

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis energético-económico de instalaciones
fotovoltaicas de autoconsumo con batería

Autor: Francisco Javier Cuberos Muñoz

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, José María Delgado Sánchez

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis energético-económico de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con batería

Autor:

Francisco Javier Cuberos Muñoz

Tutor:

José María Delgado Sánchez (Profesor Ayudante Doctor)

Isidoro Lillo Bravo (Profesor Titular)

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Análisis energético-económico de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con
batería

Autor: Francisco Javier Cuberos Muñoz

Tutor: José María Delgado Sánchez
Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

A mis padres, por su ayuda, confianza y cariño.

A mi hermano, por su apoyo incondicional.

A mis abuelos.

La reciente apuesta por el uso de energías renovables ha llevado a un aumento de las instalaciones de autoconsumo en las viviendas europeas. Esto conlleva una inversión en la que influye directamente el modelo de precios del país en el que se encuentre la instalación, obteniendo generalmente mayor rentabilidad a mayores precios de la electricidad.

En este trabajo se ha elaborado un modelo que permite obtener la rentabilidad de una inversión para el caso de una instalación fotovoltaica con baterías. Se muestran resultados obtenidos a partir de datos de entrada relacionados con el clima, la dimensión de la instalación tanto en potencia fotovoltaica instalada como en almacenamiento y datos económicos de precios de la electricidad.

Se ha hecho el análisis sobre una instalación “tipo”, con unos parámetros energéticos y de costes dados, con el fin de observar la influencia de los precios eléctricos. Para profundizar, se variarán las dimensiones de la instalación y se tendrá en cuenta el efecto de degradación de las baterías, una variable fundamental en una inversión a largo plazo. En cuanto a los términos económicos, se plantearán cuatro escenarios hipotéticos de precios en los mercados eléctricos de España y Alemania.

Abstract

Recent push for renewable energy use has led to an increase of photovoltaic (PV) self-consumption facilities in European households. This needs an investment that depends on the state's system of electricity prices, achieving more profitability as electricity prices rise.

This project consists of a model that is able to obtain the profitability of an investment for a self-consumption PV system with batteries. Results shown based on input data related with climate, installed PV power, battery size and economic data as electricity prices.

The analysis has been made selecting a typical day, whose energy values as load demand profile or solar radiation, will repeat over the year. System costs will also be given, so the results focus on the electricity prices influence. To go further, several system sizes will be studied taking the degradation phenomena into account, a major parameter when analysing long-time investments. Regarding economic factors, four hypothetical electricity price scenarios will be held, using Spain and Germany electricity markets.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
1 Introducción	12
2 Objetivos del Proyecto	14
3 Metodología	15
3.1 <i>Análisis de los Mercados Eléctricos</i>	15
3.1.1 Mercado Eléctrico Español	15
3.1.1.3 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)	16
3.1.2 Factura Eléctrica Alemana	22
3.2 <i>Análisis del Autoconsumo</i>	25
3.2.1 Introducción	25
3.2.2 Autoconsumo en España	25
3.2.3 Autoconsumo en Alemania	26
3.3 <i>Modelos utilizados</i>	28
3.3.1 Modelo Energético (Balance) [16]	28
3.3.2 Análisis Económico	29
3.4 <i>Baterías</i>	30
3.4.1 Parámetros característicos ([64], [16])	30
3.4.2 Degradación	31
3.5 <i>Datos Necesarios</i>	34
3.5.1 Datos de la instalación	34
3.5.2 Datos económicos	34
3.5.3 Datos climatológicos	34
3.6 <i>Implementación de la Simulación</i>	36
3.6.1 Obtención y Filtrado de Datos Horarios	36
3.6.2 Estructura del Libro Excel	37
4 Aplicación de la Metodología	43
4.1 <i>Hipótesis realizadas</i>	43
4.1.1 Hipótesis Económicas	43
4.1.2 Hipótesis Energéticas	43
4.2 <i>Estudios Implementados</i>	44
4.2.1 Definición de los estudios	44
4.2.2 Efecto en los consumos	44
4.2.3 Degradación	46
4.3 <i>Escenarios Económicos</i>	49
4.3.1 Escenario Uno	50

4.3.2	Escenario Dos	52
4.3.3	Escenario Tres	53
4.3.4	Escenario Cuatro	54
4.4.	<i>Análisis de Resultados</i>	55
4.4.1	Ahorros	55
4.4.2	Valor Presente Neto (VPN)	60
4.4.3	Payback Period	61
4.4.4	Discounted Payback Period	68
4.4.5	Levelized Cost of Energy (LCOE)	75
5	Conclusiones	76
6	Referencias	77
	Glosario	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Precio de los cargos de potencia y energía	20
Tabla 2 Precios del término de energía del peaje de transporte y distribución, en €/kWh [39]	21
Tabla 3 Cargos de red en la factura alemana (2017-2021) [45]	23
Tabla 4 Tabla resumen de los impuestos, tasas y recargos en la factura alemana (2017-2021) [45]	25
Tabla 5 Factores de estrés en función de la temperatura y de las condiciones de operación en cada escenario definido: LB+HPV (baja capacidad y alto campo fotovoltaico), LB+LPV (baja capacidad y bajo campo fotovoltaico), HB+HPV (alta capacidad y alto campo fotovoltaico) y HB+LPV (alta capacidad y bajo campo fotovoltaico) [16]	33
Tabla 6 Variación de la temperatura de la batería según el escenario de degradación [16]	34
Tabla 7 Características energéticas de los estudios implementados	44
Tabla 8 Tabla resumen con los precios medios de 2017 y 2018	50
Tabla 9 Tabla resumen con los precios medios de 2019 y 2020	52
Tabla 10 Tabla resumen con los precios medios de la segunda mitad de 2021	53
Tabla 11 Tabla resumen con los precios medios de la primera mitad de 2021	54
Tabla 12 Número de horas donde el consumo de red es nulo para cada estudio	56
Tabla 13 VPN según el modelo de precios español	60
Tabla 14 VPN según el modelo de precios alemán	61
Tabla 15 PBP según el modelo de precios alemán	62
Tabla 16 PBP según el modelo de precios español	62
Tabla 17 DPBP según el modelo de precios alemán	68
Tabla 18 DPBP según el modelo de precios español	69
Tabla 19 LCOE de cada estudio	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Potencia fotovoltaica instalada en el mundo entre 1996 y 2020 ([3], [5])	12
Ilustración 2 Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE [20]	15
Ilustración 3 Valor del CPh medio diario en España desde 2017 hasta 2021, en €/MWh	18
Ilustración 4 Períodos de potencia [37]	19
Ilustración 5 Períodos de Consumo [37]	20
Ilustración 6 Estructura de contratos de los consumidores alemanes (2019) [45]	22
Ilustración 7 Composición de los precios eléctricos para una vivienda alemana, en ct/kWh (2006-2021) [47]	23
Ilustración 8 Compensación por excedentes en España, en €/MWh	26
Ilustración 9 Suma del autoconsumo fotovoltaico en Alemania desde 2009 hasta 2017, en GWh [58]	27
Ilustración 10 Compensación por excedentes en Alemania, en €/MWh	27
Ilustración 11 Demanda (kWh) y temperatura ambiente (°C) en el “día tipo”	35
Ilustración 12 Radiación solar a lo largo del año, en Wh/m ²	35
Ilustración 13 Temperatura del módulo fotovoltaico a lo largo del año, en °C	36
Ilustración 14 Fragmento de la hoja matriz: datos de tiempo, temperatura, demanda, PV y batería	38
Ilustración 15 Fragmento de la hoja matriz: Eficiencia de la batería, consumos y acción que se realiza	38
Ilustración 16 Fragmento de la hoja matriz: Celdas para la introducción de datos de entrada	38
Ilustración 17 Hoja Auxiliar que calcula las demandas horarias para cada caso	39
Ilustración 18 Fragmento de la tabla de “Uso de Red” en una de las hojas de demanda principales	39
Ilustración 19 Tabla con datos horarios del coste de producción alemán	39
Ilustración 20 Fragmento de los vectores auxiliares entre las horas 8 y 12	40
Ilustración 21 Tabla con términos de energía según sea período valle, llano o punta	40
Ilustración 22 Consumos diarios en los casos I y II en España	41
Ilustración 23 Fragmento de tabla con los ahorros mensuales entre los diferentes casos	41
Ilustración 24 Fragmento de una tabla con costes de inversión y mantenimiento para el estudio 1 (1,5 kW _p y 1,5 kWh)	42
Ilustración 25 Fragmento de tabla de Cash Flow anual para los estudios 1 y 2	42
Ilustración 26 Consumos principales según la dimensión de la instalación, en kWh	45
Ilustración 27 Vida útil de las baterías de cada estudio	47
Ilustración 28 Efecto de la degradación en el consumo de la batería (3 kW _p y 3 kWh)	48
Ilustración 29 Efecto de la degradación de la batería en los consumos de red, PV e inyección de excedente (3 kW _p y 3 kWh)	48
Ilustración 30 Ingresos según el modelo de precios español (Escenario 1)	51
Ilustración 31 Ingresos según el modelo de precios alemán (Escenario 1)	51
Ilustración 32 Ingresos según el modelo de precios español (Escenario 2)	52

Ilustración 33 Ingresos según el modelo de precios alemán (Escenario 2)	53
Ilustración 34 Ingresos según ambos modelos de precios (Escenario 3)	54
Ilustración 35 Ingresos según ambos modelos de precios (Escenario 4)	55
Ilustración 36 Ahorros totales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico	57
Ilustración 37 Ahorros totales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico con baterías para cada estudio	57
Ilustración 38 Ahorros totales (2017-2021) entre PV+Baterías y únicamente PV para cada estudio	58
Ilustración 39 Ahorros anuales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico (Estudio 3)	59
Ilustración 40 Ahorros anuales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico con baterías (Estudio 3)	59
Ilustración 41 Ahorros anuales (2017-2021) entre PV+Baterías y únicamente PV (Estudio 3)	60
Ilustración 42 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 1)	63
Ilustración 43 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 1)	63
Ilustración 44 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 2)	64
Ilustración 45 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 2)	65
Ilustración 46 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 3)	66
Ilustración 47 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)	66
Ilustración 48 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 4)	67
Ilustración 49 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 4)	68
Ilustración 50 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 1)	69
Ilustración 51 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 1)	70
Ilustración 52 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 2)	71
Ilustración 53 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)	71
Ilustración 54 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 3)	72
Ilustración 55 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)	73
Ilustración 56 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 4)	74
Ilustración 57 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 4)	74

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, ha crecido la preocupación de la sociedad por el cambio climático y los gases de efecto invernadero, a los que se suma el agotamiento de los recursos fósiles. Por tanto, con tal de reducir las emisiones de carbono y alcanzar el desarrollo sostenible, se ha apostado por las energías renovables [1]. Entre ellas, destaca la energía fotovoltaica, experimentando un gran aumento a partir de 2001 y multiplicándose por veinte su instalación en Europa en el año 2011 y aumentando exponencialmente a partir de entonces, como se observa en la Ilustración 1 ([2], [3]). El aumento de la demanda de paneles fotovoltaicos ha producido una reducción de los costes de inversión en estos, lo que ha extendido más su uso [4].

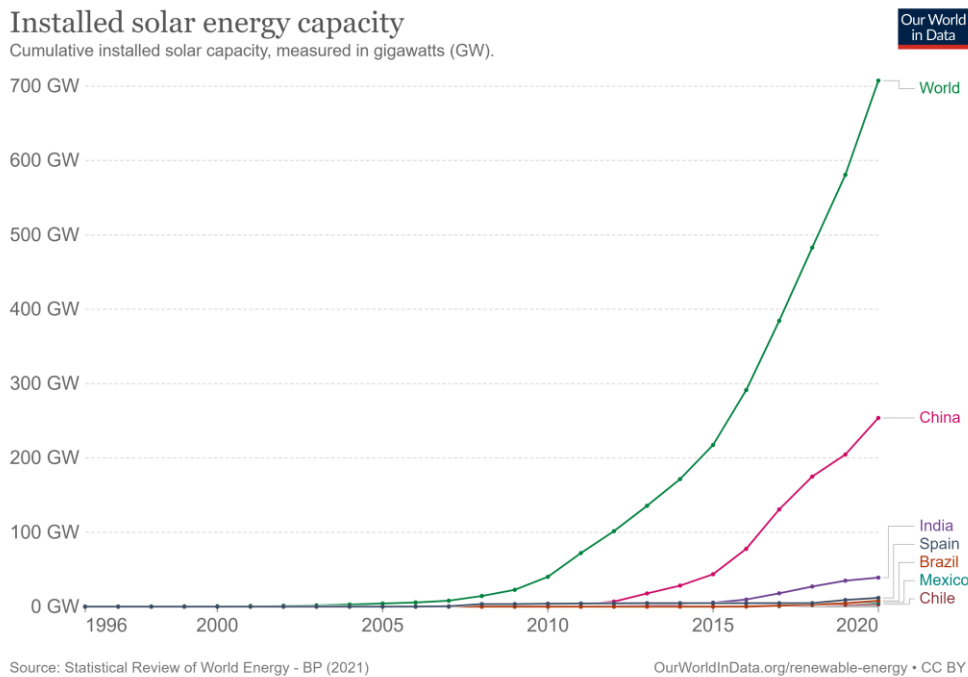


Ilustración 1 Potencia fotovoltaica instalada en el mundo entre 1996 y 2020 ([3], [5])

Las ventajas de energía limpia y a un precio asequible se contraponen con los principales problemas que producen estas instalaciones. La inyección de energía fotovoltaica a la red produce variaciones en el voltaje y la intensidad que pueden perjudicar los parámetros de la red eléctrica, por lo que esta se suele limitar [6].

Por otro lado, la fotovoltaica es una fuente de energía variable, ya que depende de la radiación solar, por lo que está limitada al uso durante el día, y del tiempo atmosférico, que tiene grandes fluctuaciones a lo largo del año [7]. Estos problemas de variabilidad se pueden solucionar añadiendo sistemas de almacenamiento mediante baterías o complementando la instalación con fuentes fijas como el gas ([6], [8]). Con el fin de ser puramente renovables, se elige la primera opción, utilizando baterías para almacenar energía eléctrica, destacando las de ion Litio o las baterías de plomo ácido. Al igual que se realizó con los paneles fotovoltaicos, actualmente se intenta aumentar la demanda de los sistemas de almacenamiento y así disminuir su precio. Para ello, algunos gobiernos han creado programas de subvenciones para instalaciones fotovoltaicas con baterías, como ha sido el caso de Alemania o Suecia [9].

Para estudiar los sistemas fotovoltaicos con baterías, estos se han intentado modelizar con múltiples algoritmos y ver así su comportamiento al satisfacer la demanda eléctrica de una demanda. El primer problema de la modelización es elegir la resolución temporal de los datos, es decir, el intervalo mínimo de estudio de los parámetros. Varios estudios concluyen que la resolución mínima debería ser de quince minutos, donde se producen errores en torno al 5%, produciendo resultados sesgados y llevando a dimensionar la instalación a una potencia menor a la debida. Mayores resoluciones permiten más exactitud en el perfil de consumo (se suelen utilizar perfiles diarios o semanales repetidos durante el año) y, por tanto, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y la capacidad de las baterías ([10], [11], [12]).

Otro factor importante en el análisis de estas instalaciones es la degradación, un parámetro vital que generalmente no se tiene en cuenta en este tipo de estudios y que afecta a todos los parámetros de la batería. Añadir almacenamiento a una instalación fotovoltaica puede suponer un aumento del autoconsumo de entre el 13% y el 24% para baterías con capacidades de 0.5 kWh/kWp a 1 kWh/kWp ([11], [12]). Otros estudios concluyen que el almacenamiento óptimo es de 0.75 kWh/kWp ([13]), aunque la elección de valores superiores al óptimo no genera grandes descensos en el Valor Presente Neto (NPV) [14].

También se observa que el almacenamiento depende de muchos factores, como la diferencia entre el coste de la electricidad y la compensación por excedente, la localización y el número de viviendas estudiadas o el clima [14].

En el estudio de *Yaling, Wu et al.* ([15]) se tiene en cuenta la degradación de las baterías y se observa que tanto capacidad óptima como costes de inversión aumentan en comparación con el caso que no tiene en cuenta la degradación. Este aumento de la capacidad también depende de los factores comentados previamente, como los precios de la electricidad.

En este trabajo, se combinarán los efectos de la degradación que ocurren en las baterías ([16]) aplicados a un análisis económico de distintos escenarios de precios a lo largo de toda la vida útil de la instalación, como se realizaron *Hoppman, J. et al.* ([8]) con precios en Alemania, utilizando en el caso de este proyecto modelos económicos de España y Alemania junto a parámetros característicos de las baterías que varían a causa de la degradación.

2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es conseguir un modelo de una instalación fotovoltaica con baterías que permita ver la influencia de los precios de la electricidad según el modelo de precios del país escogido. Este modelo tiene en cuenta la degradación tanto del campo fotovoltaico como de las baterías, permitiendo escoger un escenario de degradación según la dimensión que tenga la instalación.

Todos los parámetros característicos de la batería vendrán influidos por la dimensión y las variables externas como la radiación solar, la temperatura ambiente y la localización de la instalación. Sobre estos datos se introduce un modelo de precios, en este caso se han estudiado modelos de precios de la electricidad españoles y alemanes. Este modelo de precios se aplica a los resultados de los balances energéticos obtenidos según los parámetros de entrada del modelo y, a partir de ahí, se calculan variables económicas que aporten información sobre la viabilidad y rentabilidad de la inversión económica.

El efecto de la degradación afectará en los costes de inversión directamente, ya que se necesitarán reemplazos del sistema de baterías cuando se acabe la vida útil de estas. Se propone así un modelo realista que tiene en cuenta en el análisis económico del proyecto el impacto de la vida útil real de la batería en lugar de considerar una hipótesis simplista de la vida útil del fabricante, que siempre se reduce por las condiciones reales de operación del componente. Esta reducción de la vida útil supone realizar inversiones no consideradas por el fabricante, que, dado el coste de la batería, generan un cambio significativo en el *payback* del proyecto.

3 METODOLOGÍA

3.1 Análisis de los Mercados Eléctricos

3.1.1 Mercado Eléctrico Español

Desde el año 2014 se ofrecen tres modalidades de contratación de la electricidad por parte de los consumidores, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), el precio fijo durante 12 meses o la contratación bilateral con cualquier comercializadora. Según la opción de contratación varía el precio de la energía, al que se le añaden costes regulados (peajes y cargos), IVA e impuestos especiales [17].

3.1.1.1 Mercado Libre y Mercado Regulado

Se entienden como mercados al grupo de comercializadoras que ofrecen los contratos de la factura eléctrica en España.

El mercado regulado o de referencia solo ofrecen las tarifas reguladas por el Gobierno, el PVPC y el Bono Social, no pudiendo vender otros servicios ni hacer descuentos. Como se explicará a lo largo del apartado, el precio es variable según los mercados diarios y el margen de comercialización está fijado por el Gobierno.

Por otro lado, el mercado libre ofrece contratos pactando directamente con el consumidor. Generalmente, tienen precios más estables que los del mercado regulado, pero esto puede ser beneficioso o perjudicial según el precio de la energía diario. En este caso, los márgenes de comercialización los fija la propia empresa [18].

3.1.1.2 Funcionamiento de mercado diario e intradiario

En el mercado diario se comercializan 24 productos energéticos correspondientes con cada hora del día siguiente, donde participan los agentes generadores. Está gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español), que recibe las ofertas de compra y venta para las horas del día siguiente y obtiene el precio y volumen de energía según las curvas de oferta y demanda, obteniendo en el corte de ambas, el precio del día siguiente (Ilustración 2). Este se fija de manera marginalista, es decir, a medida que los productores (desde los más baratos) van cubriendo los volúmenes de energía [19].

El funcionamiento de los mercados intradiarios también es marginalista, están compuestos por seis sesiones donde se puede vender y comprar energía. Una vez se han fijado los valores del mercado diario, los agentes productores acuden a estos mercados para ajustar o variar sus compromisos de producción según previsiones más recientes [19].

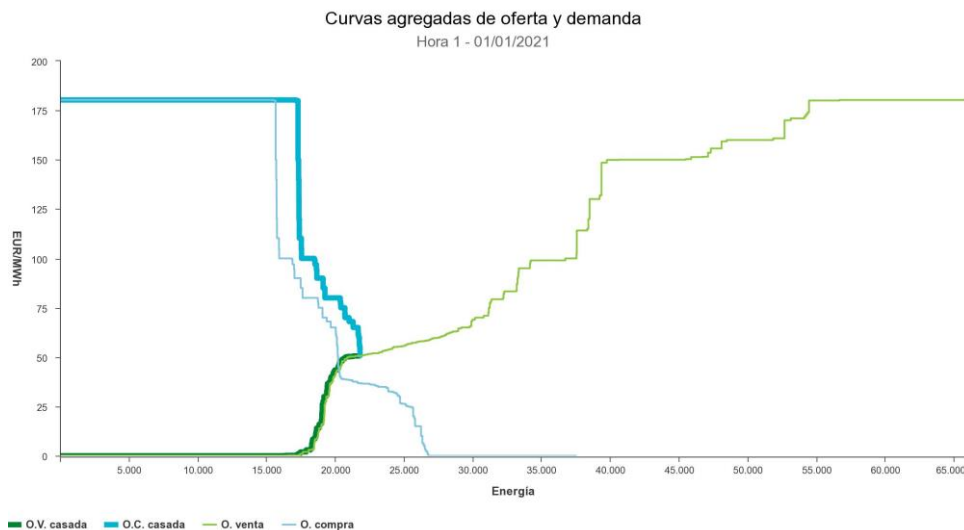


Ilustración 2 Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE [20]

3.1.1.3 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor se definen como los precios máximos de referencia que pueden contratar los consumidores con una potencia contratada menor o igual a 10 kW y un punto de suministro efectuado a tensiones no mayores a 1kV. Este modelo de precios sustituye a las Tarifas de Último Recurso (TUR) vigentes hasta el 1 de abril de 2014 ([21], [22]).

El cálculo de los PVPC es el resultado de la suma de los siguientes conceptos [23]:

- El coste de producción de la energía eléctrica, que se determina en base al precio horario de los mercados diario e intradiario.
- Los peajes de acceso y cargos correspondientes.
- Los costes de comercialización.

La facturación que realiza el comercializador de referencia se basará en el tipo de equipo de medida, según los valores horarios de consumo si existe posibilidad de telemedida y telegestión o considerando los perfiles de consumo en caso de no disponer de estos dispositivos [23].

Los peajes de acceso son el precio que pagan los consumidores, los productores y los agentes por las exportaciones de energía y el uso de las redes de transporte y distribución. Son únicos en todo el país y no incluyen impuestos. Se dividen según niveles de tensión y consumos por períodos horarios y potencia. Estos varían según el tipo de factura en el período de estudio (2017-2021) [22].

3.1.1.4 Factura Eléctrica (2014-31/05/2021)

Dentro de este apartado, se desarrollarán los términos y conceptos que componían la factura hasta el 31 de mayo de 2021. Los PVPC se determinan a partir del peaje de acceso asociado a cada punto de suministro. Se componen de cuatro términos principales: uno de potencia, otro de energía del peaje de acceso, uno relacionado con el coste horario de la energía y en el caso necesario, un término de energía reactiva, además de los correspondientes impuestos y gastos de sistemas de medida y telegestión [22].

3.1.1.4.1 Tarifas de acceso

Según la tensión a la que se efectúe el suministro y la potencia contratada, varían los peajes y los períodos tarifarios de facturación, habiendo más períodos cuanto mayor sean tanto tensión como potencia. Vienen indicadas en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio ([24]). Las tarifas de baja tensión se aplican a suministros no superiores a 1 kV:

- Tarifa 2.0A: Simple de baja tensión, con potencia contratada no superior a 10 kW.

Existen dos variantes según las posibilidades del equipo de medida: con discriminación horaria (2.0 DHA) o con discriminación horaria “supervalle” (2.0 DHS) con dos y tres períodos tarifarios respectivamente [24].

Para baja tensión también existen las variantes 2.1A con potencias entre 10 y 15 kW, y 3.1A, con potencias superiores a 15 kW. Estas no se tendrán en cuenta, ya que para la instalación de estudio la potencia considerada es como máximo 10 kW [25]. Por tanto, se considerará la tarifa 2.0A, contrato PVPC sin discriminación horaria hasta la entrada de la nueva factura el 01/06/2021.

3.1.1.4.2 Componentes de la Factura

3.1.1.4.2.1 Término de Potencia

Es un precio fijo resultado de la contratación de una cantidad de potencia durante el año y a su vez se compone del término de potencia del peaje de acceso y del margen de comercialización.

El término de potencia del peaje de acceso (TPUP) viene dado por el tipo de peaje, en este caso el peaje número dos. Su valor es de 38,043426 €/kW y año, viniendo fijado por la Orden IET/107/2014, de 31 de enero [26]. Según las siguientes órdenes, se prorrogan anualmente los precios de 2018 hasta el año 2021: Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre; Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre y Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre ([27], [28], [29]).

El margen de comercialización se corresponde con el recargo que aplican las comercializadoras por los servicios prestados [19]. El término fijo de los costes de comercialización (CCF), viene fijado en 3,113 €/kW y año para los años 2016, 2017 y 2018 [30]. Estos precios se mantienen hasta el año 2021 según el Dictamen 53/2021 del Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico [31].

Por tanto, la obtención del término de potencia de la factura eléctrica es según la Ecuación 1:

$$FPU = Pot \cdot (TPUP + CCF)$$

Ecuación 1 Cálculo del término de potencia, en €/año

3.1.1.4.2.2 Término de Energía

Se compone de dos elementos, un término fijo del peaje de acceso y otro del coste horario de producción de la energía eléctrica, que es variable.

El término fijo de energía del peaje de acceso (*TEA*) es de 0,044027 €/kWh, según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [26].

Por otro lado, el coste horario de producción de la energía eléctrica (*CPh*) está formado por la suma de tres términos según la Ecuación 2 [23]:

$$CPh = Pmh + SAh + OCh$$

Ecuación 2 Cálculo del coste horario de producción de la energía eléctrica, en €/kWh [23]

- El precio medio horario (*Pmh*), en €/kWh, es el obtenido según los resultados del mercado diario e intradiario.
- El coste de los servicios de ajuste del sistema (*SAh*), en €/kWh, se corresponde con los costes asociados al ajuste del suministro.
- El valor de otros costes asociados al sistema (*OCh*), en €/kWh, se corresponde con las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, así como los correspondientes a los mecanismos de capacidad y la financiación del servicio de interrumpibilidad entre otros.

Estos valores están publicados en la página web de ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema) que pertenece a Red Eléctrica de España S.A [32]. Su variación a lo largo del período estudiado (2017-2021) se refleja en la Ilustración 3.

El término de energía se obtiene con la Ecuación 3, siendo *Cons* el consumo eléctrico en kWh:

$$TE = (TEA + CPh) * Cons$$

Ecuación 3 Cálculo del término de energía, en € [23]

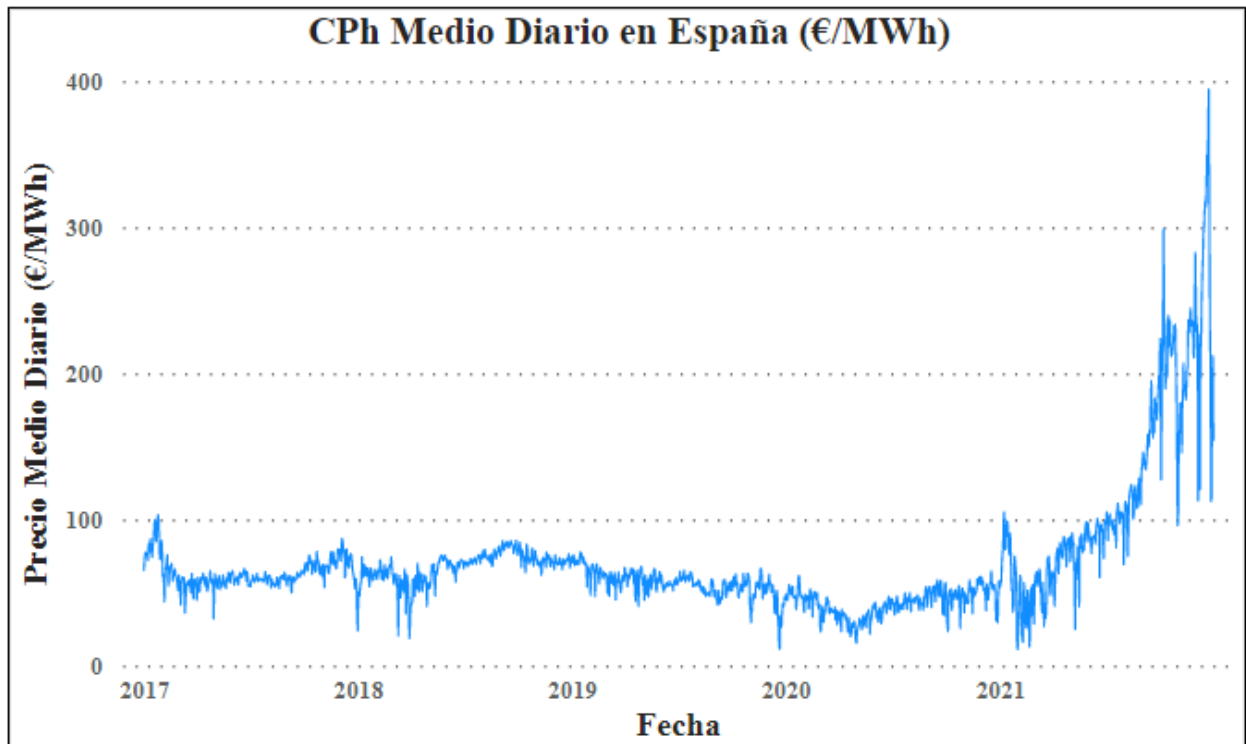


Ilustración 3 Valor del CPh medio diario en España desde 2017 hasta 2021, en €/MWh

3.1.1.4.2.3 Equipos de medida y control.

Si el contador no es en propiedad, se aplica un precio del alquiler mensual establecido por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. En este caso, se ha elegido un contador electrónico monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, por lo que su precio es de 0,84 €/mes, siendo 0,81 €/mes del contador y 0,03 €/mes del importe correspondiente al Interruptor de Control de Potencia (ICP) ([33], [34]).

3.1.1.4.2.4 Impuestos [33]

En la factura eléctrica actúan dos impuestos:

- Impuestos Especial sobre la Electricidad: Se aplica sobre la suma de los términos de potencia y de energía. El tipo impositivo viene regulado por la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, quedando fijado en un 5,11269632 por ciento [35].
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA): Se aplica el tipo vigente del 21 por ciento sobre la suma de todos los conceptos anteriores.

En el caso de no estar en la Península Ibérica, se aplica el impuesto correspondiente que sustituya al IVA, el IGIC (Impuesto General Directo Canario) en el caso de Canarias o el IPSI (Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación) para Ceuta y Melilla. [36]

3.1.1.4.3 Cálculo del coste total

Según la Ecuación 4, se calcula el coste de la factura eléctrica hasta el 1 de junio del año 2021, con los valores explicados anteriormente. El término *AlqCont* se refiere a la tasa correspondiente al alquiler del equipo de medida, tanto este como el término de potencia hay que pasarlos a unidades horarias, de ahí la existencia de los factores que los multiplican.

$$\text{CosteFactura} = (1 + IE + IVA) \cdot \left(\frac{FPU}{365 \cdot 24} + TE \right) + (1 + IVA) \cdot \text{AlqCont} \cdot \frac{12}{365 \cdot 24} + IVA \cdot IE$$

Ecuación 4 Cálculo del coste total de la factura eléctrica antes del 1 de junio de 2021, en €

3.1.1.5 Nueva Factura Eléctrica (a partir de 1/06/2021)

El 1 de junio de 2021 cambió el formato de la factura eléctrica, introduciendo una diferenciación de precios para evitar inversiones innecesarias en la red, facilitar la carga del vehículo eléctrico y facilitar la transición a una economía menos dependiente de los combustibles fósiles [37].

Con la nueva factura se introducen los siguientes cambios [37]:

- Se agrupan los peajes vigentes anteriormente (2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS) en un único peaje (2.0 TD), pasando los precios a estar diferenciados por tramos horarios obligatoriamente, eliminando la optatividad que existía anteriormente. El máximo de potencia a contratar en baja tensión pasa a ser de 15 kW, correspondiéndose con los peajes 2.1.
- La potencia pasa a tener dos periodos, valle y punta, pudiendo contratar potencias diferentes para cada periodo. (Ilustración 4)
 - o Potencia Punta: de 8 de la mañana a 24 de la noche.
 - o Potencia Valle: de 24 de la noche a 8 de la mañana, y los fines de semana y festivos completos. Su precio es más barato que el de la potencia punta.
- El consumo se diferencia en tres periodos (Ilustración 5), de mayor a menor precio:
 - o Punta: de 10 de la mañana a 14 y de 18 a 22 horas de lunes a viernes no festivos.
 - o Llano: de 8 a 10 horas, de 14 a 18 y de 22 a 24 horas.
 - o Valle: de 24 a 8 horas y todas las horas de sábados, domingos y festivos.
- Se añaden cargos, que son precios regulados para cubrir costes como la financiación de renovables. Según sean de potencia o de energía, tienen dos o tres periodos.

Estos cambios se mantienen hasta la reducción de precios del 16/09/2021, que se produce con el fin de reducir las facturas de electricidad y gas debido a la subida de precios producida en el verano de 2021.



Ilustración 4 Períodos de potencia [37]



Ilustración 5 Períodos de Consumo [37]

3.1.1.5.1 Componentes de la Factura

3.1.1.5.1.1 Cargos

Los cargos del sistema eléctrico se componen de dos términos, uno de energía (*TEC*, con tres períodos) y otro de potencia (*TPC*, con dos períodos). Los valores de los precios vienen indicados en la Tabla 1.

