriores (situación de las energías renovables, situación de la energía solar fotovoltaica y los aspectos más relevantes de la misma), abordará el análisis de las posibilidades del autoconsumo fotovoltaico conectado a red en España, basado en torno a la última normativa vigente en el momento de realización del mismo.

Tras un análisis previo de las posibilidades técnico económicas que ofrece dicha normativa se llevará a cabo el análisis de la situación en otros países, enfocada en los términos más representativos del autoconsumo conectado a red, como el balance neto y la facturación neta.

A continuación, se realizarán las distintas simulaciones de instalaciones en las cuales se podría llevar a cabo dicho autoconsumo fotovoltaico conectado a red, analizándolas en diferentes condiciones donde se incluirán los detalles técnicos de los equipos participantes y los aspectos más importantes del aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica y su comercialización, tratando de aproximar lo máximo posible a la realidad dichas simulaciones, de forma que arrojen algo de luz en la técnica mencionada anteriormente, buscando el escenario óptimo.

Finalmente, se recogerán las impresiones a las que se ha llegado tras la realización del trabajo, así como el análisis de los resultados obtenidos, analizando las posibilidades reales de autoconsumo fotovoltaico en España y los escenarios óptimos de su implantación.

1.1. PALABRAS CLAVE

Autoconsumo, fotovoltaico, red, España, balance neto, facturación neta.



2. ABSTRACT

The present master thesis, after a previous bibliographic analysis that serves as a context for subsequent developments (situation of renewable energies, situation of photovoltaic solar energy and the most relevant aspects of it), will address the analysis of the possibilities of photovoltaic self-consumption connected to the grid in Spain, based on the latest regulations in force at the time it was carried out.

After a preliminary analysis of the technical-economic possibilities offered by said regulations, an analysis of the situation in other countries will be carried out, focused on the most representative terms of grid connected self-consumption, such as net metering and net billing.

Next, the different simulations of installations in which said grid-connected photovoltaic self-consumption could be carried out will be carried out, analyzing them in different conditions where the technical details of the participating equipment and the most important aspects of the use of solar energy and its commercialization will be included, trying to bring these simulations as close as possible to reality, so that they shed some light on the technique mentioned above, seeking the optimal scenario.

Finally, the impressions that have been reached after the completion of the work will be collected, as well as the analysis of the results obtained, analyzing the real possibilities of photovoltaic self-consumption in Spain.

3. INTRODUCCIÓN

3.1. MOTIVACIÓN

Ante el incesante crecimiento de la población mundial y el consecuentemente incremento de la demanda y consumo energéticos asociados a la misma, parece cada vez más evidente la necesidad de un modelo energético sostenible, libre a la explotación del recurso energético y no finito.

Varias fuentes señalan la tendencia mundial de incremento del consumo energético que se dará con el paso del tiempo en condiciones normales de desarrollo, haciendo necesaria la transición a un modelo energético sostenible [1-5].

Actualmente el mundo entero se ve azotado por una crisis sanitaria que indudablemente tiene su impacto en este aspecto, fuentes acreditadas como la Agencia Internacional de la Energía estiman en su informe anual [6] una caída en la demanda de energía global del 6%. Esto supone el mayor descenso de los últimos 70 años. Las fuentes de energía convencionales sufren una fuerte desaceleración, el petróleo cae un 9%, el carbón un 8%, el gas un 5%, pero, sin embargo, las energías renovables suben levemente gracias al acceso prioritario a la red eléctrica de distribución del que disfrutan y sus bajos costes operativos, experimentando un aumento de la generación de electricidad mediante estas fuentes un 5%. La consecuencia directa de estos decrecimientos en los consumos energéticos implicará un 8% menos de emisiones de CO₂ a la atmósfera derivados del uso de fuentes de energía no renovables mencionadas anteriormente, que como sabemos es el principal causante del cambio climático.

En el primer trimestre de este año 2020 se experimentó una caída de la demanda energética del 3,8% cuyo valle se obtuvo en marzo coincidiendo con las medidas de confinamiento impuestas por países de Europa, Norteamérica y Asia. En la figura 1 se puede observar el grafico que relaciona los cambios en la demanda de energía eléctrica frente a los días desde que comenzaron las cuarentenas en los diferentes países.

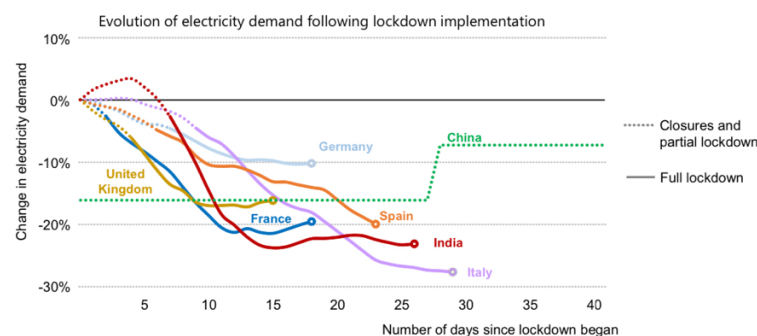


Figura 1. Caída del consumo en los días de cuarentena. Fuente: IEA

En la siguiente figura podemos observar las fluctuaciones de las emisiones de CO₂ desde el siglo anterior hasta hoy, evidenciando los datos de caída en las emisiones enunciadas previamente.

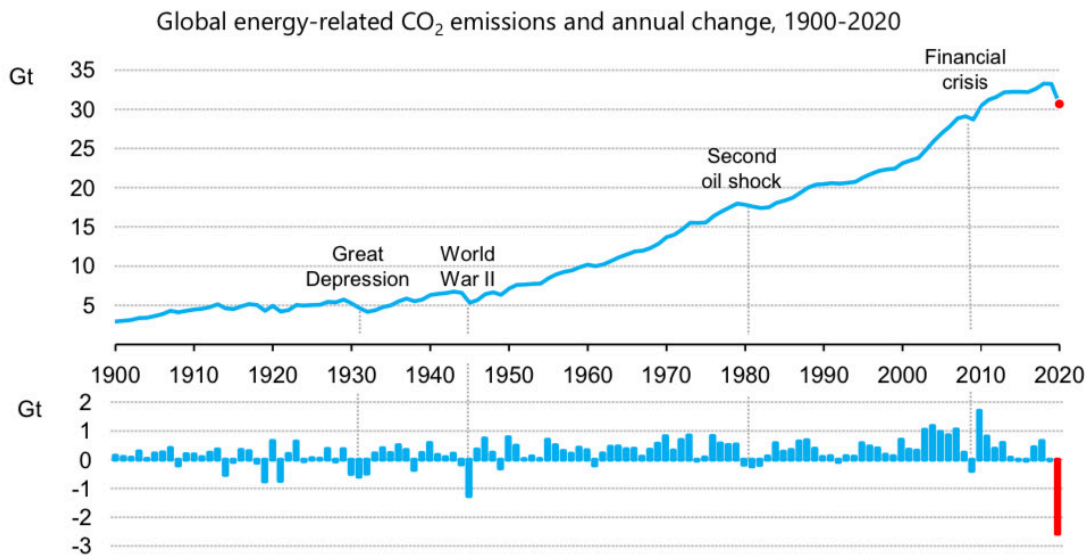


Figura 2. Disminución de las emisiones de CO₂ en 2020. Fuente: IEA

En condiciones normales estas previsiones serían muy distintas, la Agencia Internacional de Energía en su informe publicado en 2019 [1] plantea 3 posibles escenarios dependientes de las medidas tomadas por los gobiernos mundiales. En el escenario en el cual se contempla que los gobiernos no modifiquen sus políticas actuales referentes al sector energético denominado como "Current Policies Scenario", se prevé un incremento de un 1,3% anual de la demanda energética hasta 2040 lo cual vendría a generar tensiones en prácticamente todos los aspectos del sector y un fuerte crecimiento de las emisiones. En el escenario intermedio nombrado como "Stated Policies Scenario" donde se asume que los gobiernos cumplirán las medidas a las que se comprometieron, la demanda de energía aumenta a razón de un 1% cada año hasta 2040. Por último, el tercer escenario nombrado como "Sustainable Development Scenario" plantea que la hoja de ruta a seguir para alcanzar los objetivos climáticos y energéticos en la dirección del Acuerdo de Paris, con recortes en la emisión de CO₂ y la limitación del incremento de la temperatura global en 1,5°C además de un acceso a la energía universal.

Este más que previsible incremento de la necesidad de energía, nos lleva a aplicar un modelo energético diferente al actual, enfocado en el uso de las fuentes de energía renovables y una generación distribuida.



3.2. OBJETIVO

En el presente Trabajo fin de Master, se llevará a cabo una revisión del escenario actual y un análisis de la normativa reguladora del autoconsumo fotovoltaico conectado a red en España, regido por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, en términos de gestión energética, (facturación neta) evaluando posteriormente la situación en otros países en lo referente a la regulación del mencionado autoconsumo, de forma que se obtenga una visión más amplia.

Posteriormente se realizará el análisis técnico-económico de diversas instalaciones donde implantar el autoconsumo fotovoltaico conectado a red, predimensionando las instalaciones en base a datos técnicos y elección de componentes y simulando diferentes aspectos definitorios de la viabilidad y utilidad de las instalaciones con el software iHOGA PRO+, buscando el escenario óptimo para diferentes casos representativos de este tipo de instalaciones.

3.3. MARCO TEÓRICO

3.3.1. *Energías renovables*

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Según indica el Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE), las energías renovables son recursos libres y prácticamente inagotables que proporciona la naturaleza. Que reducen notablemente la dependencia de los países a suministros externos de energía, disminuye el riesgo de un suministro poco diversificado y motivan el desarrollo de tecnologías y creación de puestos de trabajo [7].

Las fuentes de energía renovable son las siguientes:

- Solar (fotovoltaica/térmica)
- Eólica
- Biomasa
- Hidroeléctrica
- Geotérmica
- Mareomotriz / Undimotriz

Para conocer cuál es la situación global actual de las energías renovables nos apoyamos en el informe anual de BP de 2020 (BP Statistical Review of World Energy), correspondiente a su sexagésimo novena edición [8], y el informe publicado por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) [9].

Para dar un contexto a las cifras que se manejan en cuanto a instalación o a generación eléctrica de las energías renovables, utilizamos la energía primaria, entendida como toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser transformada. Es la entrada de un sistema energético por lo que ha de modificarse a posteriori en una fuente de energía secundaria para poder ser utilizada. Una de las formas más usuales de consumo de energía es la electricidad [10]. En la figura siguiente se puede observar el porcentaje de energía primaria aportado por las diversas fuentes energéticas, cifrando la aportación de energías renovables en torno a un 5%.

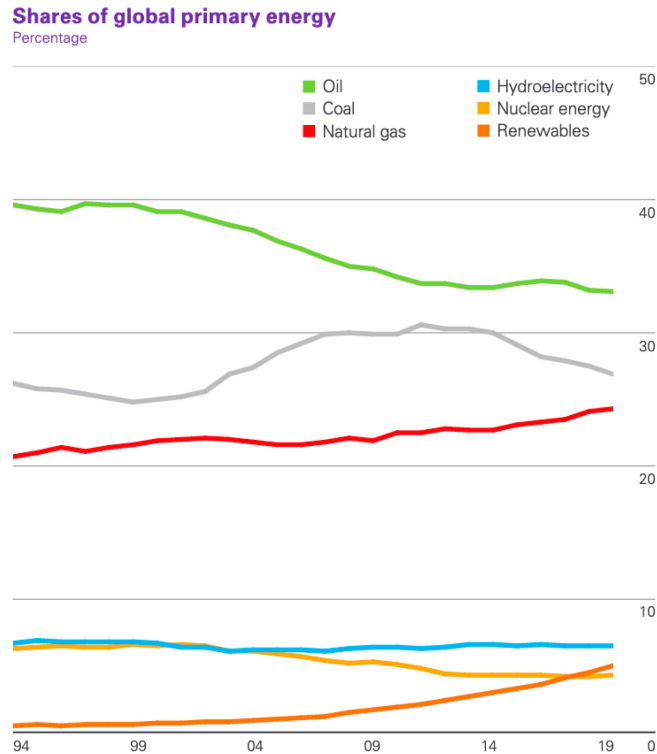
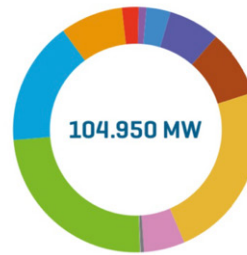


Figura 3. Porcentaje de energía primaria procedente de las diferentes fuentes de energía. Fuente: Statistical Review of World Energy 2020

Para conocer la situación de las energías renovables en el caso particular de España, se recurre al informe que publica REE, Red Eléctrica Española [11] donde encontramos el desarrollo de las energías renovables de España. En la siguiente figura podemos observar el monto de potencia eléctrica instalada en España a finales del 2019, donde las energías renovables representan más de un 60% de la misma y una representación gráfica de la participación de las diversas fuentes energéticas para la cobertura de la demanda eléctrica, donde las energías renovables aportaron más de un 37%.

Potencia eléctrica instalada a 31.12.2019 [%]. Sistema eléctrico peninsular

TURBINACIÓN BOMBEO	3,2
NUCLEAR	6,8
CARBÓN	8,8
CICLO COMBINADO	23,4
COGENERACIÓN	5,4
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,4
RESIDUOS RENOVABLES	0,1
EÓLICA	24,2
HIDRÁULICA	16,3
SOLAR FOTOVOLTAICA	8,3
SOLAR TÉRMICA	2,2
OTRAS RENOVABLES	1,0



*Cobertura de la demanda de energía eléctrica eléctrica 2019 [%]
Sistema eléctrico peninsular*

TURBINACIÓN BOMBEO ^[1]	0,6
NUCLEAR	22,0
CARBÓN	4,2
CICLO COMBINADO	20,1
COGENERACIÓN	11,6
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,8
RESIDUOS RENOVABLES	0,3
EÓLICA	20,9
HIDRÁULICA	9,7
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,5
SOLAR TÉRMICA	2,0
OTRAS RENOVABLES	1,4
SALDO IMPORTADOR INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	2,7



[1] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

Figura 4. Potencia eléctrica instalada y cobertura de la demanda de energía eléctrica en España en el año 2019. Fuente: El sistema eléctrico español 2019.

