

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Diseño de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Autor: Carlos Tafur Jiménez - Castellanos

Tutor: Isidoro Lillo Bravo y Jose María Delgado Sánchez

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

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Diseño de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Autor:

Carlos Tafur Jiménez - Castellanos

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Jose María Delgado Sánchez

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

Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Carrera: Diseño de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Autor: Carlos Tafur Jiménez – Castellanos

Tutor: Isidoro Lillo Bravo y Jose María Delgado Sánchez

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

A mi familia

A mis amigos

A mis maestros

Agradecimientos

A mis padres, por mostrarme su apoyo en todas mis decisiones, animarme en los momentos más duros y estar conmigo siempre que lo he necesitado.

A mis hermanos, por ser fundamentales en mi día a día y por ayudarme en todo momento.

A mis compañeros y amigos, por amenizar esta etapa universitaria y hacerla una de las mejores etapas de mi vida.

A todos mis profesores, por la enseñanza, conocimientos y experiencia que me han aportado; en especial a D. Isidoro Lillo Bravo, por su paciencia, apoyo, ayuda, conocimientos del mundo de la energía fotovoltaica y por la tutela desarrollada en este proyecto.

A Irradia Ingeniería Solar S.L. por darme la oportunidad de seguir formándome y desarrollarme profesionalmente en el mundo de la ingeniería.

Carlos Tafur Jiménez – Castellanos
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales
Sevilla, 2023

Resumen

El proyecto que se desarrolla a continuación se centra en el estudio de los datos que afectan en el diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, no siendo la principal finalidad del proyecto los datos en sí, sino la importancia que toman éstos en el diseño de la instalación; y posteriormente en un estudio y análisis de sensibilidad de cómo la variación de los datos previamente estudiados, afectan al diseño, viabilidad y prestaciones de una instalación tipo en diferentes escenarios.

El proyecto, por lo tanto, consta de dos partes diferenciadas. En primer lugar, en el estudio de los datos que pueden afectar al diseño de una instalación fotovoltaica. La segunda parte, y más importante del proyecto, es el análisis de sensibilidad de la influencia de la variación de dichos datos en una instalación fotovoltaica para autoconsumo tipo. Esta segunda parte se divide en dos; primero se realiza un análisis teórico y posteriormente se incluyen dos anexos en los que mediante la herramienta PVSYST se realiza de nuevo el mismo estudio.

Abstract

The project that follows focuses on studying the data that impact the design of a photovoltaic solar installation for self-consumption. The main objective of the project is not the data itself but rather the importance they hold in the installation design. Subsequently, a study and sensitivity analysis is conducted to understand how variations in the previously studied data affect the design, feasibility, and performance of a typical installation in different scenarios.

Therefore, the project consists of two distinct parts. Firstly, the study of data that may affect the design of a photovoltaic installation. The second and most important part of the project is the sensitivity analysis of how variations in these data influence a typical self-consumption photovoltaic installation. This second part is divided into two stages: first, a theoretical analysis is conducted, and then two annexes are included where the same study is performed again using the PVSYST tool.

Índice General

.....	i
Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice General	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
1 Introducción	23
2 Objeto	25
3 Metodología	27
3.1 <i>Instalaciones de Autoconsumo</i>	27
3.2 <i>Análisis de los datos</i>	28
3.2.1 Precios de la Energía Excedentaria y el Autoconsumo	29
3.2.1.1 Tarifa que se tiene contratada y contratos.....	29
3.2.1.2 Tipos de ahorros en la factura eléctrica	29
3.2.1.3 Compensación de la energía y balance energético.....	29
3.2.1.4 Ejemplos de diferentes tarifas.	30
3.2.2 Perfiles de Consumo.....	33
3.2.3 Recurso Solar	33
3.2.4 Coste de inversión de la instalación fotovoltaica	34
3.3 <i>Método de Diseño</i>	35
4 Metodología Empleada	36
4.1 <i>Precios de la Energía Excedentaria y la Energía Consumida</i>	36
4.2 <i>Recurso Solar</i>	37
4.3 <i>Coste de Inversión de la Instalación Fotovoltaica</i>	38
5 Resultados	38
5.1 <i>Resultado de los Datos</i>	38

5.1.1	Precios de la Energía Excedentaria y de la Energía Consumida	38
5.1.2	Perfiles de Consumo	43
5.1.3	Perfiles de Radiación Solar.....	45
5.1.4	Perfiles de Precios	50
6	Aplicaciones	55
6.1	<i>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO DE 4,5 kWp PARA UNA VIVIENDA</i>	<i>55</i>
6.1.1	CASO BASE TEÓRICO:	56
6.1.1.1	CASUÍSTICA (A.1)	64
6.1.1.2	CASUÍSTICA (A.2)	66
6.1.1.3	CASUÍSTICA (B).....	67
6.1.1.4	CASUÍSTICA (C).....	69
6.1.1.5	CASUÍSTICA (D)	71
6.1.1.6	CASUÍSTICA (E).....	73
6.1.1.7	CASUÍSTICA (F).....	75
7	Conclusiones	87
	Bibliografía	89
	Glosario	91
	Anexo I: Estudio del caso base con la herramienta pvsyst.....	93
	Anexo II: Comparación PVSYST y fórmula teórica en parámetros relevantes.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo.</i>	28
<i>Tabla 2: Resumen anual que muestra el periodo aplicable para cada hora de cada día del mes.[5]</i>	32
<i>Tabla 3: Clasificación de costes en una Instalación Fotovoltaica</i>	35
<i>Tabla 4: Emplazamientos y bases de datos escogidas para obtener datos de radiación.</i>	37
<i>Tabla 5: Relación horaria mensual entre precios la energía excedentaria y del PVPC</i>	42
<i>Tabla 6: Resumen económico caso base</i>	61
<i>Tabla 7: Resumen general del estudio del caso base</i>	63
<i>Tabla 8: Introducción a los diferentes escenarios de estudio</i>	64
<i>Tabla 9: Resumen económico casuística A.1</i>	66
<i>Tabla 10: Resumen económico casuística B</i>	69
<i>Tabla 11: Resumen económico casuística C</i>	71
<i>Tabla 12: Resumen económico casuística D</i>	73
<i>Tabla 13: Resumen económico casuística E</i>	75
<i>Tabla 14: Resumen económico casuística F</i>	77
<i>Tabla 15: Comparación entre las diferentes casuísticas (parte 1)</i>	77
<i>Tabla 16: Comparación entre las diferentes casuísticas (parte 2)</i>	78

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Ilustración 1: Distribución de los periodos horarios</i> [2]	30
<i>Ilustración 2: Término de facturación del PVPC el día 27/09/2022</i> [3]	30
<i>Ilustración 3: Periodos horarios a aplicar en función del tipo de día.</i> [5]	32
<i>Ilustración 4: Precio horario mensual de la Energía Consumida en tarifa PVPC</i>	39
<i>Ilustración 5: Precio medio horario mensual de la Energía Excedentaria en tarifa PVPC</i>	39
<i>Ilustración 6: Porcentaje medio mensual de precios horarios mensuales de la energía excedentaria respecto a la consumida en tarifa PVPC</i>	41
<i>Ilustración 7: Evolución del precio de la energía excedentaria del autoconsumo según la tarifa PVPC del día 25 de marzo de 2023 según esios</i> [4]	43
<i>Ilustración 8: Ejemplo de la variación de la distribución del perfil de consumo manteniendo la cantidad total</i>	44
<i>Ilustración 9: Ejemplo de variación de la cantidad total de energía consumida manteniendo la distribución del perfil</i>	44
<i>Ilustración 10: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en la Cartuja (Sevilla)</i>	45
<i>Ilustración 11: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Colegio Portaceli (Sevilla)</i>	45
<i>Ilustración 12: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Colegio San Estanislao de Kotska (Málaga)</i>	46
<i>Ilustración 13: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Estadio Juegos del Mediterráneo (Almería)</i>	46
<i>Ilustración 14: Diferencia entre las bases de datos y emplazamientos estudiados</i>	47
<i>Ilustración 15: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del año 2017 en la Cartuja (Sevilla)</i>	48
<i>Ilustración 16: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del año 2018 en la Cartuja (Sevilla)</i>	48
<i>Ilustración 17: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del año 2019 en la</i>	

<i>Cartuja (Sevilla)</i>	49
<i>Ilustración 18: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del</i>	49
<i>Ilustración 19: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del</i>	50
<i>Ilustración 20: Distribución de precios de módulos fotovoltaicos (abril 2022)</i>	51
<i>Ilustración 21: Estudio de mercado de inversores fotovoltaicos (abril 2022)</i>	51
<i>Ilustración 22: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 2 a 5 kW</i>	52
<i>Ilustración 23: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 5 a 50 kW</i>	52
<i>Ilustración 24: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 50 a 100 kW</i>	53
<i>Ilustración 25: Diferencias entre la evolución del montaje y la evolución del inversor</i>	53
<i>Ilustración 26: Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica del escenario base</i>	56
<i>Ilustración 27: Distribución de la radiación horaria para el estudio del caso base</i>	57
<i>Ilustración 28: Distribución del precio horario de la energía de la red para el estudio del caso base</i>	57
<i>Ilustración 29: Distribución horaria del precio horario de la energía excedentaria para el estudio del caso base según el mecanismo de compensación simplificada según la tarifa PVPC</i>	58
<i>Ilustración 30: Distribución horaria del perfil de demanda para el estudio del caso base</i>	58
<i>Ilustración 31: Distribución de la energía producida en el primer año de estudio del caso base</i>	59
<i>Ilustración 32: Energía producida anualmente caso base</i>	59
<i>Ilustración 33: PR caso base</i>	60
<i>Ilustración 34: Ahorro económico anual caso base</i>	60
<i>Ilustración 35: Ahorro neto acumulado caso base</i>	61
<i>Ilustración 36: Flujo de caja acumulado caso base</i>	61
<i>Ilustración 37: Energía producida anualmente casuística A.1.</i>	64
<i>Ilustración 38: Ahorro neto acumulado casuística A.1.</i>	65
<i>Ilustración 39: Flujo de caja acumulado casuística A</i>	66
<i>Ilustración 40: Resumen económico casuística A.2</i>	66
<i>Ilustración 41: Energía producida anualmente casuística B</i>	67
<i>Ilustración 42: Ahorro económico anual casuística B</i>	68
<i>Ilustración 43: Ahorro neto acumulado casuística B</i>	68
<i>Ilustración 44: Flujo de caja acumulado casuística B</i>	69
<i>Ilustración 45: Ahorro económico casuística C</i>	70
<i>Ilustración 46: Ahorro neto acumulado casuística C</i>	70
<i>Ilustración 47: Flujo de caja acumulado casuística C</i>	71
<i>Ilustración 48: Ahorro económico anual casuística D</i>	72
<i>Ilustración 49: Ahorro neto acumulado casuística D</i>	72
<i>Ilustración 50: Flujo de caja acumulado casuística D</i>	73
<i>Ilustración 51: Ahorro económico casuística E</i>	74
<i>Ilustración 52: Ahorro neto acumulado casuística E</i>	74
<i>Ilustración 53: Flujo de caja acumulado casuística E</i>	75
<i>Ilustración 54: Ahorro económico casuística F</i>	76

<i>Ilustración 55: Ahorro neto acumulado casuística F</i>	76
<i>Ilustración 56: Flujo de caja acumulado casuística F</i>	77
<i>Ilustración 57: Comparación de la energía producida anualmente entre las diferentes casuísticas</i>	79
<i>Ilustración 58: Comparación del ahorro económico anual, debido a la energía autoconsumida, entre las diferentes casuísticas</i>	80
<i>Ilustración 59: Comparación del ahorro económico anual, debido a la compensación de la energía excedentaria, entre las diferentes casuísticas</i>	81
<i>Ilustración 60: Comparación del ahorro económico anual total entre las diferentes casuísticas</i>	82
<i>Ilustración 61: Ahorro anual total en los 25 años de estudio, para cada una de las diferentes casuísticas, diferenciando ahorro debido al autoconsumo y ahorro debido a la compensación de excedentes</i>	83
<i>Ilustración 62: Comparación del flujo de caja acumulado entre las diferentes casuísticas</i>	84
<i>Ilustración 63: Comparación del retorno de la inversión de la instalación entre las diferentes casuísticas</i>	85

1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día, es muy común encontrarse a gente hablando de la fotovoltaica, de oír a gente decir que tiene placas fotovoltaicas en su casa o en su comunidad de vecinos o simplemente escuchar sobre el tema en las noticias, en definitiva, es un tema que está en boca y oídos de todos. Es cierto, por lo tanto, que todo el mundo pueda hablar sobre la fotovoltaica; pero ¿todo el mundo entiende sobre el tema? ¿es un tema fácil de manejar?