Cargos	Término de potencia (€/kW y año)		Término de Energía (€/kWh)		
	Punta	Valle	Punta	Llano	Valle
Antes del 16/09/2021 [38]	7,202827	0,463229	0,10574	0,021148	0,005287
Después del 16/09/2021 [35]	0,281544	0,018107	0,004133	0,000827	0,000207

Tabla 1 Precio de los cargos de potencia y energía

3.1.1.5.1.2 Término de Potencia

Se calcula sumando el término de potencia del peaje de transporte y distribución (*TPUP*), el término de potencia de los cargos (*TPC*) y el término fijo de los costes de comercialización (*CCF*), cada uno multiplicado por la potencia contratada que corresponda. El factor relacionado con el peaje tiene dos períodos, el punta (período 1) con valor de 23,469833 €/kW y año y el valle (período 2), con valor de 0,961130 €/kW y año [39].

Por otro lado, los precios de costes de comercialización se mantienen durante todo el año 2021 [31].

Para el cálculo del término de potencia se sigue la Ecuación 5, teniendo en cuenta en cada caso si la hora se corresponde con período punta o valle:

$$FPU_{2021} = Pot \cdot (TPC + TPUP + CCF)$$

Ecuación 5 Cálculo Término de Potencia en 2021, en €/año

3.1.1.5.1.3 Término de Energía.

El término de energía tiene el mismo formato que el de potencia, salvo que en este caso se sustituyen los costes de comercialización por los costes de producción horarios, calculados como en el subapartado 3.1.1.4.2.2.

El término de peaje de energía de transporte y distribución tienen los precios indicados en la Tabla 2 para cada período.

Término de energía del peaje de transporte y distribución (TEA).	Punta (€/kWh)	Llano (€/kWh)	Valle (€/kWh)
	0,027378	0,020624	0,000714

Tabla 2 Precios del término de energía del peaje de transporte y distribución, en €/kWh [39]

Por tanto, el cálculo del término de energía se realiza con la Ecuación 6, teniendo en cuenta que se multiplican los valores del mismo período entre sí, es decir, valle con valle, llano con llano, etc.:

$$TE_{2021} = (TEA_{2021} + CPh + TEC) \cdot Cons$$

Ecuación 6 Cálculo del Término de Energía en 2021, en €.

3.1.1.5.1.4 Equipos de medida y control.

Se mantienen los valores indicados en el subapartado 3.1.1.4.2.3.

3.1.1.5.1.5 Impuestos.

Se aplican sobre los mismos términos que en el subapartado 3.1.1.4.2.4 pero sus valores se reducen a partir del 16/09/2021 al 0,5 por ciento en el caso del Impuesto a la Electricidad y al 10 por ciento en el caso del IVA [35]. Esta medida es temporal y actualmente se encuentra prorrogada hasta el 30 de junio de 2022 [40].

3.1.1.5.2 Cálculo del coste total

En la Ecuación 7 se muestra cómo calcular el coste total de la factura eléctrica a partir de los elementos anteriormente mencionados. Es necesario pasar el término de potencia a unidades horarias y tener en cuenta en los términos de potencia y energía el tipo de período tarifario (punta, llano o valle).

$$CosteFactura_{2021} = (1 + IE + IVA) \cdot \left(\frac{FPU_{2021}}{365 \cdot 24} + TE_{2021} \right) + (1 + IVA) \cdot AlqCont + IVA \cdot IE$$

Ecuación 7 Cálculo del coste total de la factura eléctrica posterior al 1 de junio de 2021, en €

3.1.1.6 Excepción ibérica: Mecanismo de reducción de los precios de la electricidad

Publicándose el 14 de mayo de 2022 y entrando en vigor el 9 de junio de 2022, el Gobierno de España publicaba en el BOE (Orden TED/517/2022) un mecanismo temporal de reducción de los precios de la electricidad. Este mecanismo está justificado por la baja interconexión entre las redes eléctricas europeas y las de la Península Ibérica y viene motivado por la gran subida de precios a lo largo de 2021 e inicios de 2022 [41].

Permite reducir durante doce meses el precio de la electricidad limitando el precio del gas a un precio fijo mensual o precio de referencia. Este precio de referencia variará desde los 40 €/MWh hasta los 70 €/MWh, haciendo que el gas (que actualmente tiene el precio más caro) no actúe como tecnología marginal fijando el precio final [42].

La diferencia entre el precio del gas del mercado y el de referencia fijado por el Gobierno será cubierta para que las centrales fósiles afectadas puedan recuperar los costes asociados [42]. Esta medida de ajuste limita los precios finales de la electricidad en torno a los 150 €/MWh, reduciendo así los existentes hasta la fecha, que superaban los 200 €/MWh.

Este límite eléctrico beneficia al consumidor final, en cambio, reduce la cantidad de ahorros obtenidos al instalar una instalación de autoconsumo, ya que esta se beneficia de los altos precios eléctricos. Por otro lado, la bajada del precio de la electricidad afecta directamente en la compensación por excedente, haciendo que esta también disminuya.

3.1.2 Factura Eléctrica Alemana

3.1.2.1 Funcionamiento del mercado alemán

Al igual que el mercado español, el alemán es un mercado marginalista, donde la demanda va siendo cubierta por los productores con menores costes variables. Los intercambios también se encuentran regulados por un mercado diario y otro intradiario, con el mismo funcionamiento que el ibérico. En este caso, hasta el 1 de octubre de 2018, el mercado fijaba precios para Alemania, Austria y Luxemburgo, mientras que, tras esta fecha, Austria deja de pertenecer al mercado común [43].

En algunas horas del año, se encuentran precios de la electricidad negativos, que se producen cuando coinciden períodos de baja demanda (épocas de vacaciones) con intervalos de alta generación, principalmente eólica y fotovoltaica. El precio negativo implica que los productores ganan dinero al comprar energía [44].

3.1.2.2 Tipos de contrato

Según el consumo anual de la vivienda, los consumidores alemanes se dividen en seis bandas de consumo, desde la I a la VI, desde consumos menores a 1000 kWh/año a consumos superiores a 15000 kWh/año. En este caso, se estudiará la banda III (consumidor típico), con un consumo anual entre 2500 y 5000 kWh. Dentro de cada banda, las distribuidoras proporcionan tres tipos de contrato [45]:

- Contrato predeterminado.
- Contrato no predeterminado con un suministrador predeterminado (tras cambio de contrato)
- Contrato con un suministrador distinto al suministrador local predeterminado (tras cambio de suministrador).

En la Ilustración 6 se indican los porcentajes de cada tipo de contrato sobre el total en el año 2019, además de la energía contratada que estos representan.

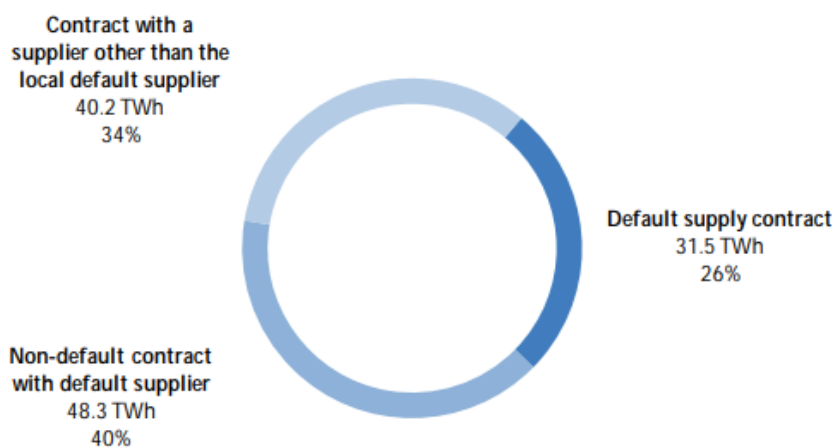


Ilustración 6 Estructura de contratos de los consumidores alemanes (2019) [45]

3.1.2.3 Componentes de la factura

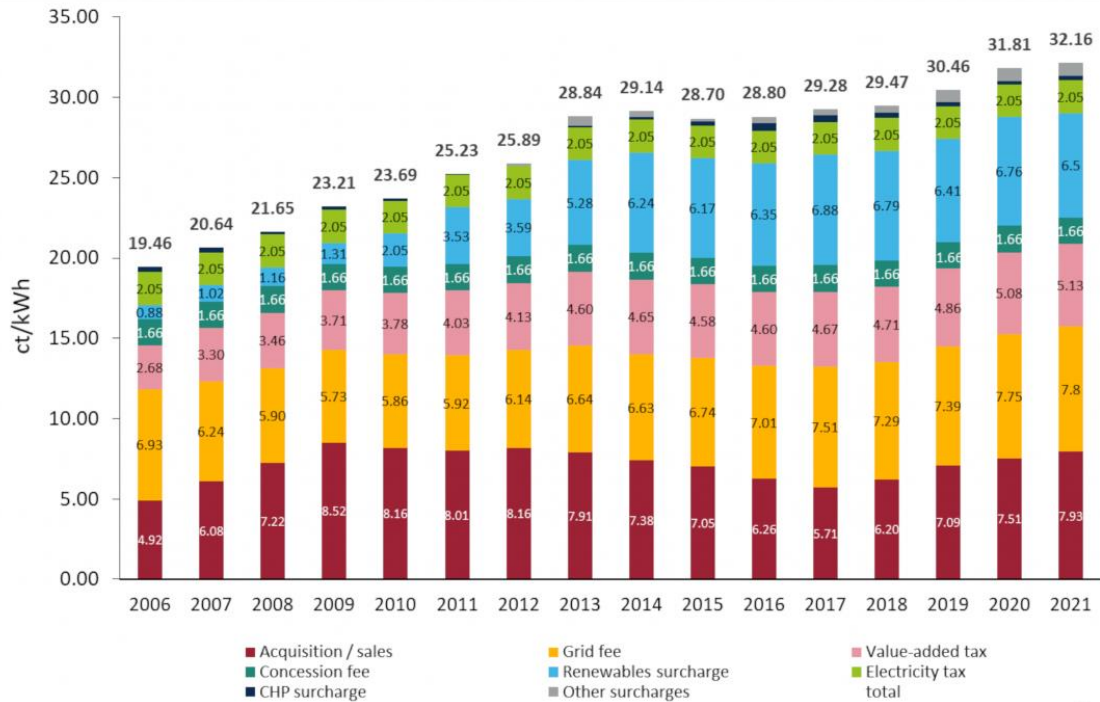
La factura alemana está compuesta por tres términos principales: el precio de compra de la electricidad (coste de producción), los peajes por uso de la red y los componentes impuestos por el estado, como recargos e impuestos. Todos los precios están ponderados según el volumen de cada tipo de contrato, pertenecen a la banda III de consumo ([45], [46]).

En la Ilustración 7 se muestran los principales componentes del precio de la electricidad en Alemania para una vivienda con un consumo de 3500 kWh anuales.

Composition of average power price in ct/kWh for a German household using 3,500 kWh per year, 2006 - 2021.



Data: BDEW November 2021.



CC BY SA 4.0

Ilustración 7 Composición de los precios eléctricos para una vivienda alemana, en ct/kWh (2006-2021) [47]

3.1.2.3.1 Costes de adquisición y servicios del proveedor de la electricidad.

Se entenderán como costes de adquisición los precios horarios de compra de la electricidad, que se obtienen según el apartado 3.1.2.1 y están disponibles en el apartado de descargas de SMARD (*Strommarktdatenbank der Bundesnetzagentur*), la base de datos del mercado eléctrico de la Agencia Federal de Redes alemana [48]. Generalmente van incluidos en el mismo término junto al margen de comercialización de cada comercializadora, pero al ser este variable según el contrato, no se tendrá en cuenta.

3.1.2.3.2 Cargos de red.

Son tarifas que cobran los operadores de la red por transportar electricidad, con el pago de la tarifa, los consumidores cubren los costes de la infraestructura de la red. Están regulados por cada estado federal con el objetivo de que sean razonables y no discriminatorias. En estos cargos se pueden incluir los gastos de medición y equipos de control ([49], [50]). Los valores son los indicados en la Tabla 3.

Término (ct/kWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Cargos de red	6,99	6,88	6,89	7,14	7,17
Equipos de medición	0,32	0,31	0,33	0,36	0,34

Tabla 3 Cargos de red en la factura alemana (2017-2021) [45]

3.1.2.3.3 Impuestos, tasas y recargos

Los precios vienen fijados anualmente por el Estado alemán ([45], [49]). Los valores entre los años 2017 y 2021 se resumen en la Tabla 4.

3.1.2.3.3.1 Recargo EEG

Introducido en el año 2000 en la “Ley de Fuentes de Energía Renovable”, se encarga de financiar la generación de electricidad a partir de energías renovables, financiando las instalaciones solares, eólicas y de biomasa. Es la diferencia entre el gasto en renovables y el beneficio obtenido al vender la energía que estas producen. Tiene un valor fijo durante el año.

3.1.2.3.3.2 Recargo CHP o KWKG

Introducido en 2002 como parte de la “Ley de Cogeneración”. La tasa ayuda a promover la generación simultánea de calor y electricidad.

3.1.2.3.3.3 Recargo del Artículo 19 (2) de StromNEV

Tasa que pagan los consumidores finales que sirven para compensar los excesos en las tarifas de las empresas que consumen mucha electricidad.

3.1.2.3.3.4 Recargo de red en alta mar u “offshore” (Sección 17f del EnWG)

Introducido en 2013 para financiar la expansión de la eólica marina, pagando la compensación por posibles retrasos en la implantación de este tipo de plantas. Desde 2019 se incluyen como un término independiente, fuera de los peajes de red.

3.1.2.3.3.5 Recargo de regulación, sección 18 (AbLaV)

Se factura desde el 01/01/2014 y cubre los costes de las empresas que entran en funcionamiento cuando se necesita regulación de la red con el fin de estabilizar el sistema.

3.1.2.3.3.6 Peaje de acceso (“concession fee”)

Se obtiene tras un acuerdo entre los distribuidores y los municipios, variando el precio del peaje según el número de habitantes.

3.1.2.3.3.7 Impuesto sobre la electricidad

Introducido en abril de 1999 con el fin de conseguir un uso menos continuo de la electricidad.

3.1.2.3.3.8 Impuesto sobre el valor añadido (VAT)

Se calcula sobre la suma total de recargos, peajes e impuestos. Es del diecinueve por ciento sobre el total salvo durante el período que descendió al dieciséis por ciento desde 01/07/2020 al 31/12/2020.

Término (ct/kWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Peaje de acceso	1,62	1,61	1,62	1,64	1,67
EEG	6,88	6,79	6,41	6,76	6,5
CHP/KWKG	0,44	0,35	0,28	0,23	0,25
Sección 19 StromNEV	0,39	0,37	0,31	0,36	0,43
Regulación (S, 18 AbLAV)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Offshore	- 0,03	0,04	0,42	0,42	0,4

Impuesto sobre la Electricidad	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
---------------------------------------	------	------	------	------	------

Tabla 4 Tabla resumen de los impuestos, tasas y recargos en la factura alemana (2017-2021) [45]

3.2 Análisis del Autoconsumo

3.2.1 Introducción

Además de las plantas fotovoltaicas que se encargan de la producción de energía para la venta de esta, otro tipo de instalación fotovoltaica son las instalaciones de autoconsumo, situadas principalmente en tejados o fachadas de edificios, permitiendo una mayor correlación de la demanda y el suministro. Estas instalaciones pueden estar o no conectadas a la red y poder de esta forma inyectar el excedente de energía producida, si este existe [51]. Según la IEA (International Energy Agency), se estima una potencia fotovoltaica instalada cercana a 500 GW en áreas urbanas europeas para el año 2030 ([51], [52]).

Para incentivar el uso del autoconsumo, se han implantado distintas ayudas por parte de los gobiernos, principalmente la compensación por el excedente inyectado a la red, rebajas fiscales o subvenciones, siendo la compensación la opción más extendida [11]. Algunos de estos países han sido Suecia, Alemania, China o Japón ([11], [9]).

La rentabilidad de estas instalaciones presenta una gran dependencia de los precios eléctricos, tanto de compra como de venta de excedentes, además de los impuestos y otros componentes de la factura eléctrica [53].

3.2.2 Autoconsumo en España

Se define el autoconsumo como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. A partir de 2018 empezó a desplegarse cuando se eliminaron las barreras regulatorias que existían y dificultaban esta actividad económicamente. La energía autoconsumida se considera de origen renovable, por lo que está exenta de cargos y peajes. En cambio, los excedentes asociados al autoconsumo se someten al mismo tratamiento que las instalaciones productoras [54].

Se diferencian dos modalidades de autoconsumo:

- Suministro con autoconsumo sin excedentes: Los dispositivos físicos impiden la inyección a la red de transporte o distribución.
- Suministro con autoconsumo con excedentes: Las instalaciones de generación permiten suministrar energía para autoconsumo e inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Se divide a su vez en dos modalidades: [55] [56]
 - o Modalidad acogida a compensación: Consumidor y productor llegan a un acuerdo de compensación de excedentes.
 - o Modalidad no acogida a compensación.

En el caso de que la instalación sea de autoconsumo sin excedentes o con excedentes y una producción de potencia igual o inferior a 15 kW, esta está exenta de permisos de acceso y conexión. [55]

La forma de compensación de los excedentes es el “mecanismo de compensación simplificada”, el cual depende del tipo de contrato del consumidor. En todo caso, el valor económico del excedente horario no podrá ser mayor al de la energía consumida.

- Mercado Libre: La energía horaria excedentaria será valorada al precio horario acordado entre las partes.
- Mercado Regulado (PVPC): La energía horaria excedentaria se valorará al precio medio horario (P_{mh}) menos el coste de los desvíos ($CDSVh$).

Los precios de la energía horaria excedentaria según el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) vienen indicados en ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema). Estos empiezan a partir del 1 de abril de 2019, no existiendo compensación de la energía excedentaria en fechas anteriores, su evolución temporal se muestra en la Ilustración 8 [57].

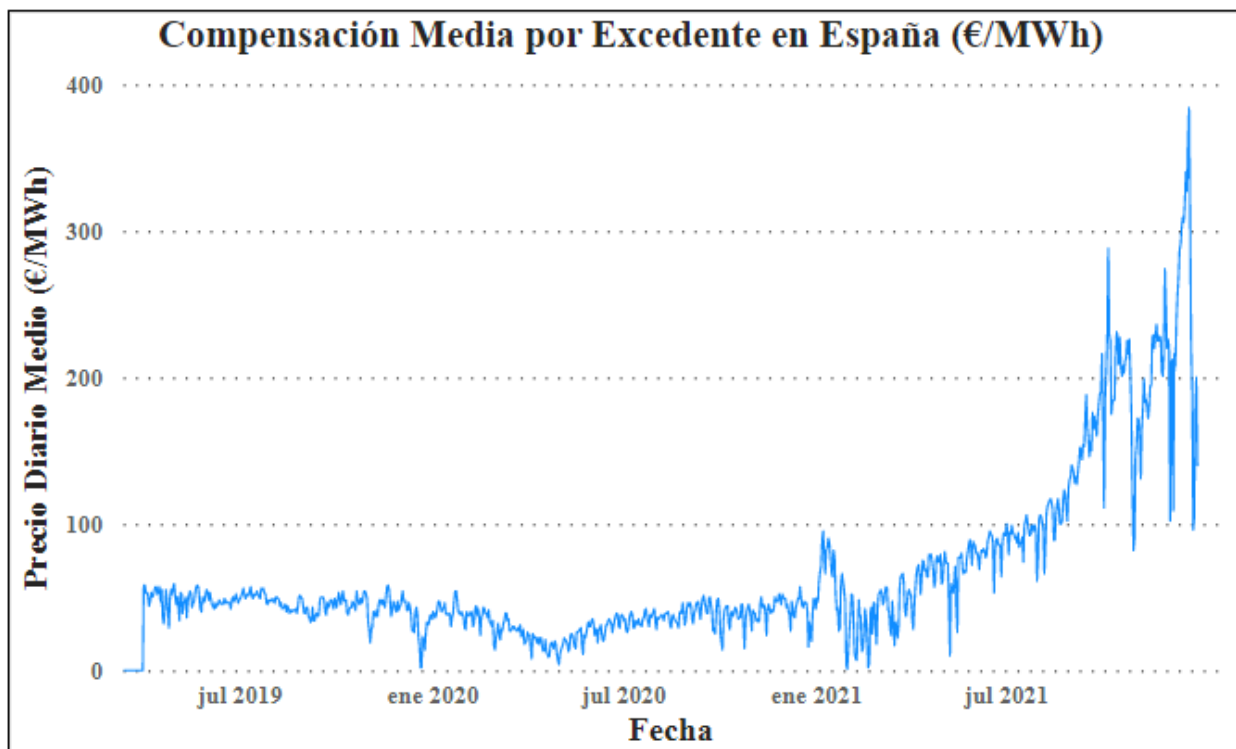


Ilustración 8 Compensación por excedentes en España, en €/MWh

3.2.3 Autoconsumo en Alemania

El autoconsumo en Alemania está permitido e incentivado por el Gobierno, siendo necesaria la identificación del consumidor y el operador y la concordancia temporal entre la producción y el consumo eléctrico. Permite ahorrar en el consumo de red, por lo que en los últimos años se ha experimentado un aumento de las instalaciones fotovoltaicas debido a la subida del precio de la luz, como se observa en la Ilustración 9 [58].

Como sistema de compensación, se crearon las “feed-in tariffs”, que fueron introducidas por el Gobierno alemán a partir del “Renewable Energy Act” o EEG (sus siglas en alemán) en el año 2000. Comprendían un precio fijo por encima del mercado durante veinte años para las instalaciones que vertieran energía eléctrica a la red. Generalmente, todas las tecnologías renovables pueden optar a recibir las “feed-in tariffs” como compensación, con un importe que varía según la tecnología, el lugar de producción y la potencia instalada ([59], [60]).

Existe una tarifa de alimentación fija que va decreciendo a partir de su aplicación en el año 2017. El precio inicial para las instalaciones con una potencia igual o menor a 10 kW es de 12,70 ct/kWh (Sección 48), al cual se le reducen 0,4 ct/kWh (Sección 53). Este precio es una tarifa fija mensual, que se va reduciendo a lo largo del año ([61], [62]).

En la Ilustración 10 se representa la evolución de esta compensación desde inicios de 2017 hasta finales de 2021.

Total sum: PV-self-consumption [GWh]

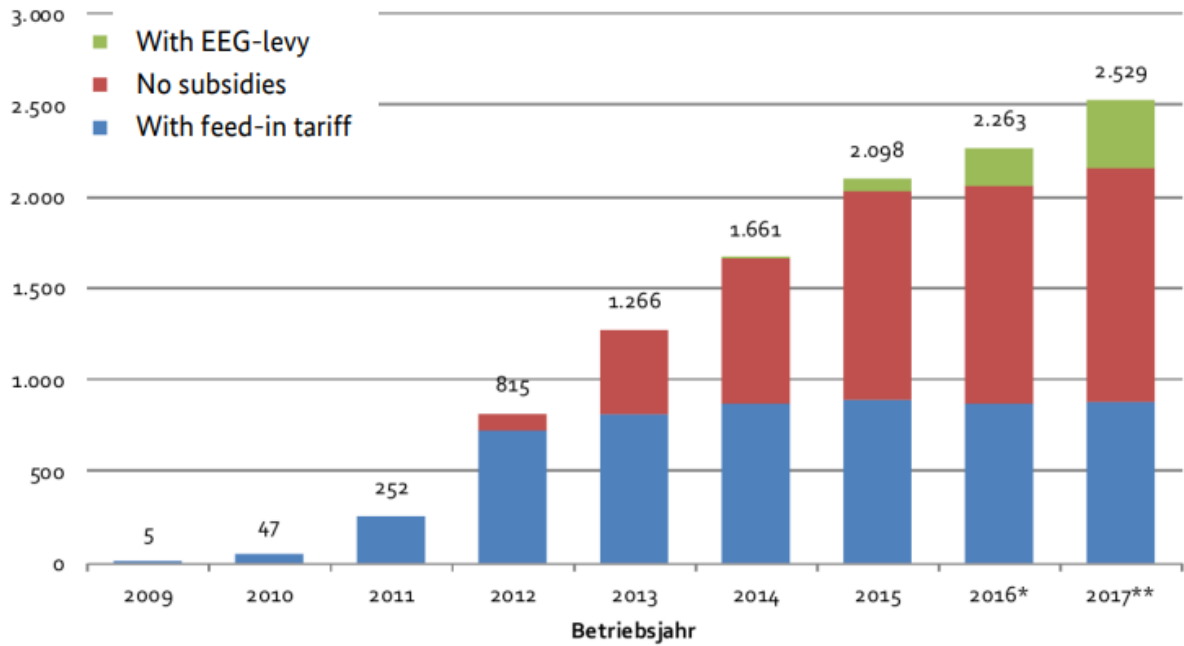


Ilustración 9 Suma del autoconsumo fotovoltaico en Alemania desde 2009 hasta 2017, en GWh [58]

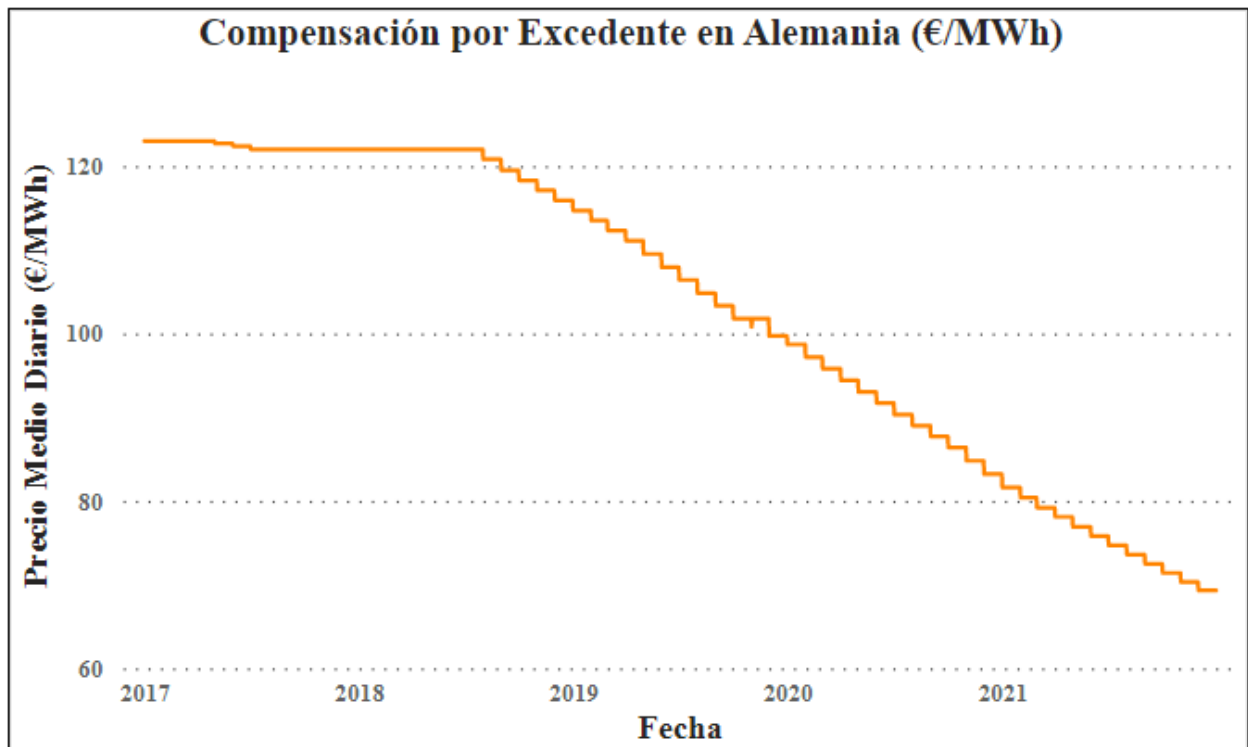


Ilustración 10 Compensación por excedentes en Alemania, en €/MWh

3.3 Modelos utilizados

3.3.1 Modelo Energético (Balance) [16]

La electricidad producida por el campo fotovoltaico puede ser consumida total o parcialmente por la vivienda según la situación. La demanda horaria de la vivienda puede cubrirse mediante energía procedente del campo fotovoltaico, de la batería o de la red. La energía fotovoltaica excedente si la demanda horaria está ya cubierta se utilizará para cargar la batería (si esta no está cargada al completo) o se verterá a la red.

En el caso de que la energía fotovoltaica sea menor a la demanda, esta se destinará íntegramente al autoconsumo, necesitando además consumo de red para cubrir el resto de la demanda horaria. La eficiencia de la descarga afectará a los procesos de carga y descarga de la batería, mientras que el campo fotovoltaico y la descarga de la batería también se verán afectados por la eficiencia del inversor.

Mediante la Ecuación 8 y la Ecuación 9, se representa la energía producida hora a hora por el campo fotovoltaico. En estas ecuaciones, P_{PV} es la potencia pico del campo fotovoltaico (en kWp), $H_{g,t,n}$ representa la radiación solar global horaria (en Wh/m²), β es el coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico (en %/(100°C)) y $T_{p,t,n}$ representa la temperatura media del módulo (en °C). Por otro lado, $T_{a,t,n}$ es la temperatura ambiente media horaria y T_{ONC} representa la Temperatura de Operación Nominal de la Célula, ambas en °C.

$$E_{PVT,n} = P_{PV} \cdot \left(\frac{H_{g,t,n}}{1000} \right) \cdot (1 - \beta \cdot (T_{p,t,n} - 25)) \cdot PR$$

Ecuación 8 Energía horaria del campo fotovoltaico para el año n, en kWh

$$T_{p,t,n} = T_{a,t,n} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot H_{g,t,n}$$

Ecuación 9 Temperatura media del módulo fotovoltaico, en °C

Según los balances de energía horarios entre la demanda de la vivienda y la energía suministrada por el sistema se dan las siguientes situaciones.

3.3.1.1 Sin instalación de autoconsumo

La demanda se cubre íntegramente por la red, ya que no existe campo fotovoltaico ni baterías.

3.3.1.2 Instalación fotovoltaica

Se encuentran dos casos según la energía que aporte el campo fotovoltaico. Siempre que produzca energía, esta se destinará al autoconsumo, sea mayor o menor a la demanda.

- Si es mayor a la demanda, el excedente de energía se vierte a la red.
- Si es menor, para la demanda no cubierta se necesitará el consumo de red. En este caso no hay vertido a la red.

3.3.1.3 Instalación fotovoltaica con baterías

En esta situación existen dos casos principales, cada uno con dos posibilidades:

- 1) La energía del campo fotovoltaico es mayor a la demanda: Toda la demanda se cubre mediante autoconsumo procedente de la instalación fotovoltaica. Según la situación de la batería se distinguen dos casos según el siguiente orden de prioridad.
 - a. La batería puede almacenar todo el exceso fotovoltaico: La energía se dedica a cargar la batería al completo.
 - b. La batería no es capaz de almacenar todo el exceso fotovoltaico: Parte de la energía se destina a cargar la batería al completo y el resto se inyecta a la red.

- 2) La demanda es mayor a la energía del campo fotovoltaico: La demanda se cubrirá usando la red, el campo fotovoltaico y la batería, no habiendo en ningún caso vertido de excedente a la red. En este caso, toda la energía fotovoltaica se destina a cubrir la demanda. Se diferencian tres situaciones según la capacidad de la batería.
- La batería no es capaz de cubrir el resto de la demanda: Es necesario el consumo de red para terminar de cubrir la demanda eléctrica.
 - La batería es capaz de cubrir el resto de la demanda: No es necesario comprar energía de la red, ya que la demanda se cubre únicamente con la instalación de autoconsumo.

3.3.2 Análisis Económico

Se analizarán cuatro parámetros económicos, el Valor Presente Neto (Net Present Value, NPV según sus siglas en inglés), el periodo de retorno (PBP, Payback Period), el periodo de retorno actualizado (DPBP, Discounted Payback Period) y el coste normalizado de la energía (LCOE, Levelized Cost Of Energy).

3.3.2.1 Valor Presente Neto

Es el valor presente de todos los *Cash Flow* relacionados con un proyecto [63]. Permite determinar si la inversión es rentable o no, siendo rentable si el VPN es positivo y no rentable si su valor es menor que cero. Cuanto mayor sea el valor, más rentabilidad tiene el proyecto. Se ha calculado según la Ecuación 10, donde C_{IN} y C_{OUT} representan los balances de caja de entrada y salida anuales, N el número de años de vida del proyecto e i la tasa de descuento.

$$NPV = -C_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_{IN,n} - C_{OUT,n}}{(1+i)^n}$$

Ecuación 10 Cálculo del valor presente neto

La inversión inicial (C_0) es igual a los costes de inversión correspondientes a la instalación fotovoltaica (CAPEX), las baterías (CAPEX) y el inversor o BoS (CAPEX). Se ha definido como “año 0” a el momento en el que se hace la inversión inicial, donde solo existen costes, es decir, no hay ingresos o *cash flow* de entrada en ningún tipo. Viene definida en la Ecuación 11.

$$C_0 = CAPEX_{PV,0} + CAPEX_{BAT,0} + CAPEX_{BoS,0}$$

Ecuación 11 Cálculo de la inversión inicial del proyecto

Por otro lado, el resto de los años de vida del proyecto se encontrarán cantidades de entrada (ingresos) y salida (costes o gastos).