3.3.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua (potencia medida en vatios o kilovatios) por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual se genera potencia eléctrica, cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece. Las células solares hechas con materiales semiconductores no necesitan ser cargadas como las baterías. Algunas células solares vienen manteniéndose en operación terrestre o en el espacio desde hace 30 años.

El fundamento físico del fenómeno fotovoltaico se basa en la rotura del enlace del electrón débilmente ligado de la banda de valencia para su paso a la banda de conducción, pudiendo ser llevados a un circuito externo perdiendo la energía captada y volviendo a la banda de valencia [12].

La fotovoltaica es una tecnología en contante crecimiento, como podemos observar en la siguiente figura, NREL proporciona una gráfica que muestra la tendencia de la eficiencia de las células con el paso del tiempo [13]

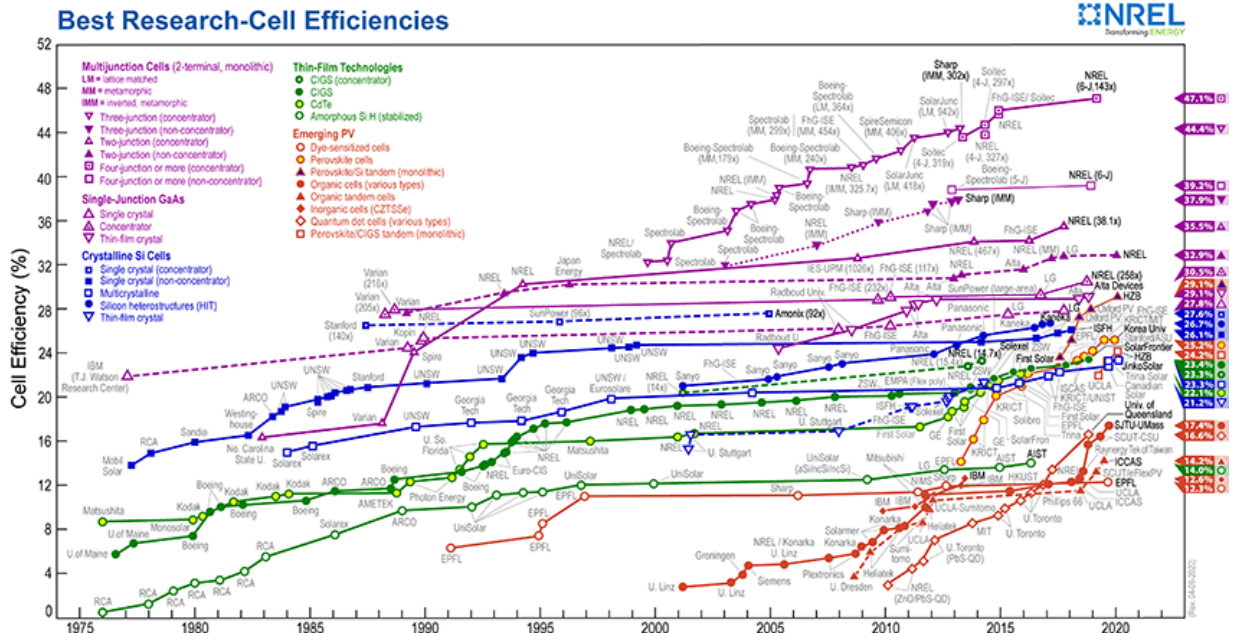


Figura 5. Gráfica que muestra la variación en la eficiencia de las células fotovoltaicas respecto al tiempo. Fuente: NREL.

3.3.3. Autoconsumo fotovoltaico conectado a red

La definición legal del autoconsumo recogida en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, establece que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.

El autoconsumo fotovoltaico conectado a red es simplemente una de las dos modalidades de autoconsumo [14], mediante a través de la cual además de consumir la energía producida para autoconsumo, se podrá inyectar energía excedentaria en la red de transporte y distribución.

En el caso español las instalaciones con excedentes pueden ser:

- Instalaciones sujetas a compensación de excedentes, de forma que la energía que no se consume en el momento de la generación se vierta a la red, dándose al final

de periodo de facturación una compensación en la factura del consumidor por el valor de esa energía.

- Instalaciones no sujetas a compensación, de esta forma la energía no consumida en el momento de generación se vuelca a la red y se vende al precio del mercado eléctrico.

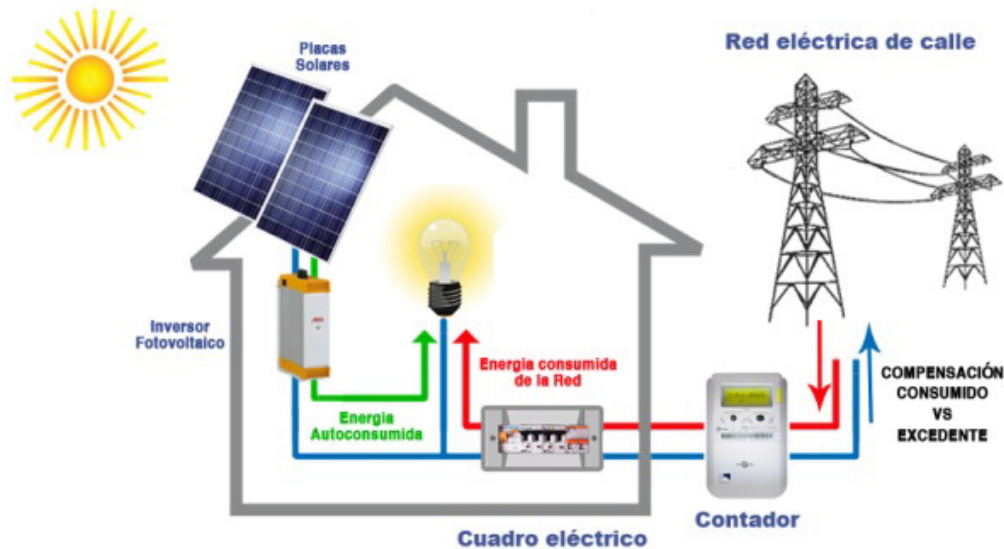


Figura 6. Distribución simplificada de una instalación de autoconsumo fotovoltaico conectado a red. Fuente: www.tutiendanergetica.es

En [15] se detalla matemáticamente, de forma gráfica y ejemplificada las posibilidades técnico-económicas de autoconsumo conectado a red haciendo una comparativa entre balance neto (net metering) y facturación neta (net billing).

3.3.4. Balance neto

Hay varias definiciones para referirse al balance neto [16], una recopilación de los organismos más representativos que lo han definido sería la siguiente:

Para el DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos), se refiere a la práctica de medir el consumo y generación de electricidad producida por una pequeña instalación de generación (como una vivienda con un sistema fotovoltaico o eólico).

Para la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA), se refiere al acuerdo de facturación simple que le asegura a un consumidor que opera un sistema fotovoltaico recibir



retribución por la electricidad que su sistema genera en exceso en comparación con la cantidad de electricidad consumida dentro del periodo de facturación.

Las diferentes tipologías de balance neto, quedarían como sigue:

- Balance neto simple: Mediante esta técnica se utiliza un contador bidireccional en la instalación que determina los flujos de entrada y salida (energía consumida y vertida a red), si el consumidor a consumido más energía de la que ha vertido a la red deberá pagar la diferencia al precio estipulado por la compañía suministradora. En caso contrario, en que la energía vertida sea superior a la consumida, dándose un saldo positivo de energía no se llevara a cabo compensación alguna por esa energía de más, es decir se trata de un intercambio simple de energía.
- Balance neto con opción de compra (Buy-Back): Se trata de una extensión del balance neto simple, bajo esta modalidad la compañía suministradora paga al consumidor por el excedente de energía al precio marcado por la compañía, previo acuerdo.
- Balance neto con opción de crédito (Rolling Credit): Es una modalidad similar a la anterior, la diferencia es que en este caso no se lleva a cabo una compensación económica directa por el excedente de energía, en esta modalidad la empresa suministradora de la energía proporciona unos "créditos" que pueden utilizarse en un periodo siguiente de facturación al periodo que da origen a la generación del crédito. El periodo de utilización de los mismos es susceptible de caducar y se debe mantener el valor del crédito invariable en el tiempo.
- Balance neto con opción de compra y crédito: Combinación de las dos modalidades anteriores, puede compensarse económicamente el excedente o ser convalidado por créditos.

3.3.5. *Facturación neta*

El termino de facturación neta se refiere al cálculo de la diferencia entre la energía consumida de la red y la vertida o inyectada en la misma en términos económicos. El cálculo se lleva a cabo mediante el mismo equipo que el balance energético (contador bidireccional), pero en este caso se mide la energía consumida, siendo tasada a un precio de compra y la energía inyectada, tasada a un precio siempre inferior al de compra. De este modo los ahorros generados en cada periodo de facturación son menores que con el balance neto energético [17].

Hay diferentes artículos [18] en los que se habla acerca del impacto de los diferentes esquemas de balance neto y facturación neta, en la siguiente figura se muestra una disposición domestica de una instalación en la que se aplica la facturación neta.

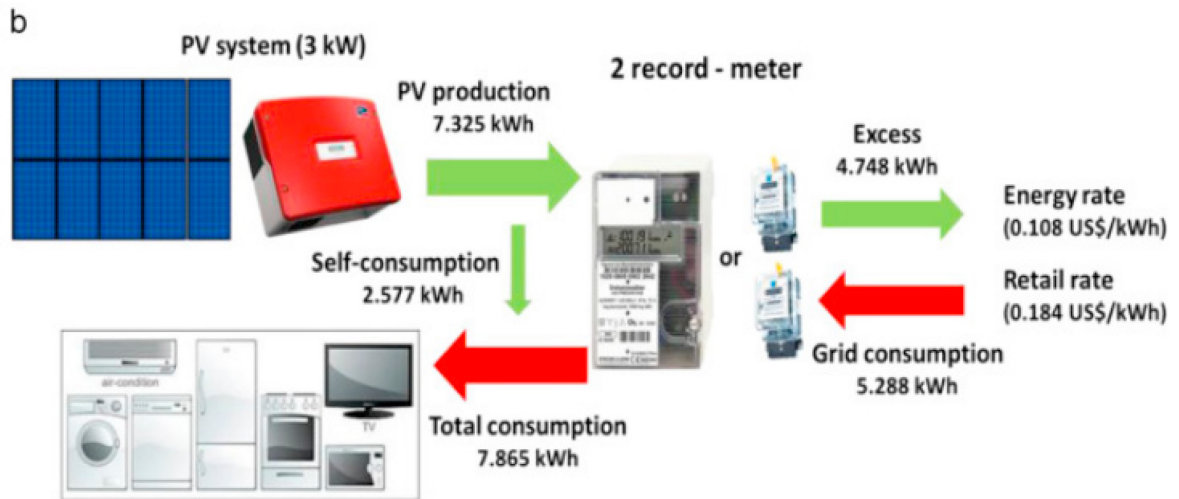


Figura 7. Distribución de una instalación solar de autoconsumo con facturación neta.
Fuente: Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems.



4. ASPECTOS NORMATIVOS DEL AUTOCONSUMO FOTVOLTAICO.

4.1. NORMATIVA ESPAÑOLA

La normativa que rige el autoconsumo de energía eléctrica en sus condiciones administrativas, técnicas y económicas es el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, [19] este documento establece el marco regulatorio del autoconsumo promovido por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. En este apartado de la memoria, simplemente se evaluarán los aspectos más relevantes en términos de gestión energética, producida y consumida, en torno a los que girarán desarrollos posteriores.

Para contextualizar la gestión de la energía se debe establecer el marco de autoconsumo que establece el RD, quedando la clasificación de los tipos de autoconsumo como sigue:

- Suministro con autoconsumo sin excedentes, mediante esta modalidad se deberá instalar un mecanismo anti-vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red eléctrica (transporte o distribución).
- Suministro con autoconsumo con excedentes, se establece que en este caso las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo, podrán además de suministrar energía para el autoconsumo, inyectar energía en la red eléctrica, subdividiendo este grupo en otros dos.
 - Con excedentes acogidos a compensación, en esta modalidad el consumidor y el productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes, siempre y cuando se cumplan una serie de requisitos, como que la fuente de energía sea renovable, que la potencia total de las instalaciones de producción no sea superior a 100kW, que tanto consumidor como productor hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo, que la instalación de producción no tenga un régimen retributivo adicional o específico y por último que en caso de ser necesario un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora.



- Con excedentes no acogidos a compensación, en esta modalidad se recogerían todos los casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan alguno de los requisitos enunciados previamente o que voluntariamente opten por no acogerse a la modalidad con compensación.

Además de esta clasificación, se puede dar la situación en la que el consumidor acogido al autoconsumo sea un sujeto individual o colectivo.

Una vez definidas las tipologías previstas de autoconsumo se dan unas pautas en el apartado IV del RD en torno a la gestión de la energía eléctrica consumida y producida.

- Se establece que la energía adquirida por el consumidor será la energía horaria consumida de la red.
- Sea cual sea la modalidad a la que se haya acogido el consumidor, deberá pagar los peajes de acceso a la red de transporte y distribución y los cargos del sistema eléctrico.
- Las instalaciones de generación renovable que estén próximas a las instalaciones de consumo no se verán limitadas por lo dispuesto en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, referentes a las limitaciones de la representación en el mercado para la venta de energía y del cumplimiento fiscal y tributario.