Para empezar, se debe saber que realizar una instalación fotovoltaica como tal, no es la obra de ingeniera más complicada ni muchísimo menos, es decir, una vez se tienen todos los datos para dimensionar o crear la planta es relativamente fácil realizar los pasos siguientes; la principal dificultad, está en la toma de datos y más que en la toma de datos en sí, en el acierto respecto a las estimaciones que se hacen de cara a los años posteriores a la instalación de la planta.

Parece que lo más difícil es realizar planos, análisis y cálculos de cableado o de cargas, elección de la estructura soporte para los módulos... pero como se ha citado anteriormente si se tienen unos buenos datos, lo siguiente no tiene demasiada complicación, que no significa que sea fácil.

En un mundo como el de hoy, acertar en un estudio de cara a cinco, diez o veinte años es sumamente complicado, los precios de la energía y de los excedentes varían de un día para otro con una facilidad abismal, ¡incluso de una hora para otra!, ya no es solo el tema de los precios, las marcas de módulos e inversores cambian sus productos con frecuencia, existen numerosas bases de datos para obtener información sobre la radiación y está no es totalmente predecible ni siquiera en las semanas, meses y años futuros, los datos de consumos pueden ser horarios, mensuales... y lo más importante de todo, una demanda para la cual se diseña una instalación fotovoltaica de autoconsumos, ¿es verídico que se vaya a mantener en el futuro?. Lo frecuente es que no.

Por lo tanto, lo que uno debe preguntarse antes de realizar una instalación fotovoltaica, en concreto, de autoconsumo, es una serie de cuestiones a las que a lo largo del proyecto se van a ir analizando; antes de ver dichas preguntas, debe saberse que nos tienen una respuesta única, de ahí la elevada dificultad citada anteriormente.

¿Cuál es el precio de la energía que se debe tomar?

¿Cuál es el precio de los excedentes que debo tomar?

¿A qué perfil de radiación se debe ceñir uno?

¿A qué perfil de consumo se debe ceñir uno?

¿Cuál es la relación precio/potencia que existe en una instalación fotovoltaica?

Y como se mencionó anteriormente, ¿existe un ajuste de la oferta y la demanda?

Una vez realizado el diseño de la instalación, ¿está bien hecho? ¿tengo la garantía de acertar siempre? ¿Cuál es su viabilidad? Se podrá observar que la respuesta a estas últimas preguntas es que no, ya que los periodos no cuadran con los datos de partida.

2 OBJETO

El objeto de este proyecto es analizar la influencia que tienen los datos necesarios para el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en el dimensionado y prestaciones de la instalación. Para conseguir este objetivo, se analizarán los datos necesarios, no siendo objeto del proyecto los datos en sí, sino la influencia de estos en la instalación; y finalmente se realizará un estudio de la influencia de la variación de dichos datos en una instalación tipo.

Los datos que se van a analizar son los siguientes:

- Relación de precios de la energía excedentaria y del autoconsumo
- Perfiles de consumo
- Perfiles de radiación solar
- Costes de inversión.

Una vez analizados los datos, tal y como se ha mencionado anteriormente, el proyecto tiene como objetivo, realizar un estudio de sensibilidad energético y económico de cómo la variación de los datos anteriormente citados, afectan a la viabilidad y a las prestaciones de instalación en cuestión, en diferentes escenarios o casuísticas para una instalación fotovoltaica tipo.

En el presente proyecto no se tendrán en cuenta las pérdidas por sombras ni suciedades que pudieran existir en una instalación. Además, no se contempla el uso de baterías en el estudio.

3 METODOLOGÍA

3.1 Instalaciones de Autoconsumo

El Real Decreto 244/2019 del 5 de abril [1], dicta que las modalidades de autoconsumo se reducen a dos. Estas dos modalidades son: “autoconsumo sin excedentes”, en el que en ningún momento se puede verter energía a la red y “autoconsumo con excedentes”, mediante las cuales si existe la posibilidad de verter energía a redes de distribución y transporte.

Si se habla del “autoconsumo sin excedentes”, se debe diferenciar por un lado el autoconsumo sin excedentes individual, pero también existe la posibilidad de acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes con compensación (colectivo).

En cambio, en el “autoconsumo con excedentes”, existen dos posibles escenarios. El primero de ellos se trata de autoconsumo con excedentes acogido a compensación; esto quiere decir que son instalaciones en las que el productor y el consumidor se acogen voluntariamente al sistema de compensación de energía excedentaria. Por lo tanto, si al finalizar cada uno de los periodos de facturación, el consumidor no ha consumido toda la energía producida, puede inyectarla a la red de distribución para que la comercializadora le compense económicamente por ello. Para poder acogerse a esta modalidad, el Real Decreto, establece que hay que cumplir una serie de condiciones que a continuación se citan[1]:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
- v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

Por otro lado, existe el autoconsumo con excedentes no acogido a compensación. En esta modalidad la energía excedentaria se vende directamente al mercado eléctrico. En este grupo se encuentran aquellas instalaciones que no cumplen los requisitos para poder pertenecer al mecanismo de compensación de excedentes o que, aún, cumpliéndolos, no han querido adherirse a ella.

Adicionalmente a la clasificación citada anteriormente, el RD 244/2019 también clasifica el autoconsumo en autoconsumo individual o autoconsumo colectivo. Esta clasificación se realiza en función de si son uno o varios los consumidores que están asociados a las instalaciones de producción. Además, una vez se encuentra una

instalación dentro del epígrafe “colectivo” o “individual” existe la diferenciación de acogerse a red interior o a través de red.

A todo lo citado anteriormente, se añade qué se puede diferenciar entre Instalación próxima en red interior o instalación próxima a través de red.

A modo de resumen se adjunta la siguiente tabla donde queda recogido todo lo anteriormente citado.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente

Tabla 1: Resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo.

Por último, aunque no aparezca en la tabla anterior, las instalaciones de autoconsumo también se pueden clasificar en función del uso de almacenamiento (baterías). Es decir, hay instalaciones que utilizan baterías para almacenar la energía y otras que no utilizan el almacenamiento.

Como se ha puesto de manifiesto, la casuística existente es muy diversa, por lo que a la hora de empezar a diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo el simple hecho de escoger a qué posibilidad de autoconsumo se va a acoger uno, presenta una gran variedad de opciones.

3.2 Análisis de los datos

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica para el autoconsumo, hay que tener en cuenta una serie de datos. Entre estos datos podemos diferenciar dos grupos, en primer lugar, los datos intrínsecos de los equipos como la potencia del inversor, el tipo de módulo, la sección del cableado, el tipo de estructura... Por otro lado, se encuentra el precio de la energía, tanto consumida como excedida; el recurso solar, el precio de la instalación, el perfil de la demanda. Este segundo grupo de datos presentan cierta complejidad debido a la gran cantidad de casuísticas que pueden aparecer.

3.2.1 Precios de la Energía Excedentaria y el Autoconsumo

Respecto a los precios de la energía, en el mundo del autoconsumo fotovoltaico hay que tener presente una serie de aspectos, todos ellos de alguna manera o de otra van a influir en cómo afecta este dato a los resultados.

3.2.1.1 Tarifa que se tiene contratada y contratos.

Es sumamente importante conocer que actualmente en España, el mercado tarifario eléctrico es un mercado libre. Al tratarse de un mercado libre, el precio lo fija la empresa con acuerdo del usuario, que se encarga de publicitarlo y ponerlo en el contrato. Es decir, el precio del kWh en el mercado libre es el que se ha fijado en el contrato. Es cierto, como antes se ha comentado, que el mercado tarifario eléctrico es libre, pero hay un pequeño matiz; es libre pero no está totalmente liberalizado. Existe una tarifa que está regulada, la PVPC. A modo de ejemplo, más adelante se explicarán las tarifas 2.0 TD y la tarifa 3.0.

3.2.1.2 Tipos de ahorros en la factura eléctrica

Si se habla de precios, se debe de hablar de la factura que un usuario paga por el consumo de energía. Cada una de estas facturas son diferentes.

Habrà que diferenciar los tipos de impuestos que pueden aparecer, así como el precio de la energía que cada usuario se está pagando:

En primer lugar, los diferentes tipos de impuestos.

- El impuesto de electricidad, qué, dentro de la factura, aplica al total de los epígrafes de término de potencia y energía, con sus correspondientes reducciones por excedentes en el caso de que éstos se compensen... eso sí, todo usuario debe pagar este impuesto.
- Por otro lado, aparece el IVA. Éste, aplica al final de la factura al total, según el tipo de cliente. Este último matiz, es muy importante. Su importancia recae en que, en función del tipo de usuario, el IVA o sus reducciones son aplicables o no; es decir, si un usuario no paga IVA, evidentemente no podrá después acogerse a las reducciones que éste suponga en la factura.

En segundo lugar, el precio de la energía que un usuario deja de pagar en la factura por el hecho de autoconsumir es diferente en función de dos parámetros:

- En función de la tarifa que se tiene contratada (ya explicadas anteriormente) se podrá ahorrar más o menos. Es decir, si en una tarifa el precio de la energía consumida es más caro; si ese valor se deja de pagar; a nivel económico total, se dejará de pagar más dinero, por lo que se puede entender que el ahorro es mayor.
- Por último, este precio puede ser diferente por el simple hecho de que el usuario disponga de una peculiaridad. Esta peculiaridad puede ser por ejemplo que el usuario disponga de un bono social.

3.2.1.3 Compensación de la energía y balance energético

En España actualmente no existe balance energético entre la energía producida por la instalación fotovoltaica y vertida a la red con la adquirida de la red. De acuerdo con el RD 244/2019, se permite un balance energético horario, de tal manera que, si dentro de una hora se ha producido 1 kWh fotovoltaica y se han consumido 5 kWh, se admite un balance neto de 4 kWh, independientemente del instante dentro de esa hora donde se ha producido o consumido la potencia eléctrica. En periodos más amplios de la hora no se permite el balance energético. En ese caso, los excedentes vertidos a la red son valorados a un precio horario distinto y menor que el precio de compra de la red de este. En periodos de un máximo de 30 días, se realiza un balance económico en el cual se cuantifica por parte de la compañía comercializadora el coste de la adquisición de la energía procedente de la red. Además, cuantifica económicamente el precio de la energía vertida a la red. Si el precio total de la energía (sin contar peajes y cargos) es superior o igual al precio de los excedentes, se resta de la factura la cuantización económica de los excedentes. Por el contrario, Si el precio total de la energía (sin contar peajes y cargos) es inferior al precio de los excedentes, se resta de la factura sólo el precio de la energía total adquirida.

Sin embargo, dentro del mercado libre, existen empresas comercializadoras que están ofertando opciones como compensar toda la energía, incluido el término de potencia, ofertar baterías virtuales, compensar en un domicilio con la energía producida en otro domicilio del mismo titular, etc...

Además, existe interés gubernamental en ampliar las posibilidades de estas instalaciones con ampliaciones de distancias para instalaciones de autoconsumo. Por ejemplo, recientemente se ha ampliado de 500 m a 2000 m y existe un borrador para el desarrollo de comunidades energéticas de energías renovables y comunidades energéticas ciudadanas.

Estos aspectos amplían mucho la casuística en este tipo de instalaciones.

3.2.1.4 Ejemplos de diferentes tarifas.

La nueva **tarifa 2.0 TD** del PVPC sustituye a las dos existentes previamente por una única la cual se distribuye en tres periodos horarios variando así la aplicación de peajes y cargos regulatorios:

- Periodo Punta, en el que tanto peajes como cargos regulados tendrán un precio más elevado.
- Periodo Llano, hablamos de un precio intermedio.
- Periodo Valle, periodo en el que tanto cargos como peajes tienen un valor inferior. [2]



Ilustración 1: Distribución de los periodos horarios[2]

En la ilustración 1 se puede observar cómo existen unas horas o periodo denominados punta, llano y valle; pero, se observa en la ilustración 2 como actualmente la distribución horaria de precios se ha distorsionado totalmente.