- Los ingresos anuales se calculan según la Ecuación 12 y se definen como el ahorro existente entre el caso I (en el que la vivienda solo tiene consumo de red) y el caso III (vivienda con instalación fotovoltaica y baterías), siempre con valor positivo. Se concibe el ahorro como la diferencia horaria entre el coste del consumo de red en ambas situaciones, para el caso III, al consumo de red se le añaden los ingresos de la compensación por excedente. Los casos se desarrollarán en el subapartado 4.2.1

$$C_{IN,n} = \sum_{t=1}^{8760} Red_{t,I} - (Red_{t,III} - Exc_{t,III})$$

Ecuación 12 Cash Flow de entrada

- Los costes anuales (Ecuación 13) se definen como la suma de todos los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y los costes de inversión tanto de baterías como del inversor (CAPEX). Todos los costes anuales se calculan según la Ecuación 13, en cambio, como la inversión inicial está en un término diferente, el coste del año 1 se calcula según la Ecuación 14.

$$C_{OUT,n} = OPEX_{PV,n} + OPEX_{BAT,n} + OPEX_{BoS,n} + CAPEX_{BAT,n} + CAPEX_{BoS,n}$$

Ecuación 13 Cash Flow de salida

$$C_{OUT,1} = OPEX_{PV,1} + OPEX_{BAT,1} + OPEX_{BoS,1}$$

Ecuación 14 Cash Flow de salida para el año uno (VPN)

3.3.2.2 Payback Period

Es el período de tiempo en el que los beneficios igualan el coste de la inversión inicial, es decir, el punto donde se recupera la inversión. Se calcula según la Ecuación 15. Para el caso de los *Cash Flow*, los de entrada se calculan según la Ecuación 12 y los de salida según la Ecuación 13.

$$\frac{C_0}{\sum_{n=0}^{PPB} (C_{IN,n} - C_{OUT,n})} = 0$$

Ecuación 15 Cálculo del Payback Period

3.3.2.3 Discounted Payback Period

En este caso se tiene en cuenta la tasa de descuento en el *Payback Period*, obteniéndose a partir de la Ecuación 16.

$$\frac{C_0}{\sum_{n=0}^{DPBP} \frac{(C_{IN,n} - C_{OUT,n})}{(1+i)^n}} = 0$$

Ecuación 16 Cálculo del Discounted Payback Period

3.3.2.4 Levelized Cost of Energy

El coste normalizado de la energía es el asignado a cada unidad de energía producida o ahorrada por la instalación durante el período de vida o de análisis [63]. Se calcula según la Ecuación 17, donde E_n representa la diferencia entre el consumo de red existente sin instalación y con instalación de autoconsumo.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{C_{OUT,n}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+i)^n}}$$

Ecuación 17 Cálculo del LCOE

3.4 Baterías

Una batería es un dispositivo formado por una o varias celdas electroquímicas que permiten transformar la energía química almacenada en su interior en energía eléctrica. Se basan en el funcionamiento según el proceso de reducción-oxidación o redox, un proceso químico reversible en el que un componente se oxida (gana electrones) y otro se reduce (pierde electrones), generando una diferencia de potencial entre los bornes de la batería [64]. Existen varios tipos de tecnologías de almacenamiento electroquímico: níquel-cadmio (NiCd), alcalinas de manganeso, níquel-hidruro metálico (Ni-MH), iones de litio, sulfuro de sodio (NaS), etc. Este trabajo se centrará en las baterías de plomo ácido (PbA), dada su madurez tecnológica, costes e impacto en el mercado [16]. Aunque actualmente la tecnología de iones de Litio está penetrando cada vez más en aplicaciones de almacenamiento energético, todavía la tecnología de PbA permanece como la opción más segura desde el punto de vista de financiación de proyectos.

3.4.1 Parámetros característicos ([64], [16])

Tanto en la propia batería como en su funcionamiento se definen según una serie de parámetros característicos que se utilizarán a lo largo del proyecto.

3.4.1.1 Celda

Es la unidad mínima que forma una batería. Pueden asociarse entre sí en serie o en paralelo para obtener los valores necesarios de tensión y corriente adecuados a la aplicación que la batería de soporte.

3.4.1.2 State of Charge (SoC)

El estado de carga indica la carga de la batería, es decir, la energía disponible almacenada; se suele expresar como un porcentaje de su capacidad total, siendo igual al 100% si la energía almacenada es máxima.

3.4.1.3 Depth of Discharge (DoD)

La profundidad de descarga, expresada en porcentaje, es la relación entre la capacidad que suministra la batería en su descarga y la capacidad nominal de esta, ambas expresadas en amperios-hora (Ah). Permite conocer el estado de carga de la batería de forma alternativa. Si el DoD aumenta, el SoC disminuye. Este parámetro tiene un umbral mínimo definido por el fabricante, de manera que si se sobrepasa se produce una degradación acelerada e irreversible de la batería.

3.4.1.4 Capacidad

Cantidad de energía que la batería permite almacenar en su interior para luego descargarla, medida en amperios-hora. Generalmente viene expresada en base a un tiempo de descarga en horas y una temperatura entre 20 y 25 °C. En el caso de que la capacidad fuera $C_t(25\text{ °C}) = 100\text{ Ah}$, esto indicaría que a 25 °C y un tiempo determinado de descarga de “t” horas, la batería podría proporcionar 100 Ah.

3.4.1.5 Vida útil de la batería ($t_{DOD,T}$)

Tiempo que tarda la batería en dejar de proporcionar cierta cantidad de su capacidad nominal.

3.4.1.6 Eficiencia de la batería

Es la relación entre la energía eléctrica proporcionada por la batería y la energía que ha sido necesaria para cargarla, expresada como porcentaje. Depende principalmente de la temperatura, el estado de carga y la velocidad de descarga.

3.4.2 Degradación

La degradación es el conjunto de cambios tanto físicos como químicos que sufre una batería y que hacen que esta no pueda mantener los mismos parámetros durante su vida útil [65]. El fabricante de la batería siempre ofrece unos parámetros característicos (SoC, capacidad, vida útil y eficiencia) en unas condiciones de trabajo bien definidas, que no suelen coincidir con las reales. La diferencia en las condiciones de operación genera estrés en los componentes de la batería (sulfatación de los electrodos, pérdida de electrolito, etc.) que al final reducen la eficiencia y vida útil de la batería. De ahí la importancia de conocer no sólo los parámetros característicos de la batería sino su dependencia con las condiciones de trabajo específicas de la aplicación a la que se dirige el dispositivo.

3.4.2.1 Causas principales de la degradación [16]

La degradación ocurre por la presencia de factores de estrés, que modifican el comportamiento de la batería. Dominan principalmente dos mecanismos: el envejecimiento cíclico debido al uso (ciclos de carga y descarga de la batería) y el envejecimiento producido cuando no existe flujo de corriente en la batería. Estos efectos aumentan a medida que pasa el tiempo y ambos están agravados al aumentar la temperatura. A continuación, se describen tres de los factores de estrés principales.

3.4.2.1.1 Velocidad de descarga

Es la relación entre la capacidad de la batería y la energía que esta suministra en un tiempo determinado bajo condiciones estándar de operación. Una batería con capacidad de 100 Ah debería suministrar una intensidad de 200 A si esta se descarga en una hora.

Cuando existe una instalación fotovoltaica con baterías, este parámetro depende de la demanda horaria de la vivienda, ya que, a mayores demandas, mayor velocidad de descarga.

3.4.2.1.2 Velocidad de carga

Es la velocidad a la que se carga la batería comparada con la capacidad de esta bajo condiciones estándar de operación. Cuando las baterías son parte de una instalación fotovoltaica, la velocidad de carga está muy influida por el campo fotovoltaico, según la energía que este proporcione, afectará de una forma u otra a la velocidad de carga. A diferencia de aplicaciones de carga estacionaria y régimen constante, como es el caso de un vehículo eléctrico sometido a una tensión y corriente constante, cuando la batería se alimenta de un sistema fotovoltaico las condiciones de carga son variables, ya que la corriente inyectada depende de la radiación disponible. Esta radiación puede ser diferente según la hora del día e incluso intermitente en caso de transitorios de nubes. Estas condiciones de carga a régimen variable generan un estrés importante en la batería que reduce su tiempo de vida útil esperado respecto las condiciones estándar del fabricante.

3.4.2.1.3 Temperatura de la batería

El funcionamiento de la batería depende de la temperatura del recinto en la que se encuentre, que a su vez suele depender de la temperatura exterior. En el caso de estar fuera del rango de temperatura entre 10 y 25 °C, se ven afectados parámetros esenciales de la batería como la capacidad, la eficiencia y la vida útil de esta.

3.4.2.2 Efecto de la degradación sobre los parámetros característicos

Los resultados de la degradación se presentan como corrosión, degradación del material, estratificación en el interior de la celda o sulfatación. Esto afecta directamente en los parámetros característicos de la batería.

3.4.2.2.1 Vida útil

La reducción de la vida útil de las baterías de plomo ácido viene causada por los efectos de envejecimiento descritos anteriormente, a los que se le suman factores como la corrosión del electrodo positivo. No hay consenso en un modelo único y universal que establezca la vida útil de la batería en función de todos los parámetros característicos de la misma y las condiciones de operación, sino diferentes modelos matemáticos, cada uno basado en diferentes hipótesis. La elección del modelo más adecuado se basa en identificar las condiciones del mismo y similitud con las condiciones esperadas de operación en el proyecto seleccionado. Por ello, para este proyecto se ha decidido modelar la vida útil de la batería según la Ecuación 18, donde $N_{DoD,25\text{ }^\circ\text{C}}$ es el número de ciclos obtenidos de la hoja de especificaciones del fabricante; $n_{DoD,T}$ es el número de ciclos anuales de la batería; σ_T un factor corrector dependiente de la temperatura y α un factor de degradación relacionado con las condiciones de operación.

$$t_{DoD,T} = \alpha \cdot \frac{N_{DoD,25\text{ }^\circ\text{C}}}{n_{DoD,T}} \cdot \sigma_T$$

Ecuación 18 Vida útil de la batería en función de la temperatura [16]

3.4.2.2.2 Eficiencia

Para el modelado de la eficiencia se ha utilizado el modelo CIEMAT [66], que tiene en cuenta el estado de carga y la velocidad de carga de la batería. Para incluir la degradación causada por otros factores de estrés como la sulfatación o la corrosión, se ha incluido un coeficiente γ que depende de las condiciones de operación. Se refleja en la Ecuación 19.

$$\eta_{bc,t,n} = (1 - \gamma)^n \cdot \left[1 - \exp \left(\frac{20.73}{\frac{I_{c,t}}{I_{10}} + 0.55} \cdot (SoC - 1) \right) \right]$$

Ecuación 19 Cálculo de la eficiencia de la batería en función de las condiciones de carga [16]

3.4.2.3 Escenarios de degradación

Se han definido cuatro escenarios que recogen las posibles combinaciones de dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de almacenamiento, donde se pueden encontrar la mayor parte de situaciones en las que suelen operar las baterías. Para cada uno de los escenarios, se han propuesto unos coeficientes de estrés diferentes que aportan información sobre la degradación que experimenta la batería en cada caso. Los escenarios son:

- Batería pequeña y campo fotovoltaico grande (LB+HPV): La capacidad de la batería es pequeña en comparación a la instalación fotovoltaica y esta última es del orden de magnitud o mayor a la demanda de la vivienda. En este caso los factores de estrés son muy altos, comprendiendo baja separación temporal entre cargas completas y altas o muy altas velocidades de descarga, causando gran sulfatación y degradación del material. Es el peor escenario para una batería de plomo ácido.
- Batería pequeña y campo fotovoltaico pequeño (LB+LPV): La capacidad de la batería es pequeña en comparación a la instalación fotovoltaica y esta es menor a la demanda de la vivienda. Se caracteriza por descargas profundas, alta velocidad de descarga y entre baja y media velocidad de carga, lo que produciría menores pérdidas de agua y procesos de corrosión según la temperatura de la batería que en el caso anterior. Sería el segundo caso más desfavorable.
- Batería grande y campo fotovoltaico grande (HB+HPV): La capacidad de la batería es grande en comparación a la instalación fotovoltaica y esta es del mismo orden de magnitud o mayor a la demanda de la vivienda. Las velocidades de carga y descarga son bajas y la carga completa de la batería se hace frecuentemente. La batería experimenta un menor número de ciclos por año al ser su capacidad muy superior a la energía aportada por el sistema fotovoltaico. Se disminuyen los efectos de corrosión, degradación del material y sulfatación. Sería el segundo caso más favorable.
- Batería grande y campo fotovoltaico pequeño (HB+LPV): La capacidad de la batería es grande en comparación a la instalación fotovoltaica y esta es menor a la demanda de la vivienda. Hay grandes períodos entre cargas completas y velocidades de carga y descarga bajas, resultando en corrosión algo mayor al caso anterior y bajas sulfatación y degradación del material. Es el caso óptimo de degradación.

En cada uno de estos escenarios, los coeficientes de estrés que afectan a la degradación de la batería son los indicados en la Tabla 5.

Escenario	LB + HPV	LB + LPV	HB + HPV	HB + LPV
γ	0.3	0.2	0.1	0.05
α	0.75	0.8	0.95	1

$\sigma_{25\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$\sigma_{30\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$\sigma_{35\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$\sigma_{40\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$\sigma_{45\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$\sigma_{50\text{ }^{\circ}\text{C}}$
1	0.69	0.51	0.37	0.25	0.14

Tabla 5 Factores de estrés en función de la temperatura y de las condiciones de operación en cada escenario definido: LB+HPV (baja capacidad y alto campo fotovoltaico), LB+LPV (baja capacidad y bajo campo fotovoltaico), HB+HPV (alta capacidad y alto campo fotovoltaico) y HB+LPV (alta capacidad y bajo campo fotovoltaico) [16]

El resultado de considerar estas condiciones de operación en el modelo implementado, para las condiciones de demanda eléctrica supuestas, proporciona unas temperaturas de la batería diferentes a las esperadas por el fabricante (Tabla 6), en el rango de 25 °C (escenario LB+HPV) hasta 40 °C (escenario HB+LPV).

Escenario	LB + HPV	LB + LPV	HB + HPV	HB + LPV
T. Bat. (°C)	25	30	35	40

Tabla 6 Variación de la temperatura de la batería según el escenario de degradación [16]

3.5 Datos Necesarios

Para poder utilizar el modelo, son necesarios una serie de datos de entrada que hay que introducir. Se dividen principalmente en dos grupos.

3.5.1 Datos de la instalación

Se necesitan los siguientes parámetros relacionados con la propia instalación, es decir, con el campo fotovoltaico, las baterías y el inversor.

- Dimensiones: Tanto del campo fotovoltaico (potencia instalada, en kWp) como de las baterías (energía almacenada, en Wh).
- Degradación: Escenario de degradación, que afectará al deterioro de la batería debido a su uso, relacionado con las dimensiones del campo fotovoltaico y las baterías. También se fija la degradación del campo fotovoltaico, perdiendo esta cierta capacidad cada diez años.
- Parámetros de la batería: Límite máximo de la profundidad de descarga de la batería y DoD inicial con el que la batería empieza el estudio.
- Rendimientos: Se fijan el rendimiento del inversor, el inicial de la batería y el inicial de la fotovoltaica, estos dos últimos irán disminuyendo según aumente la degradación.
- Año del estudio: El modelo es anual, por lo que para seguir la degradación de la batería hay que cambiar el valor de este.

3.5.2 Datos económicos

Son tanto los valores horarios de los precios de compra de la electricidad como de compensación por el excedente que se inyecta a la red. También es necesario incluir las tasas, recargos e impuestos que intervengan en el cálculo de la factura eléctrica para poder calcular el ahorro real que se obtiene con una instalación de autoconsumo.

Por otro lado, también son necesarios los costes de inversión y mantenimiento de la instalación (inversor, baterías y campo fotovoltaico).

3.5.3 Datos climatológicos

En la Ilustración 11, se reflejan los datos utilizados como perfil de la demanda eléctrica de la vivienda (kWh) y de temperatura ambiente exterior (°C). Estos valores se corresponden con un día tipo, que se repite durante todos los días del año.

Por otro lado, en la Ilustración 12 se representa el perfil anual de radiación utilizado, que se repite cada año de estudio. En la Ilustración 13, se muestra el resultado de la temperatura media del módulo fotovoltaico, que afecta a la energía producida por el campo fotovoltaico, calculada según la Ecuación 9.

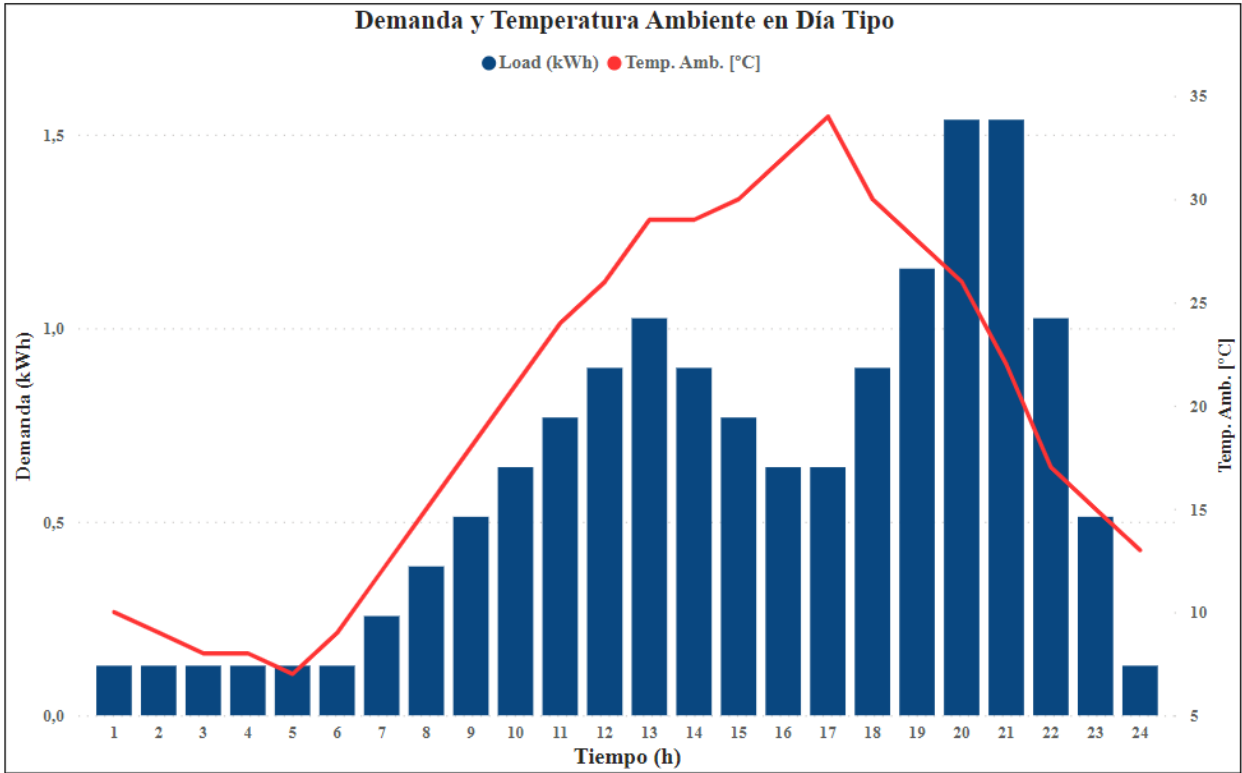


Ilustración 11 Demanda (kWh) y temperatura ambiente (°C) en el “día tipo”

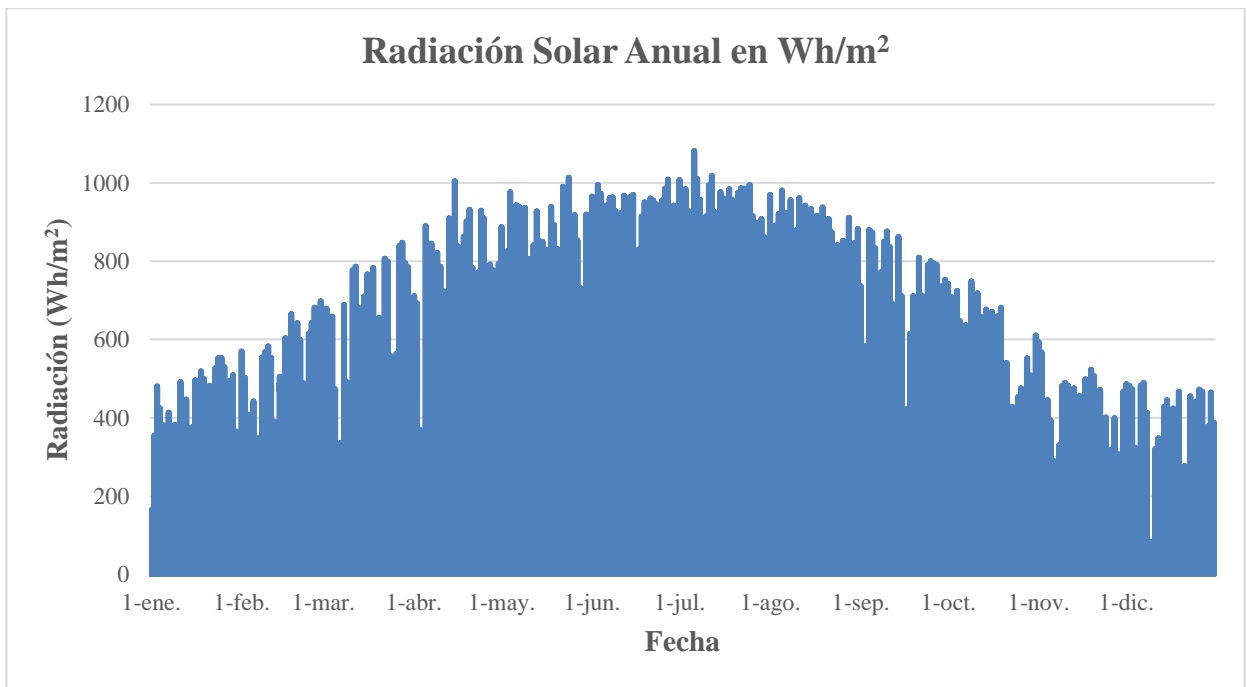


Ilustración 12 Radiación solar a lo largo del año, en Wh/m²

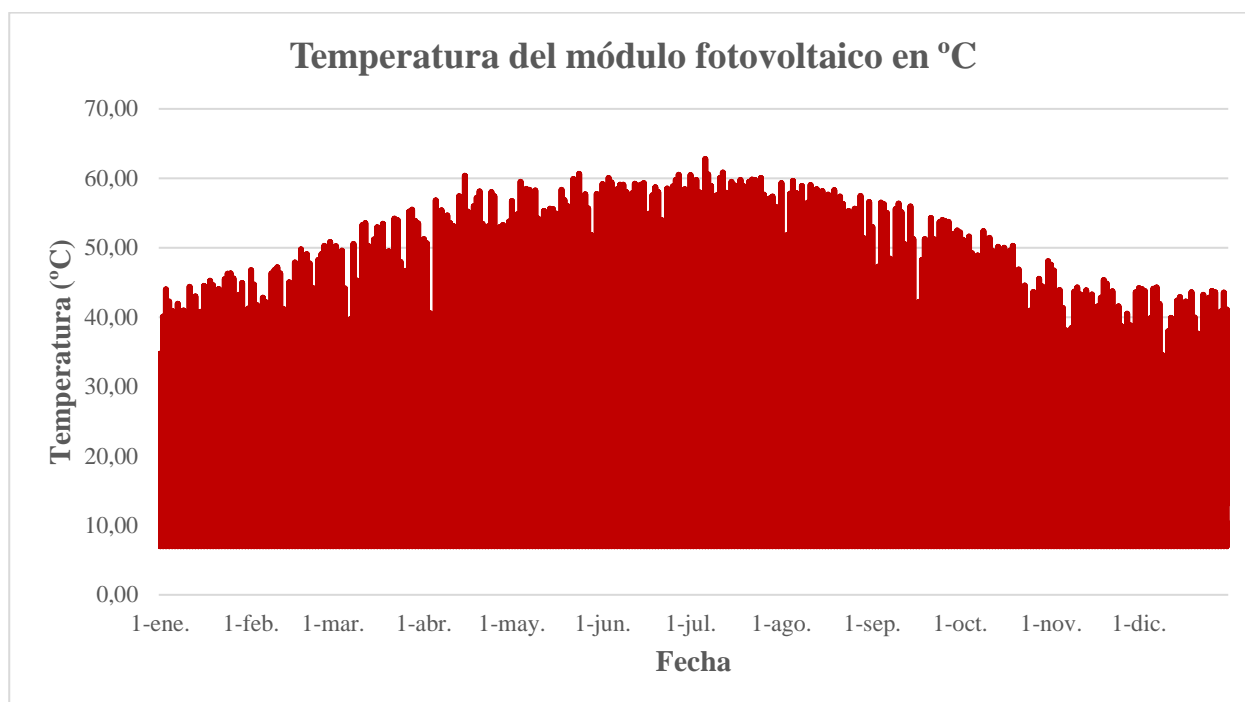


Ilustración 13 Temperatura del módulo fotovoltaico a lo largo del año, en °C

3.6 Implementación de la Simulación

3.6.1 Obtención y Filtrado de Datos Horarios

En este apartado se explicará el proceso de obtención, filtrado y organización de los datos de precios horarios, tanto de los costes de producción como del precio de la compensación por excedente.

3.6.1.1 Precios de la Electricidad en España

Se obtienen los datos de la página web ESIOS, perteneciente a REE (Red Eléctrica de España). Dentro del apartado “Descargas” se puede filtrar por fecha de publicación y por tipo de información, (datos o publicaciones), filtrando a su vez estos últimos por ámbito y área. En el caso de este trabajo se filtra entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2021, ámbito de “Mercados y precios” y, por último, área referida al PVPC. A continuación, se descarga un archivo comprimido que contiene el desglose horario de los precios que componen el PVPC en formato XML, con un archivo por cada día.

Para el coste de producción horario son necesarios tres líneas de este archivo, las correspondientes al precio medio horario (*Pmh*), los servicios de ajuste (*SAh*) y otros costes (*OCh*), por lo que para quedarse únicamente con estos valores se recurre a la aplicación Power BI. Los valores de *Pmh* y *SAh* son únicos, por lo que se eligen esos, en cambio, los de *OCh* aparecen repetidos por cada tipo de factura (2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS), como la hipótesis es que la factura es 2.0A, se elige el primer valor (*OCh* Z01). Para averiguar por qué ocurría esto se han utilizado los desgloses en detalle del PVPC del 1 de marzo de 2021, obtenidos de ESIOS [67].

Dentro de la aplicación, como el formato de los datos incluye en la misma columna fecha y hora, estos se separan en dos diferentes para facilitar la operación. También se cambian las unidades de los datos, desde €/MWh a €/kWh, que son los que se utilizarán en las hojas de Excel.

En el caso de los precios de compensación por excedente se realiza el mismo procedimiento, pero se obtienen de un apartado diferente de la página web de ESIOS, referida al mecanismo de compensación simplificada del PVPC. No se pueden obtener datos anteriores al 1 de abril de 2019, fecha en la que se empieza a compensar el vertido de excedente a la red [57].

3.6.1.2 Precios de la Electricidad en Alemania

Los precios horarios del mercado se obtienen de la página web de SMARD ([48]), donde se eligen los datos de mercado en la categoría “day-ahead prices” y el país de los datos, Alemania en este caso. El período máximo de tiempo que permite la aplicación son dos años, por lo que se hace en múltiples veces para conseguir el período buscado, desde 2017 hasta 2021. Todos los datos horarios vienen en un XML único, que se filtrará en PowerBI como los datos de España.

En 2018 cambian los países pertenecientes a la región con precios comunes: pasan de ser Alemania, Austria y Luxemburgo a ser Alemania y Luxemburgo. Esto hay que tenerlo en cuenta a la hora de filtrar, ya que a partir del cambio los precios son distintos. Una vez con los datos alemanes, se opera para tenerlos en €/kWh y se pasa del formato horario de 0 a 23 horas al formato de 1 a 24 horas, para que así coincida con el español.

Para los datos de compensación por excedente, se obtienen de la página web de la Agencia Federal de Redes, Bundesnetzagentur en alemán. Dentro de cada archivo Excel hay tres tablas, eligiendo la que se corresponde con la “feed-in tariff”, ya que los valores son iguales a los marcados por el EEG 2017. De aquí se obtienen los valores mensuales de la compensación [62].

3.6.1.3 Datos Introducidos

Se corresponden con valores que ha habido que añadir en los precios horarios, tanto de producción como de excedente, por ausencias o duplicaciones en ambos países.

3.6.1.3.1 Cambios horarios

Tanto en España como en Alemania se producen dos cambios horarios tanto en otoño como en primavera, con el objetivo de ahorrar energía y tener más horas de luz solar. Esto en los datos obtenidos implica tener un dato menos en el cambio de primavera (23 horas) y un dato más en el cambio de otoño (25 horas).

El formato horario utilizado ha sido desde la hora 1 (00:00 – 01:00) hasta la hora 24 (23:00 - 24:00), por tanto, se ha solucionado de la siguiente forma:

- Cambio de hora de primavera: se adelanta una hora, como a las 02:00 pasan a ser las 03:00, se introduce en la hora 3 un valor igual a cero, posponiendo los demás datos. Esto ocurre los días 26 de marzo de 2017, 25 de marzo de 2018, 31 de marzo de 2019, 29 de marzo de 2020 y 28 de marzo de 2021.
- Cambio de hora de otoño: Al existir 25 horas en el día, se repite la “hora 3”, situada entre las 03:00 y las 04:00. Por tanto, se suman los valores de la “hora 3” y la “hora 4”, retrasando los valores siguientes (de la hora 5 a la 25) una hora. Esto se realiza los días 29 de octubre de 2017, 28 de octubre de 2018, 27 de octubre de 2019, 25 de octubre de 2020 y 31 de octubre de 2021.

3.6.1.3.2 Años bisiestos

El modelo utilizado es un año no bisiesto, con 365 días, por lo que el año 2020 era necesario añadir el día 29 de febrero para que los datos de demanda horaria se correspondiesen con los precios horarios. Se ha elegido duplicar el día 28 de febrero, haciendo que las demandas en estos dos días consecutivos fuesen iguales.

Se podía haber duplicado cualquier otro día ya que la demanda diaria es constante para todos los días del año.

3.6.2 Estructura del Libro Excel

3.6.2.1 Hoja Matriz

Esta hoja es de la que provienen todos los datos energéticos que se utilizan en el trabajo. En ella se introducen todos los datos de entrada necesarios y los transforma según los modelos que contiene, proporcionando datos de salida respecto a la degradación de las baterías, los consumos y la evolución de carga de las baterías. Se muestran distintos fragmentos de la hoja matriz en las siguientes ilustraciones (Ilustración 14, Ilustración 15 e Ilustración 16).

Month	Day	Time (h)	Temp. Amb. [°C]	Load (kWh)	PV energy yield (kWh)	PV degradada	Bateria inicial	Bateria final
Enero	1	1	10	0,13	0,00	0,00	1,20	1,07
Enero	1	2	9	0,13	0,00	0,00	1,07	0,96
Enero	1	3	8	0,13	0,00	0,00	0,96	0,85
Enero	1	4	8	0,13	0,00	0,00	0,85	0,73
Enero	1	5	7	0,13	0,00	0,00	0,73	0,62
Enero	1	6	9	0,13	0,00	0,00	0,62	0,62
Enero	1	7	12	0,26	0,00	0,00	0,62	0,62

Ilustración 14 Fragmento de la hoja matriz: datos de tiempo, temperatura, demanda, PV y batería

Eff. Bat. Inicial	Eff. Bat. Degradada	Compara Load vs PV+Bat	Estado	Accion	Consumo PV (kWh)	Consumo Bateria (kWh)
100%	100%	-0,47	5	Consume PV + Bateria	0,00	0,13
87%	87%	-0,34	5	Consume PV + Bateria	0,00	0,11
87%	87%	-0,23	5	Consume PV + Bateria	0,00	0,11
87%	87%	-0,12	5	Consume PV + Bateria	0,00	0,11
87%	87%	-0,01	5	Consume PV + Bateria	0,00	0,11
87%	87%	0,11	1	Consume Red + PV	0,00	0,00
87%	87%	0,24	1	Consume Red + PV	0,00	0,00

Ilustración 15 Fragmento de la hoja matriz: Eficiencia de la batería, consumos y acción que se realiza

Bat. Minima	0,6
Bat. Maxima	3
DoD inicial	40%
DoD maximo	20%

Tension Bateria	24,00	V
I10	125,00	A
C10	4848,00	
Energia Bateria	3000,00	Wh

Rend. Inversor	100%
Rend. Inicial Bateria	100%
Rend. Inicial FV	90%

Escenario	1.2
-----------	-----

Ilustración 16 Fragmento de la hoja matriz: Celdas para la introducción de datos de entrada

3.6.2.2 Hojas de Demanda

En ellas se dividen los datos de la demanda horaria de la vivienda según el caso al que se refieran. Se apoyan en otras dos auxiliares:

- Existe una hoja auxiliar que calcula las demandas horarias para cada caso según sea solo red, solo fotovoltaica o fotovoltaica y baterías. Esta hoja va cambiando según los parámetros de entrada de la hoja matriz. Solo refleja el intervalo de tiempo de la hoja matriz, un año. Cada consumo tiene su columna independiente, encontrando red, consumo fotovoltaico, vertido de excedente, carga de batería y consumo de batería. Se muestra el Caso III (instalación fotovoltaica con baterías) en la Ilustración 17.
- Los datos se transforman en una hoja de tablas dinámicas, donde la columna única pasa a ser en una tabla con las filas referidas a cada día y las columnas a cada hora, teniendo en el interior de la tabla los valores de cada demanda o consumo. Al estar representados los tres casos, hay una tabla para el caso de solo red, tres para el caso de red y fotovoltaica y cinco tablas para el caso que incluye baterías, haciendo un total de nueve tablas dinámicas.
- Las tres hojas principales contienen los consumos de cada apartado según el caso estudiado. En estas hojas sí está el período de estudio al completo, los cinco años. Los valores de los consumos salen de la hoja de tablas dinámicas, repitiéndose anualmente. Tienen el mismo formato que la hoja de tablas dinámicas, como se observa en la Ilustración 18.

Se añade en la parte superior de estas últimas hojas un contador del número de horas en las que el consumo de red es igual a cero. Esto permitirá ver parte del ahorro en el caso de tener un modelo de precios sin términos fijos como el alemán, donde solo se paga en caso de que exista consumo.