En cuanto a la retribución por la energía excedentaria vertida a la red se contemplan diferentes escenarios dependientes de la modalidad de autoconsumo con excedentes a la cual se haya acogido el consumidor, por tanto, las situaciones posibles que se podrían dar como hemos visto previamente serían 2.

- En la modalidad del autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación, los productores de energía, recibirán por la energía horaria excedentaria vertida a la red las contraprestaciones de acuerdo a la normativa en vigor. En caso de tener un régimen retributivo específico se aplicará el mismo para la energía horaria vertida [20]. La energía excedentaria será vendida en el mercado eléctrico recibiendo el mismo tratamiento que cualquier energía generada por fuentes renovables aplicándosele el IVPEE o Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica cifrada en un 7%. Además, deberá darse de alta como productor de energías renovables y cumplir las obligaciones técnicas relativas a la operación, teledistribución, etc... En la figura siguiente se muestran las disposiciones en la modalidad individual y la modalidad colectiva

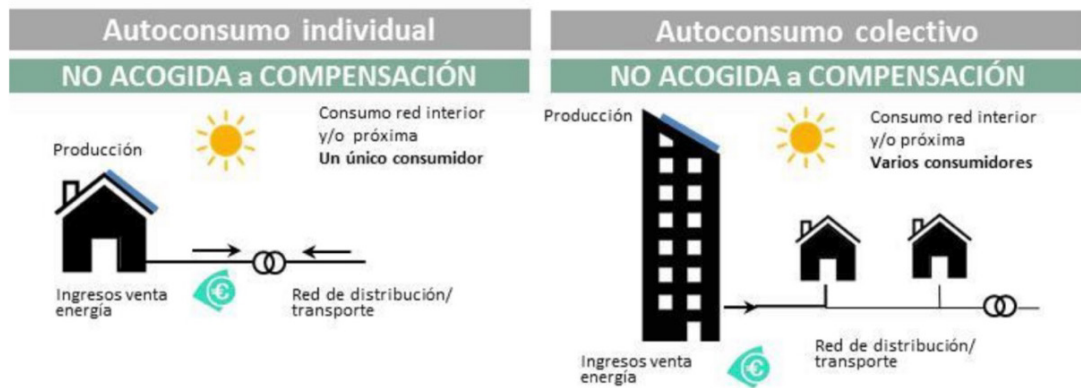


Figura 7: Diagramas de autoconsumo CON excedentes no acogidos a compensación

Figura 8. Diagramas de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación.
Fuente: Guía profesional de tramitación del autoconsumo (IDAE)

- En la modalidad del autoconsumo con excedentes acogidos a compensación, se da la denominada compensación simplificada, mediante esta modalidad la energía no consumida en el instante del consumo o no sea almacenada se verterá a la red. En caso de tener necesidad de consumo eléctrico el consumidor comprará la energía a la red por el importe establecido en su contrato de suministro bien PVPV o del mercado libre a través de comercializadora. Llegados al final del periodo de facturación (máximo 1 mes) se lleva a cabo la compensación del coste de la energía comprada a la red y el valor de la energía vertida, esta última valorada al precio medio horario de mercado deduciendo el coste de los desvíos, o bien al precio acordado entre las partes dependiendo de tener contrato PVPC o del mercado libre. Cabe destacar que el balance de la compensación nunca podrá ser positivo para el consumidor solo podrá compensar hasta máximo el importe de la energía comprada a la red. En la siguiente figura encontramos las distribuciones en modalidad individual y colectiva.

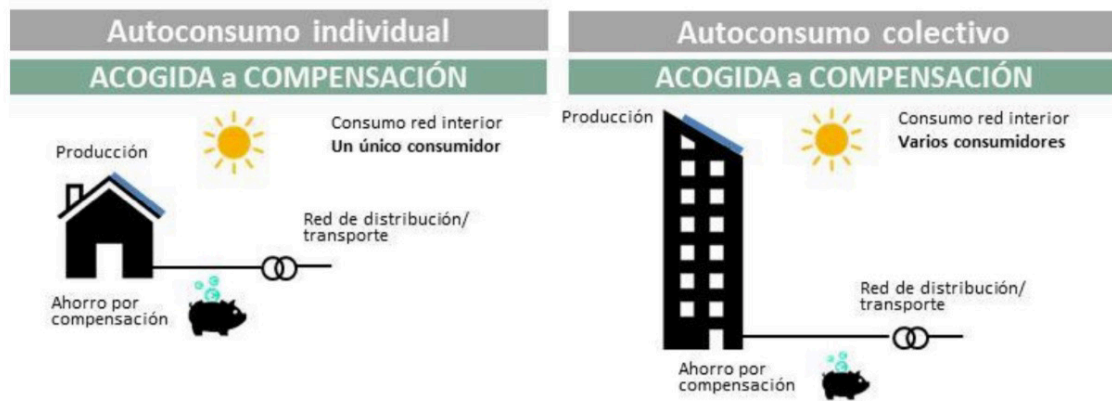


Figura 9. Diagramas de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación.
Fuente: Guía profesional de tramitación del autoconsumo (IDAE)

Tras lo explicado anteriormente se hace evidente que en España no existe la posibilidad de llevar a cabo el balance neto de la energía, sino una facturación neta de la misma.

4.2. NORMATIVA OTROS PAÍSES

Tras la explicación del caso normativo español, se explicará la situación en otros países en los mismos términos de gestión energética.

4.2.1. Alemania

Como referente en las energías renovables en Europa, Alemania, con 49.016 MW instalados de energía solar fotovoltaica y una producción de 47.517 TWh en 2019 [21], es el país de referencia en términos de renovables en Europa, por lo que parece un país a tener en cuenta a la hora de analizar el autoconsumo fotovoltaico. La normativa que rige el autoconsumo fotovoltaico en Alemania es la "Erneuerbare Energien Gesetz" o EEG, Ley de Energías Renovables en su traducción y fue establecida en el año 2000.

Alemania opta por el sistema "Feed-in-Tariff" o FiT, definido por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) como una política energética enfocada en apoyar el desarrollo de nuevos proyectos, ofreciendo acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica de fuentes renovables de los mencionados proyectos [16]. Hasta enero de 2020 se podía percibir hasta 9,87 ct€/kWh para pequeños sistemas instalados en viviendas, manteniéndose constante este importe para los siguientes 20 años. El Feed-in-Tariff alemán disminuye progresivamente de forma anual ajustándose al descenso de precios de la tecnología.



La energía procedente de instalaciones fotovoltaicas es prioritaria en el mercado eléctrico, por lo que siempre que esté disponible será comprada. La remuneración por la energía fotovoltaica de acuerdo con el EEG alemán es determinada anualmente por los operadores del sistema eléctrico.

Desde 2012, se eliminó la retribución por la energía auto consumida, quedando solo la retribución por la energía inyectada a la red. Así, actualmente, la forma de fomentar el autoconsumo es penalizando sin retribución el 10% de la energía vertida a la red para las instalaciones de potencia superior a 10 kW (las instalaciones < 10 kW sin embargo la recibirán por el 100% de la energía eléctrica vertida a la red) [22].

Sin embargo, el usuario que lleva a cabo el autoconsumo no podrá percibir un beneficio en la diferencia entre el precio bruto de la electricidad comprada (electricidad de la red) y la retribución por la inyección de la energía excedentaria. Además, teniendo en cuenta que los costes de conexión se distribuyen sobre una menor cantidad de electricidad extraída, la electricidad comprada por kWh se vuelve más cara y la energía generada para autoconsumo puede estar sujeta a impuestos y cargos adicionales que pueden alcanzar valores apreciables, dependiendo de la clasificación fiscal del sistema. [23-24].

Debido a que las instalaciones creadas en el 2000, con el inicio de la EEG se encuentran la tesitura de que el periodo garantizado de 20 años caduca, surgen diferentes medidas para seguir rentabilizando las instalaciones tras este periodo [25].

4.2.2. *Francia*

Francia no se encuentra entre los tres principales países productores de energía solar fotovoltaica en Europa, es el cuarto en este ranking con 10.575,9 MW instalados y una producción de 11.357 TWh en el año 2019, pero el panorama de este país es prometedor en cuanto a la implantación de energía de origen fotovoltaico, por lo que parece interesante comprobar el autoconsumo en este país y si se incentiva de forma considerable o no.

Francia, tradicionalmente ha centrado su producción energética en el uso de la energía nuclear, pero tras la publicación de la ley de transición energética para el crecimiento verde 2015-992 del 17 de agosto de 2015, promovida por el fin de la vida útil de las centrales nucleares más antiguas del país y el cumplimiento de los diferentes compromisos adquiridos en Kioto y las denominadas leyes de Granelle, parece decidido a llevar a cabo una transición hacia fuentes de energía renovables. Con diferentes niveles de penetración en los diferentes sectores del país [26].

En Francia se contemplan dos modalidades de autoconsumo, el autoconsumo individual y el autoconsumo colectivo, definidos por el marco legislativo y regulatorio de la ordenanza



2016-1019 de 27 de julio de 2016 tomada en ejecución de la ley 2015-992 de 17 de agosto de 2015 relativa a la transición energética para el crecimiento verde y las modificaciones y concreciones del decreto 2017-676 de 28 de abril de 2017.

El método aplicado para la gestión de la energía excedentaria es el de facturación neta, el consumidor cuya energía no sea consumida en el momento de la generación podrá verterla a la red recibiendo por ella un precio fijado por ley e invariable durante la duración del contrato (20 años), lo cual permite obtener un retorno del capital invertido durante la vida útil de la instalación, pudiendo consumir energía de la red eléctrica en los momentos en los que su sistema de generación fotovoltaica no esté produciendo energía, a un precio fijado por decreto y variable trimestralmente.

Como particularidades, Francia en apoyo y fomento del autoconsumo integra diferentes medidas de interés:

- Los operadores de la red eléctrica están obligados a implementar las disposiciones técnicas y contractuales, en especial de la medición de la energía, para facilitar el autoconsumo.
- Los peajes de acceso a la red son más reducidos para instalación de menos de 100 kW y para pequeñas instalaciones los procedimientos están simplificados.
- Las instalaciones para autoconsumo reciben una prima por kWp, siendo actualizadas trimestralmente y quedando de la siguiente manera [27]:

Prima de autoconsumo en euros por kWp * vigente desde el 01/07/20 al 30/09/20	
Energía de planta	Importe de la prima por una instalación
Menor o igual a 3 kWp	390 € / kWp
Entre 3 y 9 kWp	290 € / kWp
Entre 9 y 36 kWp	170 € / kWp
Entre 36 y 100 kWp	80 € / kWp

Tabla 1. Prima de autoconsumo en euros por kWp (vigente desde el 01/07/20 al 30/09/20). Fuente: <https://www.economie.gouv.fr/particuliers/aides-installation-photovoltaiques>

- Disponen de un IVA reducido de un 10% para instalaciones de potencia menor o igual a 3 kWp.



- Y, si la potencia de la instalación es inferior a 3 kWp, está conectado a la red pública en 2 puntos como máximo y no está adscrito al ejercicio de una actividad profesional, el consumidor puede beneficiarse de una exención del impuesto sobre la renta. [28]

4.2.3. California (EEUU)

En Estados Unidos no existe una legislación común que regule el autoconsumo o la generación distribuida, por lo que están regidos mediante la normativa de cada estado federal a los cuales pertenecen, California, situada al oeste de los EEUU, es uno de los principales baluartes de la energía solar fotovoltaica en este país, siendo productor de 26,17 TWh de energía al año y un parque fotovoltaico de 11.089 MW [29]. La Energy Information Administration (EIA) establece como la generación distribuida fotovoltaica "small scale photovoltaics" a las instalaciones que estén situadas cerca del punto de consumo, conectada a la red de distribución y cuya potencia sea menor a 1 MW.

California, disfruta del régimen descrito previamente como net metering o balance neto, aplicable a la tecnología solar, eólica, biogás e hidrógeno para instalaciones de producción de menos de 1 MW. Se entiende dicho net metering como una compensación en la facturación a través de la cual se concede al consumidor un «derechos de consumo diferido» que equivale al monto de kW de generación eléctrica que éste haya generado y no consumido produciéndose así un excedente y una inyección de dicha energía excedentaria a la red. De forma que el consumidor verá reducida su factura eléctrica a final de mes.

La regulación legal vigente en este estado es el Assembly Bill (AB) 327 de 2013 (sobre electricity: natural gas: rates: net energy metering: California Renewables Portfolio Standard Program) [30], complementado por el Net Surplus Compensation del Assembly Bill (AB) 920 de 2009 (sobre Solar and wind distributed generation). [31], a través del cual se establece un ajuste o liquidación anual del balance neto de la energía excedentaria y la energía consumida de la red en fases de no generación. Los créditos obtenidos podrán ser cobrados por el consumidor o mantenerlos y consumirlos al año siguiente.

Además, como promoción de la generación distribuida en este estado se proponen medidas como el Net Metering Agregado, que permite que un propietario de varios puntos de consumo en la misma propiedad o propiedades contiguas se adhiera al balance neto, o el Community Net Metering, un sistema que permite compartir un único sistema de balance neto, independientemente de su ubicación. De esta forma, el titular de la red interior donde se encuentra la instalación de generación y el titular de la red interior donde se encuentren los aparatos de consumo puede no ser el mismo. Es también denominado community-based renewable energy, community solar o neighbourhood net metering.



Finalmente, también se contempla un Virtual Net Metering entendido como una vertiente del Net Metering que permite que un grupo de consumidores compren y compartan un sistema de generación, sin necesidad de que sus aparatos de consumo o contadores sean parte de la red, alcanzando beneficios derivados de la producción eléctrica. Mediante esta técnica los usuarios adquirirán una serie de créditos que reduzcan sus facturas individuales por la electricidad que consumida de la red [32].