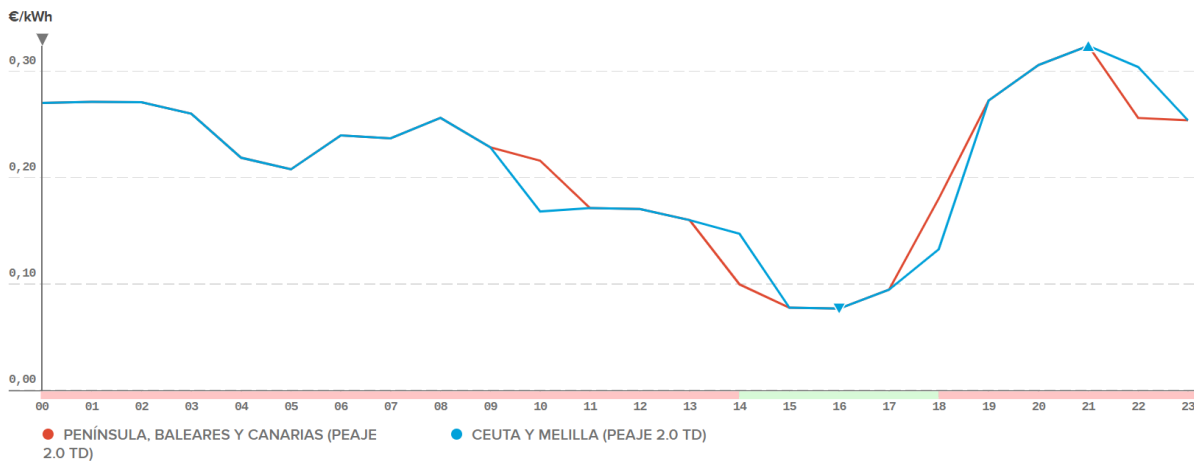


Ilustración 2: Término de facturación del PVPC el día 27/09/2022 [3]

Como se ha citado en la parte superior de la ilustración, se puede observar una gran distorsión respecto a los periodos punta, llano y valle y no se cumple la distribución de precios que debería existir.

Para terminar de entender bien la tarifa 2.0 TD, es indispensable saber que el PVPC se define como los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su metodología de cálculo queda recogida en el Real Decreto 216/2014. De acuerdo con lo que se estableció en este Real Decreto, REE publica a las 20:15 los precios horarios para el día próximo.

Esta curva de precios horarios resulta de la suma de las curvas del coste de producción de la energía, los pagos por distribución y por peajes de transporte, así como los que provienen de la energía consumida. A su vez, el coste de producción se compone de:

- Precio horario resultante del mercado diario de energía operado por el OMIE
- Servicios de ajuste gestionados en este caso por REE
- Otros

Por otro lado, el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC), se trata, según ESIOS [4]: *“del precio horario de la energía excedentaria vertida a la red por las instalaciones de generación de los consumidores que dispongan un contrato de suministro al PVPC con una comercializadora de referencia, y estén acogidos al mecanismo de compensación simplificada definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019 del 5 de abril.”*

Por otro lado, existe otra tarifa denominada **Tarifa 3.0 TD** que ha sustituido a la que venía a denominarse Tarifa 3.0 A, uno de los principales cambios es que pasa a tener seis periodos en potencia y 6 periodos en energía. Centrándonos en sus características cabe mencionar:

- Consta de seis términos de potencia contratada, así como de energía.
- La tensión de suministros es inferior a 1 kV.
- La potencia contratada es superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios.
- Las potencias contratadas en los diferentes periodos deben cumplir que la potencia contratada de un periodo P+1 deberá ser siempre superior o igual a la del periodo P.

La Tarifa 3.0TD tiene una discriminación horaria de seis periodos horarios (P1 a P6) en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día, tanto en potencia como en energía.

Las temporadas para la península son:

- Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre
- Temporada media alta: marzo y noviembre
- Temporada media: junio, agosto y septiembre
- Temporada baja: abril, mayo y octubre

Los tipos de días se clasifican de la siguiente forma:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
- Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero y festivos nacionales no sustituibles.[5]

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 2: Resumen anual que muestra el periodo aplicable para cada hora de cada día del mes.[5]

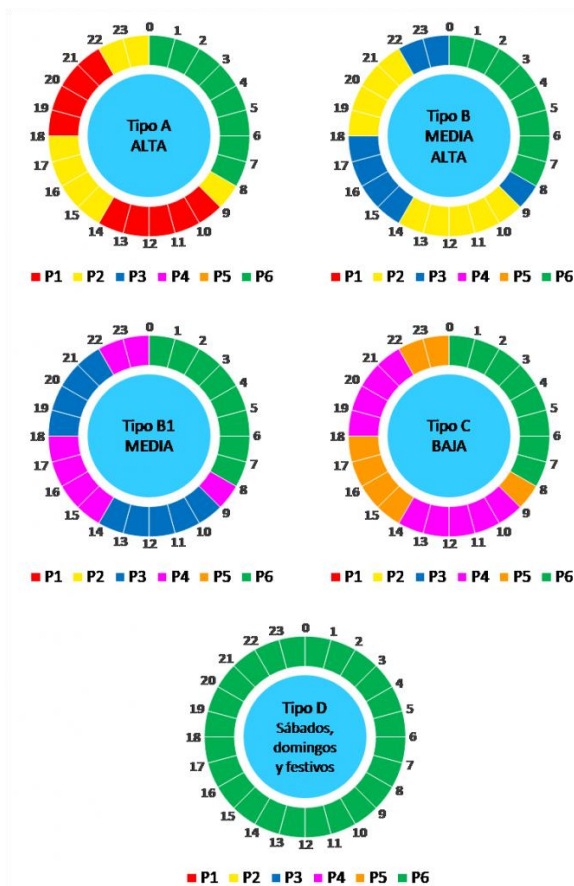


Ilustración 3: Periodos horarios a aplicar en función del tipo de día.[5]

3.2.2 Perfiles de Consumo

El perfil de consumo es la curva que representa la energía que se ha consumido durante un cierto periodo de tiempo. Puede ser horario, mensual, anual... Es una variable muy importante a la hora de diseñar una instalación, presenta multitud de posibilidades y puede tener mucha influencia en la rentabilidad de la instalación. La importancia de este dato se debe a:

- Contribuye a determinar el tamaño de la instalación fotovoltaica.
- Determina los flujos de energía autoconsumida, excedentaria y consumida de la red, a lo largo de la vida útil de la instalación FV.

El principal dilema respecto a este dato es conocer su valor a lo largo de los años; y por lo tanto, aquí recae la importancia de predecir de cara al futuro.

Además de la importancia citada anteriormente, se debe saber que, mediante este dato se debe definir la inclinación y la orientación de los módulos de la instalación. Una vez se ha realizado el diseño de la instalación ciñéndose a un perfil de consumo, si este perfil cambia, todo lo realizado con anterioridad carece de sentido.

Si se cuenta con datos de consumo anuales, esto va a fijar la producción anual de la instalación y eso viene marcado por la inclinación de los módulos.

En cambio, si los datos que se tienen son horarios lo que se fija es la orientación, por ejemplo, si la mayor parte del consumo de una vivienda se produce durante la tarde la orientación óptima para ajustarse a ese consumo sería una orientación hacia el Oeste.

Por otro lado, los diferentes perfiles de consumo existentes presentan una gran influencia en la cantidad de energía que se va a autoconsumir, la cantidad de energía que se va a compensar como energía excedentaria y la cantidad de energía que se va a desaprovechar. Para ello se deben diferenciar dos tipos de franjas en el día junto con sus respectivos consumos:

- la franja diurna (fija la cantidad que se va a autoconsumir sin el uso de baterías)
- la franja nocturna (junto con el diurno, mantiene la posibilidad de compensar excedentes)

El consumo nocturno se puede combatir mediante tres posibles soluciones:

- Trasladar al periodo diurno los consumos que sean posibles.

Si existen consumos que son imposibles de modificar:

- En el caso de disponer espacio suficiente, un alto consumo nocturno se puede paliar con la compensación de excedentes producidos durante el día; es decir, sobredimensionando la planta.
- En cambio, en el caso de no disponer de espacio suficiente para sobredimensionar la planta, un alto consumo nocturno, se podría reducir con la implantación de baterías.

Electrificar más la vivienda o instalar una bomba de calor para el agua caliente son algunas de las soluciones que se están empleando últimamente en el caso de que la cantidad de energía excedentaria producida sea muy elevada.

Al ser una casuística muy variable, lo que el cliente debe hacer es modificar su estilo de vida dentro de lo posible para que esa adaptación pueda permitirle el mayor aprovechamiento posible de la instalación fotovoltaica.

3.2.3 Recurso Solar

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se denomina radiación global descomponiéndose ésta en la suma de radiación directa, radiación difusa y la radiación reflejada; a continuación, se observan sus definiciones:

- Radiación directa: Es aquella que llega a un determinado lugar procedente del disco solar.
- Radiación difusa: Es aquella que llega a un determinado lugar procedente de toda la bóveda celeste, exceptuando el disco solar.
- Radiación reflejada: Como su propio nombre indica, es la reflejada por la superficie terrestre. Su

cantidad depende del albedo o coeficiente de reflexión de la superficie.

- Radiación global: Es la suma de las tres anteriores. Es el total de radiación que llega a un lugar determinado.

La última de las cuatro, la radiación global, es aquella de la que se nutre la fotovoltaica sin concentración

El objeto de este trabajo no pasa por analizar y estudiar minuciosamente las diferencias existentes entre las diferentes bases de datos. Sí es cierto que se debe saber que para comparar bien diferentes bases de datos habría que tomar los mismos años, o tomar el año meteorológico tipo como referencia; en definitiva, tomar la misma referencia para todos los casos.

Es sumamente importante, saber que la radiación solar varía todos los años, meses, días... Por lo tanto, es imposible conocer este dato a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Para poder cuantificar esta variable, existen diversas bases de datos que pueden facilitar el valor de la radiación global. Es cierto que no todas ellas coinciden en valores debido a que unas pueden aparecer sobredimensionadas y otras, sin embargo, mostrar valores más pequeños. Estos valores de radiación son referidos a años o referidos a años Meteorológicos Tipo.

Al igual que no todas las bases de datos muestran los mismos valores; cada base de datos tampoco suministra los mismos valores año tras año. Por lo tanto, al no tener una base de datos que nos garantice al 100% que el valor sea el correcto, y al no saber si el año escogido es representativo o no, aparece una casuística muy amplia, de ahí la dificultad en acertar en los próximos cinco, diez, veinte... años. Es decir, que, aunque se dispongan de datos de diferentes de bases de datos, nunca se tiene la garantía de estar completamente en lo cierto. Para aproximarse de la mejor manera posible, la ciencia recurre al año meteorológico tipo. Éste es fruto de un análisis estadístico de veinte o veinticinco años anteriores, pero nadie puede corroborar que los próximos años se comporten como los ya pasados.

Para entender esto, posteriormente se mostrarán una serie de gráficas donde se han recogido los datos de radiación solar sobre superficie horizontal en diferentes emplazamientos y usando diferentes bases de datos. Hay algunas de estas bases de datos o aplicaciones que permiten obtener la información para un cierto ángulo de inclinación del panel; se ha escogido finalmente sobre plano horizontal ya que no todas permiten la elección del ángulo.

A modo de ejemplo, la mayoría de las bases de datos que proporcionan la información suelen permitirte escoger el año del que se está extrayendo los datos, en cambio, algunas de ellas como METEONORM 8.0 muestran los resultados en referencia al año meteorológico tipo o a un año y por ejemplo a través de la base de datos de la ETSI se pueden obtener ambos, los datos tratados de los últimos años, así como los datos tratados del año meteorológico tipo para el caso de Sevilla.