CASO III: RED+PV+BAT.														
Fecha	Hora	Consumo Red (kWh)	Fecha	Hora	PV (kWh)	Fecha	Hora	Vertido (kWh)	Fecha	Hora	Consumo Bateria (kWh)	Fecha	Hora	Carga Bateria (kWh)
01-ene-17	1	0,00	01-ene-17	1	0,00	01-ene-17	1	0,00	01-ene-17	1	0,13	01-ene-17	1	0,00
01-ene-17	2	0,02	01-ene-17	2	0,00	01-ene-17	2	0,00	01-ene-17	2	0,11	01-ene-17	2	0,00
01-ene-17	3	0,02	01-ene-17	3	0,00	01-ene-17	3	0,00	01-ene-17	3	0,11	01-ene-17	3	0,00
01-ene-17	4	0,02	01-ene-17	4	0,00	01-ene-17	4	0,00	01-ene-17	4	0,11	01-ene-17	4	0,00
01-ene-17	5	0,02	01-ene-17	5	0,00	01-ene-17	5	0,00	01-ene-17	5	0,11	01-ene-17	5	0,00
01-ene-17	6	0,13	01-ene-17	6	0,00	01-ene-17	6	0,00	01-ene-17	6	0,00	01-ene-17	6	0,00
01-ene-17	7	0,26	01-ene-17	7	0,00	01-ene-17	7	0,00	01-ene-17	7	0,00	01-ene-17	7	0,00
01-ene-17	8	0,38	01-ene-17	8	0,00	01-ene-17	8	0,00	01-ene-17	8	0,00	01-ene-17	8	0,00
01-ene-17	9	0,40	01-ene-17	9	0,12	01-ene-17	9	0,00	01-ene-17	9	0,00	01-ene-17	9	0,00
01-ene-17	10	0,22	01-ene-17	10	0,42	01-ene-17	10	0,00	01-ene-17	10	0,00	01-ene-17	10	0,00

Ilustración 17 Hoja Auxiliar que calcula las demandas horarias para cada caso

Caso II: Uso Red (kWh)									
Día del año	1	2	3	4	5	6	7	8	
1-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	
2-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	
3-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	
4-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	
5-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	
6-ene.-21	0,128205128	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,12820513	0,25641026	0,38461538	

Ilustración 18 Fragmento de la tabla de “Uso de Red” en una de las hojas de demanda principales

3.6.2.3 Hojas de Precios

Se dividen según el precio al que se refieran:

- Existen dos hojas que contienen todos los valores horarios, una para los costes de producción españoles y alemanes y otra con las compensaciones por el vertido de excedente. Ambas con el mismo formato de tabla antes explicado para las hojas de demanda. Un fragmento se muestra en la Ilustración 19.
- Múltiples hojas auxiliares que contienen los términos fijos y variables (incluyendo tasas e impuestos) de las modelos de precios alemán y español. En el caso de la hoja referida a los precios españoles, también contiene vectores con la distribución horaria de la nueva factura tanto en potencia como en energía, representando un uno o un cero en caso de que esa hora se corresponda o no con el tipo de período: punta, llano o valle. Un ejemplo de parte de este vector se representa en la Ilustración 20.

Precio Horario DE (€/kWh)						
Día del año	1	2	3	4	5	6
01-ene-20	0,04188	0,0386	0,03655	0,03232	0,03085	0,03014
02-ene-20	0,0354	0,03198	0,0305	0,02879	0,02842	0,02875
03-ene-20	0,02147	0,01304	0,00153	0,00014	0,00085	0,00992
04-ene-20	0,0229	0,01595	0,01663	0,00645	0,00383	0,00012
05-ene-20	0,0331	0,03228	0,03118	0,0301	0,02996	0,02988
06-ene-20	0,02916	0,029	0,02908	0,02772	0,02703	0,02898

Ilustración 19 Tabla con datos horarios del coste de producción alemán

ENERGÍA PUNTA				
8	9	10	11	12
0	0	0	1	1
ENERGÍA LLANO				
8	9	10	11	12
0	1	1	0	0
ENERGÍA VALLE				
8	9	10	11	12
1	0	0	0	0

Ilustración 20 Fragmento de los vectores auxiliares entre las horas 8 y 12

3.6.2.4 Hojas de Costes

Las hojas llamadas como “Ahorro” son en realidad hojas del coste de la energía utilizada según los modelos de precios aplicados. Contienen los precios horarios finales que paga el consumidor.

- Hojas de Ahorro: Una para cada caso de estudio, teniendo las mismas fórmulas de cálculo, variando únicamente los consumos. Contienen los datos con ambos modelos económicos.
- Hoja PLV: Exclusivamente calcula el precio de los términos de potencia y energía introducidos con la nueva factura. Compara con un vector el día de la semana, si el valor es 1, el día es festivo o fin de semana, por lo que todas las horas del día son “valle”, teniendo los precios más baratos. Multiplica los valores de las tasas por el consumo correspondiente y este resultado se multiplica por los vectores horarios que indican si esa hora es punta, llana o valle. En la Ilustración 21 se puede ver un fragmento de la tabla del término de energía, entre las horas 8 y 12, observando que las dos últimas filas son fin de semana, ya que todas las horas son valle.
- Hoja Resumen: Al tener en las demás hojas valores horarios, no se ve claramente la evolución, por lo que en esta hoja se representan los valores diarios de costes de todos los consumos (Ilustración 22). Se calculan los ahorros diarios respecto al caso base donde solo se consume red, teniendo tres ahorros distintos: uno al tener fotovoltaica, otro al tener fotovoltaica y baterías y otro al añadir baterías a una instalación fotovoltaica ya existente. También contiene una tabla dinámica por cada país, donde se representan los datos mensuales de cada ahorro, esto se muestra en la Ilustración 23.

8	9	10	11
0,00153872	0,01606615	0,02142154	0,08533205
0,00153872	0,01606615	0,02142154	0,08533205
0,00153872	0,01606615	0,02142154	0,08533205
0,00153872	0,01606615	0,02142154	0,08533205
0,00153872	0,00230808	0,00307744	0,00384679
0,00153872	0,00230808	0,00307744	0,00384679

Ilustración 21 Tabla con términos de energía según sea período valle, llano o punta

	CASO I	CASO II		
Día del año	Red (€)	Red2 (€)	FV (€)	Excedente (€)
1-ene.-17	3,160851258	2,624449057	1,089106107	0
2-ene.-17	3,346791698	2,529368856	1,089965603	0
3-ene.-17	3,453230606	2,420440954	1,122248953	0
4-ene.-17	3,445321649	2,4288123	1,116326423	0
5-ene.-17	3,433409466	2,440194439	1,111140435	0

Ilustración 22 Consumos diarios en los casos I y II en España

Etiquetas de fila	Ahorro I-II	Ahorro I-III	Ahorro II-III
2017	334,3128184	451,6104219	117,2976035
ene	31,22065623	42,23711608	11,01645986
feb	22,17753429	31,28977905	9,112244754
mar	20,43141249	30,09334009	9,661927609
abr	21,94786787	31,06018312	9,112315245
may	30,63514693	40,4175881	9,782441167

Ilustración 23 Fragmento de tabla con los ahorros mensuales entre los diferentes casos

3.6.2.5 Hojas de Balances y Resultados Finales

En estas hojas se realizan los balances económicos necesarios para el estudio y se proporcionan los resultados finales de las variables económicas analizadas (VPN, PBP, DPBP y LCOE):

- Una hoja auxiliar agrupa los valores mensuales de ahorro entre casos, divididos por país y dimensión de la instalación, diferenciando cinco casos. De estos valores se calculan los valores que actuarán como ingresos en cada escenario económico estudiado.
- La hoja de costes e ingresos calcula las inversiones necesarias por reposición de las baterías al degradarse completamente y los demás costes de inversión, operación y mantenimiento de la instalación, diferenciando entre las cinco dimensiones estudiadas (Ilustración 24). También contiene los ingresos de cada escenario económico, sacados de la hoja auxiliar anterior, en este caso se repiten durante los 30 años de vida de la instalación.
- El resto de los datos necesarios para el cálculo del *Cash Flow* anual se encuentran en una hoja separada: valores del factor de actualización anualmente y costes totales de cada estudio, que, junto a los ingresos, permitirán el cálculo del *Cash Flow*. Para cada escenario económico se encuentran los valores de los flujos de caja anuales tanto actualizados como no actualizados. Ocurre lo mismo en el caso de los *Cash Flow* acumulados. Una representación de parte de una de estas tablas se enseña en la Ilustración 25.
- La hoja de resultados contiene los valores finales de cada variable económica, VPN, LCOE, PBP y DPBP, además de unas tablas auxiliares que permiten el cálculo de estas últimas dos variables de una forma sencilla.

Estudio 1						
CAPEX Bateria		CAPEX FV	CAPEX BoS	OPEX FV+BoS	OPEX Bateria	CAPEX+OPEX
Vector	CAPEX					
1,00	-375,00	-1500,00	-900,00	-24,00	-3,75	-2802,75
0,00	0,00	0,00	0,00	-24,00	-3,75	-27,75
0,00	0,00	0,00	0,00	-24,00	-3,75	-27,75

Ilustración 24 Fragmento de una tabla con costes de inversión y mantenimiento para el estudio 1 (1,5 kWp y 1,5 kWh)

CFi				
Estudio 1			Estudio 2	
Año	España	Alemania	España	Alemania
0				
1	-2542,75	-2258,52	-2901,41	-2615,88
2	226,27	488,84	239,03	502,43
3	232,25	516,48	248,59	534,12
4	226,27	488,84	239,03	502,43

Ilustración 25 Fragmento de tabla de Cash Flow anual para los estudios 1 y 2

3.6.2.6 Macros utilizadas

Como al cambiar la dimensión de la instalación en la hoja matriz cambian casi todas las hojas del Excel y el proceso de actualización de las tablas dinámicas es tedioso, se ha implementado una función “macro” sencilla para que estas se actualicen automáticamente. Tiene el siguiente código:

```
Private Sub Worksheet_Change(ByVal Target As Range)
```

```
Application.EnableEvents = False
```

```
    ThisWorkbook.RefreshAll
```

```
Application.EnableEvents = True
```

```
End Sub
```

4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1. Hipótesis realizadas

Como ayuda a la aplicación de la metodología expuesta anteriormente se han tenido en cuenta varias hipótesis, tanto energéticas como económicas. Muchas de ellas son iguales a las del artículo sobre el que se basa el trabajo ([16]).

4.1.1 Hipótesis Económicas

Estas hipótesis están relacionadas con precios, costes relacionados con la instalación o variables económicas.

- La vida útil de la instalación al completo es de treinta años.
- La vida útil del inversor (BoS) se supone igual a 15 años, por lo que en el año 15 es necesario realizar otra inversión para reemplazarlo.
- La tasa de descuento (i) es igual al 2%.
- Los costes de inversión son los siguientes: 0.9 €/Wp para el sistema fotovoltaico, 200 €/kWh para la batería y 0.6 €/Wp para el BoS.
- Los costes de operación y mantenimiento de la instalación son iguales al 1% de cada inversión respectivamente.
- Los ingresos del Cash Flow se asumen como los ahorros en el consumo de red entre los casos I (vivienda sin ningún tipo de autoconsumo) y III (instalación fotovoltaica con baterías).
- Se considera el coste de producción horario (CPh) como representante del término variable de la electricidad, no considerando por tanto los desvíos existentes. A este se le añaden las tasas, cargos e impuestos correspondientes.
- La factura en el mercado eléctrico español se considerará del tipo 2.0 A hasta el 1 de junio de 2021 y del tipo 2.0 TD después de esta fecha.
- En el modelo de precios alemán se considera un sistema de compensación mediante tarifa fija, sin ningún tipo de dependencia de un arrendador.

4.1.2 Hipótesis Energéticas

Se han considerado las siguientes situaciones:

- Se ha definido la curva de demanda horaria de un día tipo en un consumo residencial, y se ha extendido dicho perfil de forma periódica a lo largo de un año.
- Se ha considerado la radiación solar y la temperatura ambiente para un año de diseño, y se ha extendido dichas condiciones al período del proyecto: 30 años
- Se ha supuesto una degradación máxima del módulo fotovoltaico del 10% en el ciclo de vida del proyecto (30 años).
- La eficiencia del inversor es constante e igual al 90% y no se considera variación en el rendimiento en función de la temperatura.
- Se desprecia la autodescarga de la batería y se define una profundidad de descarga máxima admisible del 20%. Además, las simulaciones se realizan considerando un SoC inicial del 40% en la batería.
- Para todos los estudios se considera una potencia contratada de 5.5 kW, siendo igual para los períodos valle y punta a partir del 1 de junio de 2021.

4.2. Estudios Implementados

4.2.1 Definición de los estudios

Partiendo de las hipótesis anteriores y los datos de entrada del modelo, uno de los principales datos es la dimensión de la instalación, tanto la potencia fotovoltaica instalada como la capacidad de almacenamiento de las baterías. Estas dos variables van a afectar directamente en los consumos principales de la instalación, que son el consumo de red, de baterías, el fotovoltaico (PV) y el vertido de excedente a la red.

El aumento de la potencia fotovoltaica instalada (medido en kilowatios pico, kWp) implicará un aumento en la energía fotovoltaica generada, esta se podrá usar para el autoconsumo y la carga de las baterías, inyectando a la red el exceso de energía que pueda existir. Por otro lado, el aumento de la capacidad de las baterías significará un mayor almacenamiento de energía, que se podrá autoconsumir para cubrir parte de la demanda. Siempre interesa maximizar el autoconsumo, ya que es la actividad que mayor ahorro proporciona.

Por tanto, se ha realizado el estudio de cinco combinaciones de instalación fotovoltaica y baterías intentando cubrir el mayor espectro posible. Para la instalación fotovoltaica se han utilizado tres potencias diferentes, de 1,5, 3 y 5 kWp. En cambio, para las baterías se han escogido dos capacidades, 1,5 y 3 kWh. Los cinco estudios se muestran en la Tabla 7.

Número de Estudio	Potencia Fotovoltaica (kWp)	Almacenamiento (kWh)	Escenarios de degradación
1	1,5	1,5	LPV+LB (1.2)
2	1,5	3	LPV+HB (1.1)
3	3	3	HPV+HB (2.1)
4	5	1,5	HPV+LB (2.2)
5	5	3	HPV+HB (2.1)

Tabla 7 Características energéticas de los estudios implementados

Se estudiará la viabilidad de las inversiones de estos proyectos, pero con el fin de añadir otro enfoque, se han diferenciado tres casos dentro de cada estudio. Estos consistirán en ir añadiendo elementos de la instalación final a una vivienda que se supone sin ningún tipo de instalación de autoconsumo. Este estudio permite ver el efecto de la variación anual de los precios sobre la instalación. Los casos son:

- Caso I o Caso Base: No existe ningún tipo de instalación de autoconsumo en la vivienda, toda la demanda se cubre por el consumo de red.
- Caso II: La vivienda posee una instalación fotovoltaica sin baterías, con capacidad de vertido de excedente a la red y compensación por el mismo.
- Caso III: La instalación de autoconsumo es completa, es decir, fotovoltaica con baterías, que junto a la red eléctrica se encargan de cubrir la demanda.

La comparación de los casos II y III con el caso base permitirá ver el ahorro que existe respecto al consumo de red en ambos casos, ya que la presencia de una instalación fotovoltaica permite reducir el consumo de red, como se verá en el apartado siguiente.

4.2.2 Efecto en los consumos

Como se ha dicho anteriormente, el tamaño de la instalación afecta directamente en el consumo, esto se observa claramente en Ilustración 26, donde mediante un diagrama de barras se diferencian los cuatro consumos principales de la instalación y cómo varían según la potencia instalada. Todos los consumos representados se corresponden al primer año de la batería, es decir, no ha influido la degradación en ellos.

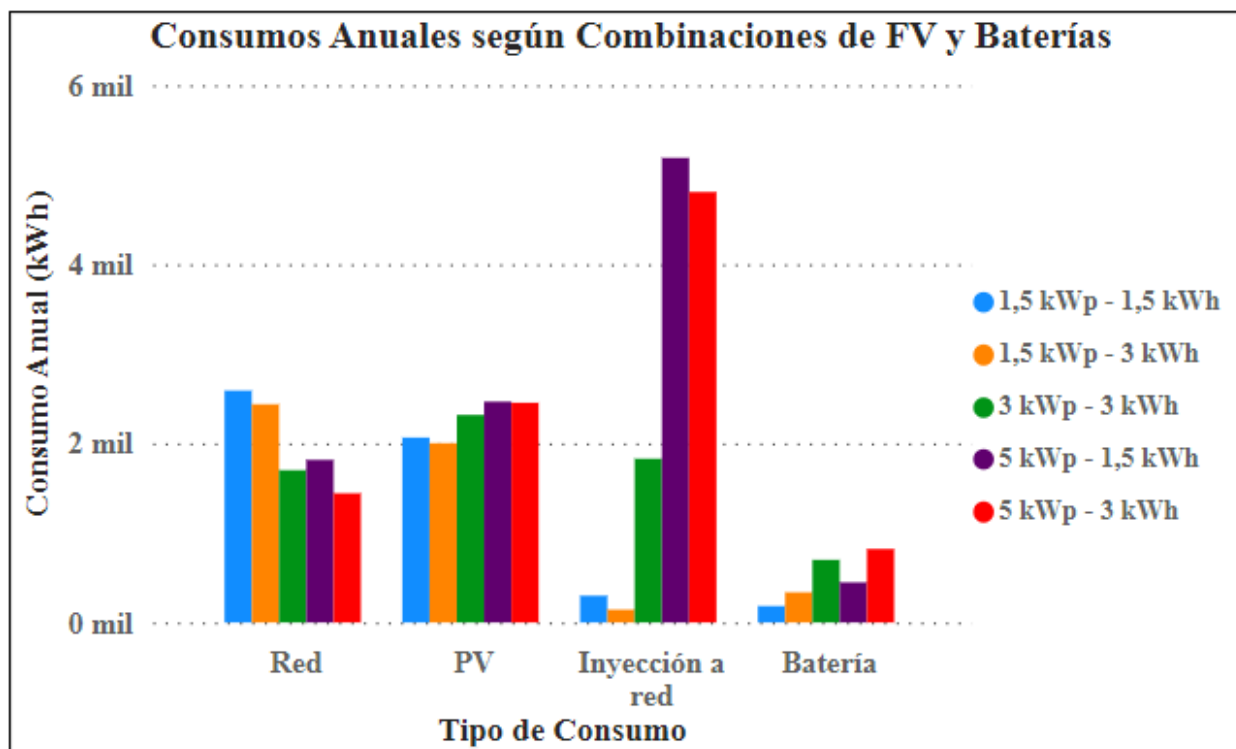


Ilustración 26 Consumos principales según la dimensión de la instalación, en kWh

4.2.2.1 Consumo de Red

Se observa que, al aumentar la potencia fotovoltaica instalada, el consumo eléctrico de la red disminuye. La estrategia de operación definida en el sistema es que la generación fotovoltaica prioriza cubrir la demanda de la vivienda antes que cargar la batería, esta solo se carga en caso de tener exceso de generación fotovoltaica. Finalmente, cuando la demanda esté satisfecha y la capacidad de la batería sea máxima, el exceso de generación por parte del sistema fotovoltaico se vierte a red en modo de excedentes. Así, conforme aumenta la potencia fotovoltaica instalada, la generación del campo solar es mayor y por tanto se cubre en mayor porcentaje la demanda del consumidor, siendo necesario menos consumo desde la red.

El consumo de red depende además de la capacidad de la batería: cuanto mayor sea esta, mayor será la flexibilidad del sistema para compensar la demanda del usuario sin necesidad de consumo de red. Por ello, se observa en la Ilustración 26 que en los escenarios de mayor capacidad de la batería se tiene un menor consumo de red (naranja vs azul y rojo vs morado).

En el caso de 3 kWp y 3 kWh se tiene una situación intermedia entre los cuatro extremos anteriores, donde se minimiza el consumo de red con un balance adecuado de potencia pico fotovoltaica y capacidad de batería instalada. Por otro lado, en el caso de 5 kWp y 1,5 kWh el consumo de red crece ligeramente respecto al anterior debido a que no existe equilibrio entre los tamaños de la instalación fotovoltaica y las baterías. Por tanto, en los días sin producción fotovoltaica, las baterías pueden no ser suficientes para cubrir la demanda de la vivienda, ya que son pequeñas en comparación con la potencia instalada.

4.2.2.2 Consumo Fotovoltaico (PV)

Como se ha explicado anteriormente, la prioridad de la instalación fotovoltaica es cubrir la demanda de la vivienda y posteriormente gestionar la energía excedentaria (si existiese) cargando las baterías o inyectándola a la red. Como se muestra en la Ilustración 26, una mayor potencia fotovoltaica instalada aumenta la generación de energía, lo que resulta en un aumento del consumo directo desde el campo fotovoltaico y una disminución del consumo de red. Esto se observa entre los estudios representados mediante las barras amarilla, verde y roja, donde las tres tienen la misma capacidad y la potencia fotovoltaica instalada es de 1,5, 3 y 5 kWp respectivamente.

Entre los casos que tienen la misma potencia fotovoltaica instalada, se observa una disminución de la energía eléctrica consumida desde el campo fotovoltaico para las instalaciones con mayor capacidad de baterías (3 kWh). Como el campo fotovoltaico es de igual dimensión, un aumento de la capacidad de la batería necesitará más cantidad de energía para cargarla hasta el máximo. A su vez, una mayor capacidad hará disminuir el consumo fotovoltaico ya que habrá horas en las que la batería pueda dar más energía que el campo fotovoltaico. Estas horas coincidirán con las de menor radiación.

4.2.2.3 Inyección a la red

El excedente de energía se produce cuando se ha generado más energía de la demanda necesaria en el sistema fotovoltaico, por tanto, este se puede inyectar a la red y recibir por ello una compensación económica. Las instalaciones más pequeñas (1,5 kWp) tienen una inyección a la red mínima, ya que la prioridad es el autoconsumo de la energía generada, llegando el caso más favorable a los 300 kWh anuales.

A mayor tamaño, mayor inyección por el aumento de energía que se puede producir y almacenar en la instalación. En el caso de las instalaciones de mayor tamaño (5 kWp), el vertido de excedente aumenta considerablemente, casi triplicando al caso anterior, de 3 kWp instalados. Esto sucede por lo comentado anteriormente, a mayor tamaño, más energía.

En la Ilustración 26, se refleja que, para los casos con la misma potencia fotovoltaica instalada, la inyección es mayor donde existe menor capacidad de las baterías. Esto se explica según la estrategia de operación del sistema, que en este caso (donde existe excedente de generación) prioriza la carga de las baterías sobre la inyección del excedente a la red.

4.2.2.4 Consumo de las baterías

Según se observa en la Ilustración 26, aumenta el consumo eléctrico desde las baterías al aumentar la capacidad de estas, por lo que se satisface mayor parte de la demanda mediante esta vía. Esto se explica porque al aumentar la capacidad de la batería, esta puede almacenar más energía en su interior. Una mayor capacidad permite más disponibilidad de energía para cubrir la demanda incluso cuando la instalación fotovoltaica sea insuficiente. Este efecto además se potencia más a medida que aumenta la potencia pico fotovoltaica instalada, puesto que este escenario permite cargar con mayor frecuencia la batería.

Al igual que en la inyección a red, en las instalaciones más pequeñas, el consumo es mínimo porque se prioriza cubrir la demanda de la vivienda autoconsumiendo la energía generada.

Se observa la similitud entre el caso de 3 kWp y 5 kWp, ambos con baterías de 3kWh. Esto sucede por el equilibrio entre las dimensiones de baterías y fotovoltaica que existe en el primer caso, lo que posibilita el autoconsumo máximo, aumentando el uso de las baterías a cambio de hacer que el excedente vertido sea mucho menor al otro caso.

4.2.3 Degradación

Los valores de los parámetros de degradación son los que marcan el tiempo de vida de la batería y, por tanto, cuándo habría que reemplazarla. En la Ilustración 27 se muestra la vida útil de cada estudio según la dimensión de la instalación. Una menor vida útil implica mayor número de reemplazos de la batería, lo que resulta en una mayor inversión total en baterías a lo largo de la vida del proyecto. Se observa que se cumple lo comentado en el subapartado 3.4.2.3, existiendo la mayor vida útil en el escenario más favorable (LPV+HB) y la menor en el más desfavorable (HPV+LB). Las dimensiones tanto del campo fotovoltaico como de las baterías afectan en la degradación.

Cabe destacar que la diferencia entre ambos casos es de casi ocho años entre reemplazos, la viabilidad de estos procedimientos se estudiará en el subapartado 4.4.

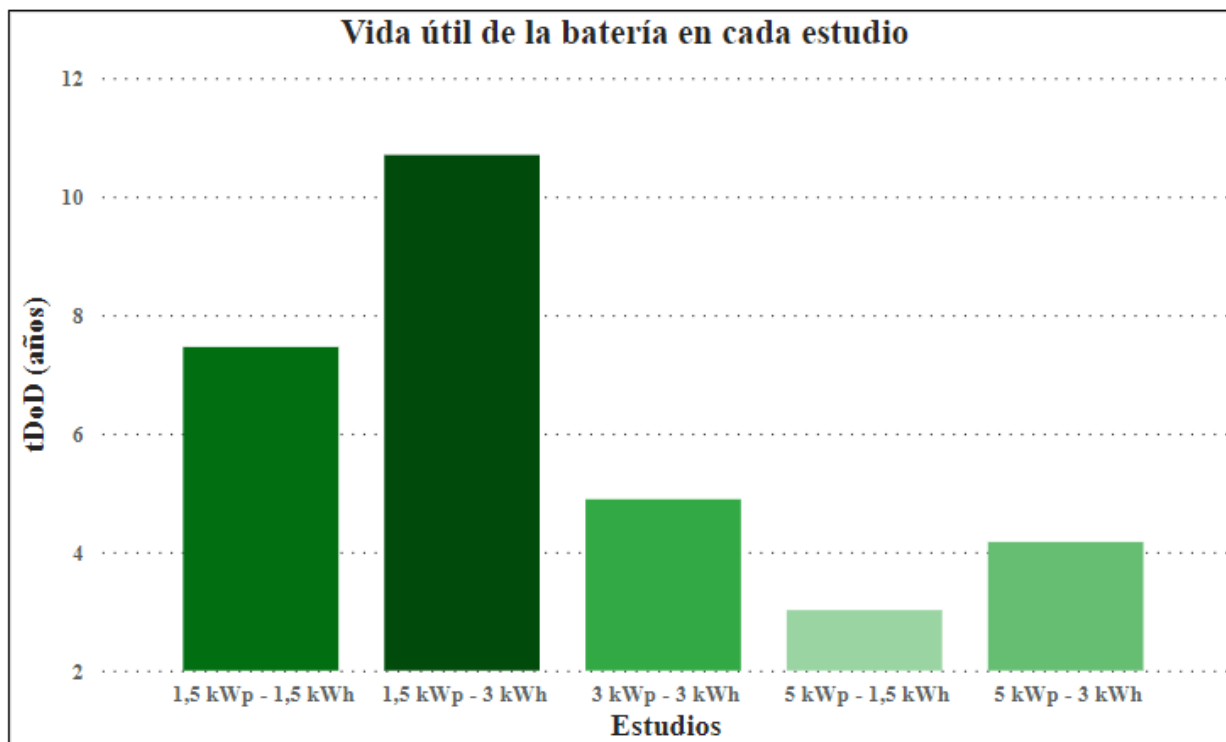


Ilustración 27 Vida útil de las baterías de cada estudio

A lo largo de la vida útil de la batería, la degradación va afectando a los parámetros característicos de esta, haciendo que disminuyan tanto su capacidad como su eficiencia. Esto afecta por tanto a los diferentes consumos que se producen en la instalación a lo largo del año. En la Ilustración 28 se refleja cómo afecta la degradación en el caso del estudio de 3 kWp de potencia fotovoltaica y 3 kWh de almacenamiento de la batería. Durante los cinco años de vida útil se observa cómo desciende el consumo de la batería respecto al total, debido a que la degradación disminuye la capacidad de almacenamiento de energía.

Al disminuir la capacidad por el efecto de la degradación, el consumo que se produce desde la batería disminuye. Como la degradación de la potencia fotovoltaica se produce a lo largo de mayor tiempo que la batería, la producción fotovoltaica disminuye en menor medida que la batería, por lo que la energía que antes se almacenaba, ahora se reparte entre los otros consumos. Siguiendo el orden de prioridad, primero se cubre la demanda con la energía generada y posteriormente el excedente se almacena o se inyecta a la red. Por ello, se observa además en la Ilustración 29 un incremento del consumo de red y de la inyección a la red, donde también se muestra la evolución del consumo fotovoltaico a lo largo de los cinco años de vida útil.

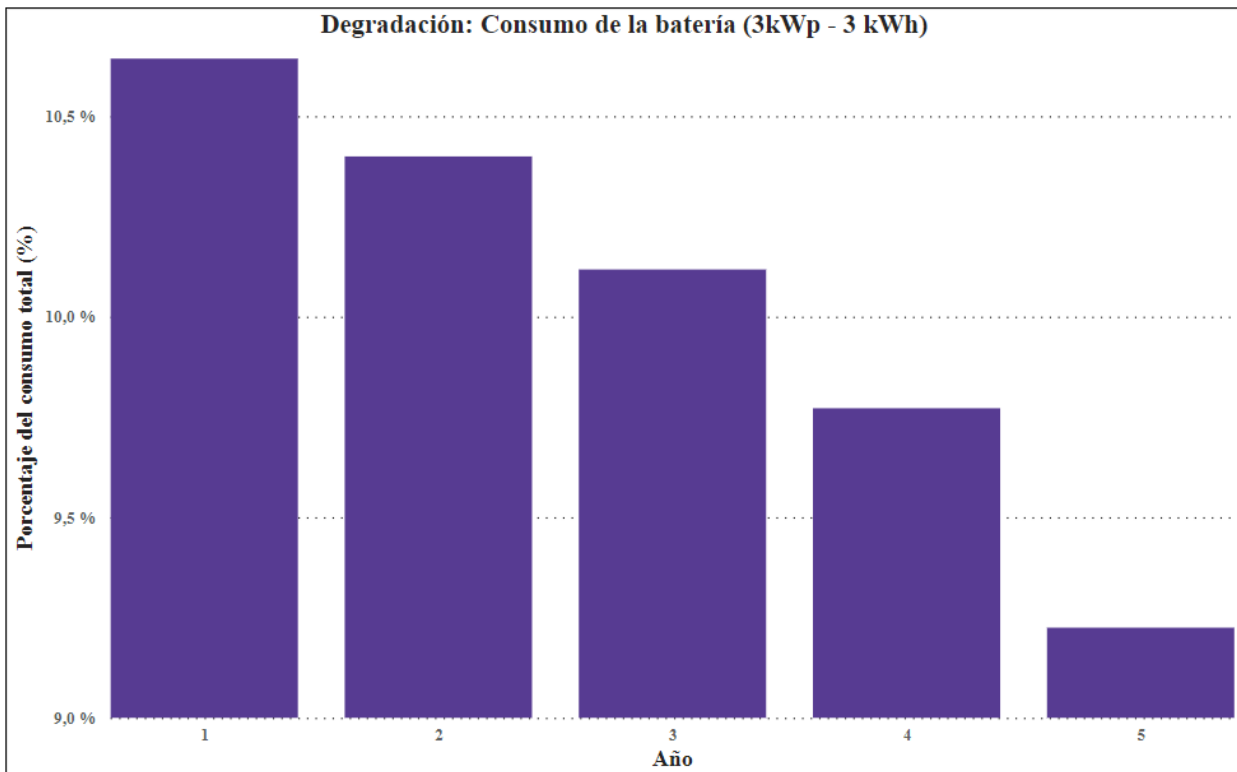


Ilustración 28 Efecto de la degradación en el consumo de la batería (3 kWp y 3 kWh)

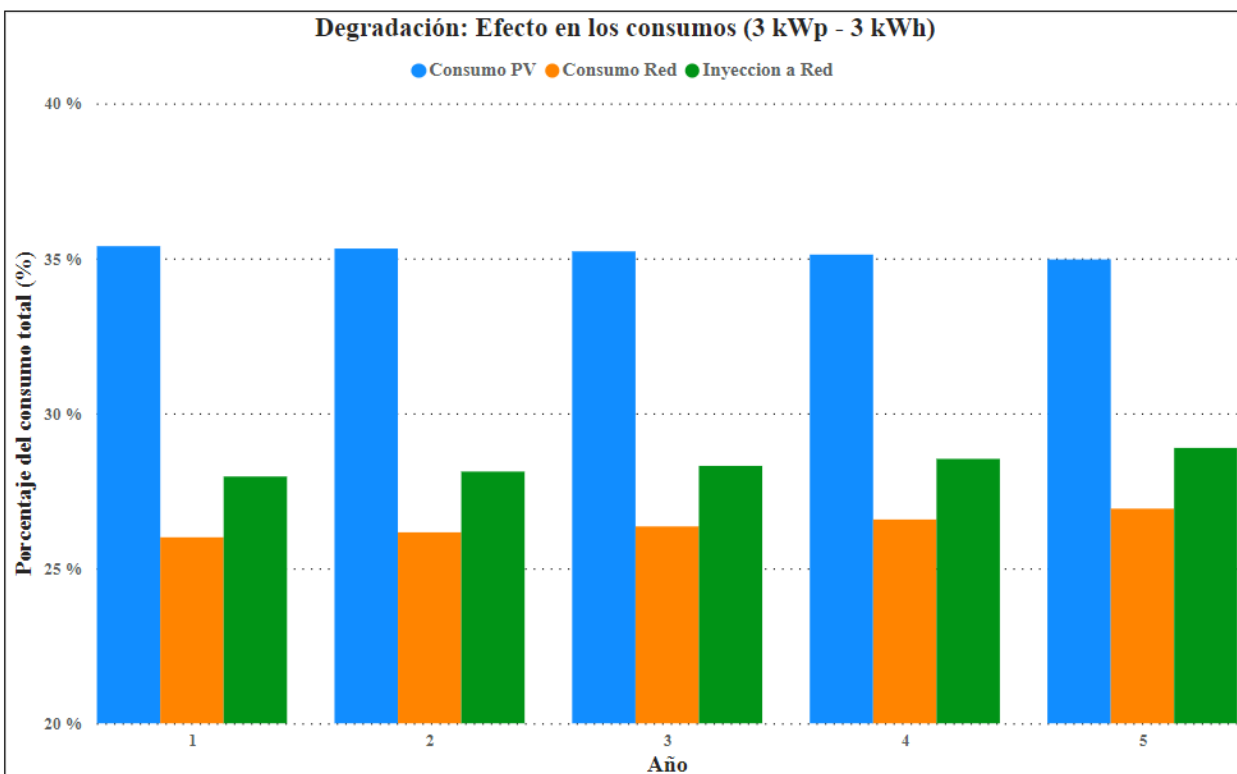


Ilustración 29 Efecto de la degradación de la batería en los consumos de red, PV e inyección de excedente (3 kWp y 3 kWh)

4.3. Escenarios Económicos

Para analizar la inversión durante los 30 años es necesario terminar de fijar el cálculo del balance de caja en el proyecto, ya que los costes de inversión y de mantenimiento están fijados por la dimensión de la instalación fotovoltaica, el almacenamiento de las baterías y la degradación de estas. Como “ingresos” o balances de caja de entrada de la instalación se han elegido los ahorros del consumo de red entre la vivienda sin instalación de autoconsumo y la vivienda con una instalación fotovoltaica y baterías y la venta del excedente que se inyecta a la red. Este es el ahorro entre los casos III y I expuestos en el subapartado 4.2.1.