5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Tras el análisis previo del estado de la cuestión, en los apartados siguientes se realizarán diversas simulaciones en torno a una instalación tipo de autoconsumo fotovoltaico, realizando diferentes análisis de sensibilidad de forma que en primer lugar se determine en qué condiciones el autoconsumo es una situación aconsejable o beneficiosa en términos económicos para el consumidor, además de encontrar las situaciones más provechosas para el citado autoconsumo.

Todos los desarrollos siguientes se basarán en las diferentes situaciones que se podrían dar para el caso concreto del autoconsumo de una vivienda unifamiliar con 4 habitantes.

Los diferentes análisis de sensibilidad serán:

- Variación del tipo de compensación de excedentes empleado.
- Depreciación del precio de los componentes principales de la instalación (Precio del kWp instalado)
- Inflación del precio de la energía consumida y vendida.
- Variación de la inflación general.
- Sobredimensionamiento instalación.
- Variación de los datos de irradiación anual.
- Inclinación de los paneles diferentes a la óptima.

Los diferentes análisis de sensibilidad se compararán con el caso de no tener una instalación para autoconsumo, satisfaciendo toda la demanda eléctrica de la vivienda de la red eléctrica.

Para la determinación de los consumos de la vivienda se tomarán los datos reales del consumo horario de una vivienda unifamiliar con 4 habitantes a lo largo del año 2019, cuyo consumo anual es cifrado en 4.795,44 kWh, es un consumo algo superior al consumo medio en España situado por el IDEA en los 4.000 kWh al año [33]. Siendo la representación del consumo mensual y los consumos horarios durante las 8760 horas de dicho año los de las figuras siguientes.

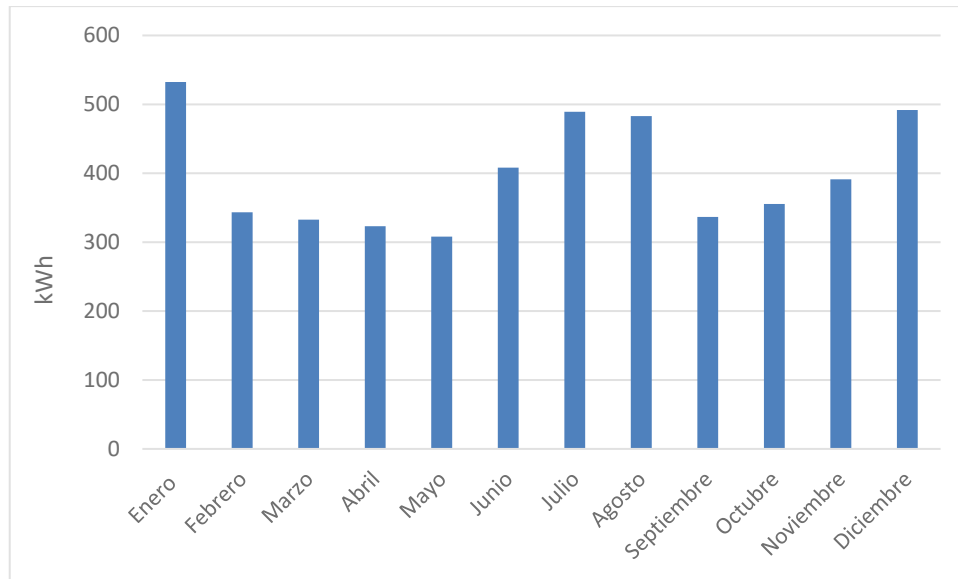


Figura 10. Consumos mensuales de la vivienda tipo seleccionada.

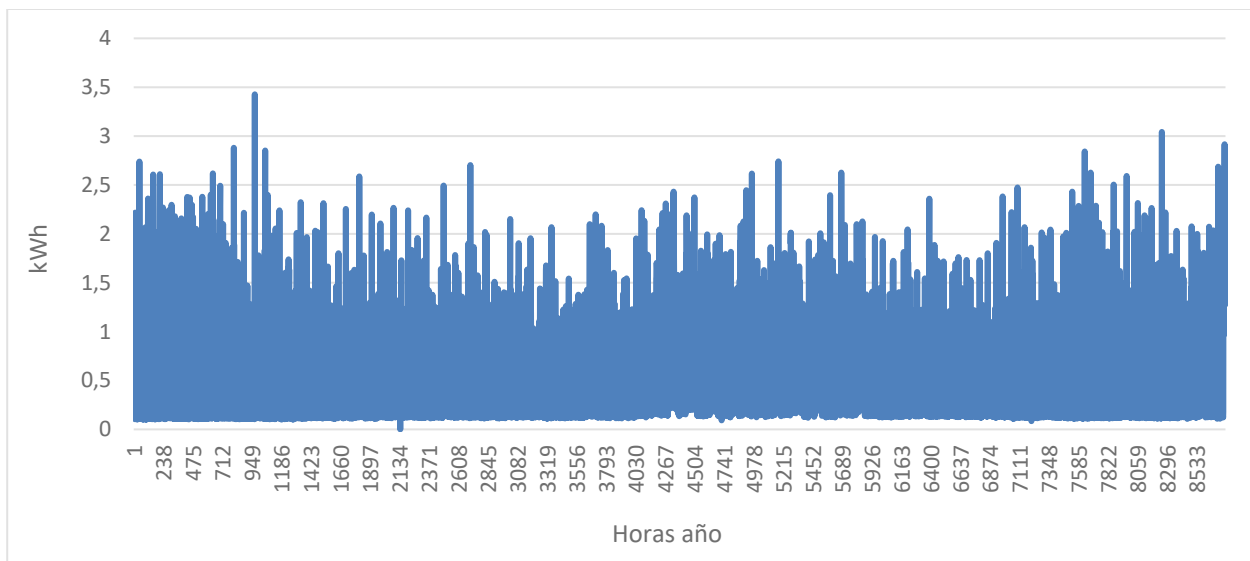


Figura 11. Consumos horarios de la vivienda tipo seleccionada.

En orden de determinar la viabilidad de las instalaciones para autoconsumo en todo el territorio nacional, se seleccionarán 3 diferentes localizaciones con grandes variaciones en la irradiación solar correspondientes a diferentes zonas climáticas.

Las diferentes localizaciones serán las siguientes:

- Zaragoza (Latitud: 41.66, Longitud: -0.86) con una irradiación anual de 2000 kWh/m² para una inclinación óptima de los paneles de 38° y azimut 0° (orientación sur). Zona IV

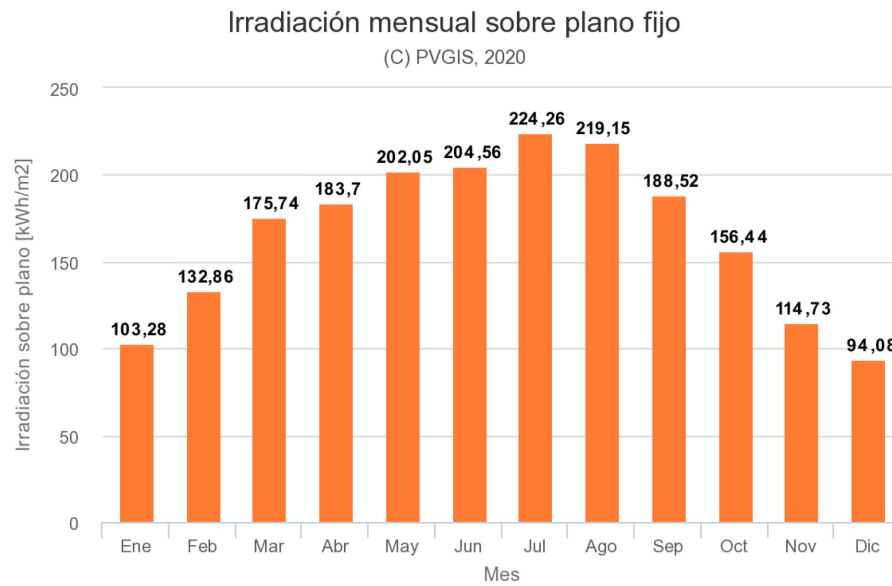


Figura 12. Irradiación mensual sobre plano fijo (Zaragoza) 38° inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.

- Sevilla (Latitud: 37.4, Longitud: -5.98) con una irradiación anual de 2135.65 kWh/m² para una inclinación óptima de los paneles de 34° y azimut 0° (orientación sur). Zona V

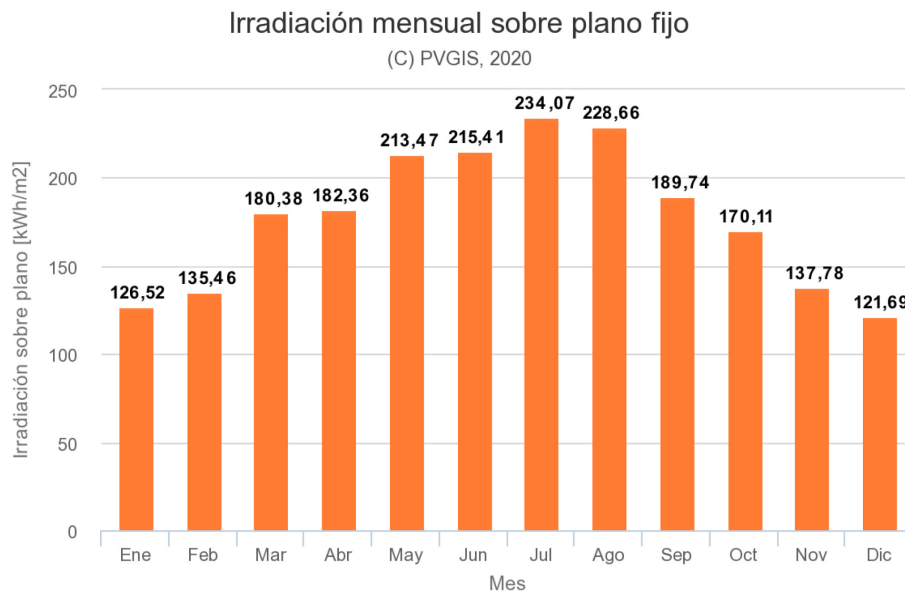


Figura 13. Irradiación mensual sobre plano fijo (Sevilla) 34° inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.

- Bilbao (Latitud: 43.26, Longitud: -2.94) con una irradiación anual de 1483 kWh/m² para una inclinación óptima de los paneles de 36° y azimut 0° (orientación sur). Zona I

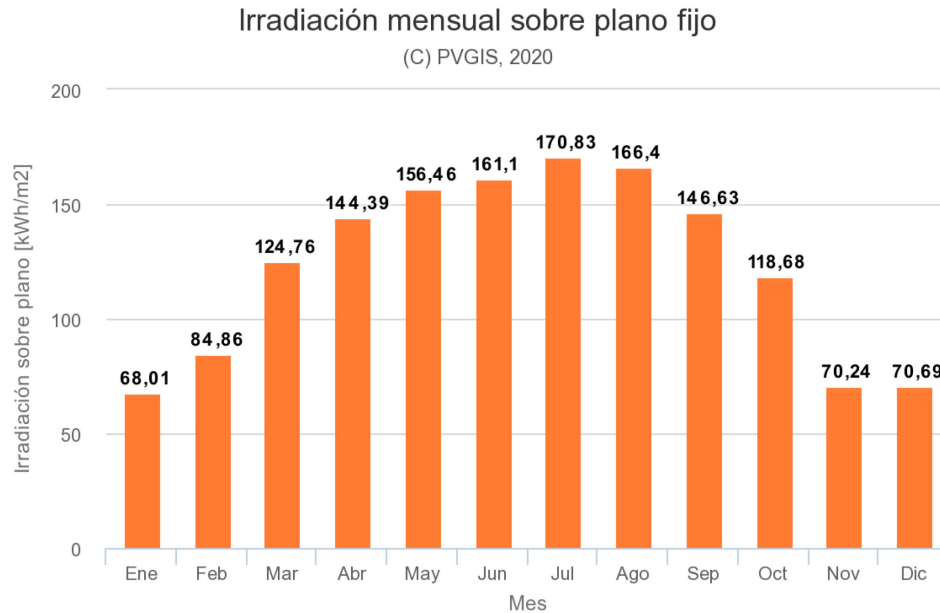


Figura 144. Irradiación mensual sobre plano fijo (Bilbao) 36° inclinación, orientación sur. Fuente: PVGIS.

5.1. PREDIMENSIONADO DE LAS INSTALACIONES

Para la determinación de las características los equipos que conformarán la instalación es necesario hacer el precálculo de los mismos con el consumo anual de la vivienda y la irradiancia disponible en la localización seleccionada, ajustada con el coeficiente denominado como "performance ratio" o coeficiente de rendimiento que establece una correlación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación. Usando este método se indica que proporción de la energía estará disponible de forma efectiva, descontando pérdidas térmicas, eléctricas y el consumo propio de la operación [34]. Este valor es cifrado para instalaciones con un buen mantenimiento en un valor típico del 80% [35].

$$Potencia\ paneles\ (kWp) = \frac{Consumo\ anual\ vivienda\ (kWh)}{Irradiancia\ anual\ \left(\frac{kWh}{m^2}\right) * Performance\ ratio}$$



- Zaragoza

$$\text{Potencia paneles (kWp)} = \frac{4.795.44 \text{ kWh}}{2000 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right) * 0,8} = 3 \text{ kWp}$$

- Sevilla

$$\text{Potencia paneles (kWp)} = \frac{4.795,44 \text{ kWh}}{2135.65 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right) * 0,8} = 2.81 \text{ kWp}$$

- Bilbao

$$\text{Potencia paneles (kWp)} = \frac{4.795,44 \text{ kWh}}{1438 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right) * 0,8} = 4.17 \text{ kWp}$$

5.1.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos seleccionados son los paneles CS6U-325P de la marca Canadian Solar, son paneles de silicio policristalino y una potencia de 325 Wp, cuyas especificaciones técnicas quedan recogidas en la tabla siguiente. Con un precio unitario de 161€ [36].