3.2.4 Coste de inversión de la instalación fotovoltaica

Los costes de inversión de una instalación fotovoltaica se pueden agrupar según diferentes criterios.

En primer lugar, se puede diferenciar entre costes de materiales, de mano de obra y administrativos.

Los costes de materiales, sin tener en cuenta su montaje, se refieren a los costes intrínsecos de los equipos que componen una instalación fotovoltaica. Respecto a los costes de montaje, se incluyen los costes relacionados con las labores de mano de obra. Por último y dentro de esta clasificación se encuentran los costes administrativos, éstos incluyen todos aquellos costes relacionados con permisos, certificados, horas de estudio...

Por otro lado, podemos diferenciar los costes fijos de los variables. Para esta diferenciación, hay que tener en cuenta que estos costes se analizan como una relación de coste/potencia de la instalación. Los costes fijos, a diferencia de los costes variables, no se ven modificados por la potencia de la instalación, es decir, a medida que una instalación presenta una potencia mayor o menor, estos costes son constantes. Los costes variables forman parte de una economía de escala que hace que al variar la potencia éstos tiendan a aumentar o disminuir.

Coste Materiales	Coste Montaje		Costes Administrativos
Costes Variables	Costes Fijos	Costes Variables	Costes Fijos
Módulos			Horas Ingeniería
Inversor			Certificados
Baterías			Tramitación
Cableado			
Estructura			
Elementos Auxiliares			

Tabla 3: Clasificación de costes en una Instalación Fotovoltaica

En la tabla 3 se puede observar la clasificación descrita anteriormente, donde los costes de materiales se consideran todos variables mientras que, por el contrario, los costes administrativos se consideran fijos.

Dentro de los costes variables no todos son linealmente proporcionales a su tamaño o potencia. Como se verá posteriormente esto tiene una gran influencia en el tamaño “óptimo” de la instalación fotovoltaica.

3.3 Método de Diseño

A la hora de realizar los cálculos de producción de una instalación fotovoltaica, existen programas como PVSYST que permiten realizar dichos cálculos con mucha precisión.

Debido a que el objeto de este trabajo no es el de hacer un cálculo minucioso de la producción de una instalación se ha optado por utilizar una fórmula, que de manera aproximada pueda mostrar unos valores que se aproximen en cierta medida a la realidad.

Con todos los datos obtenidos, se van a implementar éstos en diversas aplicaciones, y la metodología a seguir va a ser la siguiente: consistirá en ir variando algunos datos mientras los demás quedan fijos y así poder observar cómo afectan éstos al diseño de la instalación.

La producción de la instalación se obtendrá según la expresión siguiente:

$$P = P_{pico} * h_{sp} * (1 - \beta * (T_p - 25)) * PR$$

Dónde:

- Degradación es la degradación anual de las prestaciones de la instalación.
- P_{pico} es la potencia pico de la instalación.
- h_{sp} es la radiación incidente [kWh/m²h].
- β es el coeficiente con valor 0,0045.
- PR adopta un valor de 0,8. Este valor se ha mantenido constante en la fórmula de producción horaria; aunque después se ha analizado la variación del PR de la instalación.
- T_p es la temperatura del panel y se calcula como sigue: $T_p = T_a + \frac{T_{ONC}-20}{1000} * I$

Dónde a su vez:

- o T_a es la temperatura ambiente.
- o TONC es la temperatura de operación nominal del módulo y presenta un valor de 45°C.
- o I equivale a la radiación incidente [W/m²].

4 METODOLOGÍA EMPLEADA

Una vez explicados los diferentes tipos de datos y la gran casuística que puede aparecer en algunos de ellos, se va a explicar cómo se han tratado e investigado aquellos datos que se consideran que más pueden influir en las prestaciones de una instalación fotovoltaica. Entre estos datos se encuentra el precio de la energía consumida, así como el de la energía excedida, el perfil de consumo, el recurso solar y el coste de inversión de las instalaciones.

Es muy importante tener presente que los datos analizados pueden no formar parte de una instalación y por lo tanto no aplican para dicha instalación. Esto se ve muy claramente a la hora de hablar del precio de la energía excedentaria, ya que, si la instalación se acoge según la clasificación del RD 244/2019, a instalaciones de autoconsumo sin excedentes, evidentemente, este análisis no tendría sentido.

Todo este estudio, permitirá posteriormente, concretamente en el capítulo 5, realizar una implementación para ver cómo influyen estos datos en el diseño de una instalación cuando se toman unos valores u otros.

4.1 Precios de la Energía Excedentaria y la Energía Consumida

Debido a que actualmente en España, el mercado tarifario eléctrico es libre pero no está totalmente liberalizado, se ha decidió analizar la tarifa del PVPC.

Se ha analizado los precios de la energía excedentaria y de la energía consumida según la tarifa del PVPC. En concreto se ha escogido el período comprendido entre el 1 de junio de 2021 hasta el 31 de mayo de 2022 siguiendo la siguiente metodología.

En primer lugar, se han obtenido los datos del precio de la energía excedentaria para el autoconsumo [4] así como el precio de la energía consumida [6] según la tarifa del PVPC, a través de ESIOS, dichos datos se han obtenido en base horaria.

Una vez se tienen los datos en base horaria de un año completo, se han agrupado por meses, y dentro de la agrupación de cada mes, se han agrupado en horas: Por lo tanto, se han sumado hora a hora los valores de los 28, 30 o 31 días que tiene un mes (se suman los valores de las 00:00 de todos los días de un mes, después los valores de todos los días de las 01:00... y así con doce meses). Finalmente se obtiene una tabla de doce columnas (los doce meses) y 24 filas (las 24 horas de cada día). Para obtener finalmente cada uno de los precios medios horarios mensuales, se divide por el número de días del mes en cuestión.

Además de poder ver en posteriores ilustraciones de estos precios, es muy interesante analizar el porcentaje medio mensual de los precios de la energía excedentaria respecto a la consumida en la tarifa del PVPC.

Los resultados que se podrán apreciar en el punto 5 serán un total de tres ilustraciones y una tabla. Como aporte adicional se mostrará en un Anexo la evolución mensual para poderse observar con más detalle.

4.2 Recurso Solar

Respecto al recurso solar, ya en el capítulo 3, se pudo observar la dificultad que acarrea estimar este dato para los próximos años. Esto se debe a diversos motivos como saber qué bases de datos son fiables, qué años escoger... y, por otro lado, la amplia casuística que existe.

Como ya se indicó, el objeto de este trabajo no es realizar un análisis exhaustivo de la radiación; por ello, se ha decidido analizar una serie de bases de datos para poder tener una idea de cómo influyen estas en una instalación y cómo difieren éstas unas de otras.

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, lo más correcto y más preciso es escoger unos datos de radiación horarios; muchos especialistas, en su día a día se ciñen a datos mensuales y ni siquiera tienen en cuenta el año que escogen (si es el año anterior, cinco años atrás, el año meteorológico tipo...).

Por ello, se ha obtenido información mensual de diferentes bases de datos, esta información se ha graficado para poder ser evaluada. Los emplazamientos escogidos, así como las bases de datos escogidas han sido los siguientes:

		ETSI	C. PORTACELI	C.SAN ESTANISLAO DE KOTSKA	ESTADIO JUEGOS MEDITERRÁNEO
EMPLAZAMIENTO	CIUDAD	SEVILLA	SEVILLA	MÁLAGA	ALMERÍA
	LATITUD	37,412	37,383	36,721	36,84
	LONGITUD	-6,001	5,977	-4,361	-2,435
BASES DE DATOS	PVGIS SARAH	✓	✓	✓	✓
	PVGIS - SARAH2	✓	✓	✓	✓
	PVGIS-ERA 5	✓	✓	✓	✓
	NASA	✓	✓	✓	✓
	AAE	✓	✓	✓	✓
	PVSYST - NASA SSE	✓	✓	✓	✓
	PVSYST - METEONORM 8.0	✓	✓	✓	✓
	PVSYST - PVGIS TMY	✓	✓	✓	✓
ETSI	✓	✗	✗	✗	

Tabla 4: Emplazamientos y bases de datos escogidas para obtener datos de radiación.

De las bases de datos que se observan en la tabla, la mayoría (PVGIS SARAH, PVGIS – SARAH 2, NASA...) dejan escoger el año del que se obtienen los datos. En cambio, algunas como PVSYST-METEONORM 8.0 proporciona sus datos en referencia al año meteorológico tipo y otras como la base de datos de la Escuela Superior Técnica de Ingeniería (ETSI) los proporciona en referencia al año meteorológico tipo o escogiendo el año elegido.

En el capítulo 5, se observarán los resultados obtenidos mediante tablas.

4.3 Coste de Inversión de la Instalación Fotovoltaica.

Una vez definidos los criterios en los que se pueden dividir los costes de inversión de una instalación fotovoltaica, se va a analizar aquellas partes de una instalación cuya relación coste/potencia se ha considerado que puede tener tendencias interesantes.

Entre estas partes, se puede destacar el inversor, los módulos, las estructuras y el montaje.

Respecto a los módulos y el inversor se ha buscado precios actuales (a día 29 de abril de 2022) y se han graficado para poder analizar sendas tendencias.

Por otro lado, se analizará el porcentaje que supone el coste de cada una de las partes de una instalación fotovoltaica respecto al total del coste de la instalación. Se observará que también estos porcentajes se ven afectados por la potencia de la instalación.

5 RESULTADOS

En este capítulo, se mostrarán los resultados obtenidos así como los análisis realizados de los datos citados a lo largo del proyecto y de las aplicaciones a las que se les han implementado esos datos para ver cómo influyen los datos en el dimensionado de la instalación.

5.1 Resultado de los Datos

5.1.1 Precios de la Energía Excedentaria y de la Energía Consumida

A continuación, se muestra un gráfico que muestra el precio horario mensual de la energía consumida en tarifa PVPC, se detalla la evolución de los meses comprendidos entre junio 2021 y mayo 2022 ambos inclusive.

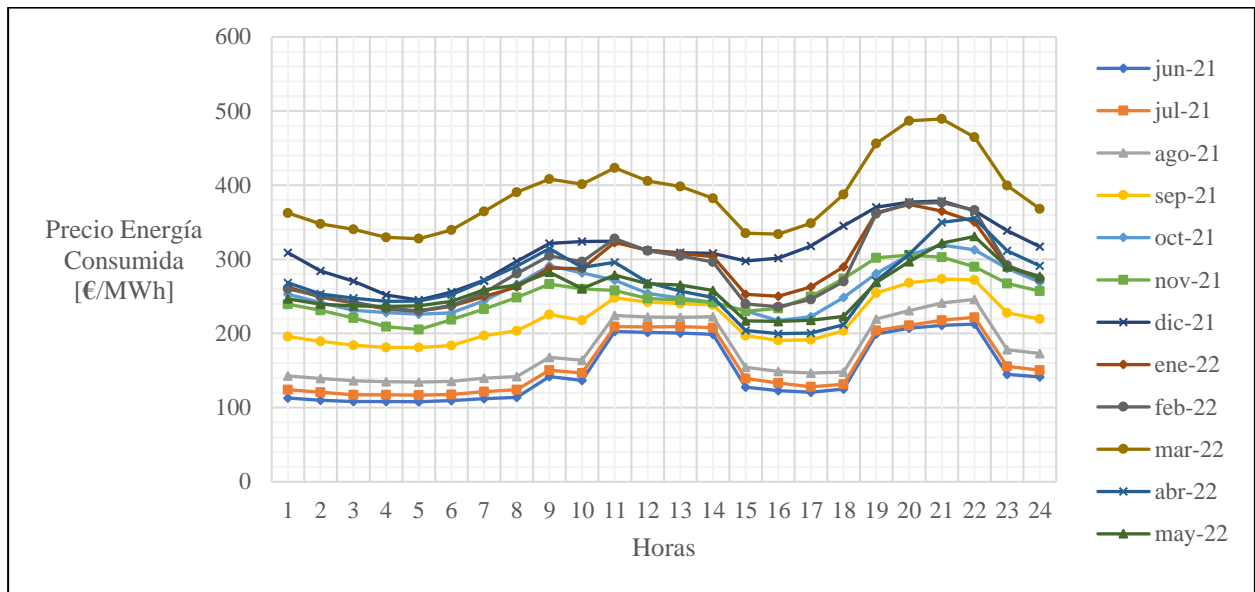


Ilustración 4: Precio horario mensual de la Energía Consumida en tarifa PVPC

Se puede observar que existen dos jorobas, la primera de ellas alrededor de las 10:00 horas mientras que la segunda ocurre alrededor de las 21:00 horas. Este dato es relevante, ya que, en la primera joroba, la fotovoltaica sí puede afectar positivamente

Si se continúa analizando la gráfica, se puede observar como la tendencia de precios de la energía consumida ha ido en aumento en este periodo, ya que, si nos fijamos meses como junio, julio y agosto de 2021 se encuentran en la parte inferior del gráfico mientras que meses como mayo y abril de 2022 se encuentran por encima; también se puede observar el gran salto de precios que apareció en marzo de 2022.