Realmente, los únicos ingresos propiamente dichos se corresponden con la venta del excedente, ya que el ahorro representa una diferencia de costes, no una entrada monetaria. Estos se han reflejado dentro de la entrada al balance de caja (CF_{IN}) para que fuese más sencillo de entender, ya que si estos se hubiesen reflejado dentro de la salida del balance de caja (CF_{OUT}), los resultados hubiesen sido los mismos debido al criterio de signos.

Como debido a la degradación los consumos varían, también lo hacen los ahorros y por tanto los “ingresos” cambian, así que los representados en las tablas de los subapartados que siguen son los ahorros medios entre todos los años de vida útil de la batería. En los cálculos se han utilizado los anuales según el año y la degradación correspondiente.

Como la vida de la instalación se ha supuesto de 30 años y los precios de la electricidad en España han experimentado tendencias muy diferentes en los últimos años (Ilustración 3), se han considerado cuatro escenarios hipotéticos:

- Escenario 1: Precios de los años 2017 y 2018, en España no existe compensación por excedente.
- Escenario 2: Precios de los años 2019 y 2020, donde empieza la compensación por excedente en España.
- Escenario 3: Precios de la segunda mitad de 2021, donde existió un gran aumento de los precios tanto del coste de producción como del autoconsumo.
- Escenario 4: Precios de la primera mitad de 2021, como aproximación al “tope del gas” en la Península Ibérica.

Cada escenario representa una evolución de los precios de la electricidad durante el período de estudio, han sido seleccionados intentando mostrar situaciones variadas para ver cómo afectaría esto a la viabilidad de las inversiones. El criterio de elección ha sido la variación de los precios en España entre 2017 y 2021, ya que en Alemania son prácticamente constantes en este período, aunque los escenarios se analizarán usando los modelos económicos de ambos países. La variación de los precios en Alemania es mucho menor, debido a que la mayoría de la factura está compuesta por otros costes distintos al coste de producción eléctrico (tasas, recargos e impuestos). El aumento del coste de producción en 2021 se equilibró con una disminución de las tasas, por lo que en este período tampoco se aprecia gran cambio en la factura eléctrica.

Para el cálculo de los valores que salen en las tablas de los apartados siguientes se ha realizado la media aritmética en el período correspondiente en el caso de costes de producción y compensación media por excedente. Esto también se aplica para el coste total medio de la factura alemana, ya que todos los valores de la factura se expresan en €/kWh y no hay términos fijos.

Para el caso del coste total medio de la factura española, se ha aproximado mediante la Ecuación 22. Esto se produce porque existe un término fijo en la factura, que no depende del consumo horario, sino de la potencia contratada. Por tanto, no se puede calcular como un promedio, ya que las horas donde no haya consumo de red (donde solo se paga término fijo) alteran el resultado final del coste. Además, el número de horas sin consumo de red aumenta al ser mayor la instalación de autoconsumo, tanto las baterías como la instalación fotovoltaica. De ahí que se haya aproximado el coste total como una suma de un término fijo (TFF , en la Ecuación 20) y otro variable (TFV , en la Ecuación 21) y todo esté expresado en ct/kWh, permitiendo que el coste sea representativo de cualquier instalación.

Como hay períodos a lo largo de los cuales hay múltiples facturas eléctricas, el valor final se ha ponderado por el número de días del período de facturación (ND) y el número de días totales del período en cuestión (NDT).

$$\overline{TFE}_i = (1 + IE_i + IVA_i) \cdot TP_i + (1 + IVA_i) \cdot AlqCont + IVA_i \cdot IE_i$$

Ecuación 20 Término Fijo Medio de la factura eléctrica española

$$\overline{TV}_i = (CPh_i + TE_i) \cdot (1 + IE_i + 1 + IVA_i)$$

Ecuación 21 Término Variable Medio de la factura eléctrica española

$$\overline{CTF}_i = \frac{\sum_i ND_i \cdot (\overline{TFE}_i + \overline{TV}_i)}{NTD_i}$$

Ecuación 22 Coste Total Medio de la factura eléctrica española

Los “ingresos” representados en las ilustraciones de los subapartados siguientes se definen en profundidad en el subapartado 4.4.1.

4.3.1 Escenario Uno

Los precios de los años 2017 y 2018 se irán repitiendo durante 30 años, reflejados en la Tabla 8. En este caso, no existe compensación por excedente en España, ya que esta entra el 1 de abril de 2019. En cambio, en Alemania es el período donde hay mayor compensación por excedente.

El precio de compra de la electricidad en España es casi el doble que en Alemania, aun así, la factura alemana es aproximadamente ocho céntimos de euro más cara que la española.

País	Fecha	CPh medio (ct/kWh)	Compensación media por Excedente (ct/kWh)	Coste Total Medio de la Factura (ct/kWh)
España	2017	6,34	0	18,02
España	2018	6,76	0	18,56
Alemania	2017	3,42	12,24	26,29
Alemania	2018	4,45	12,05	27,20

Tabla 8 Tabla resumen con los precios medios de 2017 y 2018

Los ingresos de este período están reflejados en la Ilustración 30 y la Ilustración 31, donde se muestran los ingresos anuales (suma de ingresos por la venta de excedente y ahorro al poner una instalación fotovoltaica con baterías) según cada estudio para los años de este escenario (2017 y 2018) según cada modelo de precios, el español y el alemán. En ambos casos en el año 2017 los ingresos son menores debido al menor precio del coste total medio de la factura. Por otro lado, se observa que en el modelo alemán son mucho mayores al modelo español debido a la presencia de excedente y la diferencia entre los costes de la factura. Esto es más pronunciado a medida que más excedente hay, en las instalaciones de 5 kWp, como se refleja en la Ilustración 26.

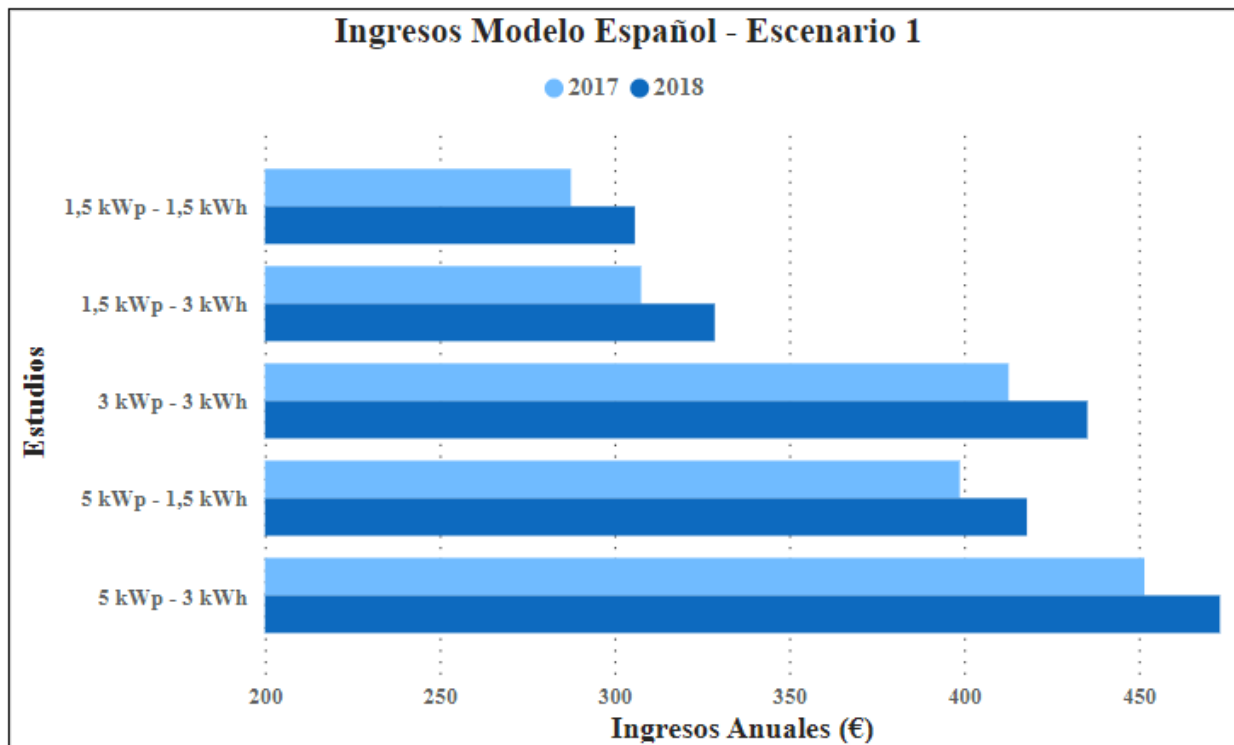


Ilustración 30 Ingresos según el modelo de precios español (Escenario 1)

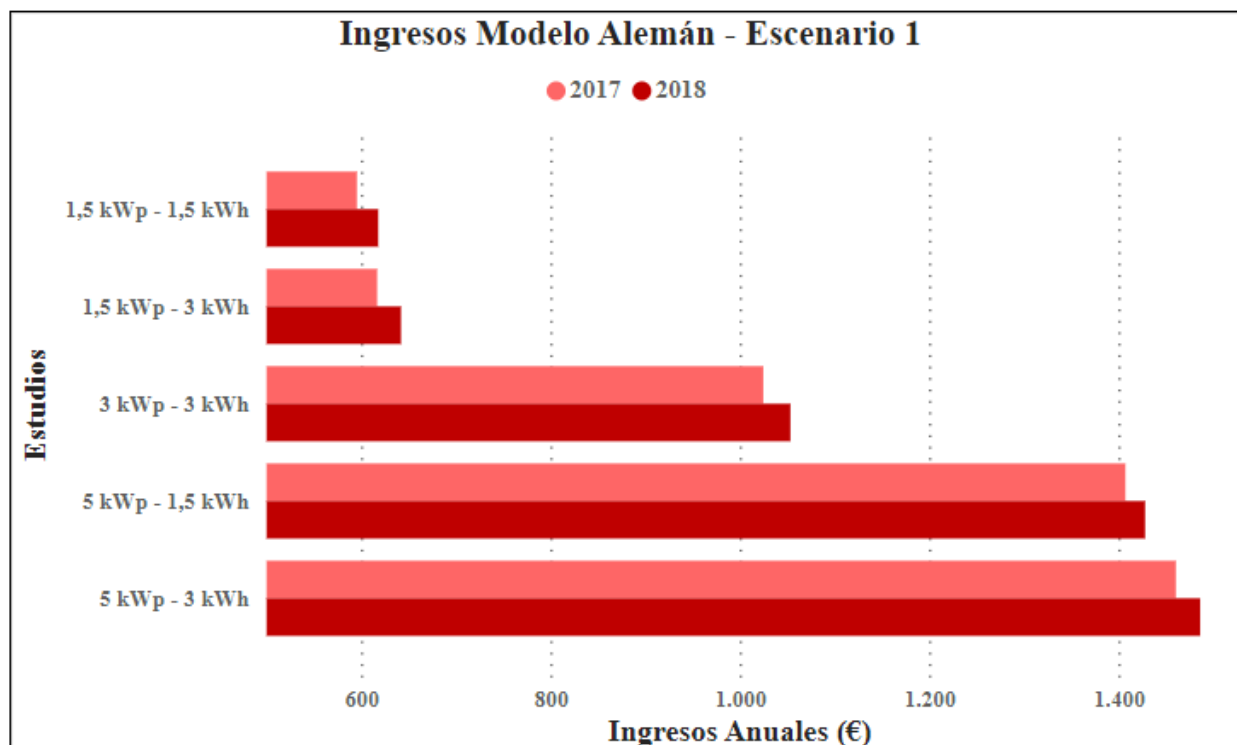


Ilustración 31 Ingresos según el modelo de precios alemán (Escenario 1)

4.3.2 Escenario Dos

En este caso, los precios de compra de la electricidad son menores a los anteriores, pero existe compensación por excedente en España. En Alemania la compensación por excedente va disminuyendo respecto a años anteriores. La diferencia entre el coste medio de la factura aumenta en este escenario, siendo máximo en 2020 con casi once céntimos de diferencia por cada kWh. Todo esto se refleja en la Tabla 9.

País	Fecha	CPh medio (ct/kWh)	Compensación media por Excedente (ct/kWh)	Coste Total Medio de la Factura (ct/kWh)
España	2019	5,64	3,4	17,14
España	2020	4,28	3,38	15,42
Alemania	2019	3,77	10,72	26,28
Alemania	2020	3,05	9,10	26,20

Tabla 9 Tabla resumen con los precios medios de 2019 y 2020

Los ingresos de este período se muestran en la Ilustración 32 y la Ilustración 33, separados el modelo de precios español y el alemán. Ocurre lo contrario al escenario anterior, pero sucede por las mismas causas, en 2019 los ingresos son mayores debido al mayor coste de la factura. En el caso alemán (Ilustración 33), la diferencia es mayor a medida que la instalación es mayor, porque aun siendo los costes de la factura casi iguales, predomina en este caso la compensación por el vertido de excedente.

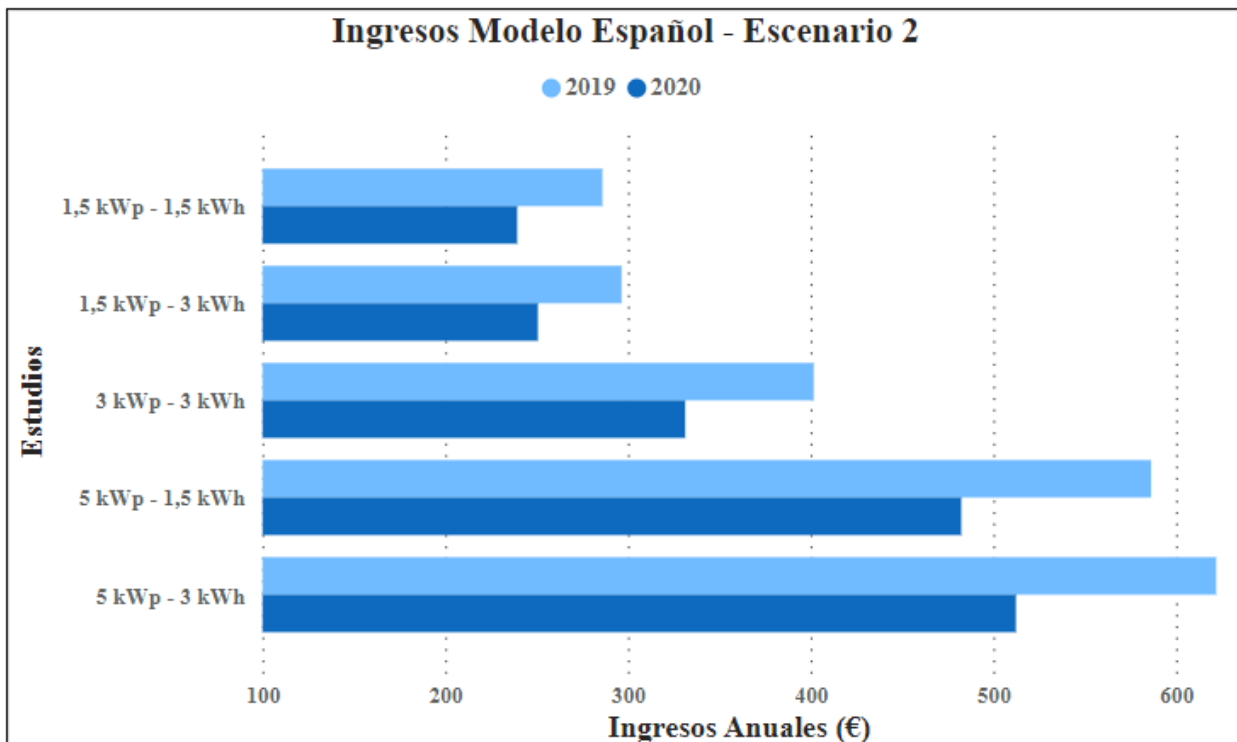


Ilustración 32 Ingresos según el modelo de precios español (Escenario 2)

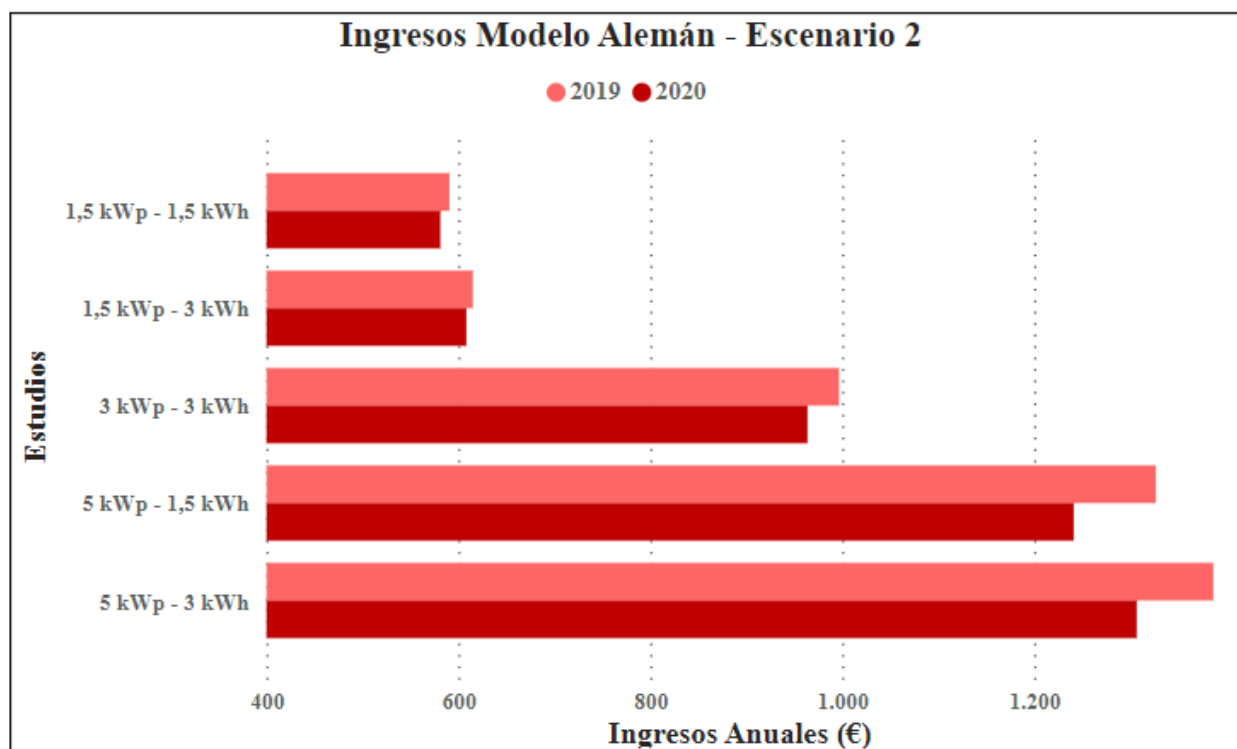


Ilustración 33 Ingresos según el modelo de precios alemán (Escenario 2)

4.3.3 Escenario Tres

Con este escenario se pretende simular qué pasaría con la inversión en el caso de que se mantuvieran los precios de la segunda mitad del año 2021, donde los precios de adquisición de la electricidad se multiplicaron por tres, como se observa en la Tabla 10. Para ello se han sumado los ahorros entre los meses de julio y diciembre de 2021 y esto se ha multiplicado por dos para que representen un año entero. Este escenario se supone el más favorable para hacer la inversión rentable, ya que los precios son mayores que en los demás escenarios.

La compensación por excedente en Alemania sigue disminuyendo, en cambio, en España es cinco veces mayor a la compensación de los años 2019 y 2020. Con esta combinación de efectos, tanto del precio de compra como de la compensación por energía vertida a la red, los costes medios de las facturas se igualan, por lo que los resultados entre ambos modelos de precios serán más parecidos que en los demás casos.

País	Fecha	CPh medio (ct/kWh)	Compensación media por Excedente (ct/kWh)	Coste Total Medio de la Factura (ct/kWh)
España	2021 (julio-diciembre)	17,24	16,42	26,32
Alemania	2021 (julio-diciembre)	13,81	7,20	26,31

Tabla 10 Tabla resumen con los precios medios de la segunda mitad de 2021

En la Ilustración 34 se muestran los ingresos por cada estudio según ambos modelos de precios. Es el caso donde más cercanos están entre sí, llegando los ingresos según el modelo español a ser superiores a los del modelo alemán. Esto se debe a que es el caso que más excedente vierte a la red y la diferencia entre las compensaciones entre ambos países es de casi diez céntimos en este período.

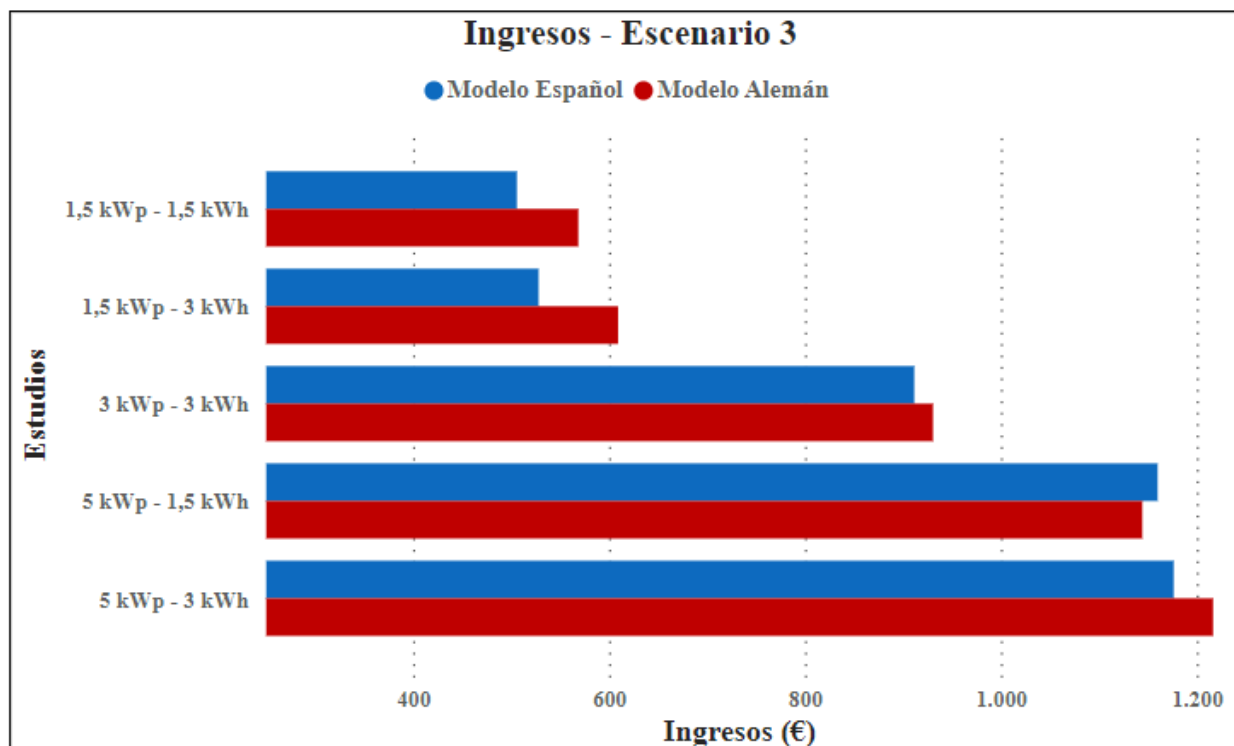


Ilustración 34 Ingresos según ambos modelos de precios (Escenario 3)

4.3.4 Escenario Cuatro

Este último escenario económico pretende representar el posible efecto del mecanismo de compensación según la “excepción ibérica”, que limitaría los precios de compra de la electricidad a 150 €/MWh. Para conseguir esto, se ha realizado el mismo proceso que en el escenario tres, pero con los meses desde enero hasta junio de 2021. Los valores tanto de compra como de excedente son más parecidos entre sí, también ocurre entre ambos países, ya que no existen diferencias tan grandes como en los otros tres casos. Aun así, la diferencia entre el coste medio de la factura sigue siendo igual al del escenario uno, con la factura alemana casi ocho céntimos mayor a la española.

País	Fecha	CPh medio (ct/kWh)	Compensación media por Excedente (ct/kWh)	Coste Total Medio de la Factura (ct/kWh)
España	2021 (enero-junio)	6,79	5,84	18,70
Alemania	2021 (enero-junio)	5,49	7,87	26,62

Tabla 11 Tabla resumen con los precios medios de la primera mitad de 2021

Se reflejan ambos modelos de precios en la Ilustración 35, son en este caso precios similares a los del Escenario 2 pero en este caso la compensación por excedente en España es durante todo el año (lo que no ocurría en 2019). La diferencia entre ambos modelos de precios es de casi el doble principalmente por la diferencia de costes de la factura.

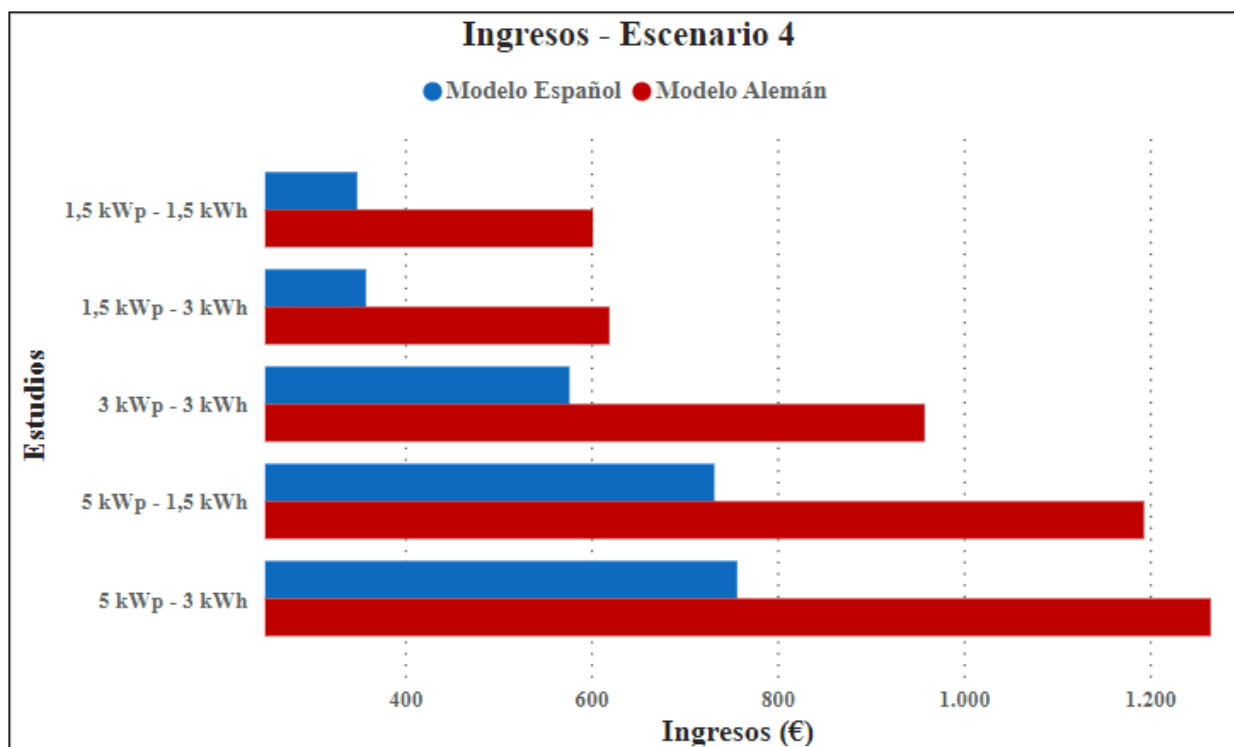


Ilustración 35 Ingresos según ambos modelos de precios (Escenario 4)

4.4. Análisis de Resultados

4.4.1 Ahorros

En este apartado se analizarán las diferencias en el coste del consumo de red entre una serie de instalaciones para ambos modelos de precios estudiados, estas diferencias de costes se han definido como ahorros. Estos se calculan de la siguiente forma:

- Ahorro entre casos I y II: Para cada año, se utiliza la Ecuación 23.

$$Ahorro_{i,I-II} = \sum_{t=1}^{8760} Red_{t,I} - (Red_{t,II} - Exc_{t,II})$$

Ecuación 23 Cálculo del ahorro anual entre los casos I y II

- Ahorro entre casos I y III: Se corresponde con el cálculo del *Cash Flow* de entrada utilizada en los parámetros económicos de estudio (Ecuación 12), es el utilizado como “ingresos” en las figuras anteriores.
- Ahorro entre casos II y III: En esta situación se tienen en cuenta ambos excedentes, ya que, según la relación de la batería con el campo fotovoltaico, se puede verter más energía a la red. Se calcula según la Ecuación 24.

$$Ahorro_{i,II-III} = \sum_{t=1}^{8760} (Red_{t,II} - Exc_{t,II}) - (Red_{t,III} - Exc_{t,III})$$

Ecuación 24 Cálculo del ahorro anual entre los casos II y III

En el mercado español existe una limitación creada para que no exista sobredimensionamiento. Consiste en fijar que el excedente no puede proporcionar beneficios, como máximo cubre los costes de la factura eléctrica.

4.4.1.1 Ahorros Totales

En este estudio se analizan los ahorros totales entre 2017 y 2021 para ambos modelos de precios eléctricos, reflejadas las tres comparaciones en la Ilustración 36, la Ilustración 37 y la Ilustración 38.

En el caso del ahorro al instalar un campo fotovoltaico, este es igual cuando la potencia fotovoltaica instalada es la misma, por lo que realmente se tienen tres comparaciones, iguales a las tres potencias fotovoltaicas diferentes. Se observa en las tres gráficas que la diferencia al usar ambos modelos de precios es considerable y esto radica en dos consideraciones principales:

- El modelo de precios español tiene un término fijo, que se paga exista consumo de red o no. Esto no sucede en el modelo de precios alemán, donde todo el precio depende del consumo. Por tanto, al aumentar el tamaño de la instalación, tanto en baterías como en potencia instalada, disminuye el consumo de red. La existencia del término fijo en la factura hace que disminuya el ahorro entre las situaciones porque no existe ninguna hora que tenga coste cero, como pasa en el modelo alemán.
- En el período de estudio, entre 2017 y 2021, la diferencia entre la factura media alemana y la española varía entre ocho y once céntimos. En el segundo semestre de 2021 esto disminuye, ya que con la gran subida de los precios eléctricos las facturas llegaron a niveles más similares.
- La compensación por excedente también ayuda a aumentar el ahorro con el modelo alemán respecto a la factura española, ya que en Alemania existe compensación los cinco años, mientras que en España empieza en abril de 2019. Además, salvo en el segundo semestre de 2021, la compensación alemana era mayor a la española.

En la Tabla 12, se refleja el número de horas donde el consumo de red es nulo en los casos II y III durante todo el período de estudio. Se observa que la diferencia al añadir las baterías es mínima, que lógicamente la mayoría se produce al instalar el campo fotovoltaico.

Número de horas con Consumo de Red nulo	1,5 kWp 1,5 kWh	1,5 kWp 3 kWh	3 kWp 3 kWh	5 kWp 1,5 kWh	5 kWp 3 kWh
Caso II (2017-2021)	10072	10072	16024	17589	17589
Caso III (2017-2021)	10077	10077	16034	17654	17599

Tabla 12 Número de horas donde el consumo de red es nulo para cada estudio

Multiplicando este número de horas por el precio del término fijo horario de la factura española, se observan costes que varían entre 400 y 700 euros, que se suman al ahorro en el caso del modelo alemán, donde este término no existe.

En la Ilustración 37, se observa que los ahorros totales según el modelo español se duplican entre el caso de menor dimensión y el de mayor dimensión. En cambio, según el modelo alemán, esto es ligeramente superior, a causa de la mayor cantidad de excedente que se vierte en los casos de 5 kWp instalados, como se reflejó en la Ilustración 26.

Como se muestra en la Ilustración 38, el orden de magnitud de los ahorros totales entre los casos II y III es mucho menor a los anteriores. En esta situación, el crecimiento no es progresivo con el aumento de dimensión de la instalación debido a que en el caso de 3 kWp y 3 kWh existe un mayor equilibrio en la dimensión relativa de la instalación que en el inmediatamente superior. Esto hace que se aproveche mejor el uso de la batería, aumentando el autoconsumo. En el otro caso, existe más vertido de excedente, que, aun ingresando su compensación, no llega al nivel de ahorro que produce el autoconsumo.