Canadian Solar CS6U-325P	
Potencia nominal (Pmax)	325 W
Tensión de máxima potencia (Vmp)	37 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	8.78 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45.5 V
Corriente de CC (Isc)	9.34 A
Eficiencia	16.72 %
Rango de temperatura de trabajo	-40°C ~ +85°C
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0.4 % / °C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0.31 % / °C

Tabla 2. Características técnicas panel CS6U-325P de Canadian solar.



Figura 15. Paneles solares Canadian Solar CS6U-325P. Fuente: Solaris.

- Zaragoza / Sevilla

Para cubrir la demanda con los paneles enunciados se opta por una disposición de 2 hileras en paralelo conformada por de 4 paneles en serie cada una. Llegando de esta forma a un total de 8 paneles entregando una potencia total de 2600 kWp.

Se podría optar por una disposición de 10 paneles distribuidos en dos hileras en paralelo de 5 paneles en serie, llegando a una potencia de 3250 kWp, pero para esta disposición superior, los días en los cuales los excedentes generados por la instalación no eran remunerados crecían significativamente ya que como se ha visto previamente no se puede obtener un saldo positivo en la factura, además, en busca de optimizar los espacios disponibles para la colocación de los paneles y ya que se considera que el propietario de la instalación deberá afrontar todos los pagos para la conformación de la misma en un único pago y sin concesiones de préstamos, se opta por la disposición menor de paneles. La posibilidad de "sobredimensionar" la instalación se estudiará en uno de los análisis de sensibilidad próximos.

- Bilbao

Distribuidos como 2 hileras en paralelo conformados por 6 paneles en serie por hilera. Consiguiendo una potencia de 3900 kWp.

Para la concreción del resto de componentes y la validación de la instalación se deben calcular los parámetros característicos de los paneles. Siendo estos los valores de tensión en circuito abierto y en condiciones de máxima potencia. En las ecuaciones que se verán a continuación interviene el coeficiente de temperatura β , siendo este el parámetro que nos relaciona la pérdida de potencia generada por los paneles fotovoltaicos o la tensión en circuito abierto, para temperaturas superiores a las de referencia.

$$V_{oc, T_{min}} = V_{oc, fabricante} * \left(1 - \frac{\beta}{100} * (T_{ref} - T_{min})\right) = 45.5 V * \left(1 - \frac{-0.31}{100} * (25 - (-40))\right) = 54.67 V$$

$$V_{mp,Tmax} = V_{mp,fabricante} * (1 - \frac{\beta}{100} * (T_{ref} - T_{max})) = 37 V * (1 - \frac{-0.31}{100} * (25 - 85)) = 30.12 V$$

$$V_{mp,Tmin} = V_{mp,fabricante} * (1 - \frac{\beta}{100} * (T_{ref} - T_{min})) = 37 V * (1 - \frac{-0.31}{100} * (25 - (-40))) = 44.46 V$$

Los valores de temperaturas utilizadas para el valor máximo y mínimo son las especificadas por el fabricante como temperaturas de rango de trabajo y la temperatura de referencia de las células fotovoltaicas los 25 °C definidos en condiciones STC.

5.1.2. Estructura paneles.

Los precios de la estructura de los paneles son determinados a partir de un presupuesto real (de una instalación de potencia similar a la contemplada en las simulaciones) en la que la tasación de la estructura, anclajes, guías y sujeciones coplanares por cada módulo es de 68,38 €. La factura a la cual se alude quedara recogida en los anexos.

5.1.3. Inversor

En cuanto a la determinación del inversor, el seleccionado será el X1 3.6 de la marca Solax cuyas características principales quedan recogidas en la siguiente tabla. Con un precio unitario de 742,36€ [37].

Solax X1 3.6	
Potencia máxima recomendada (Pmax)	4000 W
Tensión máxima entrada	600 V
Voltaje máximo operación	360 V
Rango de tensión MPPT	125-580 V
Corriente máxima	16 A
Eficiencia	97.8 %
Rango de temperatura de trabajo	20°C ~ +60°C

Tabla 3. Características técnicas inversor X1 3.6 de Solax.



Figura 16. Inversor Solax X1 3.6. Fuente: AutoSolar.

En cuanto a la verificación de que el inversor seleccionado cumple con las características de la instalación realizamos los siguientes cálculos, siendo como se verá más adelante todos ellos satisfactorios. Se utilizan los datos del caso más desfavorable (Bilbao) ya que es el caso en el que más cantidad de paneles se instalan.

$$V_{oc, \max} (\text{inversor}) > V_{oc, T_{\min}} * n^{\circ} \text{ paneles en serie} \rightarrow 600 \text{ V} > 328 \text{ V}$$

$$V_{mp, \min} (\text{inversor}) < V_{mp, T_{\min}} * n^{\circ} \text{ paneles en serie} \rightarrow 125 \text{ V} < 181 \text{ V}$$

$$V_{mp, \max} (\text{inversor}) > V_{mp, T_{\min}} * n^{\circ} \text{ paneles en serie} \rightarrow 580 \text{ V} > 267 \text{ V}$$

$$\text{Potencia de la instalacion} < \text{Potencia maxima inversor} \rightarrow 4000 \text{ W} < 3900 \text{ W}$$

5.1.4. *Instalación / Mano de obra*

Para la determinación de los costes derivados de la instalación, detallados a continuación, se obtienen del mismo presupuesto del cual se obtuvieron los precios de las estructuras de los paneles, recogida en los anexos. Estos costes son los siguientes:

- Memoria de diseño, tramites Distribución e industria (boletín) -> 392,00 €
- Instalación de protecciones CC/CA según ITC-BT-40 -> 77,50 €
- Costes de material / Costes indirectos -> 448,40 €
- Instalación y puesta en marcha -> 936,32 €

Supone un monto total de 1854.22 €



6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El software utilizado para la realización de las simulaciones es iHOGA PRO+, un programa de simulación y optimización de sistemas eléctricos híbridos basados en energías renovables, aislados de la red o conectados a la red eléctrica. Entendiendo por optimización la minimización de los costes totales del sistema (o maximización de beneficios) a lo largo de su vida útil, trasladados o actualizados al momento inicial de la inversión (Valor Actual Neto, VAN). Es decir, en general la optimización es económica (mono-objetivo) [38].

Para el supuesto base, los datos económicos seleccionados, son una combinación de las predicciones que se realizan en diferentes trabajos académicos [39-40] y los datos de tendencia histórica del IPC en España [41].

Para el caso base de la simulación se utilizarán los siguientes datos o características:

- Compensación de excedentes mediante facturación neta (Actual sistema de la legislación española).
- Datos de consumo eléctrico de la vivienda (A partir de lecturas reales del contador)
- Tarifa 2.0A
- Peaje de acceso cifrado en 38,04 €/kW/Año (Por potencia contratada)
- Peaje de acceso cifrado en 0,044027 €/kWh (Por energía consumida)
- Inflación interanual general de un 2%
- Inflación interanual del precio de la energía de un 2%
- Irradiación en las diferentes localizaciones (A partir de los datos de PVGIS)
- Periodo de estudio de 25 años. (Estimado como vida útil de la instalación)
- Se considera que la vida útil de los inversores empleados es de 10 años, por lo que tras este periodo se debe adquirir otro.
- Datos económicos actualizados al momento inicial con una tasa de interés nominal del 2%.
- Precio de venta de la energía. (Valores reales obtenidos de REE para el año 2019)
- Precio de compra de la energía. (Valores reales obtenidos de REE para el año 2019)

Siendo la representación de estos precios de la energía los siguientes:

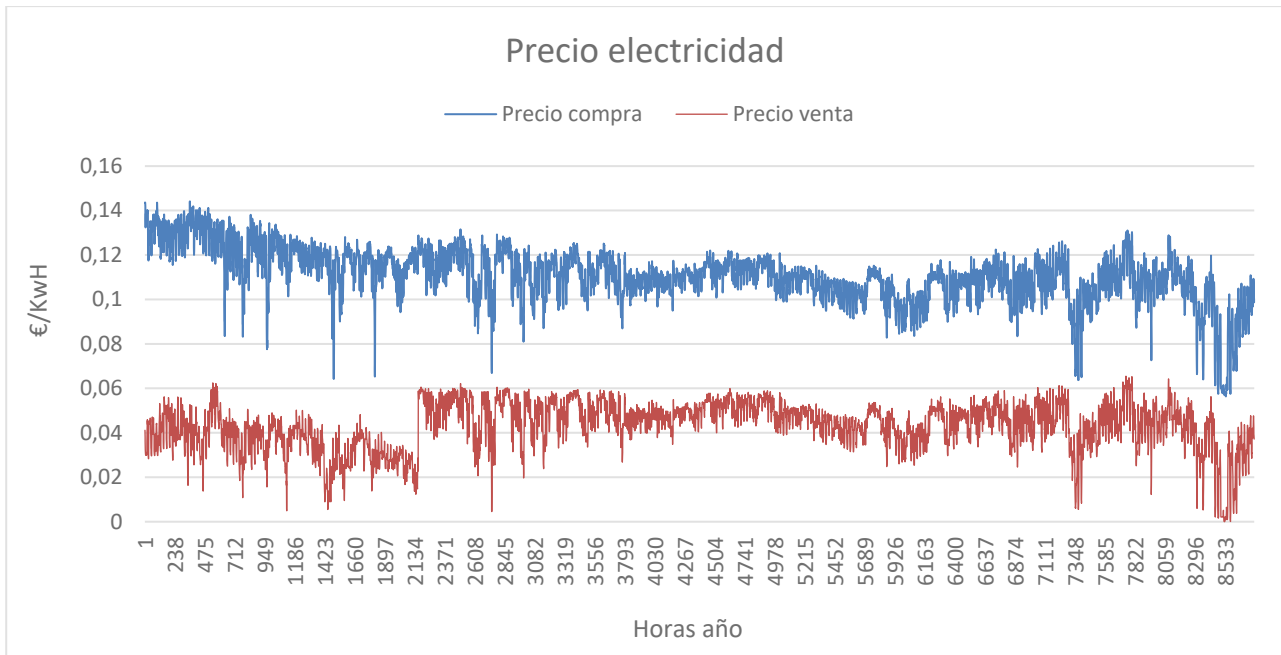


Figura 17. Fluctuaciones del precio de la electricidad (Compra y venta) 2019.

Para este llamado caso base, se obtienen los siguientes resultados:

La inversión inicial en el caso de Zaragoza y Sevilla asciende a 4.488€ y para el caso de Bilbao a 5.426€, debido a la mayor cantidad de paneles instalados. En estos costes se incluyen todos los componentes, mano de obra y tramitación necesaria para la puesta en marcha de las instalaciones, siendo el periodo de retorno de dicha inversión inicial de 12 años para las instalaciones de igual capacidad y de 15 años para la de Bilbao.

El ahorro generado por las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las diferentes localizaciones son las siguientes, (siendo estos valores obtenidos de la comparación con la adquisición total de la energía de la red, es decir, en el supuesto de no tener generación fotovoltaica):

- Zaragoza, al final de la vida útil ha sido capaz de generar un ahorro para el consumidor de 4.404,1€.
- Sevilla, al final de la vida útil ha sido capaz de generar un ahorro para el consumidor de 5.261,6€.
- Bilbao, al final de la vida útil ha sido capaz de generar un ahorro para el consumidor de 3.460,7€.

El LCOE por sus siglas en inglés "Levelized cost of energy" hace referencia al coste del kWh medio de la instalación, quedando entre 0,19 y 0,21 €/kWh (dependiendo de la ubicación) frente a los 0,23 €/kWh que supondrían de la instalación sin autoconsumo.

Quedando la tabla resumen de las instalaciones como queda:

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza	23.312 €	4.404,1 €	12	0,2 €/kWh
Sevilla	22.453,1 €	5.261,6 €	12	0,19 €/kWh
Bilbao	24.253,9 €	3.460,7 €	15	0,21 €/kWh

Tabla 4. Resultados caso base instalación autoconsumo.



Figura 18. Ahorros generados en el caso base.

A continuación, se pueden ver los resultados de la simulación para algunos días de agosto, que muestran de forma gráfica la demanda de energía, la generación fotovoltaica y la energía comprada y vendida a la red.

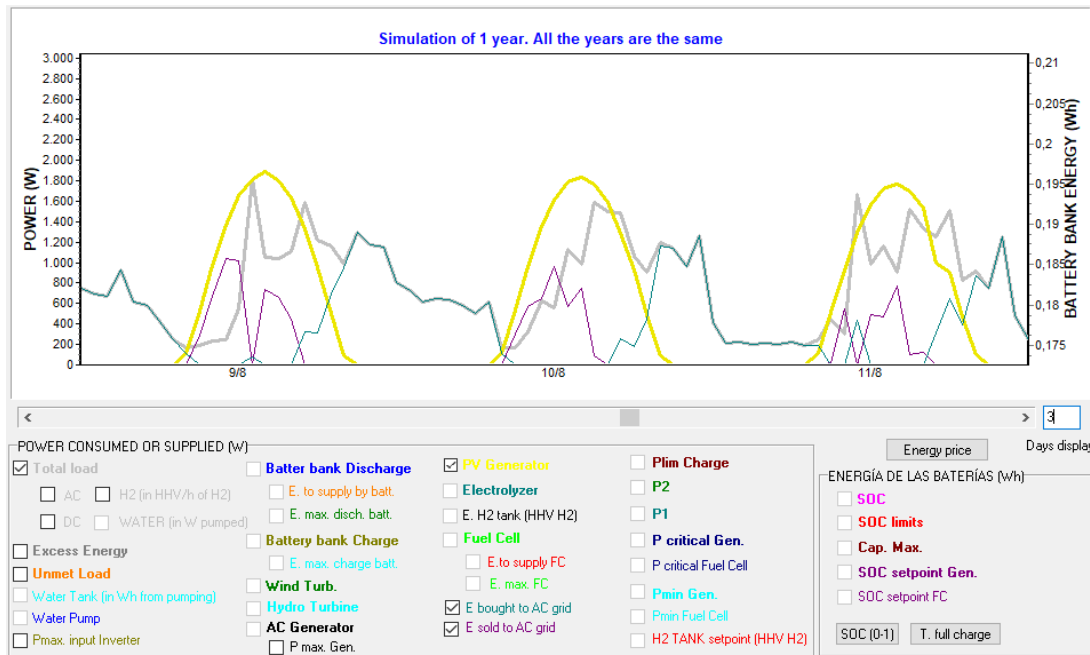


Figura 19. Resultados de la simulación del caso base de la instalación de Zaragoza para algunos días de agosto.