Al igual que se ha mostrado una evolución de la energía consumida en la tarifa del PVPC, a continuación, se va a mostrar una evolución de la energía excedentaria en la misma tarifa, la del PVPC, y durante las mismas fechas junio 2021 – mayo 2022.

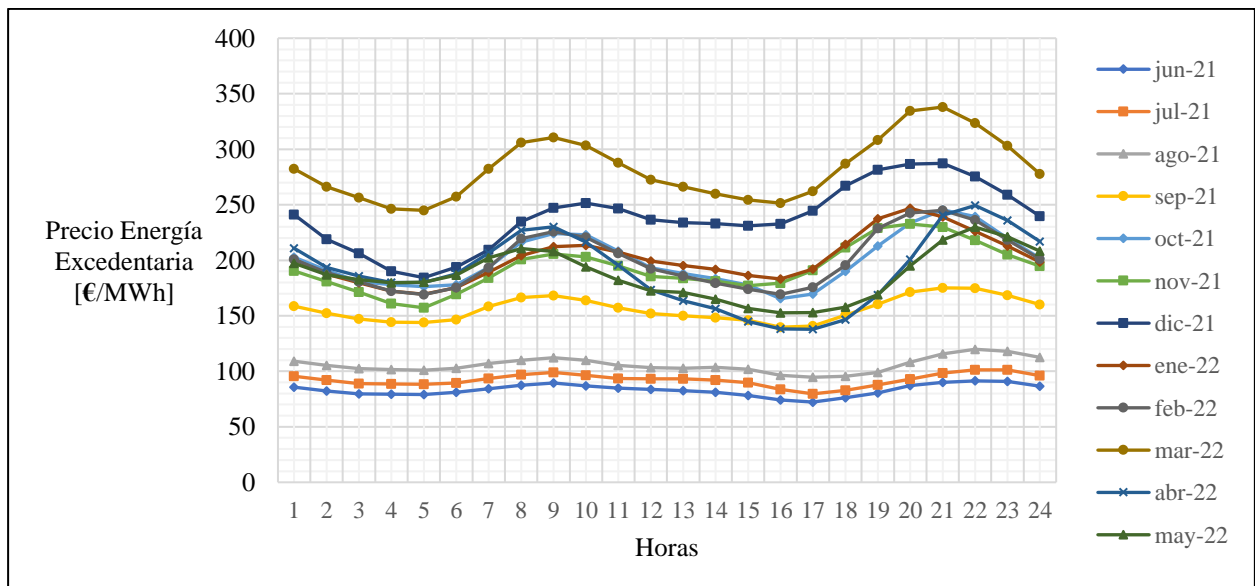


Ilustración 5: Precio medio horario mensual de la Energía Excedentaria en tarifa PVPC

Se observa en la ilustración 5, cómo las variaciones son menos acusadas que en la ilustración 4. Por otro lado, aunque esas variaciones sean menos acusadas, van aumentando a medida que va pasando el tiempo, es decir; en junio de 2021 la curva es prácticamente constante y en cambio en meses posteriores las oscilaciones son mayores. Cabe destacar, el despunte que aparece en marzo al igual que ocurría con el precio medio horario mensual de la energía consumida.

Por último, para relacionar las dos ilustraciones anteriores, se va a graficar y tabular el porcentaje medio mensual de precios horarios mensuales de la energía excedentaria respecto a la consumida en tarifa del PVPC.

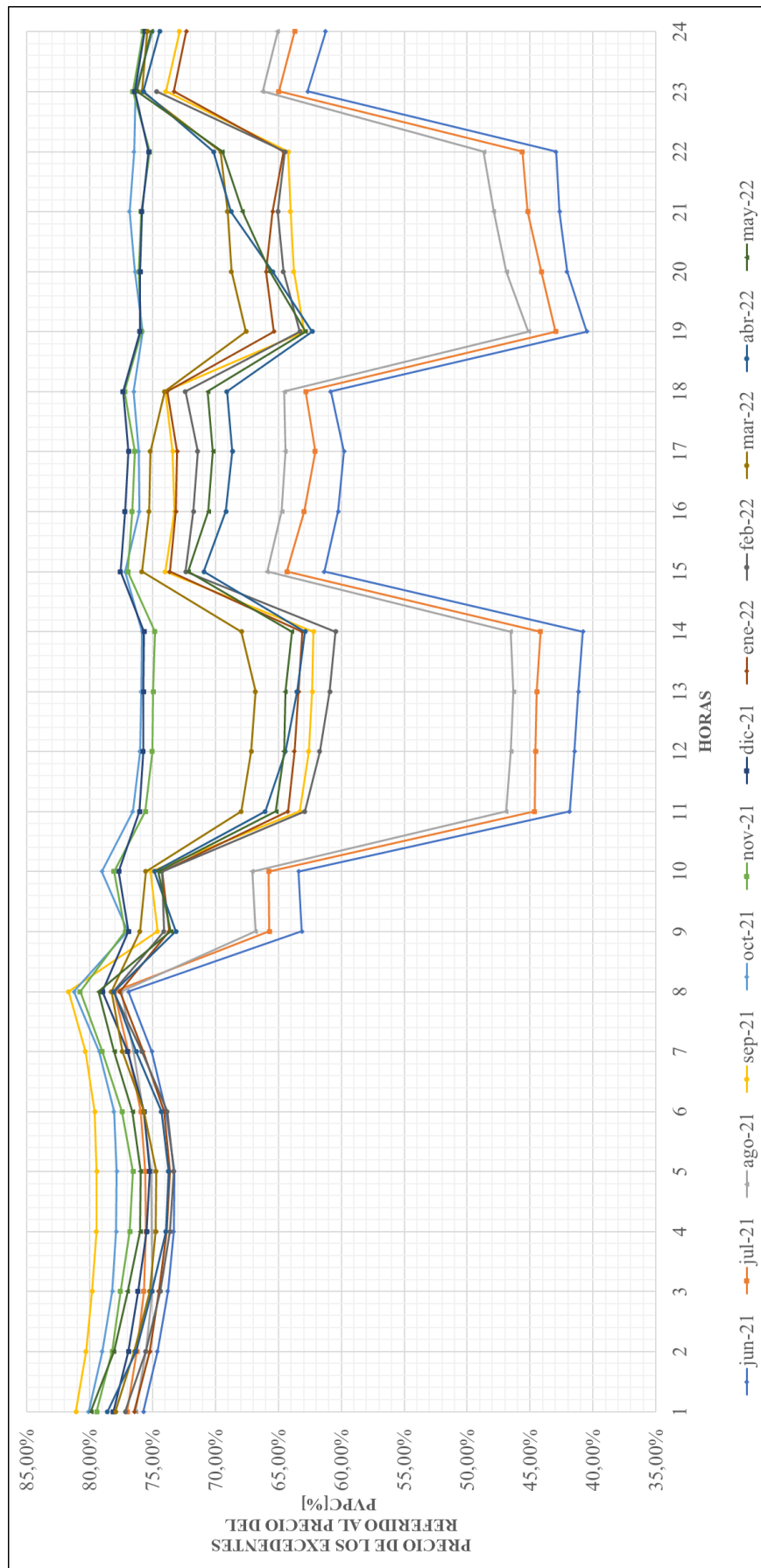


Ilustración 6: Porcentaje medio mensual de precios horarios mensuales de la energía excedentaria respecto a la consumida en tarifa PVPC

En la ilustración 6, se puede observar que en las horas valle, el ratio es mayor ya que los valores de los precios son más próximos entre sí, mientras que en las horas punta el ratio disminuye ya que los valores de los precios son más distantes, esto ocurre en todos los meses excepto en junio de 2021. Además, Se puede observar que en el segundo periodo valle, es decir, por la tarde, se vuelve a estabilizar la gráfica, pero sin llegar a la misma estabilidad que en el periodo valle diurno. El análisis debe ser más detallado en las horas solares, es decir, de 10 a 20 horas y se puede observar cómo los meses siguen una evolución similar, pero de diferente intensidad.

Por último, para acompañar la ilustración 6 se añade una tabla para poder visualizar mejor los valores obtenidos.

% Exc / PVPC	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22
0:00	75,74%	77,03%	76,35%	81,08%	80,10%	79,44%	78,12%	76,45%	77,19%	77,94%	78,60%	79,92%
1:00	74,61%	76,25%	75,55%	80,30%	78,99%	78,22%	76,92%	75,20%	75,56%	76,46%	76,33%	78,09%
2:00	73,81%	75,69%	75,04%	79,81%	78,21%	77,55%	76,18%	74,51%	74,40%	75,25%	75,05%	76,99%
3:00	73,33%	75,51%	75,05%	79,48%	77,90%	76,82%	75,48%	73,89%	73,61%	74,74%	73,94%	76,00%
4:00	73,29%	75,58%	75,11%	79,43%	77,85%	76,56%	75,24%	73,64%	73,34%	74,72%	73,75%	75,95%
5:00	73,93%	75,95%	75,73%	79,61%	78,09%	77,43%	75,68%	74,09%	73,84%	75,71%	74,32%	76,59%
6:00	75,05%	76,95%	76,53%	80,34%	79,23%	79,01%	76,99%	75,75%	75,86%	77,42%	76,30%	78,04%
7:00	76,90%	78,05%	77,51%	81,68%	81,25%	80,77%	78,97%	77,62%	78,14%	78,29%	78,08%	79,29%
8:00	63,14%	65,71%	66,84%	74,63%	76,97%	77,17%	76,91%	73,70%	74,11%	76,02%	73,16%	73,56%
9:00	63,40%	65,76%	67,09%	75,17%	79,03%	78,09%	77,68%	74,27%	74,26%	75,56%	74,84%	74,55%
10:00	41,85%	44,65%	46,91%	63,29%	76,57%	75,57%	76,05%	64,26%	62,90%	67,97%	66,06%	65,21%
11:00	41,48%	44,56%	46,53%	62,61%	76,02%	75,04%	75,77%	63,74%	61,72%	67,18%	64,46%	64,56%
12:00	41,17%	44,47%	46,34%	62,32%	75,92%	74,95%	75,73%	63,40%	60,93%	66,82%	63,53%	64,46%
13:00	40,82%	44,17%	46,55%	62,21%	75,83%	74,84%	75,68%	63,13%	60,47%	67,93%	62,89%	63,94%
14:00	61,37%	64,34%	65,91%	73,99%	77,17%	76,97%	77,57%	73,65%	72,39%	75,87%	70,92%	72,17%
15:00	60,24%	62,95%	64,75%	73,25%	76,08%	76,63%	77,19%	73,16%	71,76%	75,28%	69,17%	70,57%
16:00	59,78%	62,09%	64,46%	73,40%	76,11%	76,43%	76,92%	73,04%	71,41%	75,20%	68,67%	70,21%
17:00	60,84%	62,83%	64,54%	73,98%	76,50%	77,22%	77,36%	73,84%	72,39%	74,06%	69,11%	70,62%
18:00	40,49%	42,98%	45,14%	62,97%	75,81%	75,89%	76,01%	65,35%	63,29%	67,57%	62,31%	62,86%
19:00	42,07%	44,10%	46,90%	63,79%	76,41%	76,10%	75,99%	65,98%	64,62%	68,73%	65,46%	65,69%
20:00	42,66%	45,18%	47,90%	64,05%	76,83%	75,90%	75,86%	65,48%	65,05%	69,06%	68,75%	67,85%
21:00	42,95%	45,64%	48,70%	64,23%	76,48%	75,24%	75,32%	64,58%	64,48%	69,58%	70,16%	69,47%
22:00	62,69%	64,98%	66,27%	73,96%	76,36%	76,59%	76,41%	73,31%	74,70%	75,84%	75,72%	76,23%
23:00	61,26%	63,70%	65,08%	72,86%	75,02%	75,75%	75,63%	72,33%	73,38%	75,42%	74,45%	75,11%

Tabla 5: Relación horaria mensual entre precios la energía excedentaria y del PVPC

Tras todo esto, y habiéndose visto la dificultad que acarrea conocer estos datos de cara al futuro, se pueden diferenciar tres escenarios distintos a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica respecto a qué precio de la energía y de los excedentes se escoge.