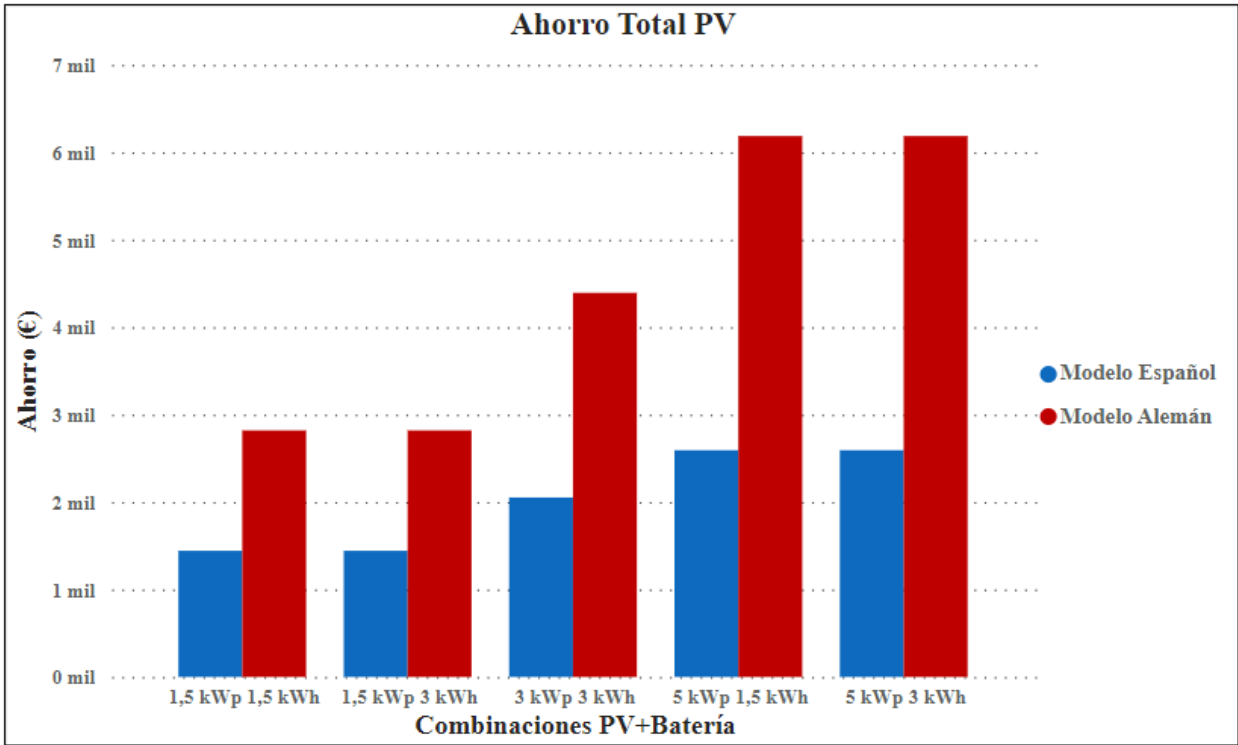


Ilustración 36 Ahorros totales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico

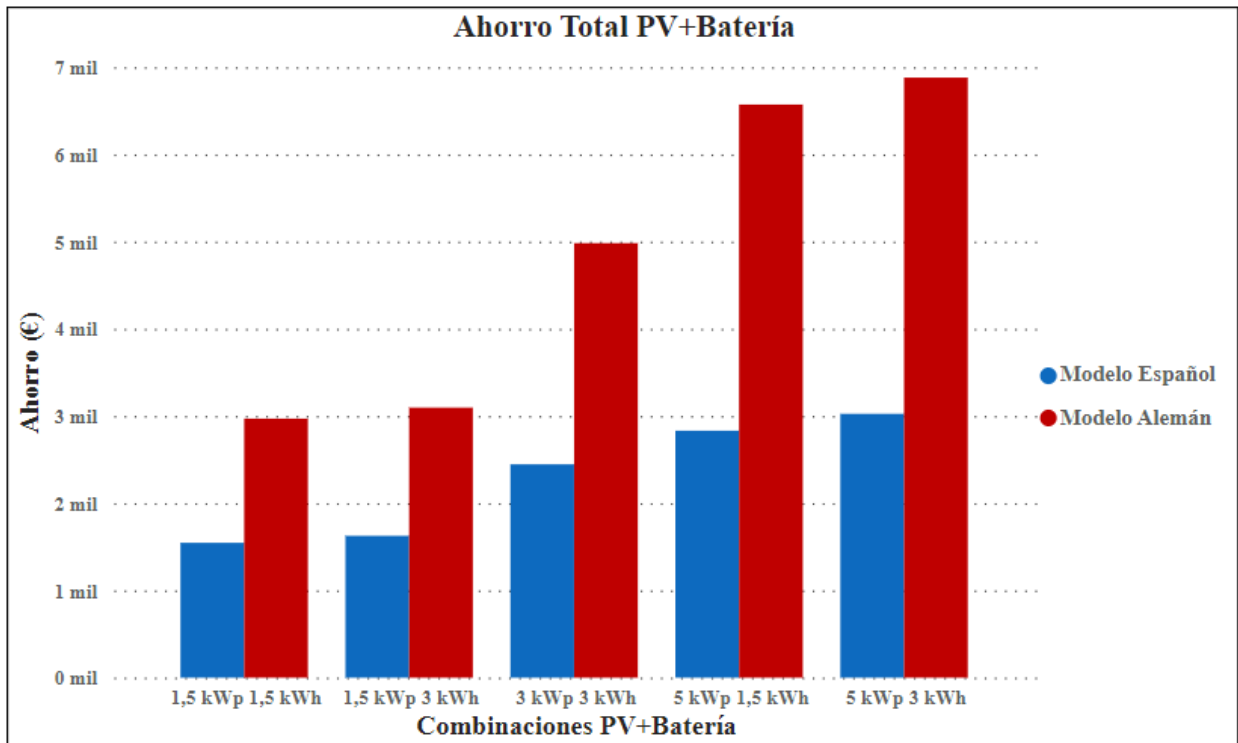


Ilustración 37 Ahorros totales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico con baterías para cada estudio

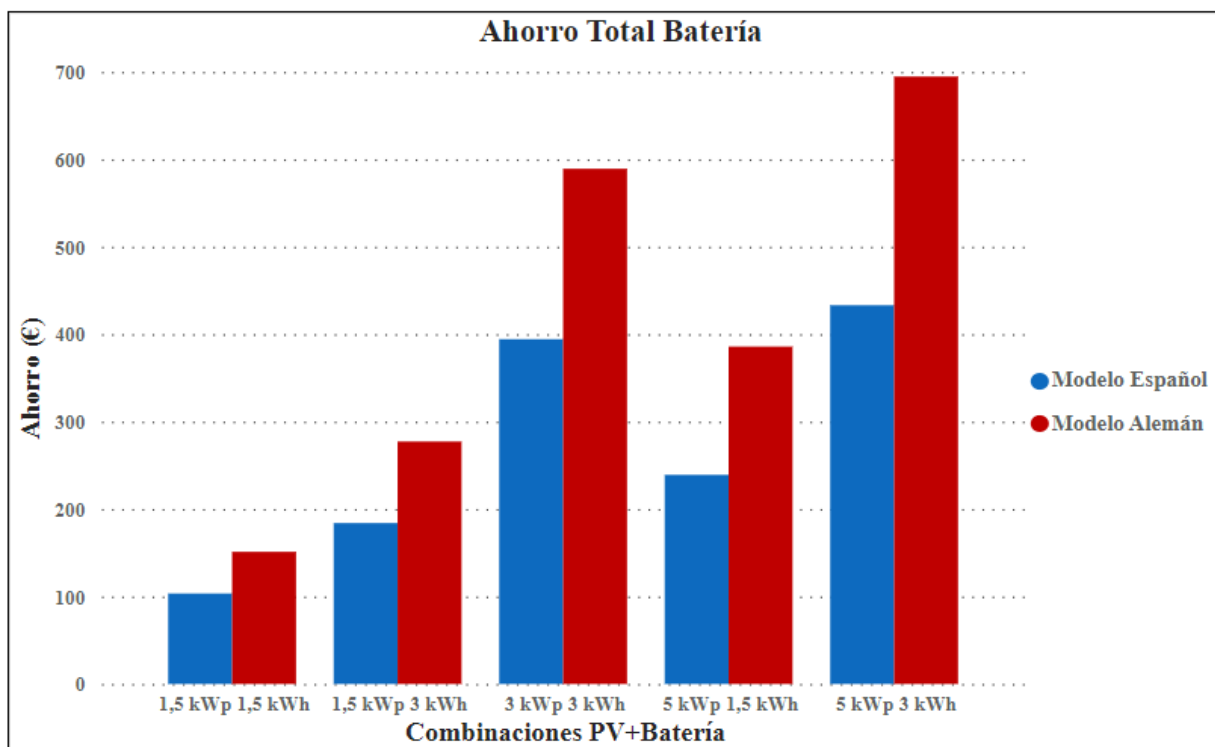


Ilustración 38 Ahorros totales (2017-2021) entre PV+Baterías y únicamente PV para cada estudio

4.4.1.2 Ahorros Anuales

En este apartado se analizará un único estudio, donde la potencia fotovoltaica es de 3 kWp y la capacidad de la batería es de 3 kWh. Centrarse en este estudio permite ver cómo afectan la variación de precios de compra de electricidad y compensación de excedente durante los cinco años que se han estudiado. Si es cierto que este es uno de los casos donde la dimensión relativa de la instalación es similar y se ha elegido debido a que hay mayor vertido de excedente que en el primer estudio (1,5 kWp y 1,5 kWh), para observar también su efecto a lo largo de los años.

En la Ilustración 39 y la Ilustración 40 se observa el mismo comportamiento, aunque a órdenes de magnitud diferentes. Los correspondientes al modelo español suben hasta 2019, cuando empieza la compensación por excedente aun con precios del coste de producción algo menores. En 2020 los precios eléctricos son los menores de todo el período y no se ven compensados ni existiendo compensación por excedente durante todo el año. En el modelo alemán, en cambio, los ahorros son muy similares durante los cinco años, debido a la “regularidad” de la factura alemana. La disminución a partir de 2018 se debe a la progresiva bajada de precios del excedente, el cual no depende de los precios del mercado eléctrico.

En el año 2021 es donde más similares son ambos ahorros, debido al aumento de precios existente en este año, tanto en el coste de producción como en la compensación por excedente. Los valores de precios de cada año se reflejan en las tablas del apartado 4.3 (Tabla 8, Tabla 9, Tabla 10 y Tabla 11). Para el año 2021, se debe realizar una media entre las dos últimas tablas, para considerar ambos semestres.

En la Ilustración 41 se observa la variación del ahorro al instalar baterías en una instalación fotovoltaica que ya existe. En los años 2017 y 2018 el ahorro según ambos modelos es muy similar, esto ocurre porque en España no existe compensación por excedente, que es mayor teniendo solo instalación fotovoltaica, ya que la energía excedentaria no se dedica a cargar las baterías (2540,97 kWh anuales vertidos en el caso II en comparación con los 1828,95 kWh del caso III). La variación en los años siguientes se debe a las fluctuaciones del precio de la electricidad en el modelo español.

En el mercado alemán sube el ahorro a medida que pasan los años por la misma razón, pero en este caso por la disminución de la compensación por excedente y la mayor regularidad de la factura alemana.

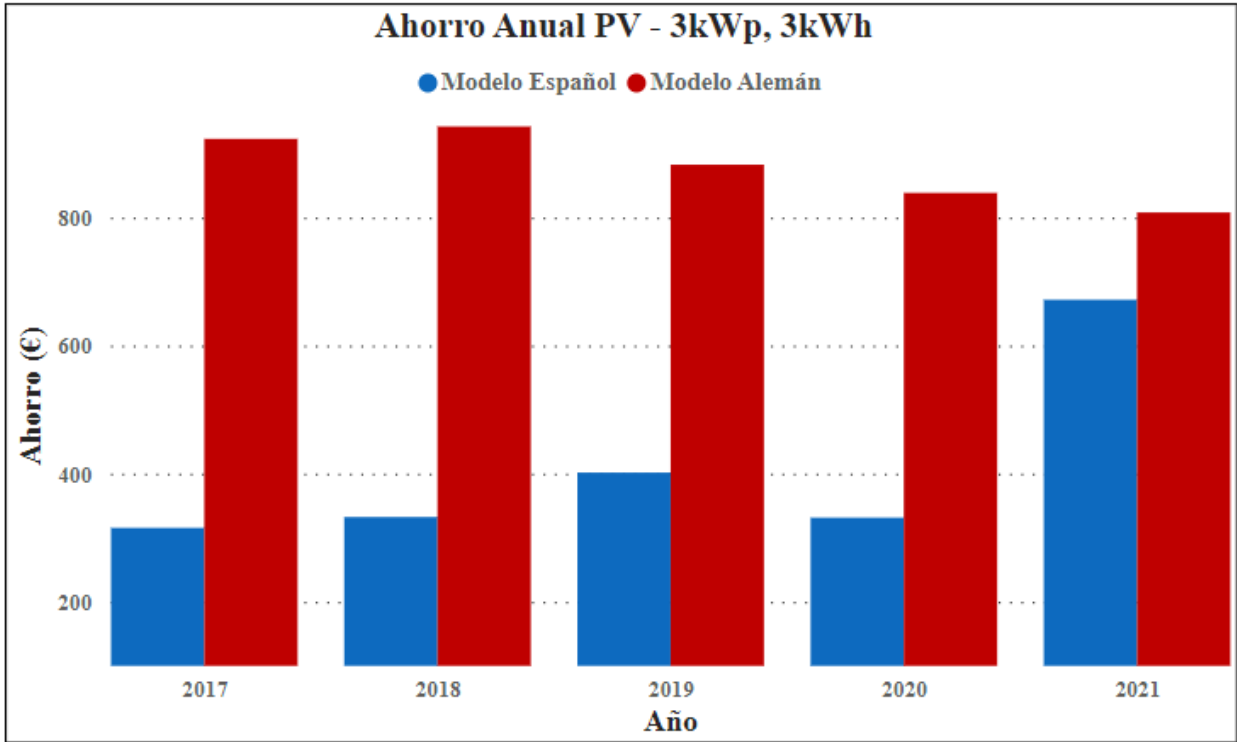


Ilustración 39 Ahorros anuales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico (Estudio 3)

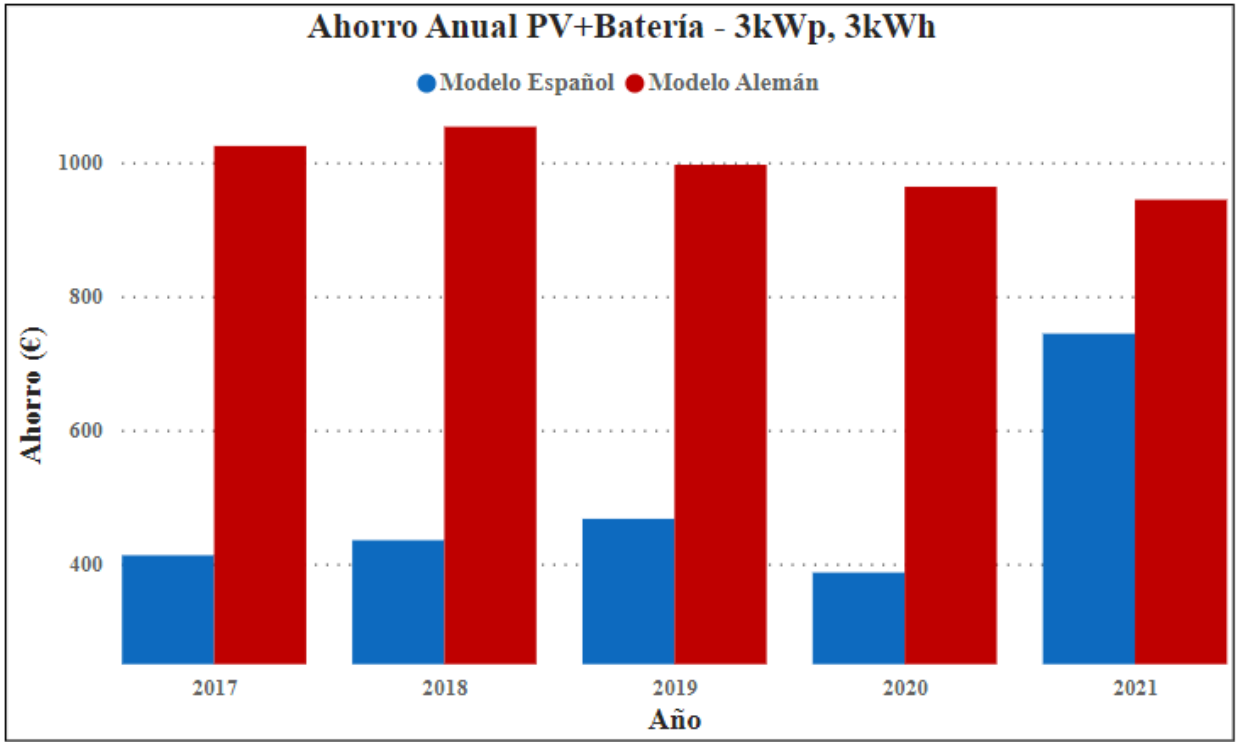


Ilustración 40 Ahorros anuales (2017-2021) al instalar un campo fotovoltaico con baterías (Estudio 3)

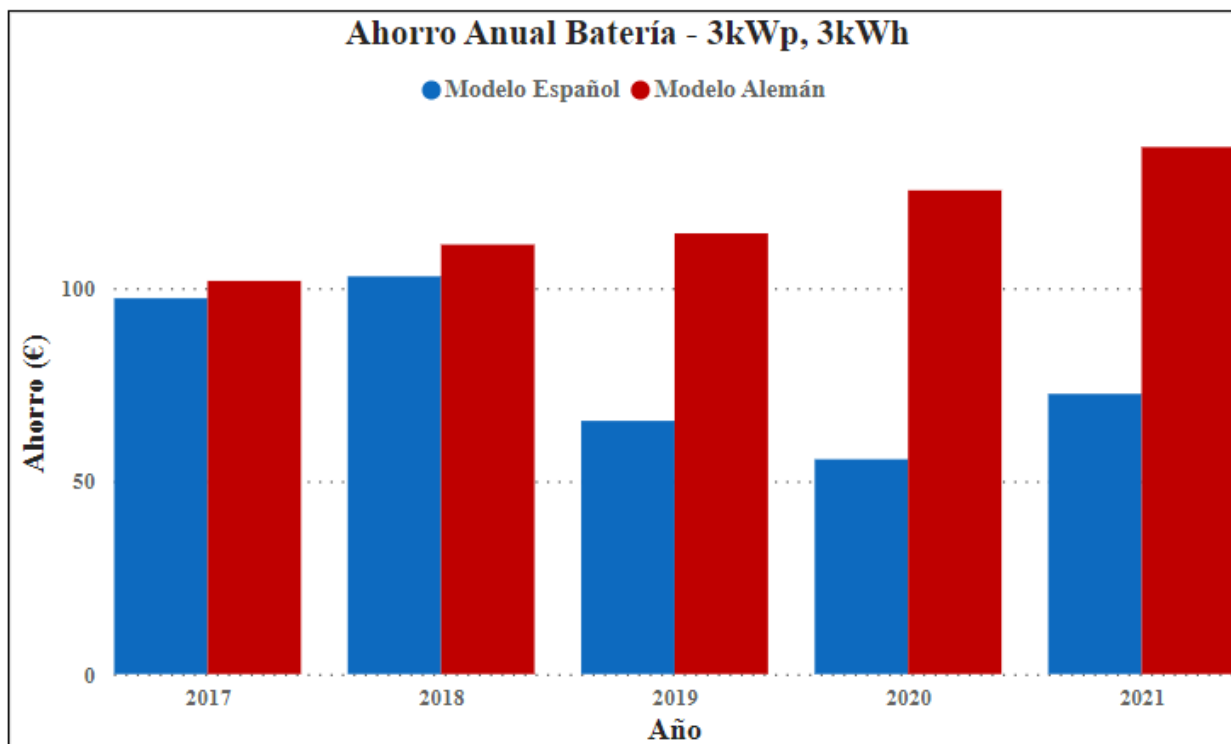


Ilustración 41 Ahorros anuales (2017-2021) entre PV+Baterías y únicamente PV (Estudio 3)

4.4.2 Valor Presente Neto (VPN)

En la Tabla 13 se muestra el valor presente neto de cada estudio para todos los escenarios económicos analizados según el modelo de precios español, también se podrá observar en las gráficas del siguiente apartado dependiendo si las curvas superan el eje de abscisas o no. Ocurre lo mismo para el modelo de precios alemán, reflejando el VPN en la Tabla 14.

Modelo de Precios Español				
VPN (€)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	1524,65	773,40	6283,37	2587,35
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	1431,06	502,58	6026,60	2409,49
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	-1967,63	-1837,07	9050,63	1489,61
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	-5827,21	-2980,92	11037,10	1425,08
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	-6402,22	-4011,19	9652,07	225,05

Tabla 13 VPN según el modelo de precios español

En la Tabla 13 se observan distintos comportamientos: los dos primeros estudios (ambos con 1,5 kWp instalados) son rentables para todos los escenarios económicos; en cambio, los otros tres estudios solo se rentabilizan en los escenarios de precios más favorables, los escenarios tres y cuatro, que son los que tienen los precios del año 2021 y, por tanto, los más caros del período entre 2017 y 2021.

En los dos primeros escenarios, los precios eléctricos son demasiado bajos como para recuperar la inversión en los estudios de mayor inversión, esto también se refleja en la magnitud del VPN en los dos primeros estudios, ya que el valor es mucho menor a los obtenidos en los escenarios económicos más favorables.

También cabe destacar la inmensa diferencia existente en los estudios 3, 4 y 5 para los escenarios económicos dos (precios de 2019 y 2020) y tres (precios de la segunda mitad de 2021), donde la subida de precios y la gran diferencia en la compensación por excedente permiten tanto que se recuperen antes las inversiones, como alcanzar valores económicos que indiquen que son muy interesantes en caso de tener estas sucesiones de precios.

Cabe destacar que no existe gran diferencia entre los estudios uno y dos para los cuatro escenarios económicos planteados, debido a que aumentar el tamaño de las baterías no genera el excedente suficiente para compensar el aumento de la inversión para casos con potencia fotovoltaica instalada pequeña.

Modelo de Precios Alemán				
VPN (€)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	8455,02	7991,21	7753,76	8194,80
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	8390,43	7978,39	7757,42	8320,36
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	11779,49	10453,37	9354,88	9899,90
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	16765,05	13783,00	10656,12	11715,74
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	16213,09	13381,19	10493,48	11486,27

Tabla 14 VPN según el modelo de precios alemán

En el caso del modelo de precios alemán, en la Tabla 14, la situación es muy diferente a la presentada en el modelo español, ya que en este caso todas las inversiones son rentables. En todos los estudios se observa la misma tendencia al pasar por los diferentes escenarios económicos, existiendo menor variación en los estudios con menor dimensión de la instalación por lo ya comentado, la baja potencia fotovoltaica instalada.

El VPN de los estudios va en función de los precios eléctricos alemanes, la factura completa se mantiene casi constante, con un aumento progresivo de los precios a medida que se acerca al año 2021. La compensación por excedente, en cambio, decrece desde 2017 hasta 2021, llegando a su mínimo en el escenario 3 (segunda mitad de 2021), lo que refleja una caída mayor de la rentabilidad en comparación con los otros escenarios.

En este caso, queda más claro lo comentado anteriormente sobre la necesidad de equilibrio entre las dimensiones de la instalación y de la demanda de la vivienda. Al tener una factura eléctrica tan cara, la mayor energía autoconsumida permitirá más ahorros que tener una instalación que permita grandes vertidos de excedente a la red.

4.4.3 Payback Period

En las gráficas que se muestran durante el apartado se pueden definir los siguientes conceptos principales:

- El *Payback Period* o período de retorno de la inversión se sitúa en el corte la curva de cada estudio con el eje X, cuando el *Cash Flow* Acumulado es igual a cero.
- Las curvas empiezan en el año 1, dominadas por el valor de la inversión inicial.
- A partir del PBP la instalación empieza a generar beneficios.
- Las curvas de PBP suelen ser rectas, estas tienen varias caídas que se corresponden principalmente a las inversiones de reposición de la batería e inversor, siendo esta última la mayor depresión en las curvas, que sucede en el año 16.

En las siguientes tablas (Tabla 15 y Tabla 16), se muestran los valores del PBP según el modelo de precios alemán y el modelo de precios español respectivamente.

Modelo de Precios Alemán				
PBP (años)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	12	16	5	9
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	14	20	6	10
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	>30	>30	7	18
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	>30	>30	8	21
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	>30	>30	9	23

Tabla 15 PBP según el modelo de precios alemán

Modelo de Precios Español				
PBP (años)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	4	4	5	4
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	5	5	5	5
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	6	6	7	7
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	6	7	8	8
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	7	8	9	9

Tabla 16 PBP según el modelo de precios español

4.4.3.1 Escenario Uno

El escenario uno se muestra en la Ilustración 42 y la Ilustración 43, la primera según el modelo de precios alemán y la segunda según el español. Entre ambas existe una gran diferencia principal, en el modelo alemán todas las inversiones se recuperan en un plazo parecido, entre los cuatro y los siete años, mientras que en el modelo español esto sucede únicamente en las inversiones con la dimensión menor (1,5 kWp instalados).

Se observa que, en el modelo español (Ilustración 43), la instalación de 3 kWp podría recuperarse en un tiempo algo mayor a 30 años, pero esto no ocurre para las instalaciones mayores (de 5 kWp), donde parece que seguirían la misma dinámica y podrían no llegar a recuperarse. En el caso de los estudios de 1,5 kWp, ambos se recuperan en torno a la mitad de la vida total del proyecto (el primero a los 12 años y el segundo a los 16).

La cantidad de beneficios generados siguiendo el modelo alemán es claramente superior al modelo español, aun comparando únicamente los estudios rentabilizados en ambos, según el modelo alemán son casi cinco veces superiores. Esto se debe principalmente por la diferencia de precios entre modelos y la existencia de compensación por excedente en Alemania durante esta fecha (2017-2018).

Estos niveles de precios perjudican al modelo español, ya que no tiene compensación por excedente, aunque se verá en los estudios posteriores que la presencia de compensación no es un factor vital en estos estudios si la diferencia entre el coste de las facturas es tan grande.

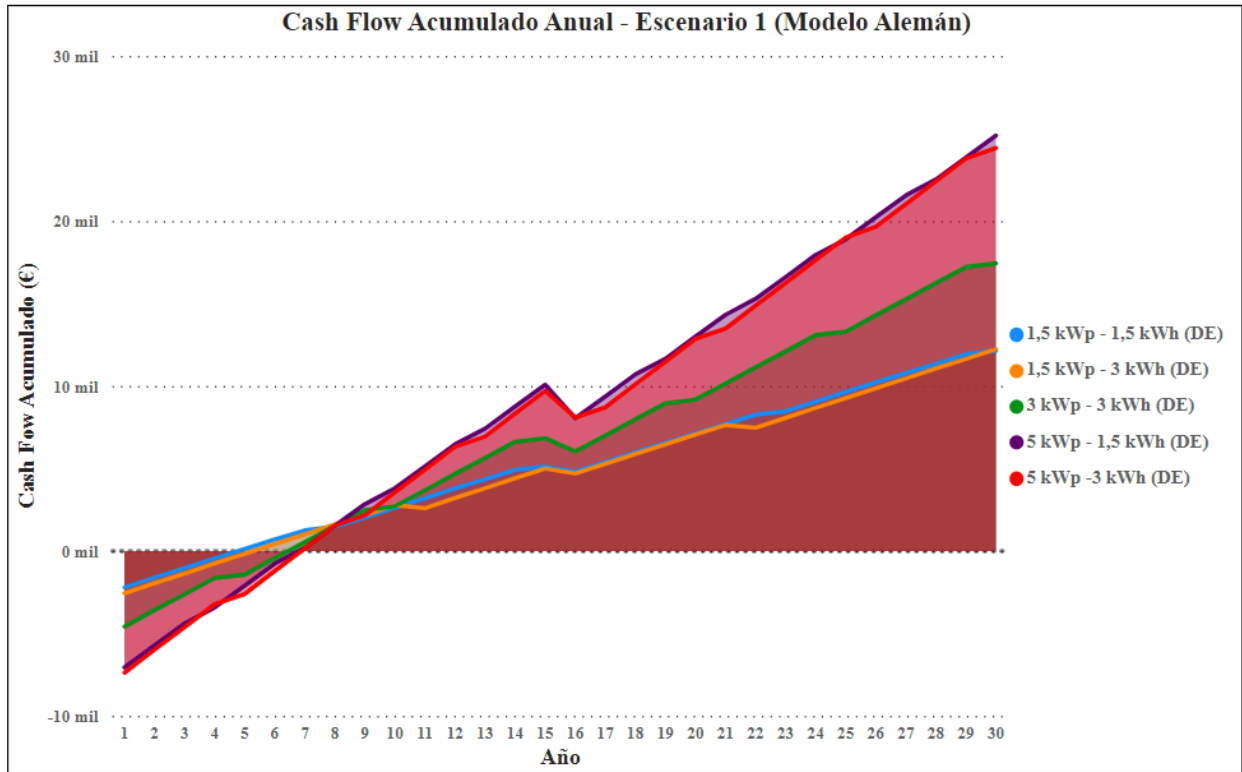


Ilustración 42 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 1)

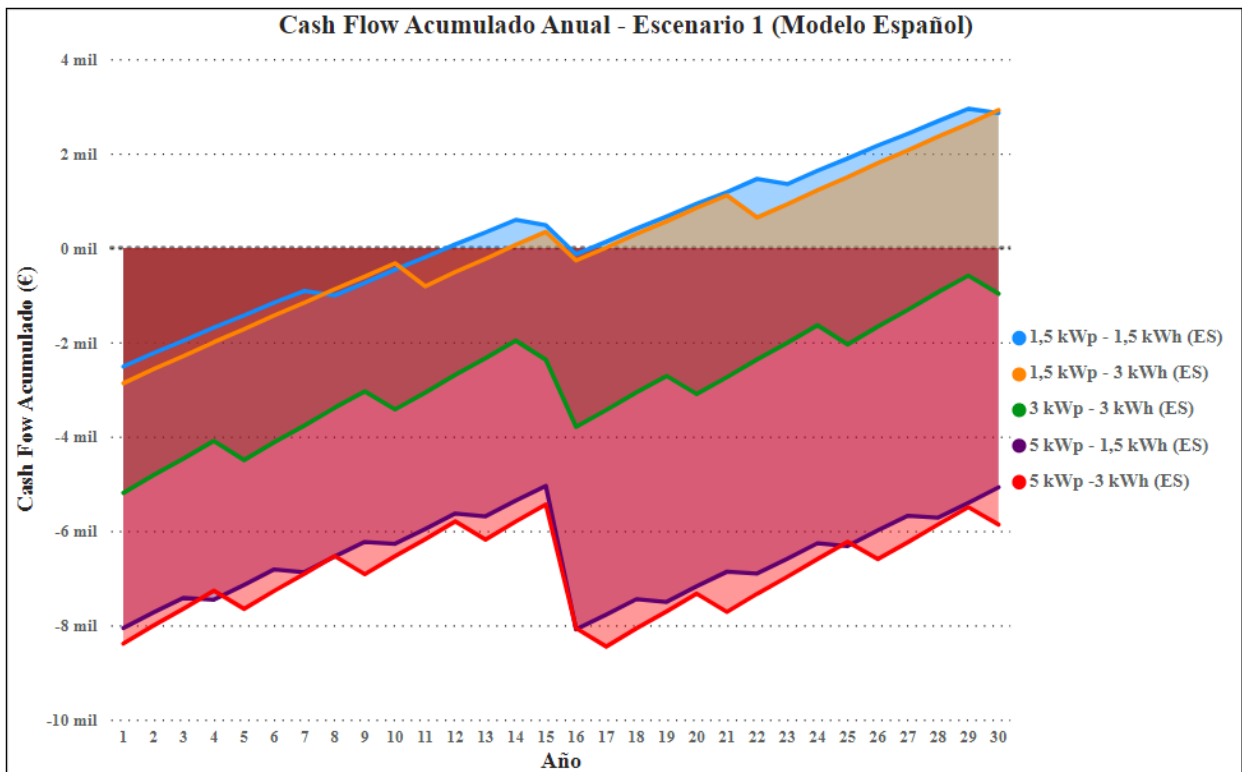


Ilustración 43 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 1)

4.4.3.2 Escenario Dos

Mientras que en el modelo alemán los precios se mantienen relativamente constantes entre 2019 y 2020 (cuyos valores se prorrogarán durante los 30 años), observando una leve caída de la compensación por excedentes, en el modelo español hay algo más de variación, aunque no la necesaria para observar grandes cambios en la recuperación de la inversión.

Como refleja la Ilustración 44, en el modelo alemán los valores son muy similares a los del escenario uno, siendo los mismos o existiendo un desfase de un año según el estudio. Sí es cierto que los beneficios acumulados son algo menores, debido a la bajada de precios tanto de coste de producción como a la bajada de la compensación por excedente.

En el modelo español también bajan los precios, pero aparece la compensación por excedente. Se observa en la Ilustración 45 que se siguen recuperando únicamente las dos inversiones de 1,5 kWp, existiendo una caída en el año 16 donde el cash Flow acumulado vuelve a ser negativo, existiendo una “doble recuperación” en ambos casos, en los años 14 y 20 para la batería de 1,5 kWh y en los años 21 y 24 para la batería de 3 kWh. Esto está marcado por la mayor inversión al reponer las baterías en el segundo caso.

En el caso de las inversiones de mayor tamaño en el modelo español, la tendencia que se observa es algo más positiva en comparación con la tendencia del primer escenario económico, aunque sigan sin recuperarse durante la vida total del proyecto.