Todos los datos detallados de los diferentes análisis quedan recogidos en los anexos.

6.1. TIPO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

En este análisis de sensibilidad se evalúan los diferentes métodos de compensación de los excedentes generados por la instalación fotovoltaica. Siendo los evaluados los siguientes:

- Net billing (Facturación neta)
- Net metering (Balance neto)
- No inyección de excedentes a la red.

En este análisis puesto que las modalidades han sido explicadas en apartados previos no se incidirá en la explicación de los diferentes métodos de compensación. Para el caso de realizar el balance neto en la instalación, en iHOGA se utilizó el mismo precio para la energía comprada como para la energía vendida de forma que se equiparara el valor de todos los kWh. Este valor fue fijado como el precio medio de la energía comprada del año 2019 utilizada en el caso base.

A continuación, se muestra una tabla con los valores más significativos para las instalaciones en las diferentes localizaciones y aplicando los diferentes métodos de compensación.

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza-NB	23.312 €	4.404,1 €	12	0,2 €/kWh
Zaragoza-NM	16.822,7 €	10.891,6 €	6	0,14 €/kWh
Zaragoza-NOI	25.904 €	1.811,6 €	17	0,22 €/kWh
Sevilla-NB	22.453,1 €	5.261,6 €	12	0,19 €/kWh
Sevilla-NM	15.689 €	12.026,6 €	6	0,13 €/kWh
Sevilla-NOI	25.084,7 €	2.629,1 €	15	0,21 €/kWh
Bilbao-NB	24.253,9 €	3.460,7 €	15	0,21 €/kWh
Bilbao-NM	16.917 €	10.798,2 €	7	0,14 €/kWh
Bilbao-NOI	27.050,6 €	663,2 €	23	0,23 €/kWh

Tabla 5. Resultados análisis sensibilidad 1 (Compensación excedentes) en la instalación autoconsumo.

Como se puede observar el caso más favorable independientemente de la localización de la instalación es tener un balance neto de la energía, esto se debe principalmente a que mediante otros métodos de compensación el precio al que es tasado el kW inyectado a la red, es bastante inferior al precio de compra de la energía consumida. Se puede llegar a tener un retorno de la inversión de 6 años para el caso de Zaragoza y Sevilla llegando a obtener un ahorro acumulado de 10.892€ y 12.027€ respectivamente, y de 10.798€ para Bilbao. En el caso de realizar la facturación neta los ahorros generados se reducen a menos de la mitad, y el payback o periodo de retorno de la inversión a aproximadamente al doble, pese a ello sigue

siendo una situación recomendable puesto que además de las ventajas inherentes al uso de esta tecnología, mostradas en la motivación, se obtienen ahorros muy significativos para los consumidores.

Obviamente si el excedente de la energía generada no consumida, no es vertida a la red no se obtiene remuneración alguna por la misma, dejando la situación menos favorable de las estudiadas, con ahorros que se sitúan entre el 0.6 y el 2% de los obtenidos mediante balance neto, y un payback en el caso de la instalación de Bilbao de 23 años, casi al final de la vida útil de la instalación.

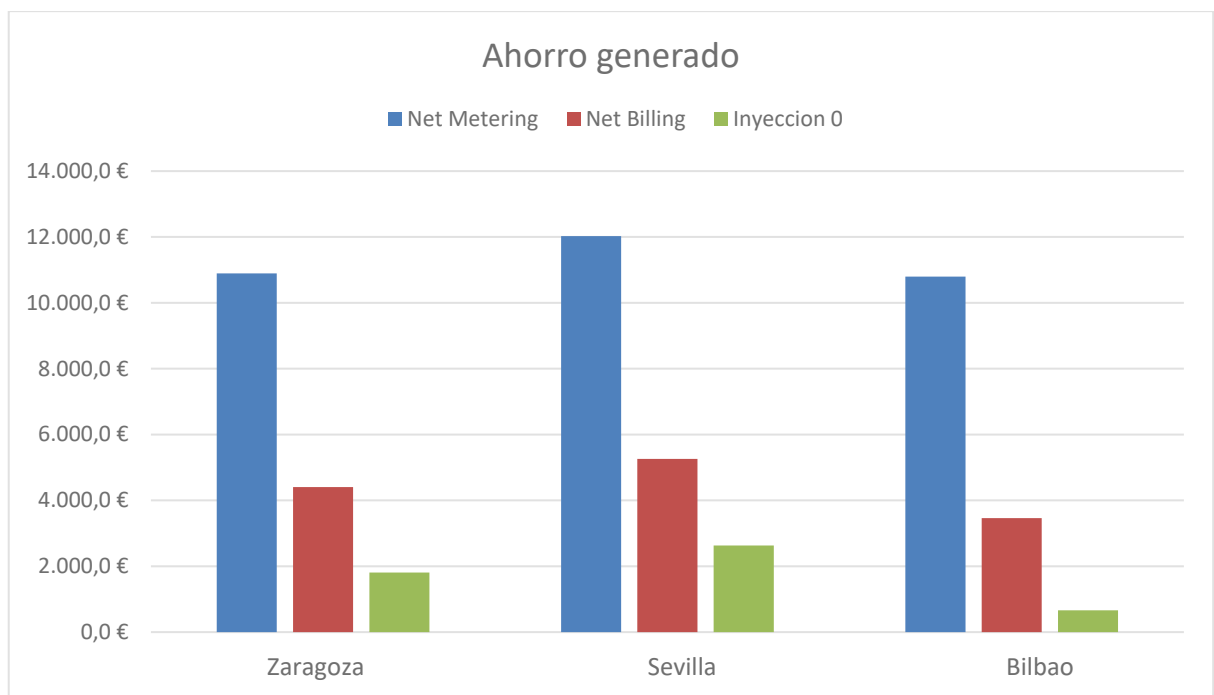


Figura 20. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con los diferentes métodos de compensación.

6.2. DEPRECIACIÓN DEL PRECIO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN

En este supuesto se estudiará el impacto de la depreciación de los componentes que conforman la instalación fotovoltaica y de los costes derivados de la puesta en marcha, es decir el precio del kWp instalado. Los casos supuestos serán los siguientes:

- Depreciación del precio del kWp instalado un 10%
- Depreciación del precio del kWp instalado un 20%
- Depreciación del precio del kWp instalado un 30%

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza (-10% kWp)	22.752,6 €	4.963,5 €	11	0,19 €/kWh
Zaragoza (-20% kWp)	22.192,5 €	5.523,7 €	9	0,19 €/kWh
Zaragoza (-30% kWp)	21.630,8 €	6.085,3 €	7	0,18 €/kWh
Sevilla (-10% kWp)	21.893,7 €	5.821,0 €	10	0,19 €/kWh
Sevilla (-20% kWp)	21.333,5 €	6.381,2 €	8	0,18 €/kWh
Sevilla (-30% kWp)	20.787,7 €	4.266,4 €	7	0,18 €/kWh
Bilbao (-10% kWp)	23.448 €	3.460,7 €	13	0,2 €/kWh
Bilbao (-20% kWp)	22.794 €	4.920,4 €	12	0,19 €/kWh
Bilbao (-30% kWp)	22.291,1 €	5.423,5 €	10	0,19 €/kWh

Tabla 6. Resultados análisis sensibilidad 2 (Depreciación kWp instalado) en la instalación autoconsumo.

Como parece evidente a medida que disminuye el precio del kWp instalado aumenta la rentabilidad de la instalación de autoconsumo. El principal impacto de la depreciación, es el periodo de retorno de la inversión, puesto que a menor inversión inicial con el mismo ahorro anual (el del caso base) el periodo en el cual se compensa la inversión es menor, llegando a reducirse en la instalación de Zaragoza en 2 años por cada 10% de reducción del kWp instalado. En el caso de Sevilla y Bilbao alterna entre 1 y 2 años.

Los ahorros acumulados a lo largo de la vida útil crecen en igual proporción a la depreciación, es decir por cada 10% de reducción del kWp instalado aumenta en un 10% los ahorros en comparación a los consumos sin fotovoltaica.

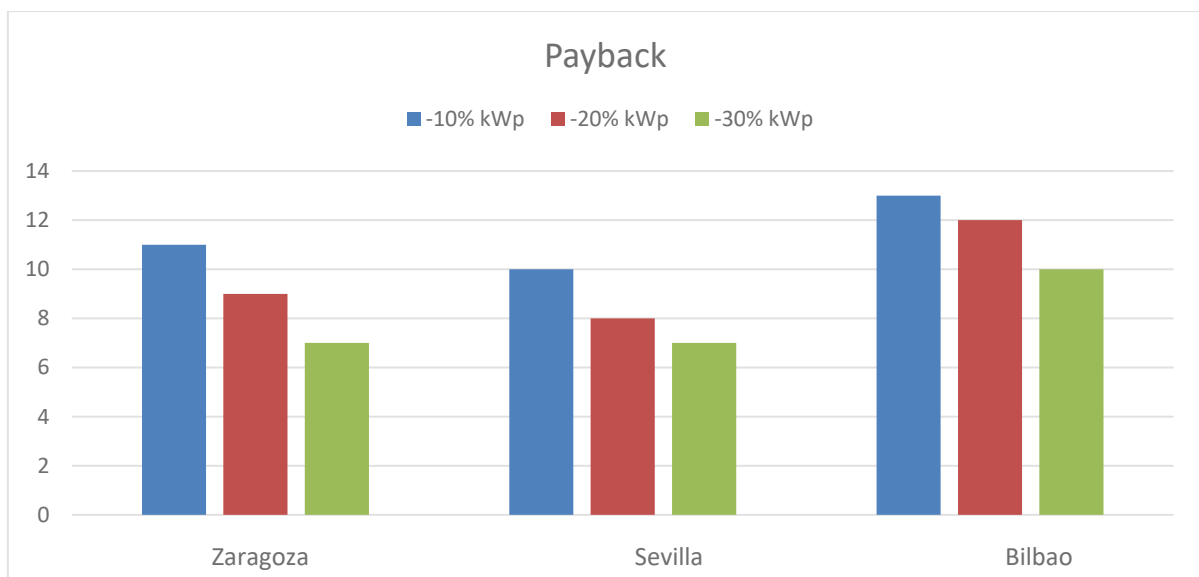


Figura 21. Periodo de retorno de la inversión inicial dependiente del precio del kWp instalado.

6.3. IMPACTO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

En este supuesto se estudiará el impacto de la inflación de la energía, tanto la adquirida como la inyectada a la red. La fluctuación de la inflación del precio de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación es algo muy difícil de determinar por lo que para cubrir el espectro posible de valores se utilizarán los siguientes:

- Inflación del 1%
- Inflación del 1.5%
- Inflación del 3%

Obteniendo la siguiente tabla resumen:

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza (1%)	21.380,3 €	3.064,7 €	14	0,18 €/kWh
Zaragoza (1,5%)	22.308,5 €	3.708,3 €	13	0,19 €/kWh
Zaragoza (3%)	25.571,8 €	5.969,2 €	12	0,22 €/kWh
Sevilla (1%)	20.622,7 €	3.822,5 €	12	0,18 €/kWh
Sevilla (1,5%)	21.502,2 €	4.514,3 €	12	0,19 €/kWh
Sevilla (3%)	24.594,3 €	6.946,4 €	11	0,21 €/kWh
Bilbao (1%)	22.341,8 €	2.103,2 €	17	0,19 €/kWh
Bilbao (1,5%)	23.260,6 €	2.755,8 €	16	0,2 €/kWh
Bilbao (3%)	26.490,7 €	5.050,3 €	14	0,22 €/kWh

Tabla 7. Resultados análisis sensibilidad 3 (Inflación del precio de la electricidad) en la instalación autoconsumo.

A partir de los diferentes supuestos se puede determinar que a mayor inflación del precio de la electricidad mayor rentabilidad se obtiene de la instalación fotovoltaica, esto es debido a que no se tiene la necesidad de comprar toda la energía que se tendría que adquirir en caso de no tener la instalación fotovoltaica ya que se dispone de la generación de dicha instalación. El mayor impacto se da en el ahorro generado por las instalaciones aumentando este a razón de un 18% por cada 0.5% de aumento de la inflación de la electricidad.