- Escenario Optimista. El precio de la energía excedentaria supone un 90% del precio del PVPC.
- Escenario Real. El precio de la energía excedentaria y del PVPC es el mismo que se ha analizado.
- Escenario Pesimista. El precio de la energía excedentaria supone un 20% del precio del PVPC.

Además de todo lo mencionado, puede suceder un escenario bastante llamativo. Se trata de una situación en la que, debido al precio de la energía excedentaria, el usuario debe pagar por verter a la red. En la siguiente ilustración se puede observar cómo el precio de la energía excedentaria, toma valores negativos.

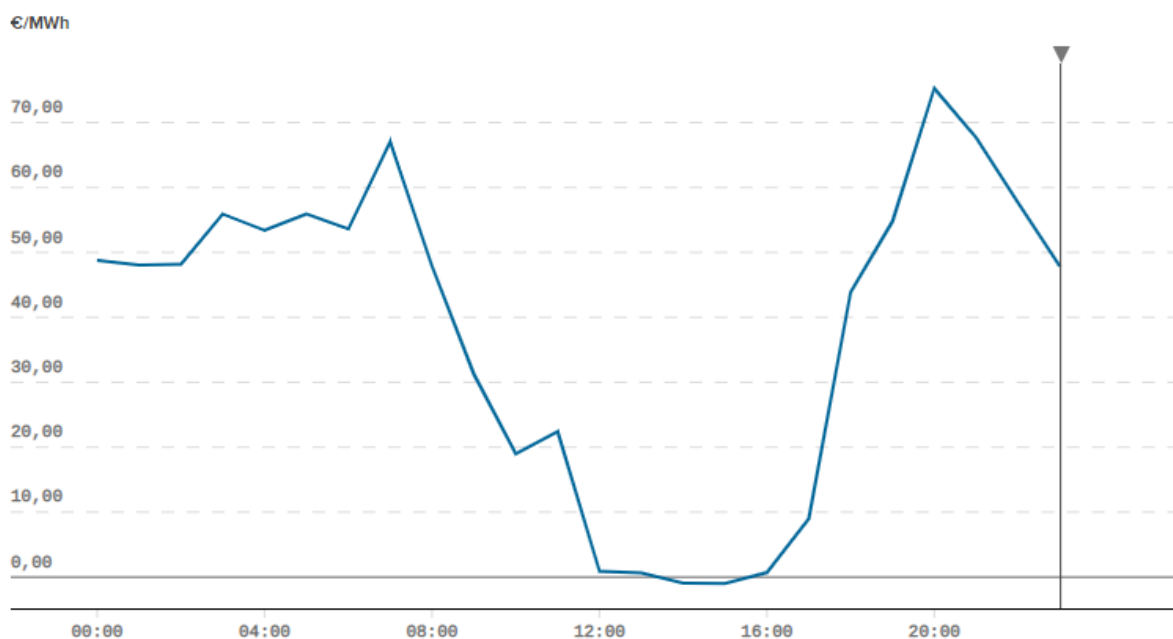


Ilustración 7: Evolución del precio de la energía excedentaria del autoconsumo según la tarifa PVPC del día 25 de marzo de 2023 según esios [4]

En la ilustración 7, se puede observar la evolución del precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada según la tarifa PVPC del día 25 de marzo de 2023. Lo llamativo de esta evolución, es que tal y como se ha comentado antes, entre las 13:00 y las 16:00, el usuario debería pagar dinero por verter energía a la red.

5.1.2 Perfiles de Consumo

Es el dato que más puede variar dependiendo del uso o aplicación. Por ejemplo, en un hotel o una vivienda con ocupación muy variable, cambia mucho el perfil. Además, es un dato que depende mucho de la climatología ya que, si es un clima muy frío o cálido, más consumo energético normalmente existe.

Es muy importante saber que las variaciones de este dato pueden deberse a dos motivos y que ambos son fundamentales en los ratios de energía excedentaria y autoconsumida de la instalación.

El primero de ellos, la variación del consumo se debe a la variación del perfil que adopta la demanda, es decir, de la variación de la curva de la demanda, pero la cantidad total consumida permanece constante. A modo de ejemplo, en la siguiente ilustración se pueden observar dos perfiles de consumo, que consumen una cantidad de energía idéntica pero cuya distribución es diferente.

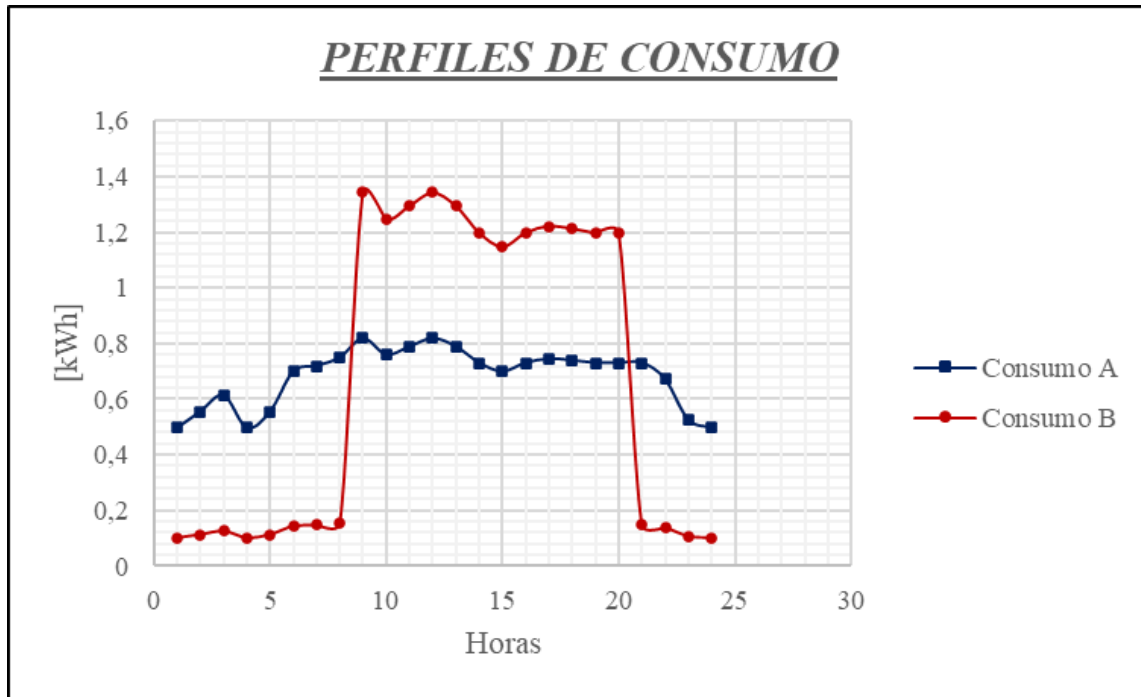


Ilustración 8: Ejemplo de la variación de la distribución del perfil de consumo manteniendo la cantidad total

Por otro lado, se puede variar el dato de consumo variando la cantidad de energía consumida y manteniendo el mismo perfil.

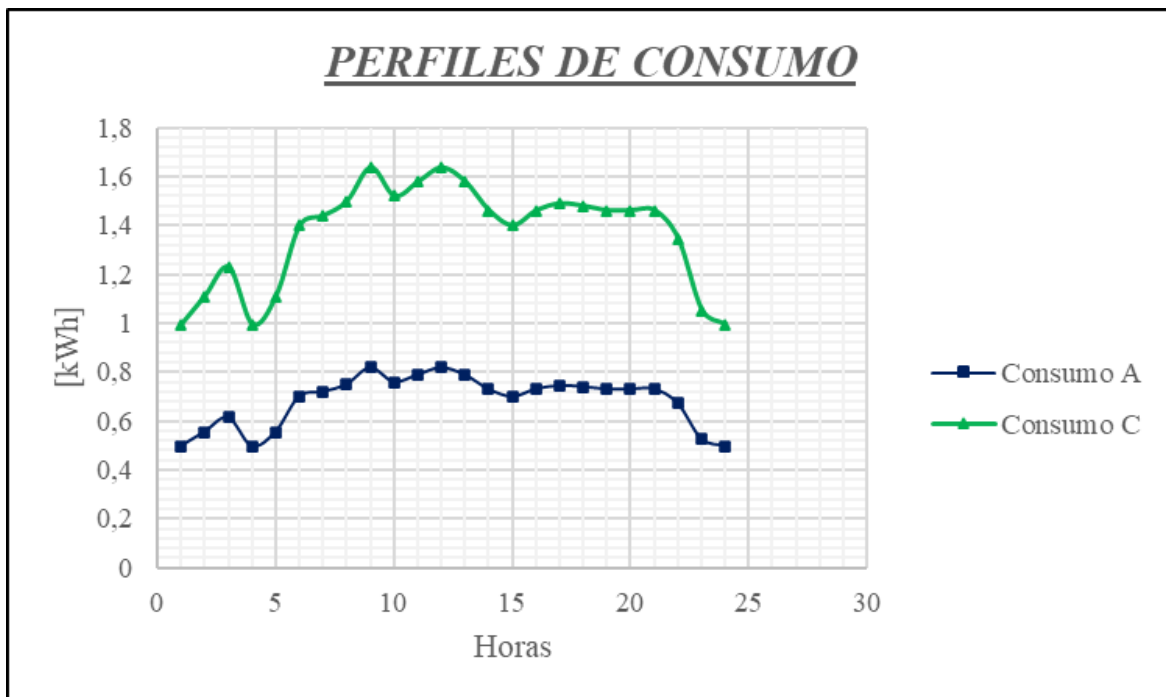


Ilustración 9: Ejemplo de variación de la cantidad total de energía consumida manteniendo la distribución del perfil

Es cierto que se pueden variar tanto el perfil como la cantidad al mismo tiempo, pero ello no permite realizar un estudio de cómo afecta este dato al diseño de la instalación.

5.1.3 Perfiles de Radiación Solar.

A continuación, se muestran las ilustraciones correspondientes a las gráficas explicadas en el punto 3.2.3.