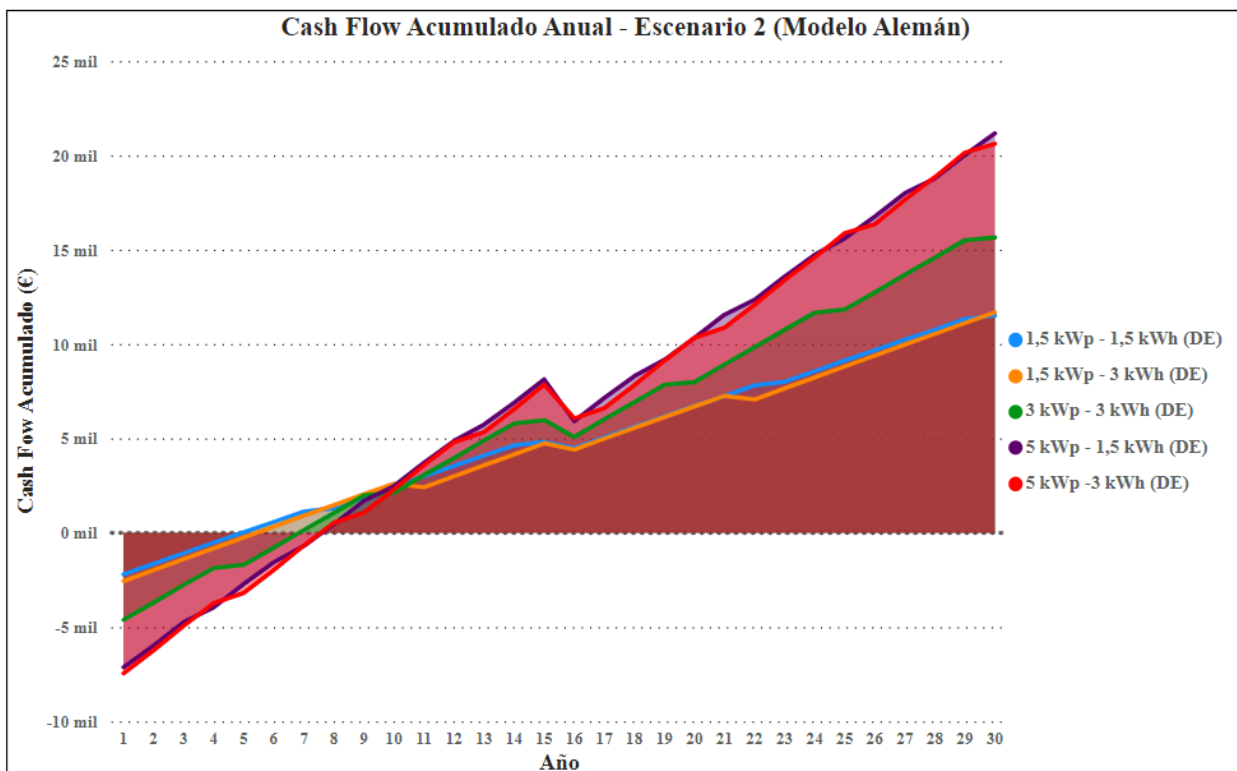


Ilustración 44 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 2)

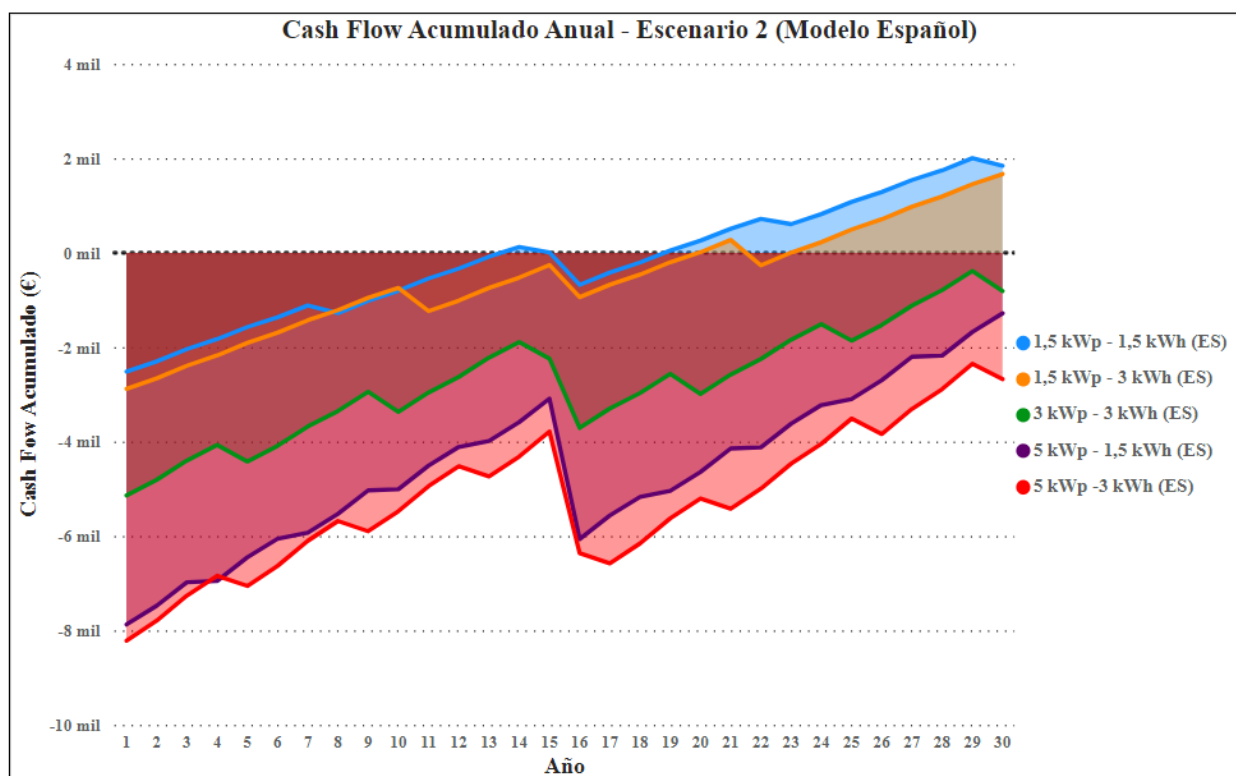


Ilustración 45 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 2)

4.4.3.3 Escenario Tres

El escenario tres es el más positivo para la recuperación de las inversiones porque es el de mayores precios de la electricidad y compensación por excedente, aunque en Alemania estos últimos son los más bajos del período entre 2017 y 2021. El mantenimiento de los precios tan altos durante los 30 años de vida del proyecto permitirá rentabilizar la inversión antes en el modelo español e igualar entre sí el coste de las facturas eléctricas.

Según la Ilustración 46 y la Ilustración 47, se observa que en ambos modelos la situación es similar, se recuperan todas las inversiones con un PBP en torno a los ocho años, siendo anterior a este período para el caso de los proyectos de menor dimensión (el PBP es igual a cinco años).

En el modelo alemán (Ilustración 46), los beneficios acumulados en los estudios de 5 kWp son menores a los de los escenarios económicos anteriores, con una diferencia de casi cinco mil euros. En cambio, para los estudios con una potencia instalada de 1,5 kWp, son muy similares a los escenarios anteriores. Esto se debe a la cantidad del excedente vertido a la red, donde en los casos de menor dimensión es muy pequeña, por lo que influye menos que en los casos de mayor dimensión.

En el modelo español (Ilustración 47) destacan varias situaciones en comparación con los escenarios económicos anteriores:

- Se recuperan todas las inversiones en un período muy similar al del modelo alemán y los beneficios acumulados son del mismo orden de magnitud.
- Existe mayor diferencia entre los dos casos de 5 kWp instalados en comparación con el modelo de precios alemán. Esto se debe por la diferencia de la cantidad de excedente vertido a la red, lo que hace que el caso de 1,5 kWh supere a la instalación de 3 kWh.
- La instalación de 3 kWp se mantiene por encima del estudio 5 (5 kWp y 3 kWh) durante más tiempo que en el modelo de precios alemán, esto viene dado por la diferencia de coste al reponer la batería y la vida útil de esta, unido a la diferencia de energía autoconsumida en ambas instalaciones.

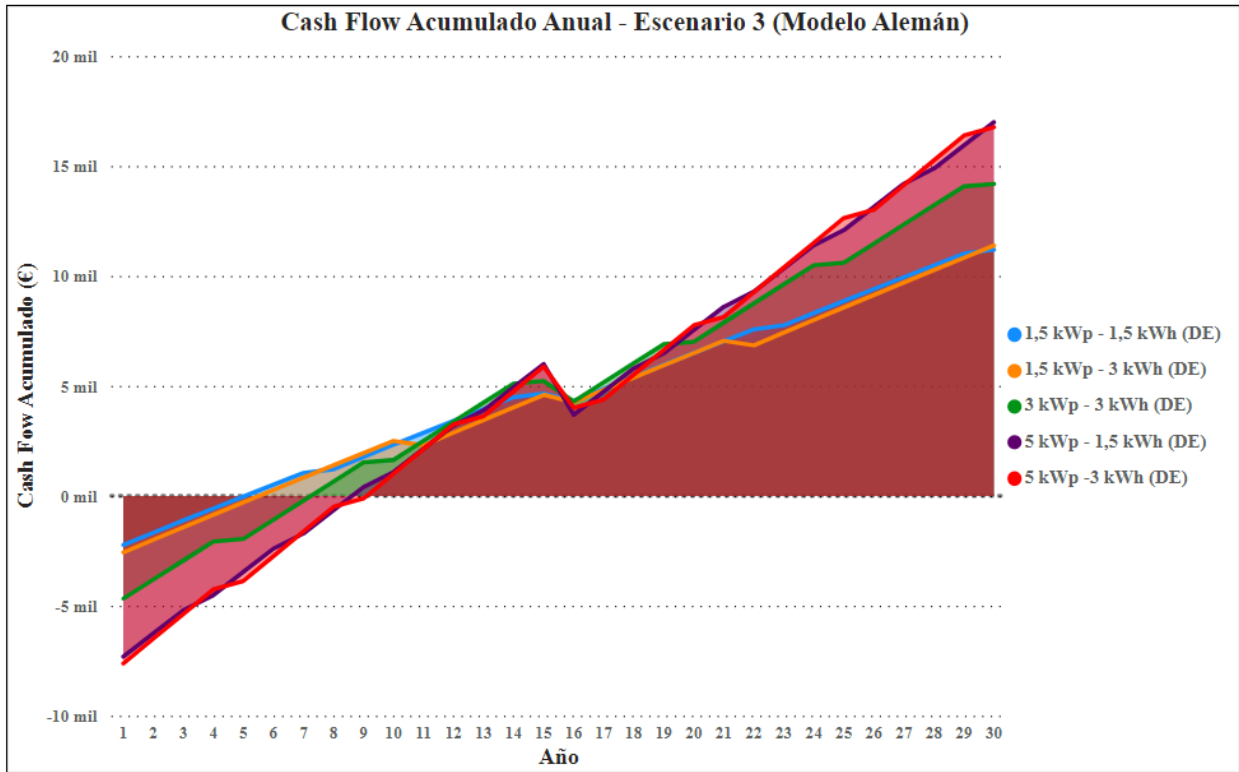


Ilustración 46 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 3)

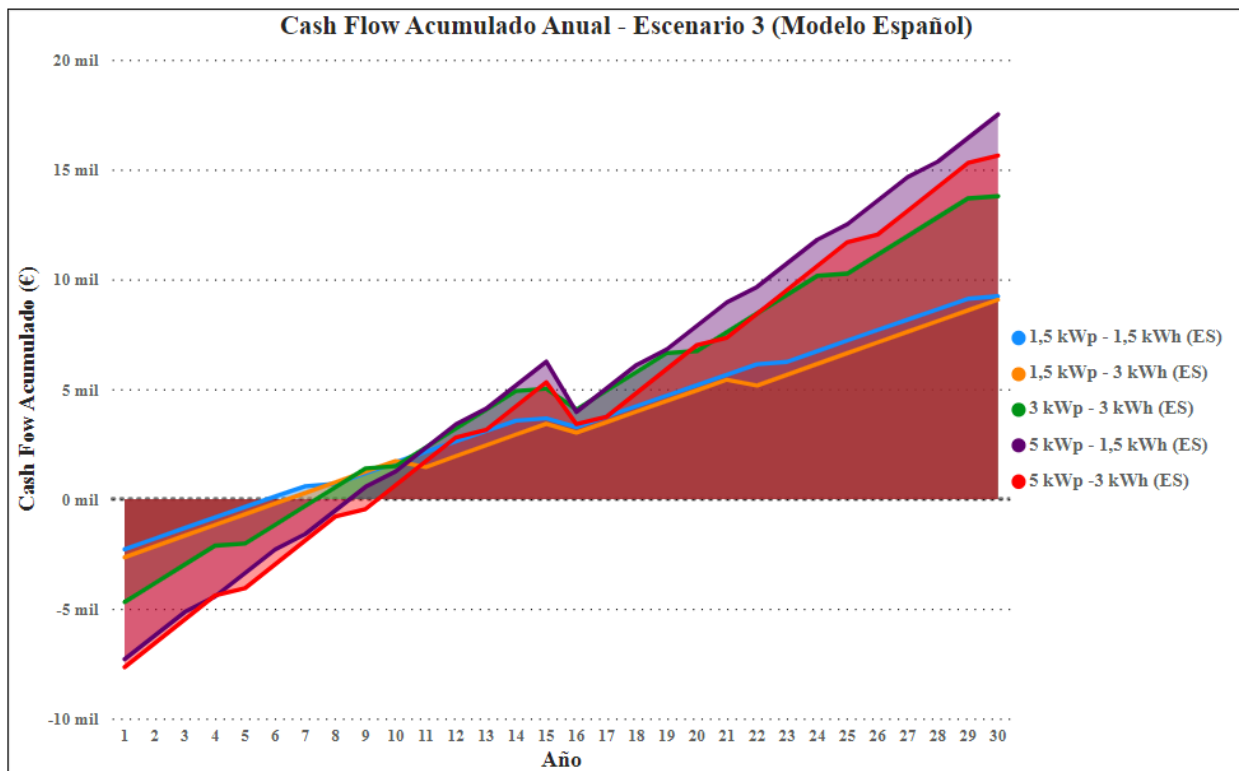


Ilustración 47 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)

4.4.3.4 Escenario Cuatro

En este escenario, los precios se corresponden a la primera mitad del año 2021 y estos se repiten durante los 30 años de la instalación. Aunque los precios de coste de producción y excedente sean los más parecidos entre los modelos alemán y español, la forma de la factura y las tasas de cada país siguen haciendo que la diferencia sea grande entre ambas, lo que implica que la similitud entre ambos modelos encontrada en el escenario tres se pierda.

En el modelo alemán (Ilustración 48), los estudios de menor dimensión mantienen el período de retorno de los escenarios anteriores y en los de mayor dimensión se observa un ligero desfase de un año. En esto influye la ligera caída del coste total de la factura alemana, aunque se compensa con que los precios de compensación por excedente son algo mayores que en el escenario tres.

Como se refleja en la Ilustración 49, en el modelo español se recuperan las cuatro inversiones, aunque en mayor tiempo que en el observado en el escenario tres, variando en este caso desde los 10 hasta los 24 años entre las instalaciones de menor y mayor dimensión total respectivamente. La subida de precios respecto a los escenarios uno y dos permite que el ahorro en consumo de red de la instalación aumente, lo que permite rentabilizar las inversiones y observar el impacto de la compensación por excedente en los casos de mayor dimensión (5 kWp).

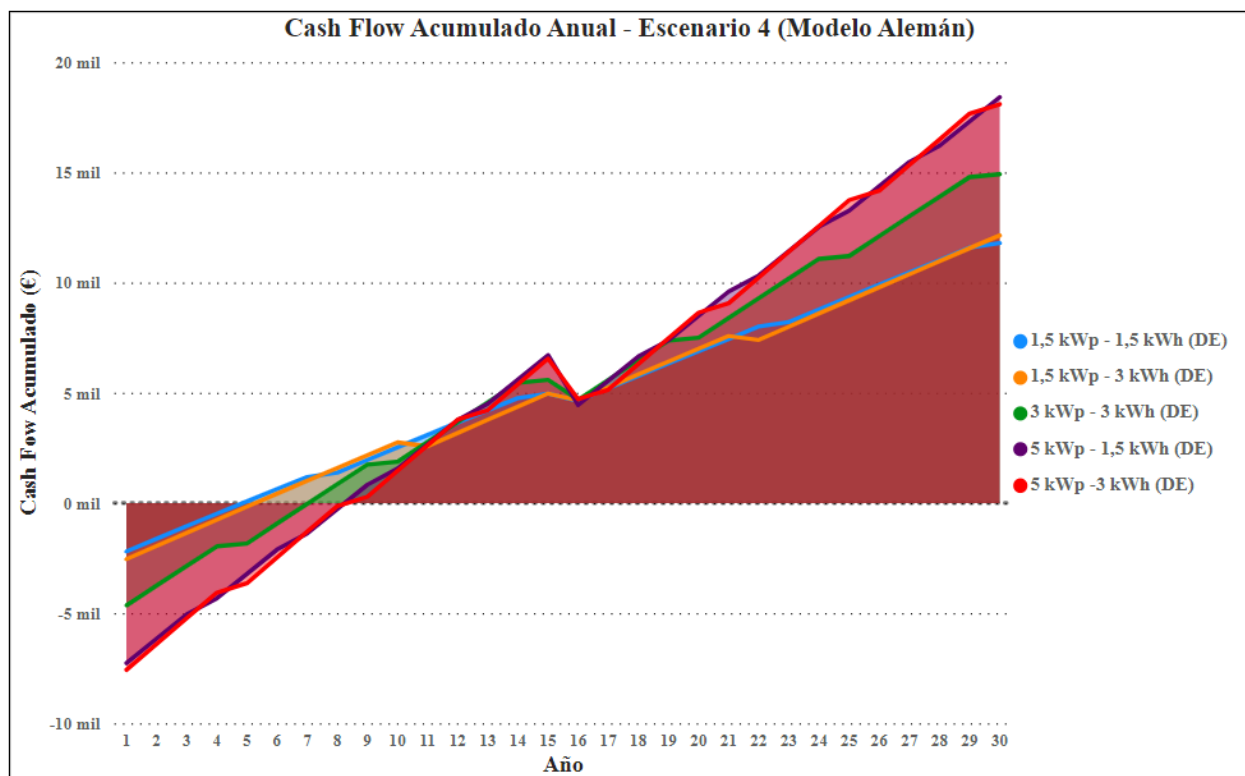


Ilustración 48 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 4)

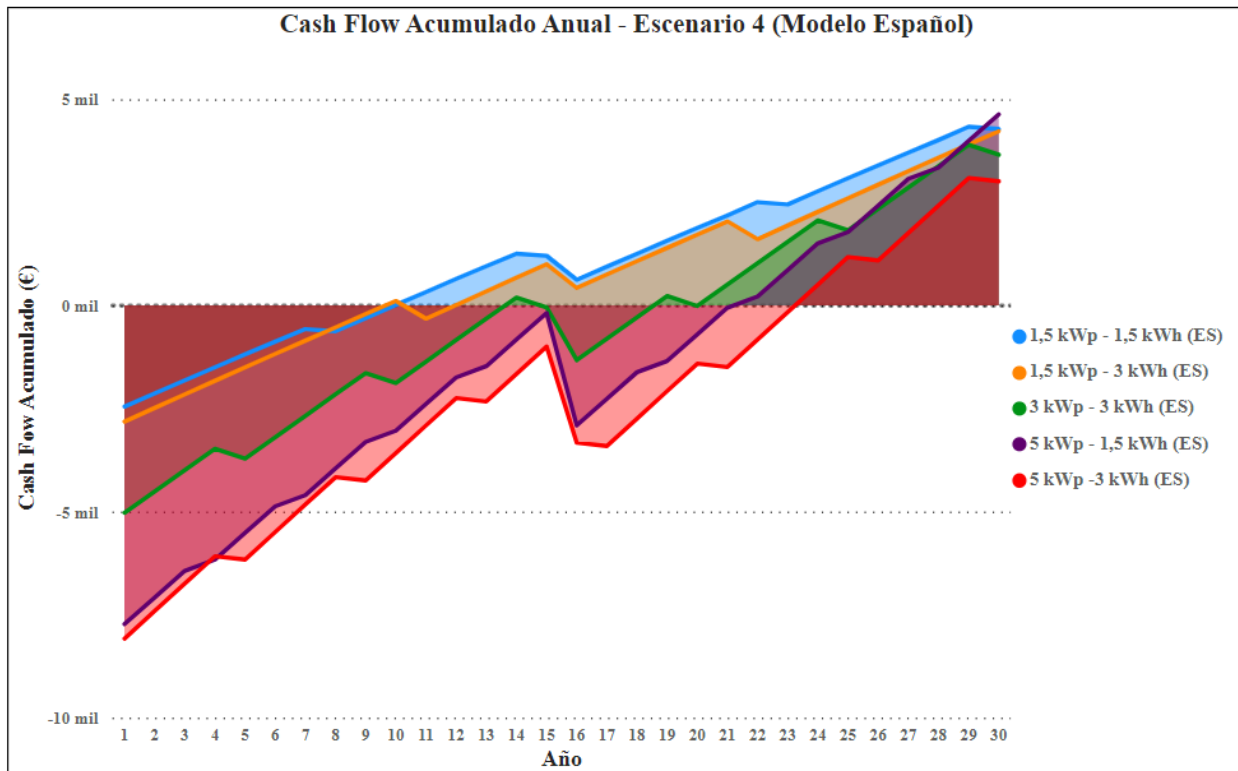


Ilustración 49 Cash Flow acumulado anual según el modelo de precios español (Estudio 4)

4.4.4 Discounted Payback Period

Para el caso del *Payback Period* actualizado, se analiza el efecto de la tasa de actualización sobre el período de retorno de una inversión. Al aplicar una tasa de actualización o descuento, los valores de los flujos de caja se modifican, por tanto, se modifica el período de retorno, generalmente a fechas más tardías.

Aun así, la tendencia de las curvas es prácticamente igual a la mostrada en el PBP en el subapartado anterior (4.4.3), por lo que se mantiene el análisis realizado anteriormente, debido a que las causas son las mismas pero los resultados varían ligeramente al aplicar la tasa de descuento. En la Tabla 17 se muestra el DPBP de cada estudio y escenario económico según el modelo de precios alemán, mientras que en la Tabla 18, se hace lo propio según el modelo de precios español. En las gráficas de los subapartados siguientes se mostrarán los balances de caja acumulados actualizados anualmente según una tasa de descuento, representando el valor presente de cada uno.

Modelo de Precios Alemán				
DPBP (años)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	4	5	5	5
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	5	5	5	5
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	6	7	7	7
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	7	8	9	8
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	7	8	9	9

Tabla 17 DPBP según el modelo de precios alemán

Modelo de Precios Español				
DPBP (años)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Estudio 1 (1,5 kWp - 1,5 kWh)	15	20	6	10
Estudio 2 (1,5 kWp - 3 kWh)	18	25	6	12
Estudio 3 (3 kWp - 3 kWh)	>30	>30	7	21
Estudio 4 (5 kWp - 1,5 kWh)	>30	>30	9	25
Estudio 5 (5 kWp - 3 kWh)	>30	>30	10	27

Tabla 18 DPBP según el modelo de precios español

4.4.4.1 Escenario Uno

En este caso, como se muestra en la Ilustración 50, aumenta el período de retorno en un año respecto al caso sin actualizar para los estudios con una potencia fotovoltaica instalada mayor o igual a 3 kWp, sea cual sea su batería. Aun así, se siguen recuperando todas las inversiones con el modelo de precios alemán.

Por otro lado, en la Ilustración 51, donde se refleja el modelo español, se observa que la influencia de los valores actualizados es mayor que en el modelo alemán. Esto es así ya que el período de retorno en el estudio uno y el estudio dos se ven retrasados tres y cuatro años respectivamente. En el caso de los otros estudios, no se ha calculado la variación exacta ya que tampoco consiguen recuperar la inversión.

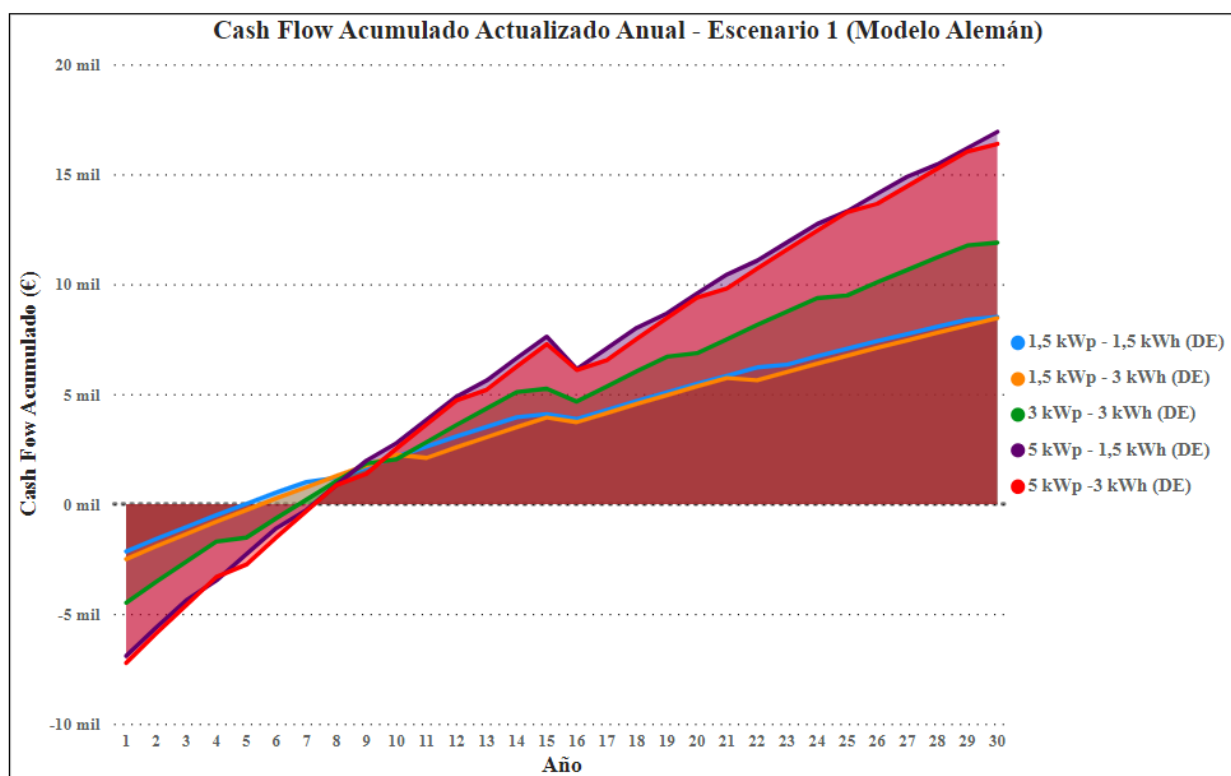


Ilustración 50 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 1)

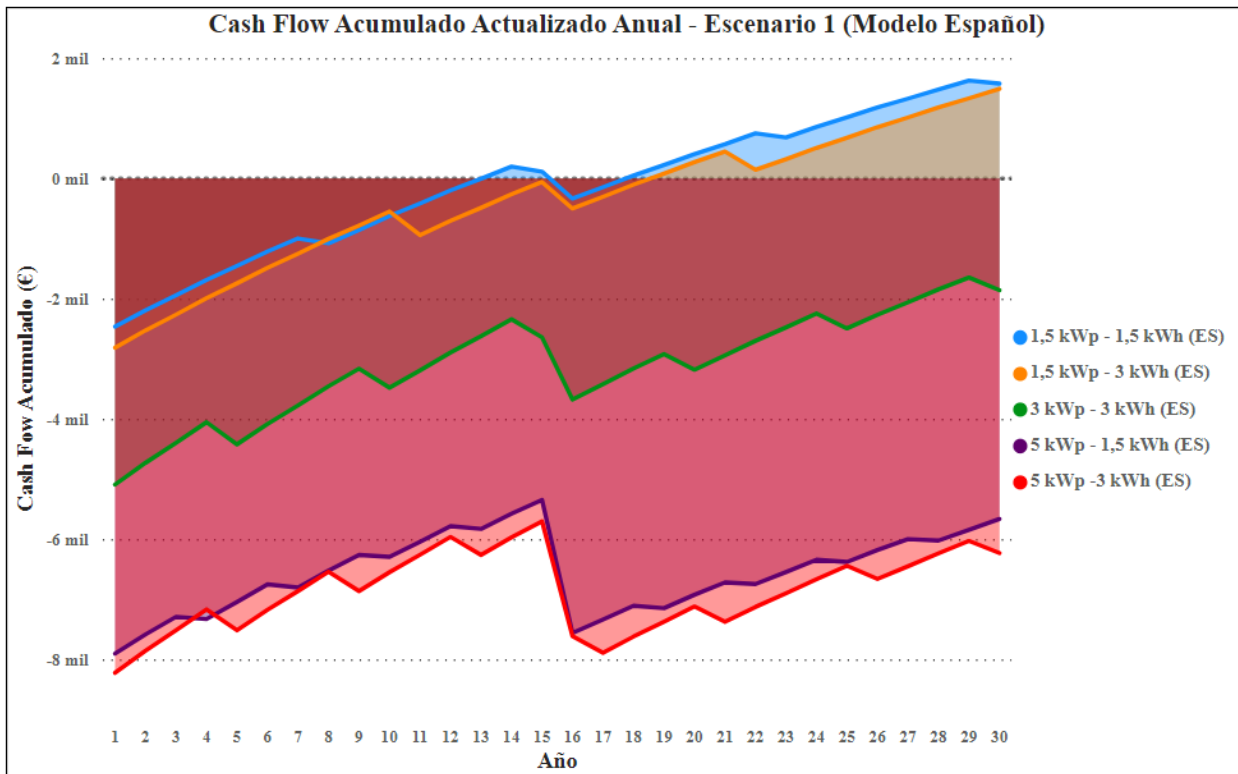


Ilustración 51 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 1)

4.4.4.2 Escenario Dos

En el escenario dos, utilizando los precios de 2019 y 2020 según cada modelo de precios, ocurre algo parecido al escenario económico anterior. En la Ilustración 52, donde se muestra el modelo alemán, el único período de retorno que se mantiene constante respecto al PBP es el del caso de 1,5 kWp de potencia fotovoltaica y 3 kWh de almacenamiento de las baterías. Los demás estudios retrasan un año el retorno de cada inversión.

Para el modelo de precios español, reflejado en la Ilustración 53, se conserva la misma tendencia que en el escenario anterior. En este caso, los estudios que recuperan la inversión (1,5 kWp con 1,5 kWh o 3 kWh) lo hacen cuatro y cinco años más tarde que en el caso del PBP. Para los casos de mayor dimensión sucede el mismo comportamiento que en el escenario uno, donde siguen sin recuperarse las inversiones.