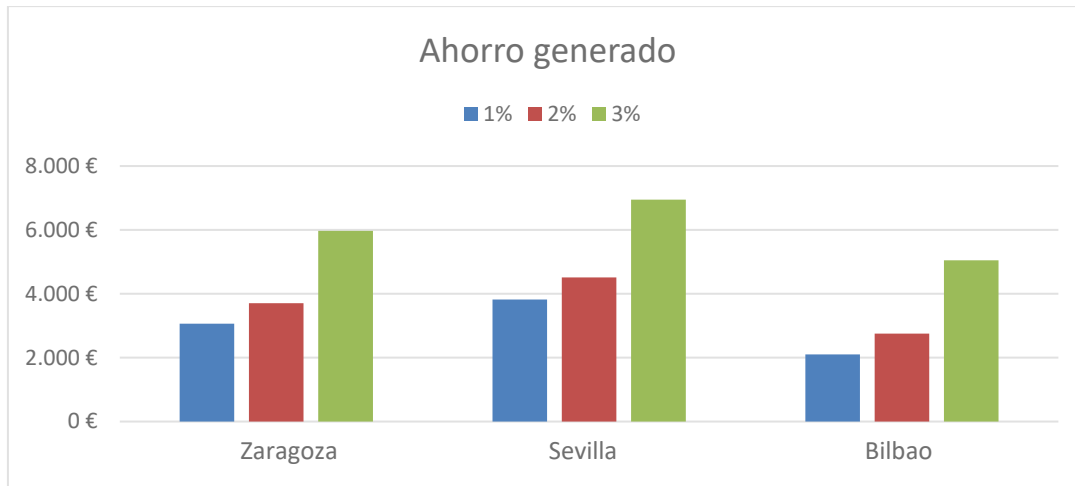


Figura 22. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con la variación de la inflación de la electricidad.

6.4. IMPACTO DE LA INFLACIÓN GENERAL

En este supuesto se estudiará el impacto de la inflación del dinero. Del mismo modo que en análisis previo la fluctuación de la inflación es muy difícil de determinar por lo que para cubrir el espectro posible de valores se utilizarán los siguientes:

- Inflación del 1%
- Inflación del 1.5%
- Inflación del 3%

Obteniendo la tabla mostrada a continuación:

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza (1%)	23.032,6 €	4.682,3 €	12	0,19 €/kWh
Zaragoza (1,5%)	23.167,7 €	4.547,3 €	12	0,2 €/kWh
Zaragoza (3%)	23.630,4 €	4.084,5 €	13	0,2 €/kWh
Sevilla (1%)	22.173,6 €	5.541,6 €	11	0,19 €/kWh
Sevilla (1,5%)	22.308,8 €	5.406,2 €	11	0,19 €/kWh
Sevilla (3%)	22.771,5 €	4.943,7 €	12	0,19 €/kWh
Bilbao (1%)	23.954,4 €	3.760,5 €	15	0,2 €/kWh
Bilbao (1,5%)	24.099,2 €	3.615,8 €	15	0,2 €/kWh
Bilbao (3%)	24.595,7 €	3.119,1 €	15	0,21 €/kWh

Tabla 8. Resultados análisis sensibilidad 4 (Inflación general) en la instalación autoconsumo.

En este caso el impacto de la inflación general es menor al impacto generado por la inflación en la electricidad, esto radica en que los costes afectados por esta inflación general (Paneles, operación y mantenimiento e inversores), son mucho menores que los costes derivados de la compra y venta de energía. Además, la forma en la que afecta a la rentabilidad de la instalación es inversa, a mayor inflación, menores ahorros y payback.

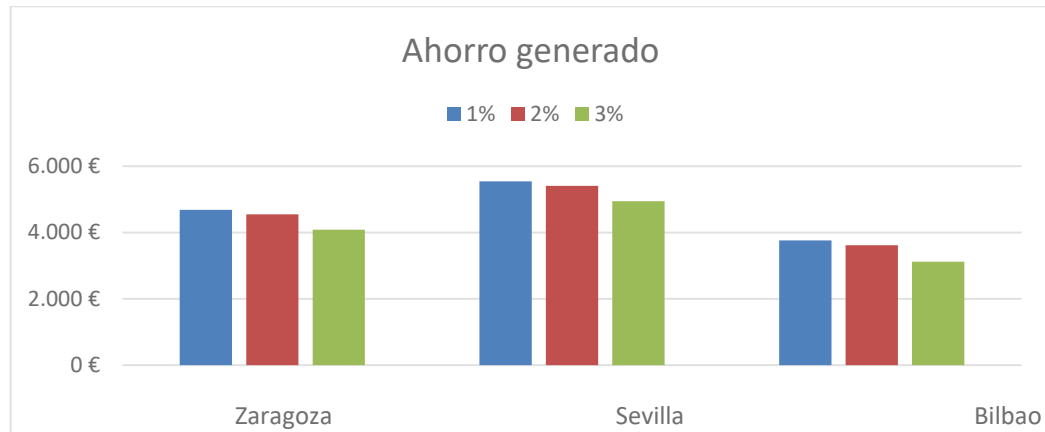


Figura 23. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con la variación de la inflación general.

6.5. "SOBREDIMENSIONAMIENTO" DE LA INSTALACIÓN

En este supuesto se considerará el sobredimensionamiento de la instalación respecto a la prevista en el predimensionamiento, considerando siempre no sobrepasar la potencia del inversor seleccionado ya que implicaría tener que seleccionar otro de mayor potencia alterando los resultados económicos y haciendo el análisis inútil. Las configuraciones consideradas son las siguientes:

- Instalación formada por 2 hileras en paralelo de 5 paneles en serie.
- Instalación formada por 2 hileras en paralelo de 6 paneles en serie.

Obteniendo la siguiente tabla con los datos más relevantes:

	INVERSION INICIAL (€)	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza (Caso base)	4.487,9 €	23.312 €	4.404,1 €	12	0,2 €/kWh
Zaragoza 5x5	4.957,1 €	22.066,2 €	5.649,9 €	12	0,19 €/kWh
Zaragoza 6x6	5.426,3 €	21.068,6 €	6.645,7 €	11	0,18 €/kWh
Sevilla (Caso base)	4.487,9 €	22.453,1 €	5.261,6 €	12	0,19 €/kWh
Sevilla 5x5	4.957,1 €	21.102,6 €	6.612,4 €	12	0,18 €/kWh
Sevilla 6x6	5.426,3 €	20.072 €	7.643,2 €	10	0,17 €/kWh

Tabla 9. Resultados análisis sensibilidad 5 (Sobredimensionamiento) en la instalación autoconsumo.

El análisis de los datos muestra que, a más paneles instalados pese a aumentar los costes iniciales derivados del mayor número de paneles adquiridos y los costes de mantenimiento y pese a no tener venta de energía durante algunos días, los ahorros generados al final de la vida útil crecen (más de un 15%) y el payback decrece. Esto se debe a que el precio del kWp instalado es relativamente barato respecto al coste derivado de la compra de energía para satisfacer la demanda, por lo tanto, a más paneles instalados, más demanda satisfecha y más ahorro. Por lo que si se dispone de la capacidad económica para realizar la inversión superior y el espacio para la colocación de los equipos es recomendable sobredimensionar (teniendo en cuenta el valor límite de la optimización).

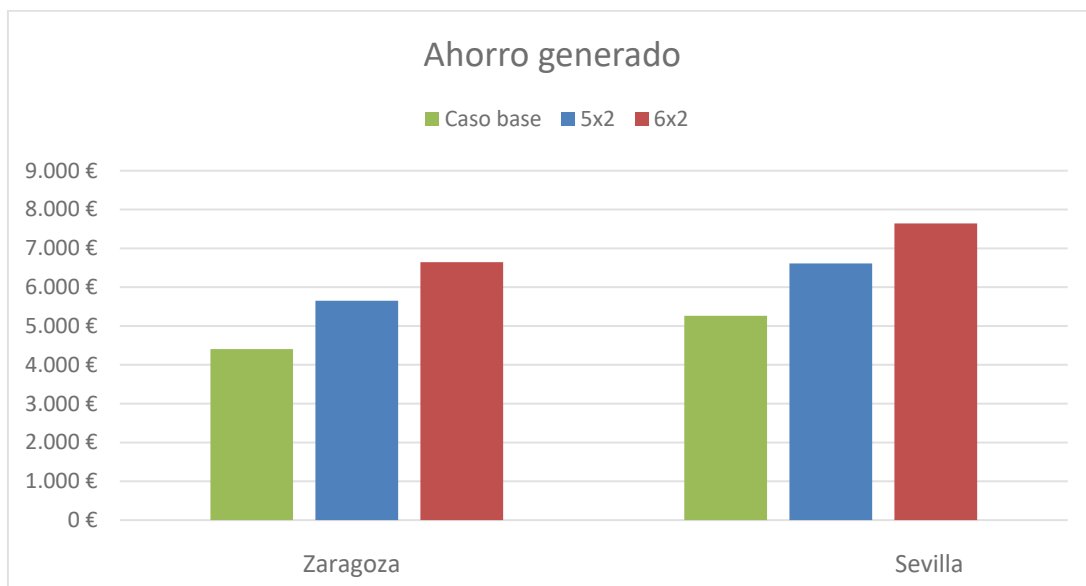


Figura 24. Ahorro generado por las diferentes instalaciones con el efecto del sobredimensionamiento.

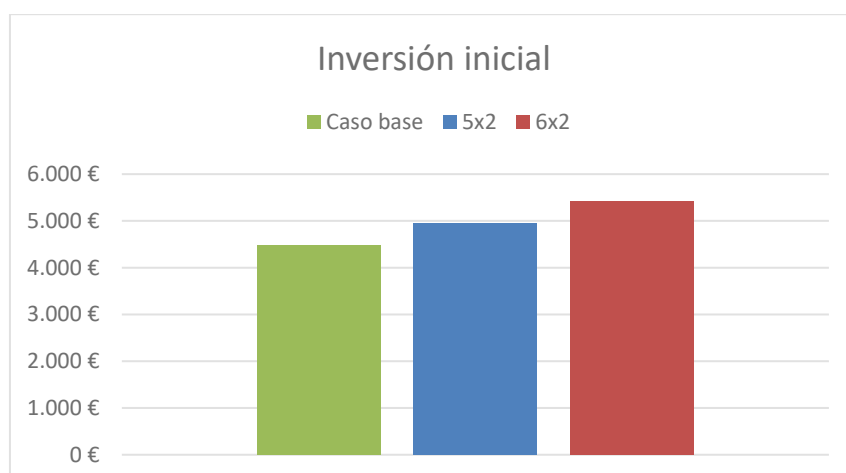


Figura 25. Inversión inicial a llevar a cabo para la formación de las instalaciones.

6.6. IRRADIACIÓN SOLAR DE UN AÑO DIFERENTE AL SELECCIONADO

Este análisis nos ayudará a determinar si los desarrollos anteriores se mantendrán invariables a lo largo de algunos años, o la irradiación en España varía tanto que condiciona la viabilidad de la instalación. Se seleccionan dos años diferentes, 2012 y 2009 donde se realiza la simulación del caso base. Quedando los resultados como siguen:

	VAN (€)	AHORRO (€)	PAYBACK (años)	LCOE
Zaragoza (Caso base)	23.312 €	4.404,10 €	12	0,2 €/kWh
Zaragoza 2012	22.938,40 €	4.731,60 €	12	0,19 €/kWh
Zaragoza 2009	23.188,20 €	4.526,60 €	11	0,2 €/kWh
Sevilla (Caso base)	22.453,10 €	5.261,60 €	12	0,19 €/kWh
Sevilla 2012	22.346,70 €	5.369,10 €	11	0,19 €/kWh
Sevilla 2009	22.639,30 €	5.076,60 €	12	0,19 €/kWh
Bilbao (Caso base)	24.253,90 €	3.460,70 €	15	0,21 €/kWh
Bilbao 2012	24.246,90 €	3.368,20 €	15	0,21 €/kWh
Bilbao 2009	24.304,70 €	3.410,70 €	15	0,21 €/kWh

Tabla 10. Resultados análisis sensibilidad 6 (Irradiación) en la instalación autoconsumo.

Los resultados indican que, pese a la variabilidad del recurso solar durante los años, la viabilidad de las instalaciones no sufre grandes variaciones. Por lo que los desarrollos previos son igualmente aplicables independientemente del año. El orden de magnitud de las variaciones es de algunos pocos cientos de euros de ahorro para los 25 años de vida útil.

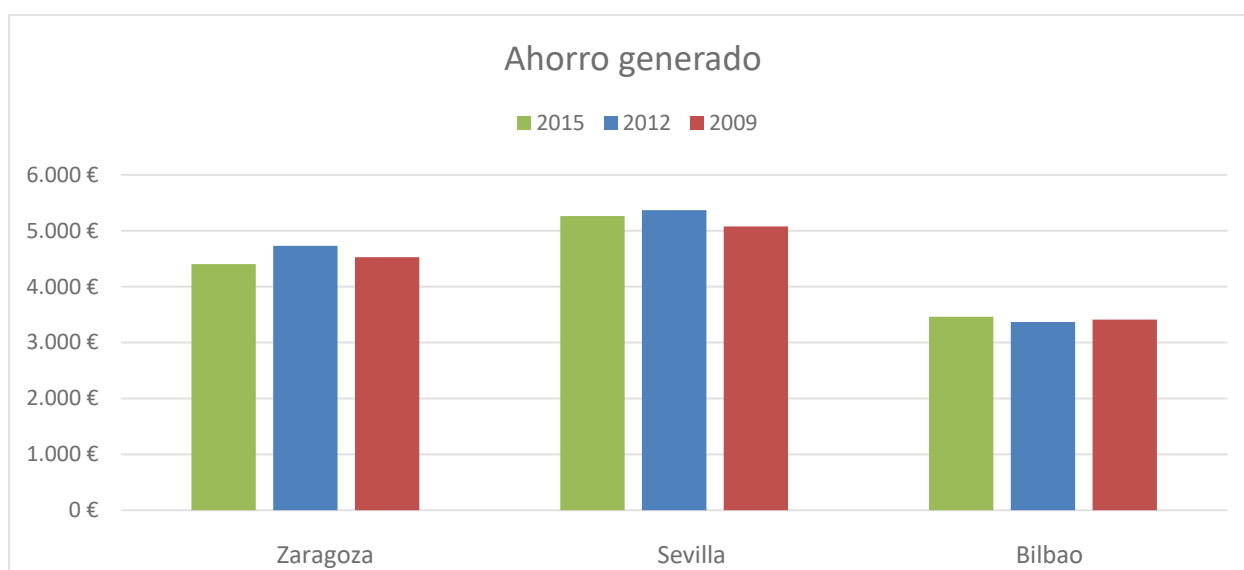


Figura 26. Ahorro generado por las diferentes instalaciones para la irradiación solar de diferentes años.