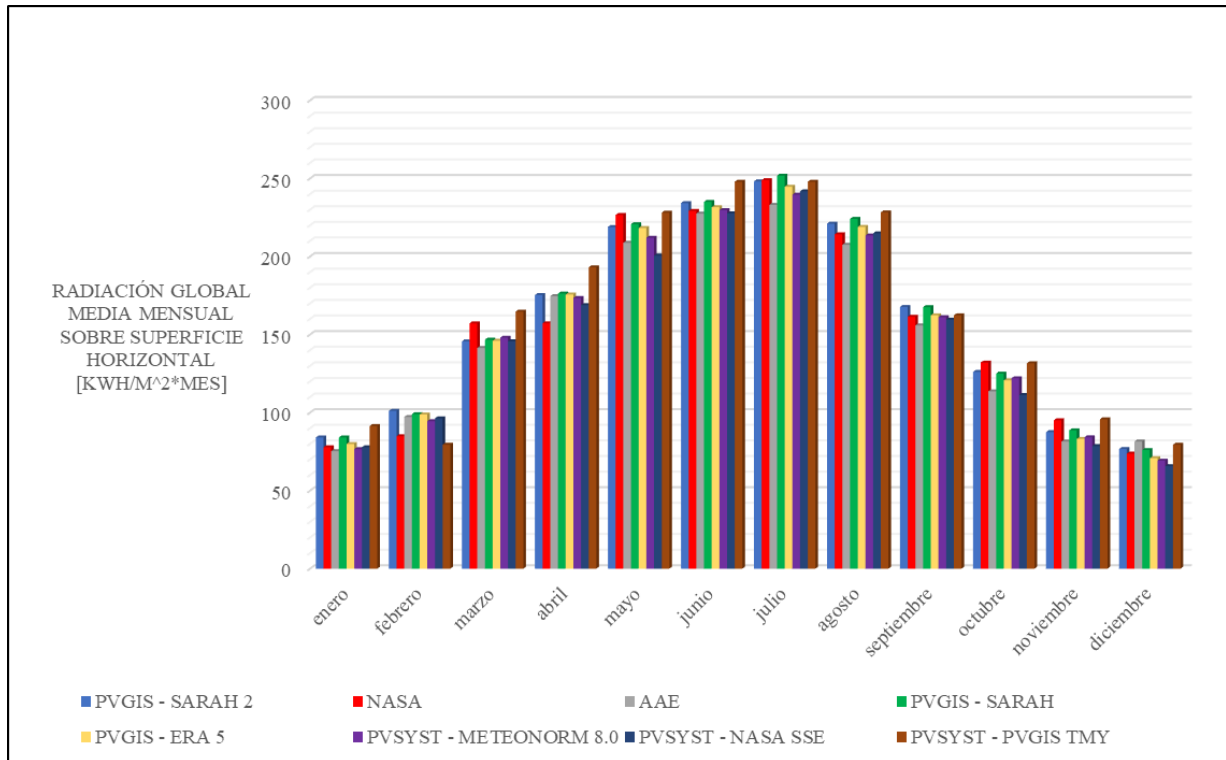


Ilustración 10: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en la Cartuja (Sevilla)

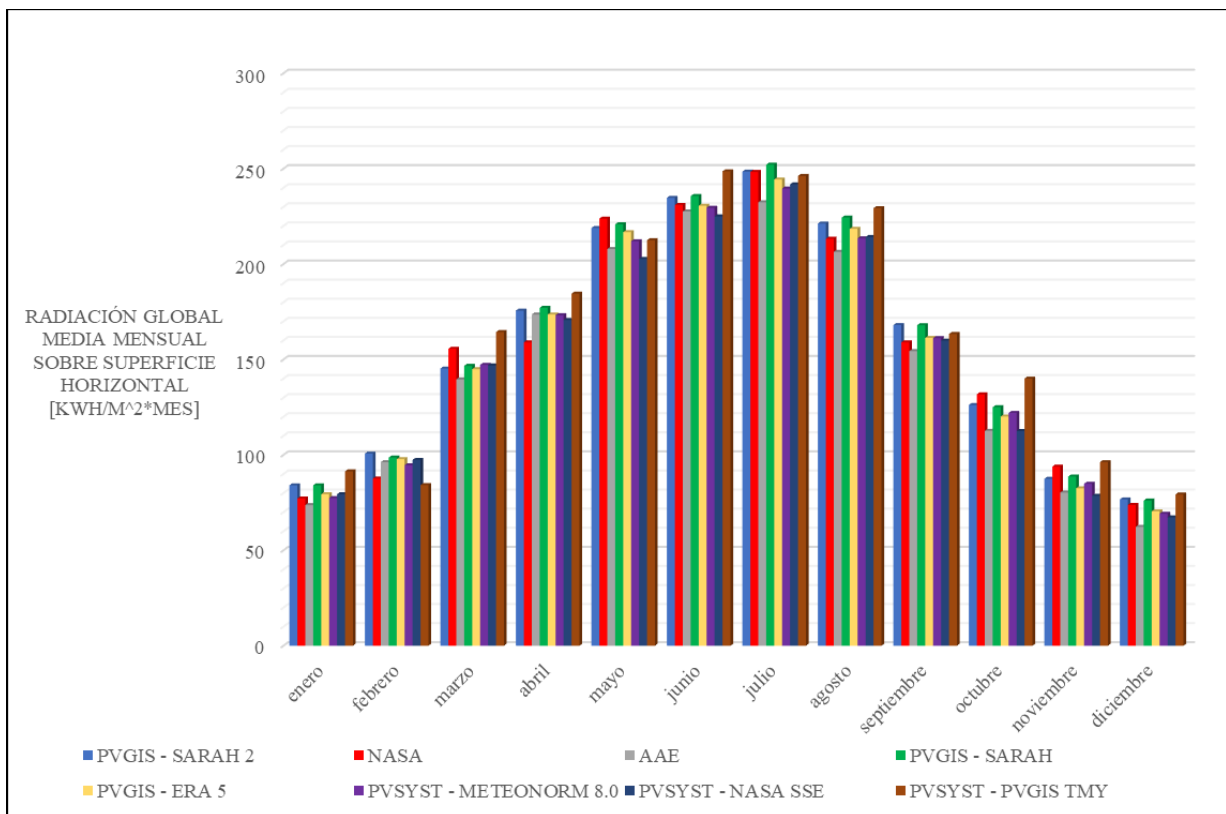


Ilustración 11: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Colegio Portaceli (Sevilla)

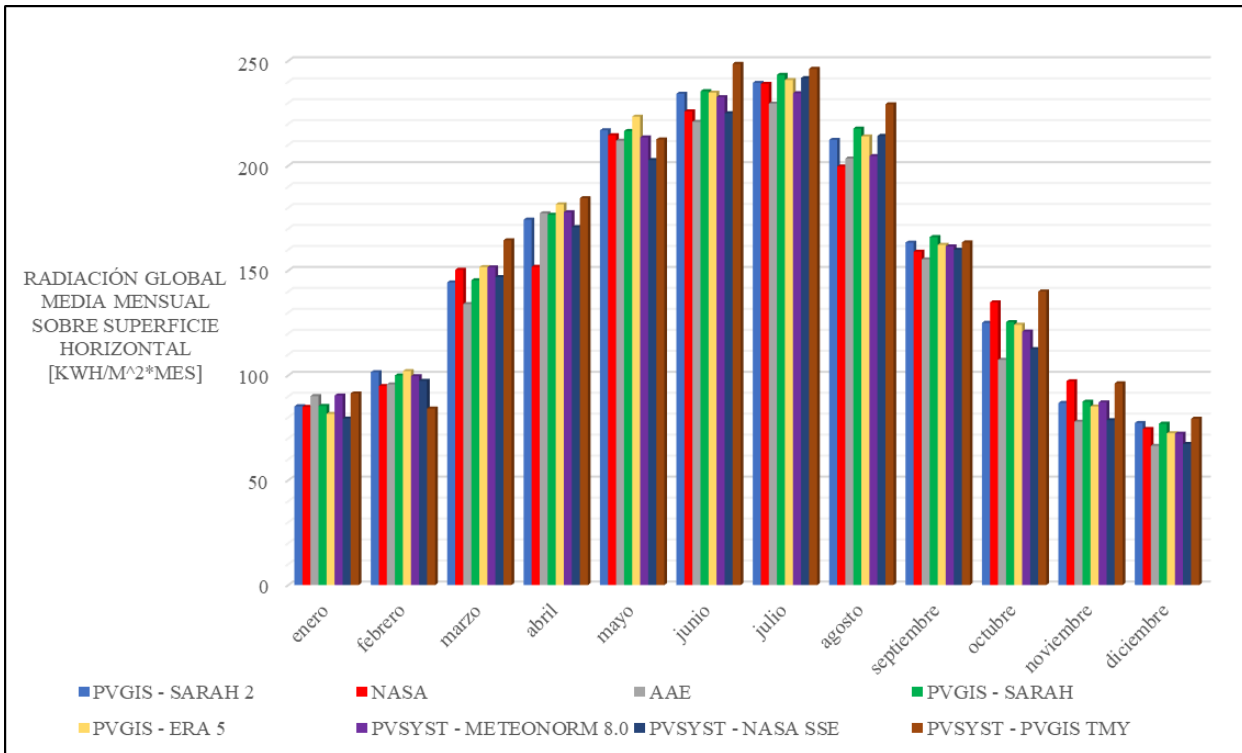


Ilustración 12: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Colegio San Estanislao de Kotska (Málaga)

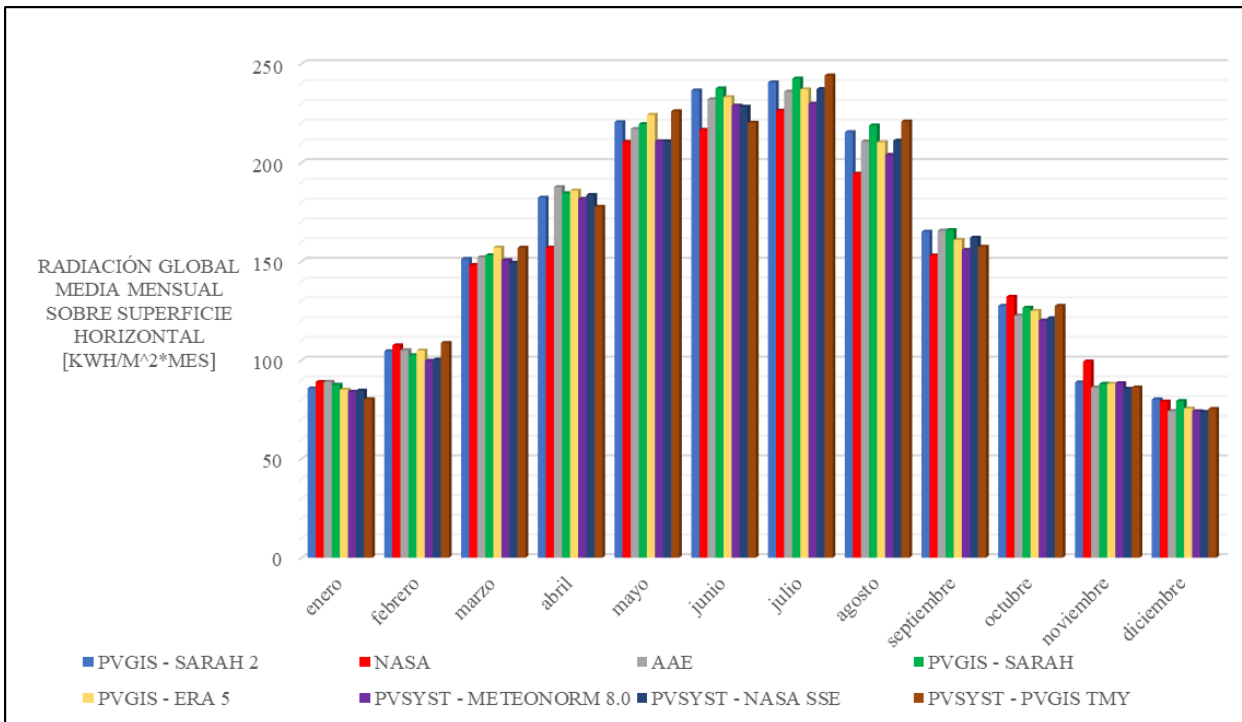


Ilustración 13: Datos de Radiación Global Media Mensual sobre Superficie Horizontal [kWh/m²*mes] en el Estadio Juegos del Mediterráneo (Almería)

Todos estos datos graficados es lo que una persona puede encontrar en internet a primera vista, en cambio, si se busca más precisión, se deben obtener los valores horarios ya que algunas de estas bases de datos si lo permiten.

Tras visualizar estas cuatro ilustraciones, se puede observar como el error cometido al elegir una base de datos u otra no supone una enorme diferencia.