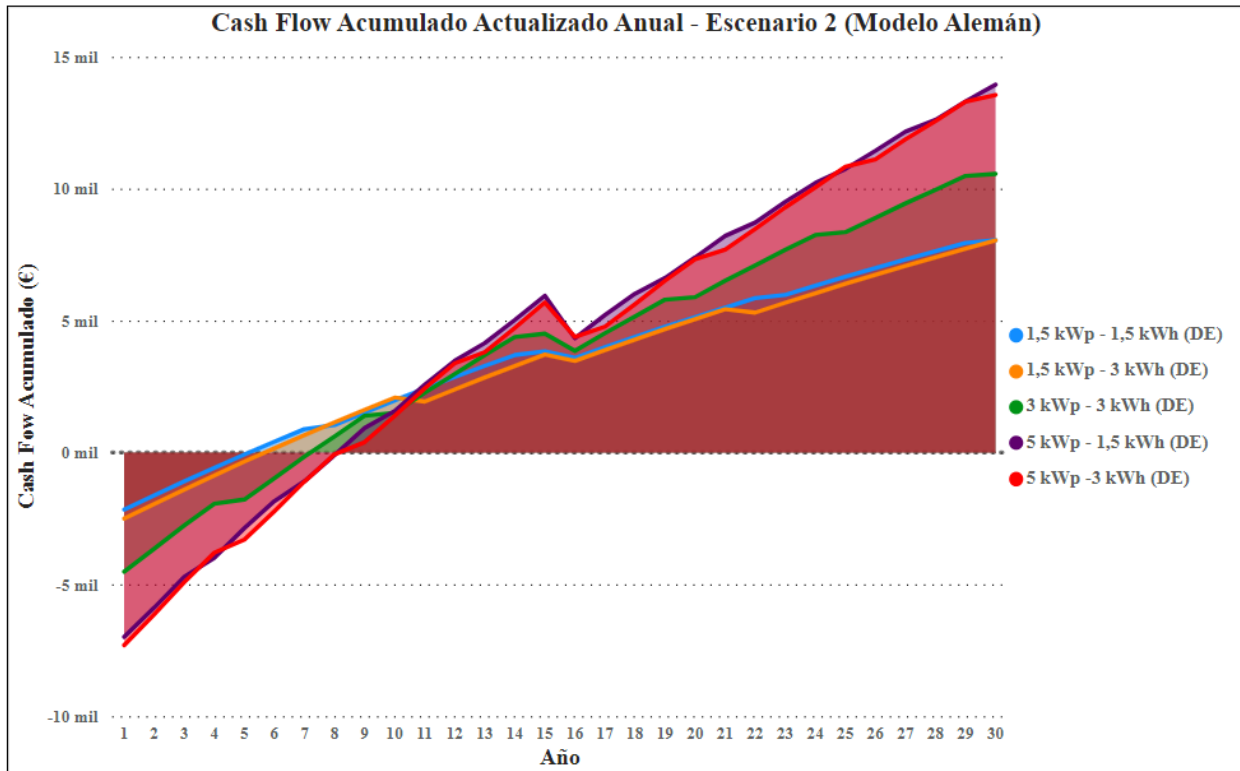


Ilustración 52 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 2)

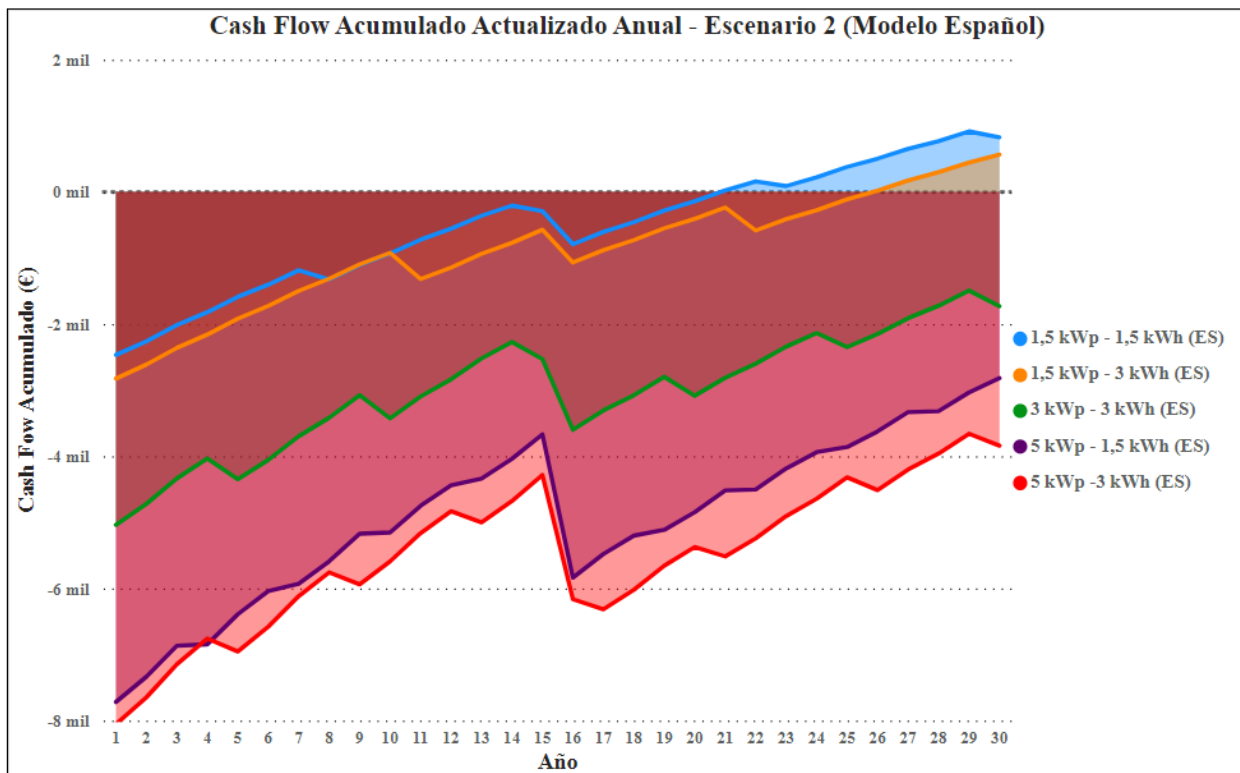


Ilustración 53 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)

4.4.4.3 Escenario Tres

El tercer escenario, el más favorable en cuanto a precios ya que son los más caros para el coste de producción y la compensación por excedente, es el que menos cambios en el período de retorno produce respecto al PBP sin actualización.

Se muestra en la Ilustración 54 la evolución de los estudios según el modelo de precios alemán, donde el retorno de la inversión solo se retrasa un año en el caso de 5 kWp de potencia fotovoltaica y 1,5 kWh de almacenamiento, permaneciendo el resto de los estudios con el DPBP igual al PBP.

Por otro lado, en la Ilustración 55 se encuentra la variación que sufre el balance de caja actualizado en cada estudio según el modelo de precios español. Al igual que en el PBP, es el escenario donde más cercanos están ambos modelos económicos. En este caso, se mantiene el PBP para los estudios dos (1,5 kWp y 3 kWh) y tres (3 kWp y 3 kWh). Para el resto de los casos, el retraso en el período de retorno es únicamente de un año, reduciéndose considerablemente respecto a los escenarios económicos anteriores.

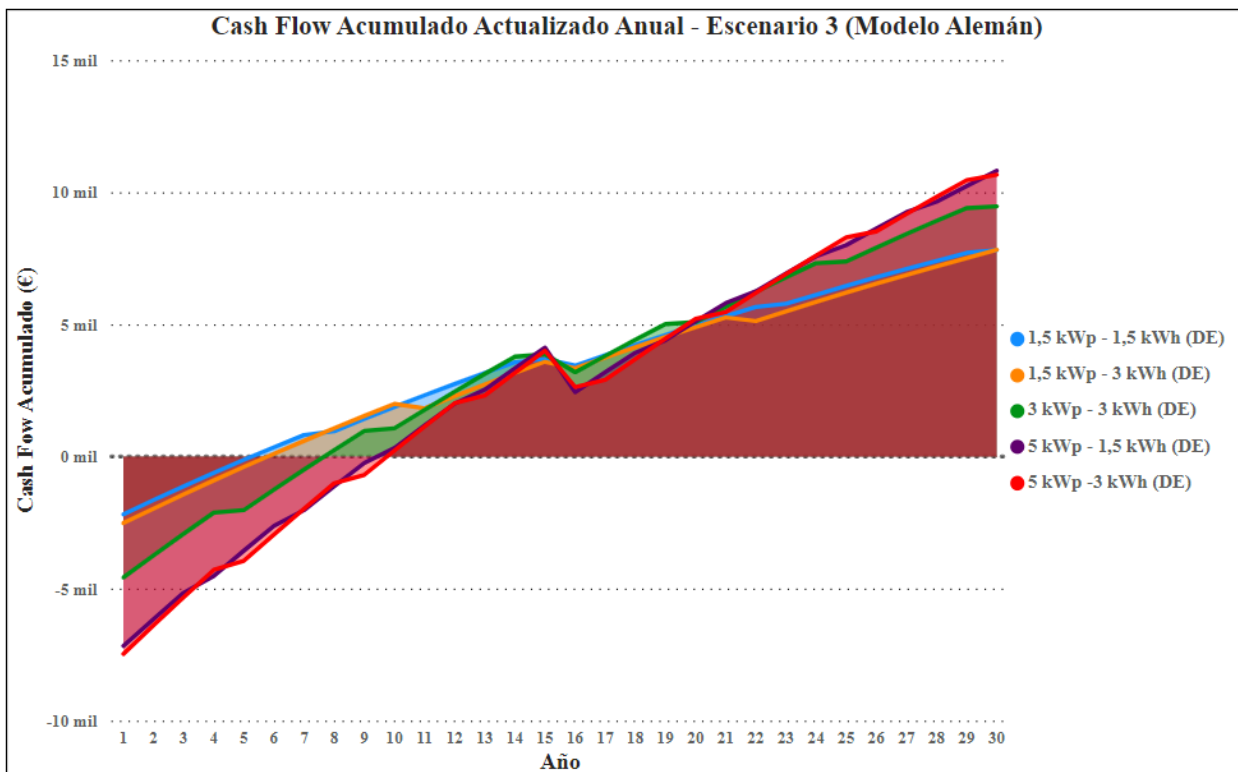


Ilustración 54 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 3)

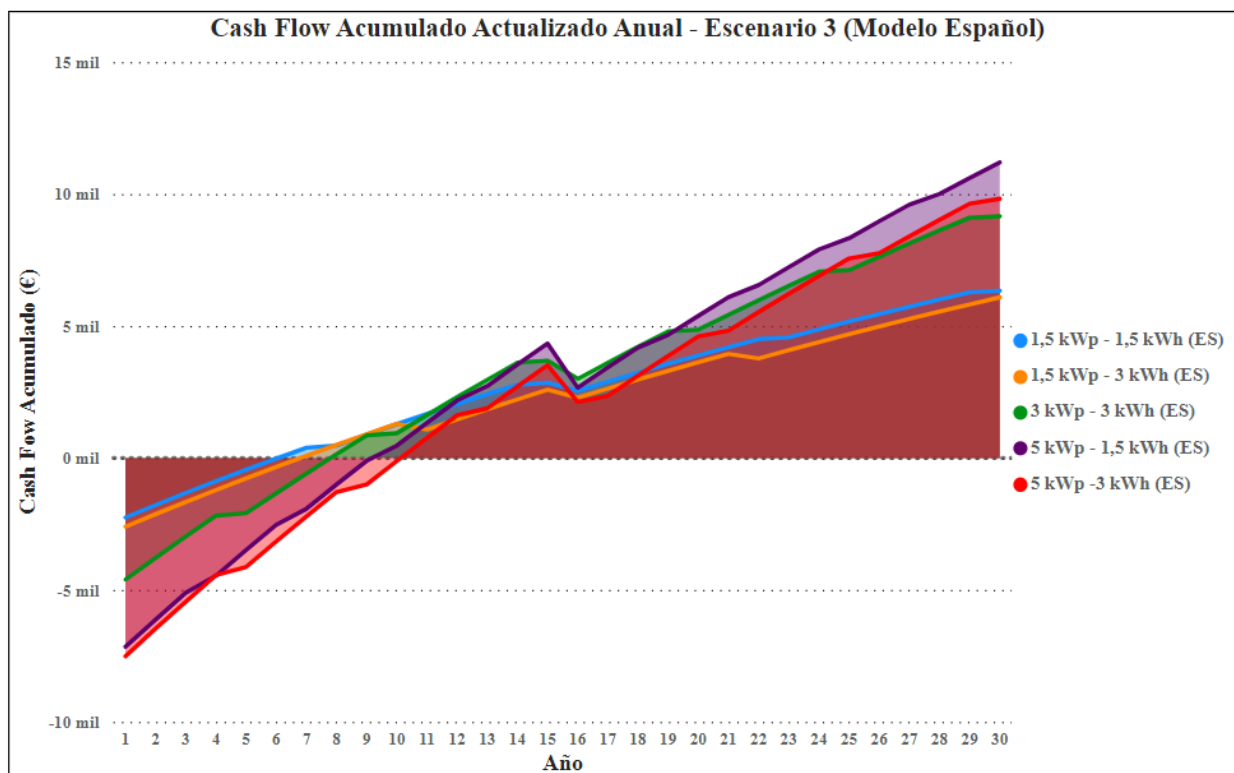


Ilustración 55 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 3)

4.4.4.4 Escenario Cuatro

Por último, el escenario cuatro se corresponde con los precios de la electricidad de la primera mitad del año 2021, queriendo aproximarse de esta manera a lo que ocurre aplicando la “excepción ibérica”. En la Ilustración 56, donde se refleja el modelo de precios alemán, el DPBP es parecido al PBP anterior, en este caso se retrasa el período de retorno un año en los estudios con dimensiones extremas, el estudio uno (1,5 kWp y 1,5 kWh) y el estudio cinco (5 kWp y 3 kWh).

Como se ve en la Ilustración 57, se representa el modelo de precios español y su influencia sobre los *cash flows* acumulados con la actualización según la tasa de descuento. La aplicación de la actualización produce el mismo efecto que en los escenarios económicos anteriores, retrasando el retorno de la inversión de una forma más acusada que según el modelo de precios alemán. En este escenario todas las inversiones se recuperan, aunque más tarde que en el caso del PBP, por lo que se puede observar el efecto de la actualización en todas las dimensiones de la instalación estudiadas. Para los cinco estudios, el retorno de la inversión se consigue uno, dos, tres, cuatro y cuatro años más tarde respectivamente.

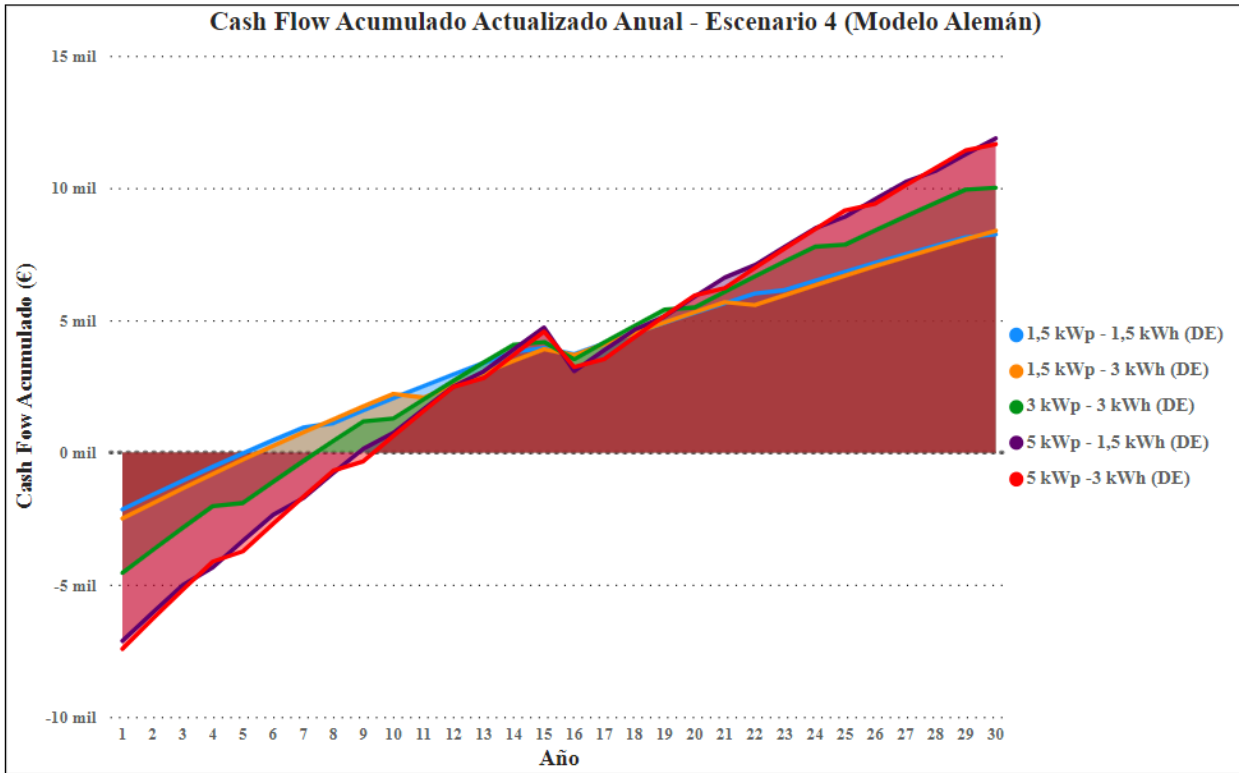


Ilustración 56 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios alemán (Estudio 4)

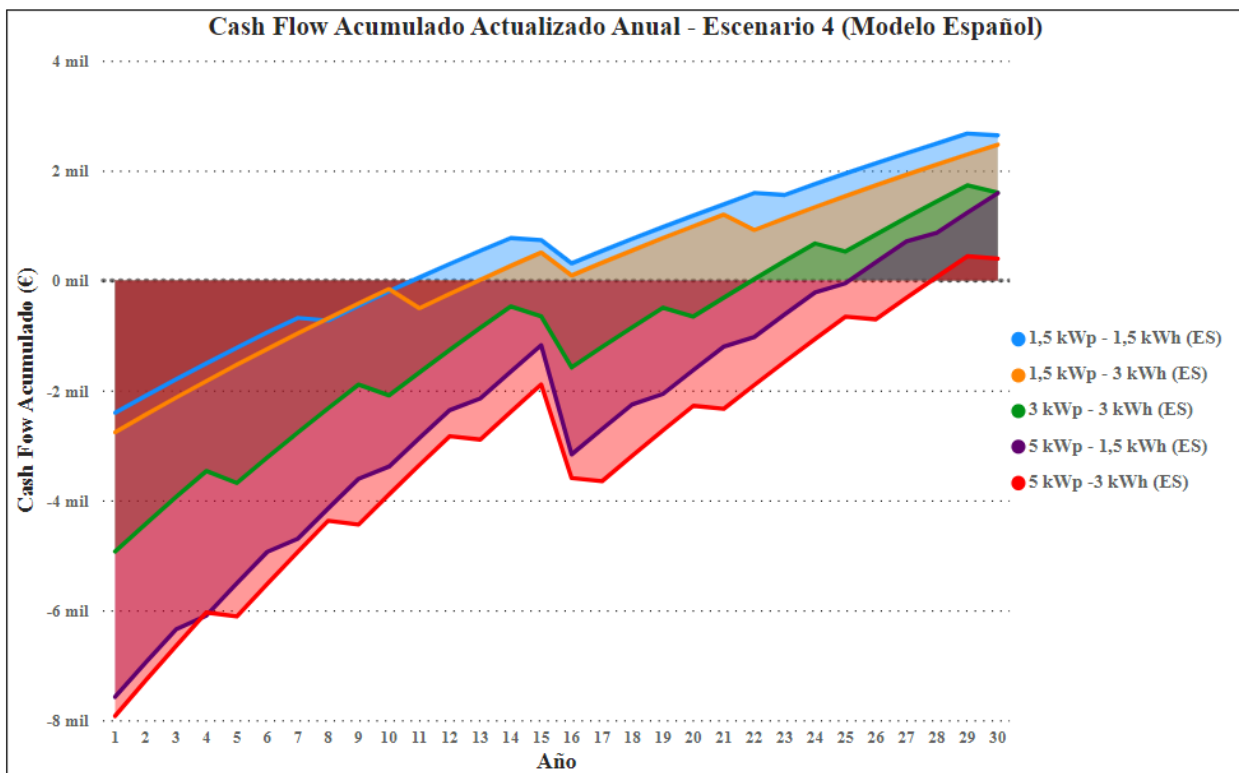


Ilustración 57 Cash Flow acumulado actualizado anual según el modelo de precios español (Estudio 4)

4.4.5 Levelized Cost of Energy (LCOE)

El estudio del LCOE permite relacionar la inversión y los costes de la instalación con la energía generada durante la vida total de la instalación, separando así la influencia de los escenarios económicos. Un mayor LCOE indica que la energía producida necesita una mayor inversión, ya sea inicial o durante la operación de la instalación.

Para el término que se refiere a la energía de la instalación, se ha utilizado el consumo fotovoltaico, el consumo de las baterías y el excedente vertido a la red, dejando fuera del cálculo el consumo de la red.

Cabe destacar que, entre los estudios analizados no existen grandes diferencias en el LCOE, lo que indica que la inversión se adecúa proporcionalmente a la energía que produce la instalación.

Estudio	1,5 kWp 1,5 kWh	1,5 kWp - 3 kWh	3 kWp - 3 kWh	5 kWp - 1,5 kWh	5 kWp - 3 kWh
LCOE (ct/kWh)	9,64	10,62	16,62	22,63	22,52

Tabla 19 LCOE de cada estudio

5 CONCLUSIONES

Este trabajo ha permitido reflejar distintos aspectos que influyen en una instalación fotovoltaica con baterías, tanto en sus parámetros de funcionamiento como en la rentabilidad de la inversión que se asocia a una instalación de este tipo.

La degradación es un parámetro que no se puede obviar, ya que reduce considerablemente la capacidad de la batería a lo largo del tiempo y limita la vida útil de la batería. Al funcionamiento cada vez menos eficiente de la batería se le suma la inversión necesaria al reemplazar estas, influyendo notablemente en la recuperación de la inversión. Una mayor degradación implica más reemplazos, por lo que perjudica al tiempo de recuperación de la inversión. La influencia de la degradación depende a su vez de parámetros tanto externos, como los climatológicos, como de parámetros propios del funcionamiento de la instalación.

Por otro lado, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica con baterías tiene que ser acorde a la demanda de la vivienda o del conjunto de viviendas al que de suministro. El tamaño de la instalación y la correlación con la demanda afectan directamente a cómo se aprovecha el autoconsumo, perjudicando a la instalación en mayor medida en los casos de tamaño menor al óptimo. Si la instalación se sobredimensiona, el efecto no es tan negativo, ya que aumenta la cantidad de excedente inyectado a la red y mediante la venta de este, no existe una caída tan grande del VPN como en los casos de menor dimensión. La dimensión relativa de la batería respecto al campo fotovoltaico también afecta a los factores de estrés que influyen en la degradación de la batería, por lo que esto constituye otra razón para adecuar la instalación a la demanda eléctrica de la vivienda.

Por último, se ha observado la gran influencia que tienen los modelos de precios sobre la rentabilidad de una instalación de autoconsumo como las estudiadas. Al estudiar una instalación con los mismos datos de entrada salvo los precios de la electricidad, se ha magnificado este efecto, permitiendo obtener respuestas más claras. Una factura eléctrica mayor permite obtener mayores ahorros en el consumo de red y así recuperar la inversión de una forma más rápida. También existe una correlación directa entre las instalaciones de mayor dimensión y los precios de la electricidad escogidos, ya que para una instalación mayor se incrementan los costes de inversión y de mantenimiento, por lo que estas únicamente se recuperan en los casos con precios de la electricidad más altos.

Aun así, los escenarios económicos elegidos se han creado con precios horarios reales tanto de coste de producción como de compensación por excedente, pero estos se han repetido durante la vida útil de la instalación. También se ha observado la influencia del tipo de factura, estudiando una que se compone un término fijo y otro variable, como la española y otra factura cuyos términos son solo variables, como la alemana. Esto ha permitido ver que si la factura únicamente depende del consumo, es posible aumentar el ahorro al incorporar una instalación de autoconsumo.

Debido a la magnitud de la vida útil de la instalación y la variabilidad de los mercados eléctricos en Europa, es imposible predecir los precios eléctricos durante un período de tiempo tan prolongado. De hecho, aunque el período fuera menor, incluso si fuese anual, se ha podido observar cómo entre 2017 y 2021 la variación ha sido muy acusada llegando al final de este período. En el caso específico del mercado alemán, la presencia de tantas tasas e impuestos que van asociados a los precios de la electricidad permiten que la variación del coste final de la factura sea mínima, minimizando el efecto de los precios de compra de la electricidad. Según el funcionamiento actual de los mercados, se producen fluctuaciones de los precios que no terminan coincidiendo con las posibles predicciones o estimaciones que se puedan realizar.

6 REFERENCIAS

- [1] B. Boeckl y T. Kienberger, «Sizing of PV storage systems for different household types», *Journal of Energy Storage*, vol. 24, p. 100763, 2019.
- [2] A. Jäger-Waldau, «Snapshot of photovoltaics - February 2018», *EPJ Photovoltaics*, vol. 9, 2018.
- [3] Our World in Data, «Our World in Data - Installed Solar Energy Capacity», 2021. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/installed-solar-pv-capacity>. [Último acceso: 29 junio 2022].
- [4] G. Tumminia, F. Guarino, S. Longo, D. Aloisio, S. Cellura, F. Sergi, G. Brunaccini, V. Antonucci y M. Ferraro, «Grid interaction and environmental impact of a net zero energy building», *Energy Conversion and Management*, vol. 203, p. 112228, 2020.
- [5] BP, «Statistical Review of World Energy», [En línea]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. [Último acceso: 29 junio 2022].
- [6] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis y M. Karimi, «Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1170-1184, 2016.
- [7] A. S. Joshi, I. Dincer y B. V. Reddy, «Performance analysis of photovoltaic systems: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 8, pp. 1884-1897, 2009.
- [8] J. Hoppman, J. Volland, T. S. Schmidt y V. H. Hoffmann, «The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 1101-1118, 2014.
- [9] G. de Oliveira e Silva y P. Hendrick, «Photovoltaic self-sufficiency of Belgian households using lithium-ion batteries, and its impact on the grid», *Applied Energy*, vol. 195, pp. 786-799, 2017.
- [10] J. H. Merrick, «On representation of temporal variability in electricity capacity planning models», *Energy Economics*, vol. 59, pp. 261-274, 2016.
- [11] R. Luthander, J. Widen, D. Nilsson y J. Palm, «Photovoltaic self-consumption in buildings: A review», *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80-94, 2015.
- [12] T. Beck, H. H. G. Kondziella y T. Bruckner, «Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems», *Applied Energy*, vol. 173, pp. 331-342, 2016.
- [13] J. Weniger, T. Tjaden y V. Quaschnig, «Sizing of Residential PV Battery Systems», *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78-87, 2014.
- [14] W. L. Schram, I. Lampropoulos y W. G. van Sark, «Photovoltaic systems coupled with batteries that are optimally sized for household self-consumption: Assessment of peak shaving potential», *Applied Energy*, vol. 223, pp. 69-81, 2018.

- [15] Y. Wu, Z. Liu, J. Liu, H. Xiao, R. Liu y L. Zhang, «Optimal battery capacity of grid-connected PV-battery systems considering battery degradation,» *Renewable Energy*, vol. 181, pp. 10-23, 2022.
- [16] J. M. Delgado Sánchez y I. Lillo Bravo, «Influence of Degradation Processes in Lead–Acid Batteries on the Technoeconomic Analysis of Photovoltaic Systems,» *Energies*, vol. 13, nº 16: 4075, 6 Agosto 2022.
- [17] Gobierno de España, «Controlas Tu Energía - ¿Qué alternativas tengo para contratar la electricidad de mi casa?,» [En línea]. Available: <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/contratos/Paginas/tipos-contrato-electricidad.aspx>. [Último acceso: 14 mayo 2022].
- [18] OCU (Organización de Consumidores y Usuarios), «OCU - Mercado libre y mercado regulado,» [En línea]. Available: <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/que-es-eso-del-mercado-libre>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [19] M. A. Palacios, *Estudio de los factores que afectan al precio de la electricidad en el mercado eléctrico español y análisis de posibles mejoras*, Barcelona, 2019, pp. 29-30.
- [20] OMIE, «Mercado diario - Curvas agregadas de oferta y demanda,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-supply-curves?scope=daily&date=2021-01-01&hour=1>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [21] «Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/5-3-el-precio-voluntario-para-el-pequeno-consumidor/>. [Último acceso: 14 Mayo 2022].
- [22] Gobierno de España, «Controlas Tu Energía - Glosario,» [En línea]. Available: <http://www.controlastuenergia.gob.es/Paginas/glosario.aspx>. [Último acceso: 14 mayo 2022].
- [23] *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Boletín Oficial del Estado, núm. 77, de 29 de marzo de 2014*, Madrid, 2014, pp. 27397 a 27428.
- [24] *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 151, de 23 de junio de 2009*, Madrid, 2009, pp. 52252-52279.
- [25] «Asemiet - FENIE 2/2020: PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL AÑO 2020,» [En línea]. Available: <https://asemiet.es/fenie-2-2020-peajes-de-acceso-de-energia-electrica-para-el-ano-2020/>. [Último acceso: 14 mayo 2022].
- [26] *Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. Boletín Oficial del Estado, núm. 28, de 1 de febrero de 2014*, Madrid, 2014, pp. 7147-7169.
- [27] *Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019. Boletín Oficial del Estado, núm. 308, de 22 de diciembre de 2018*, Madrid, 2018, pp. 125830-125841.
- [28] *Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020. Boletín Oficial del Estado, núm. 312, de 28 de diciembre de 2019*, Madrid, 2019, pp. 141417-141423.

- [29] Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2021 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2021. *Boletín de Estado*, núm. 339, de 29 de diciembre de 2020,, Madrid, 2020, pp. 122410-122416.
- [30] Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 310, de 24 de diciembre de 2016, Madrid, 2016, pp. 90406-90411.
- [31] *Dictamen 53/2021 - Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico*, 2021.
- [32] REE, «Término de Facturación de Energía Activa del PVPC,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [33] Gobierno de España, «Controlas Tu Energía - Conceptos por los que pago en mi factura de electricidad,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/paginas/conceptos-factura.aspx>. [Último acceso: 14 mayo 2022].
- [34] Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 185, de 3 de agosto de 2013, Madrid, 2013.
- [35] *Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad*. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 221, de 15 de septiembre de 2021, Madrid, 2021.
- [36] CNMC, «Entiende Tu Factura,» [En línea]. Available: <https://entiendetufactura.cnmc.es/>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [37] CNMC, «CNMC - La nueva factura de la luz,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>. [Último acceso: 14 mayo 2022].
- [38] Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 96, de 22 de abril de 2021, Madrid, 2021, pp. 45980-45986.
- [39] *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021*. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 70, de 23 de marzo de 2021, Madrid, 2021, pp. 33575 a 33593.
- [40] *Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania*. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 76, de 30 de marzo de 2022, Madrid, 2022.
- [41] Orden TED/517/2022, de 8 de junio, por la que se determina la fecha de entrada en funcionamiento del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, y por la que se da publicidad a la decisión de la Comisión Europea que autoriza dicho mecanismo. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 137, de 9 de junio de 2022, Madrid, 2022, pp. 78751 a 78752.

- [42] *Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Boletín Oficial del Estado, núm. 115, de 14 de mayo de 2022*, Madrid, 2022, pp. 67146 a 67208.
- [43] SMARD, «Wholesale prices,» [En línea]. Available: <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/5976>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [44] SMARD, «Negative wholesale prices,» [En línea]. Available: <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/105426>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [45] Bundesnetzagentur (BNetzA), «Monitoring Report 2020,» 2020.
- [46] BMWK, «State-imposed components of the electricity price,» [En línea]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-price-components-state-imposed.html>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [47] Clean Energy Wire, «What German households pay for power,» 23 Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>. [Último acceso: 26 Junio 2022].
- [48] SMARD, «SMARD - Download market data,» [En línea]. Available: <https://www.smard.de/en/downloadcenter/download-market-data#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:false,%22selectedSubCategory%22:false,%22selectedRegion%22:false,%22from%22:1651788000000,%22to%22:1652738399999,%22selectedFileType%22:false%7D>. [Último acceso: 16 mayo 2022].
- [49] BDEW, «Strompreis,» [En línea]. Available: <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/>. [Último acceso: 16 mayo 2022].
- [50] Strom-Report, «NETZENTGELTE STROM: HINTERGRUND, STAND & ENTWICKLUNG,» [En línea]. Available: <https://strom-report.de/netzentgelte/>. [Último acceso: 16 mayo 2022].
- [51] A. Jäger-Waldau, «European Energy Innovation: Rooftop PV And Self Consumption Of Electricity In Europe,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Autumn-2018/Rooftop-PV-and-self-consumption-of-electricity-in-Europe>. [Último acceso: 28 junio 2022].
- [52] International Energy Agency, «Energy Technology Perspectives 2016, Annex H: Rooftop Solar PV Potential in Cities,» 2016.
- [53] J. M. Roldán Fernández, M. Burgos Payán y J. M. Riquelme Santos, «Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 279, p. 123439, 2021.
- [54] *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado, núm. 242, de 6 de octubre de 2018*, Madrid, 2018, pp. 97430-97467.
- [55] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril de 2019*, Madrid, 2019, pp. 35674-35719.
- [56] CNMC, «Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad,» 2019.

- [57] REE, «ESIOS - PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC),» [En línea]. Available: esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=24-03-2022T00%3A00&end_date=24-03-2022T23%3A50&compare_start_date=23-03-2022T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [58] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), «The political framework for self-consumption in Germany,» 2022.
- [59] Clean Energy Wire, «Clean Energy Wire - Glossary,» [En línea]. Available: https://www.cleanenergywire.org/glossary/letter_f#feed-in_tariffs. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [60] RES LEGAL EUROPE, «Feed-in tariff (EEG feed-in tariff),» [En línea]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/>. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [61] BMWK, «Renewable Energy Sources Act (EEG 2017)».
- [62] BNetzA, «Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen,» [En línea]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDate nInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/start.html. [Último acceso: 15 mayo 2022].
- [63] W. Short, D. J. Packey y T. Holt, «A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency Renewable Energy Technologies,» Colorado, 1995.
- [64] J. Martínez Bertran, «Métodos de estimación del estado de carga de baterías electroquímicas,» Barcelona, 2017.
- [65] J. S. Edge y S. O’Kane, «Lithium ion battery degradation: what you need to know,» *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 23, n° 14, pp. 8200-8221, 2021.
- [66] J. B. Copetti, E. Lorenzo y F. Chenlo, «A general battery model for PV system simulation,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 1, n° 4, pp. 283-292, 1993.
- [67] REE, «ESIOS - Descargas,» [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-06-2022&end_date=02-06-2022. [Último acceso: 17 junio 2022].

GLOSARIO

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

IVA: Impuesto sobre el Valor Añadido

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

TUR: Tarifas de Último Recurso

ICP: Interruptor de Control de Potencia

SMARD: *Strommarktdatenbank der Bundesnetzagentur*, base de datos del mercado eléctrico de la Agencia Federal de Redes de Alemania

EEG: *Erneuerbare-Energien-Gesetz*, ley alemana sobre las fuentes de energía renovable

CHP: *Combined Heat and Power*, generación combinada de calor y energía eléctrica

StromNEV: *Stromnetzentgeltverordnung*, Regulación sobre los cargos de la red eléctrica

EnWG: *Energiewirtschaftsgesetz*, Ley de la Industria Energética

AbLaV: *Verordnung zu abschaltbaren Lasten*, Ordenanza sobre cargas conmutables

VAT: *Value-Added Tax*, Impuesto sobre el valor añadido

IEA: *International Energy Agency*, Agencia Internacional de la Energía

ESIOS: Sistema de Información del Operador del Sistema

BoS: *Balance of System*, conjunto de la instalación formado por el inversor y otros elementos donde se producen pérdidas

VPN: Valor Presente Neto

NPV: *Net Present Value*

PBP: *Payback Period*, período de retorno de la inversión

DPBP: *Discounted Payback Period*, período de retorno de la inversión actualizado según una tasa de descuento

LCOE: *Levelized Cost Of Energy*, coste normalizado de la energía

CAPEX: *Capital Expenditure*, costes de inversión de capital

OPEX: *Operational Expenditures*, costes de operación y mantenimiento

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

LB: *Low battery scenario*, escenario con bajo almacenamiento de energía

HPV: *High photovoltaic system energy scenario*, escenario con alta producción de energía fotovoltaica

LPV: *Low photovoltaic system energy scenario*, escenario con baja producción de energía fotovoltaica

HB: *High battery scenario*, escenario con alto almacenamiento de energía

REE: Red Eléctrica de España

PV: Photovoltaic, fotovoltaico o fotovoltaica

CF: *Cash Flow*, balances de caja