6.7. INCLINACIÓN DE LOS PANELES DIFERENTE A LA ÓPTIMA

En este análisis de sensibilidad se evalúa el impacto de la variación en la inclinación de los paneles fotovoltaicos. Siendo las evaluadas las siguientes:

- Inclinación de los paneles $\pm 10^\circ$
- Inclinación de los paneles $\pm 20^\circ$
- Inclinación de los paneles $\pm 30^\circ$

Los resultados obtenidos son los siguientes:

	VAN	AHORRO	PAYBACK	LCOE
Caso base (Zaragoza)	23.312 €	4.404,1 €	13	0,2 €/kWh
Z -10°	23.307 €	4.409,1 €	13	0,2 €/kWh
Z +10°	23.472 €	4.244,1 €	13	0,2 €/kWh
Z -20°	23.497 €	4.216,6 €	13	0,2 €/kWh
Z +20°	23.803 €	3.911,6 €	13	0,2 €/kWh
Z -30°	24.323,6 €	3.391,6 €	14	0,2 €/kWh
Z +30°	23.895 €	3.819,1 €	13	0,21 €/kWh
Caso base (Sevilla)	22.453,1 €	5.261,6 €	12	0,19 €/kWh
S -10°	22.505,3 €	5.209,1 €	12	0,19 €/kWh
S +10°	22.580,2 €	5.134,1 €	12	0,19 €/kWh
S -20°	22.752,5 €	4.961,6 €	12	0,19 €/kWh
S +20°	22.892 €	4.824,1 €	12	0,19 €/kWh
S -30°	23.229,8 €	4.484,1 €	12	0,2 €/kWh
S +30°	23.409,7 €	4.304,1 €	13	0,2 €/kWh
Caso base (Bilbao)	24.253,9 €	3.460,7 €	15	0,21 €/kWh
B -10°	24.109,8 €	3.605,7 €	15	0,2 €/kWh
B +10°	24.624,4 €	3.090,7 €	15	0,21 €/kWh
B -20°	24.291,9 €	3.423,2 €	14	0,21 €/kWh
B +20°	24.552,7 €	3.163,2 €	15	0,21 €/kWh
B -30°	24.662,1 €	3.053,2 €	16	0,21 €/kWh
B +30°	25.008,1 €	2.705,7 €	16	0,21 €/kWh

Tabla 11. Resultados análisis sensibilidad 7 (Cambio de ángulo de los paneles) en la instalación autoconsumo.

Para entender el porqué de los resultados obtenidos se precisa observar las diferentes radiaciones obtenidas con las variaciones del ángulo de inclinación de los paneles, estos valores, mostrados por el software iHOGA, quedan recogidos en el apartado último de los anexos.



Como observamos hay casos en los que los resultados obtenidos mejoran los obtenidos mediante el caso base, cuya inclinación fue seleccionada siguiendo la recomendación de PVGIS. En el caso de Zaragoza, el VAN y el ahorro mejoran incluso para el caso de una reducción del ángulo de los paneles de 10° , aunque bien es cierto que de forma prácticamente inapreciable, empeorando en todos los demás casos. Esto nos indica que para el caso concreto de esta instalación el punto óptimo se encuentra entre los 28° y los 38° , lo cual es un amplio margen, que a la hora de colocar los paneles absorberá el posible error en la colocación haciendo que la sensibilidad a esta variable no sea tan crítica como otros factores considerados.

Para el caso de Sevilla, todos los aspectos definatorios de la rentabilidad de la instalación decrecen a medida que se modifica el ángulo, por lo tanto, el ángulo seleccionado es el ángulo óptimo y por ende el que proporciona mayor captación solar.

Para la instalación de Bilbao tenemos un caso muy similar al de Zaragoza, pero en sentido inverso, la inclinación considerada en el caso base, no es la que arroja unos datos económicos más favorables, sino la que aumenta el ángulo de inclinación de los paneles en 10° , de forma análoga a las conclusiones obtenidas anteriormente encontramos que el ángulo óptimo se situaría entre los 34° y 44° de inclinación, siendo un valor más cercano a este último, ya que la mejora se sitúa en un ahorro de algo más de 100€. De igual forma esta variable no es tan crítica para esta instalación como otras variables estudiadas con anterioridad.

7. CONCLUSIONES

Tras el análisis previo de la cuestión del autoconsumo fotovoltaico conectado a red tanto en España, como en países extranjeros y tras la realización de múltiples análisis de instalaciones de esta tipología, situadas en diferentes zonas climáticas tratando de cubrir un amplio espectro del territorio nacional y de las situaciones posibles que el consumidor podría afrontar, se presentan varias conclusiones.

Uno de los objetivos principales, era determinar la viabilidad o rentabilidad económica para el consumidor de llevar a cabo la instalación de este tipo de infraestructuras para la captación solar y satisfacción de parte del consumo de la vivienda, los resultados obtenidos indican con rotundidad que sí. Únicamente en el caso de que se lleve a cabo la instalación de autoconsumo y la energía no consumida en el momento exacto del requerimiento energético no sea inyectada a la red y por ende perdida, se llegaría a una situación que haría valorar la posibilidad de no afrontar la instalación de autoconsumo puesto que los indicadores económicos definitorios, como el VAN, el ahorro generado por la instalación al final de su vida útil y el payback no ofrecen valores demasiado halagüeños siendo aun así positivos.

Por otro lado la posibilidad de un cambio legislativo en España que permitiese la realización de un balance neto de la energía por parte del consumidor parece poco probable en la actualidad, pero como se ha visto en desarrollos previos, es la situación idónea para el consumidor, pues se acortan enormemente los periodos de retorno de la inversión y aumentan significativamente los ahorros generados, por lo que ir a este tipo de compensación aplicado en lugares como California (EEUU) parece una gran medida para el incentivo del uso de estas instalaciones con las ventajas asociadas inherentemente a la mismas.

Además, este tipo de instalaciones podrían servir de cara al consumidor como una salvaguarda de sus intereses económicos ya que incrementos de la inflación del precio de la energía pueden resultar incluso positivos, gracias a la energía autoconsumida y por tanto no comprada a la red eléctrica. Incrementos en el IPC pese a suponer un detrimento de los indicadores económicos de la rentabilidad de la instalación tienen un efecto muy poco pronunciado, puesto que una vez afrontados los costes iniciales de la conformación de la instalación, solo afectaría a la compra de componentes averiados y los costes de operación y mantenimiento de la misma, pudiendo ser estos nulos en caso de que los llevara a cabo el propietario de la instalación.

Por último, gracias a que el precio de los componentes que conforman la instalación tiene una tendencia decreciente y que el monto inicial de que ha de afrontar el consumidor es pequeño en comparación a los ahorros que pueden ser generados y por tanto retornados respecto a la inversión inicial, si se dispone del espacio y el músculo económico para afrontar



la compra de una mayor cantidad de paneles respecto a la considerada en los cálculos del pre dimensionamiento, se recomienda "sobredimensionar" la instalación, teniendo en cuenta siempre el límite operativo de la misma.

Pese a que a lo largo de este informe no se ha considerado esta variable como modificador de la rentabilidad de la instalación, la modificación del perfil del consumo eléctrico por parte de los consumidores es uno de los grandes modificadores de la rentabilidad. Poder llevar el consumo a las horas centrales del día y por tanto a las de más generación fotovoltaica implicaría un ahorro sustancial en la factura del consumidor. Una posible forma de llevar a cabo esta práctica, podría ser domotizar la puesta en marcha de los electrodomésticos utilizando los avances tecnológicos y la disponibilidad de smartphones para el gran público. El desarrollo de esta tipología de soluciones podría considerarse para trabajos futuros.



8. BIBLIOGRAFÍA

[1] International Energy Agency, World Energy Outlook 2019. Flagship report – noviembre 2019.

[2] European Commission, “Perspectivas de la evolución mundial hasta 2030 en los ámbitos de la energía, la tecnología y la política climática”, 2016.

[3] José A. Roca, “El consumo eléctrico mundial crece más rápido que la población”. El periódico de la energía, jun. 2016, [Online] Disponible en <https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-electrico-mundial-crece-mas-rapido-que-la-poblacion/>

[4] Ignacio Mártil, “El reto de la energía: la transición hacia un nuevo modelo energético”, BBVA OpenMind, abril 2018, [Online] Disponible en

[5] “Crecimiento demográfico: el reto del siglo XXI”, Revista OTAN, febrero 2011, [Online] Disponible en https://www.nato.int/docu/review/2011/Climate-Action/Population_growth_challenge/ES/index.htm

[6] International Energy Agency. Global energy review – The impacts of the COVID-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions, April 2020.

[7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Energías Renovables. [Online] Disponible en <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables>

[8] British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy, 69th edition, 2020.

[9] International Renewable Energy Agency (IRENA), Estadísticas de capacidad renovable 2019.

[10] Asociación de Empresas de Energías Renovables. “Energía primaria y producción eléctrica”. 2019. [Online] Disponible en <https://www.appa.es/la-energia-en-espana/energia-primaria-y-produccion-electrica/>

[11] REE, El sistema eléctrico español, 2019.

[12] Colegio oficial ingenieros de telecomunicación (COIT), Energía solar fotovoltaica. 2007.

[13] Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), “Best Research-Cell Efficiency Chart”, 2019, [Online] Disponible en <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>



[14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Autoconsumo, [Online] Disponible en <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>

[15] Rodolfo Dufo Lopez, José Bernal Agustín, "A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain", *Energy*, vol 84, February, 2015.

[16] Milton Moreano Alvarado, "Análisis de políticas internacionales sobre Balance Neto y su potencial aplicación en el territorio ecuatoriano.", Trabajo Fin de Master, Universidad de Zaragoza, 2014

[17] Enrique Ezquerro Hermosilla, "Evaluación técnico-económica de las diversas posibilidades de balance neto energético y económico fotovoltaico", Trabajo Fin de Master, Master en ingeniería Industrial, Universidad de Zaragoza, 2019

[18] David. Watts, Marcelo F., Valdés, Danilo. Jara, Andrea. Watson, "Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 41, January, 2016.

[19] Boletín Oficial del Estado (BOE), Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. 2019.

[20] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, 2020.

[21] EurObserv'ER, Photovoltaic barometer 2020, 2020.

[22] "Manual de la energía - Electricidad", *Energía y sociedad*, 2017.

[23] Félix Jaime Anadón, "Análisis de las posibilidades de conexión de generadores fotovoltaicos a la red eléctrica en autoconsumo", Trabajo Fin de Master, Universidad de Zaragoza, 2016.

[24] Fraunhofer ISE, Recent Facts about Photovoltaics in Germany, 2020.

[25] Jonas. Klamka, André. Wolf, Lars G. Ehrlich. "Photovoltaic self-consumption after the support period: Will it pay off in a cross-sector perspective?", *Renewable Energy*, vol 147, March, 2020.

[26] Orkesta Instituto Vasco de Competitividad, Fundación Deusto, La transición energética en Francia, diciembre 2018

[27] Gobierno de Francia, Ministerio de Economía y Finanzas, Installation de panneaux solaires : vous avez droit à des aides ! [Online] Disponible en <https://www.economie.gouv.fr/particuliers/aides-installation-photovoltaiques>



[28] Unión Española Fotovoltaica (UNEF), "La regulación francesa, ejemplar para el fomento del autoconsumo y de la transición energética", [Online] Disponible en <https://unef.es/2017/03/la-regulacion-francesa-ejemplar-para-el-fomento-del-autoconsumo-y-de-la-transicion-energetica/>

[29] California Energy Commission, "California Solar Energy Statistics and Data", [Online] Disponible en https://ww2.energy.ca.gov/almanac/renewables_data/solar/index cms.php

[30] AB-327 Electricity: natural gas: rates: net energy metering: California Renewables Portfolio Standard Program.

[31] AB-920 Solar and wind distributed generation. 2009-2010.

[32] Alejandro D. Leiva López, "Balance Neto Energético, Estado de la cuestión EE. UU.", *Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. 49-50, pp. 343-369, 2019.

[33] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), El consumo de energía en España, [Online] Disponible en <http://guiaenergia.idae.es/el-consumo-energia-en-espana/>

[34] SMA, Coeficiente de rendimiento – Factor de rendimiento de calidad de la instalación fotovoltaica, [Online] Disponible en <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>

[35] Luis Vilariño García, Javier Vilariño García, Cristina Arenas Ray, German Núñez Rodríguez, Higinio Francisco Menéndez Milanés, "Rendimiento global de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica", *Tecnología y desarrollo*, núm. 12, 2014.

[36] Paneles solares Canadian Solar MaxPower CS6U-325-335P <https://energyrenewableshop.es/product/modulo-canadian/>

[37] Inversor Solax x1 3.6 <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-solax-x1-36t-boost-3680va>

[38] Universidad de Zaragoza, iHOGA, [Online] Disponible en <https://ihoga.unizar.es/>

[39] Andrés Sebastián Toscano Cabrera, "Análisis de distintas posibilidades de autoconsumo fotovoltaico en conexión a red y en aislado", Trabajo Fin de Master, Universidad de Zaragoza, 2019.

[40] Ignacio Durbán Heredia, "Estado del autoconsumo fotovoltaico en España y análisis comprado de casos", Trabajo Fin de Grado, Universidad Politécnica de Madrid, 2019.



[41] Inflation.eu, Inflación histórica España – inflación IPC, [Online] Disponible en <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>