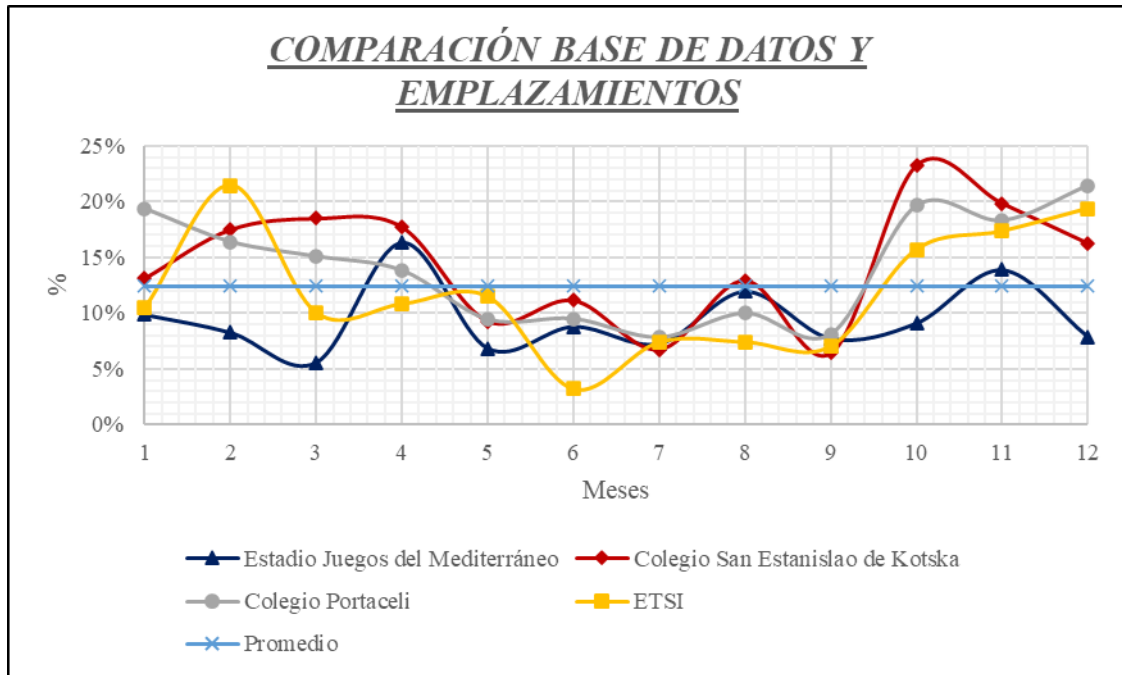


Ilustración 14: Diferencia entre las bases de datos y emplazamientos estudiados

En concreto, si se comparan el valor máximo de cada mes con el valor mínimo de cada mes, se obtiene la diferencia máxima que existe en cada mes. En esta ilustración se observa, cómo la diferencia media mensual entre la base de datos que proporciona el valor más elevado de cada mes y la base de datos que proporciona el valor más bajo no supera un 15%.

Es una realidad, por lo tanto, que no todas las bases de datos coinciden en los mismos valores. Será el ingeniero el encargado de escoger una base de datos u otra, aunque para ello se pueden sacar algunas conclusiones de las gráficas anteriores:

- En primer lugar, se observa que los valores son muy próximos (como ya se ha comentado, la diferencia media no supera el 15%) entre sí; es cierto que escoger una base de datos u otra afecta al diseño de la instalación, pero no es el dato que más va a influir en las prestaciones de la instalación.
- Las gráficas que se han mostrado hacen referencia a lo que una persona sin conocer nada sobre el tema puede obtener sin saber si los datos son fiables o no, sin saber de qué año proceden los datos, etc. Aun así, se puede observar la poca diferencia entre unas bases de datos y otras.
- Por otro lado, se puede observar cómo hay bases de datos como es el caso de PVGIS – TMY que en la mayoría de los meses muestra unos valores superiores a las demás (datos sobredimensionados) ocurriendo lo contrario para bases de datos como PVSYST METEONORM 8.0 que muestra valores inferiores a las demás en la mayoría de los meses del año.

Una vez visualizadas las cuatro ilustraciones anteriores, se procede a mostrar los datos de radiación que se deben utilizar para realizar el diseño de una instalación fotovoltaica, no aquellos que se cogen nada más entrar en internet y escoger lo primero que se ve, sino profundizar un poco más y obtener los datos horarios.

Para ello, se van a mostrar tres ilustraciones donde se podrán visualizar los datos horarios de radiación global sobre superficie horizontal en tres años diferentes (2017,2018 y 2019) así como de tres bases de datos diferentes (PVGIS SARA, PVGIS SARA-2 y la Base de Datos de la ETSI).

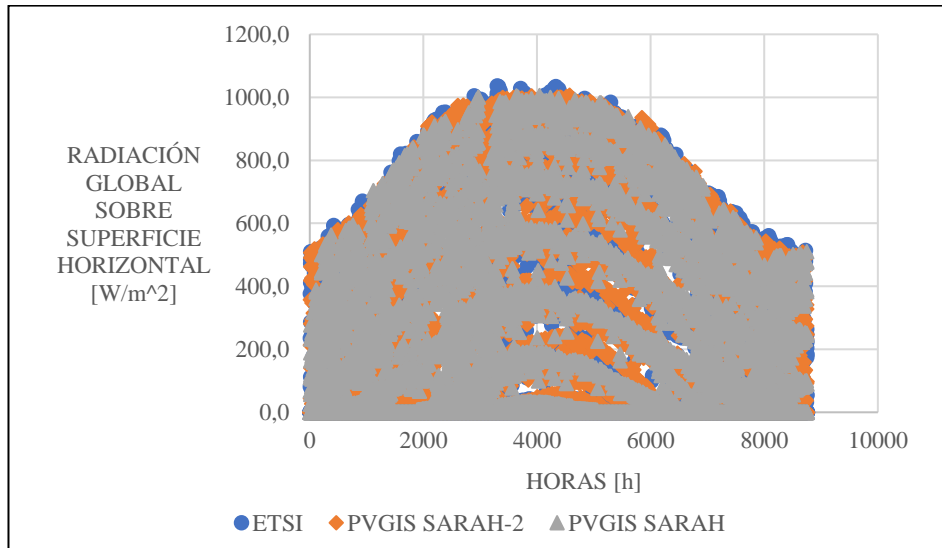


Ilustración 15: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m^2] del año 2017 en la Cartuja (Sevilla)

Respecto a la ilustración 15, se puede observar cómo la base de datos de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla (ETSI) proporciona unos valores que en la parte superior de la curva sobresalen respecto a los demás, esto indica que, en 2017, esta base de datos sobredimensionó sus valores respecto a las otras.

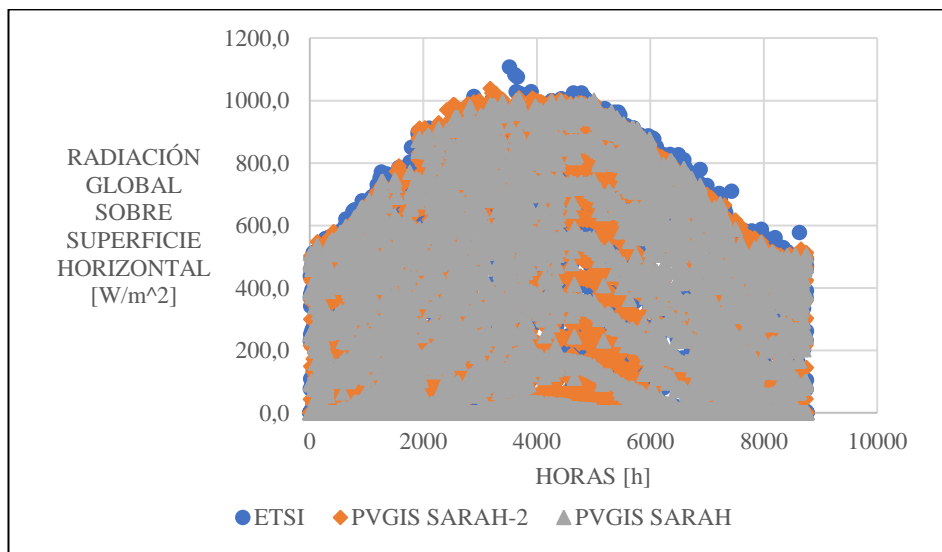


Ilustración 16: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m^2] del año 2018 en la Cartuja (Sevilla)

En el año 2018 se observa el mismo fenómeno que en el 2017, la base de datos de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla proporciona unos datos algo sobredimensionados.

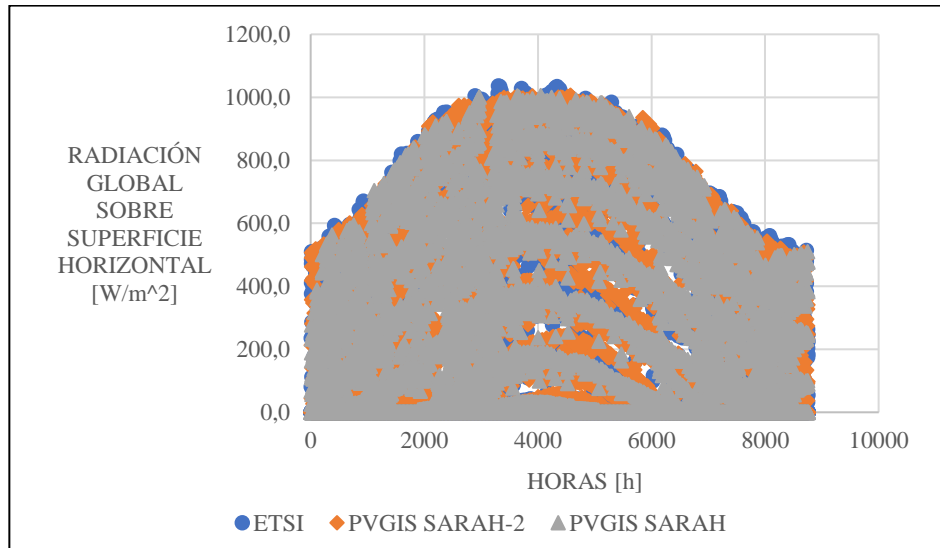


Ilustración 17: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del año 2019 en la Cartuja (Sevilla)

Si se analiza el año 2019, se puede observar cómo la base de datos que aparece en azul deja de estar sobredimensionada como sí lo estaba en las ilustraciones 15 y 16 (años 2017 y 2018 respectivamente).

Por último, una vez observado y analizado las ilustraciones 15, 16 y 17 donde se ha observado la evolución horaria de la radiación, con el fin de poder ver mejor las diferencias horarias entre diferentes bases de datos, se ha escogido un día de invierno (31 de diciembre) y otro de verano (1 de agosto) del año 2019.

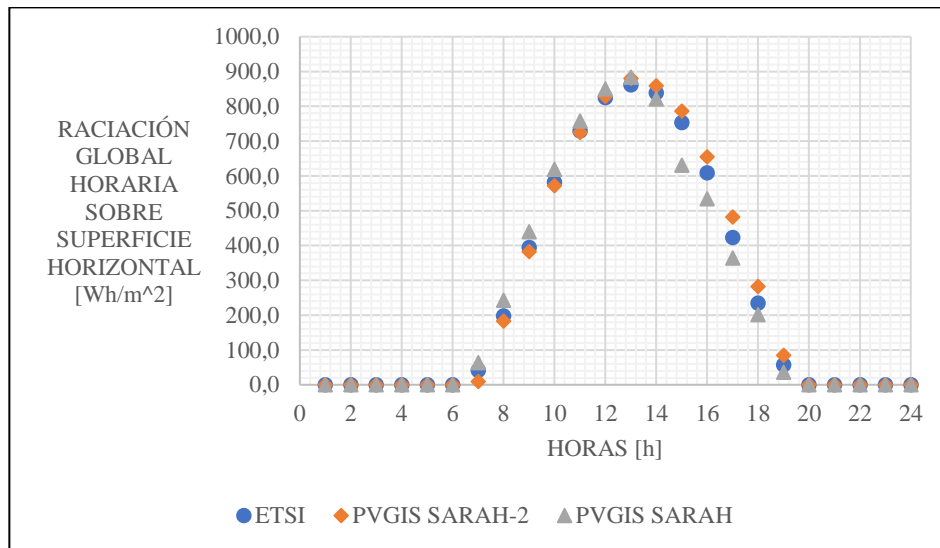


Ilustración 18: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del día 1 de agosto de 2019 en la Cartuja (Sevilla)

En la ilustración 18 podemos observar un día tipo de verano, escogido de manera aleatoria del año 2019. Se puede observar como con los primeros rayos de sol y hasta el mediodía la base de datos PVGIS SARAH-2 es la que aparece sobredimensionada respecto a las demás, pero esta tendencia se invierte a partir del mediodía y PVGIS SARAH comienza a dar los valores más bajos.

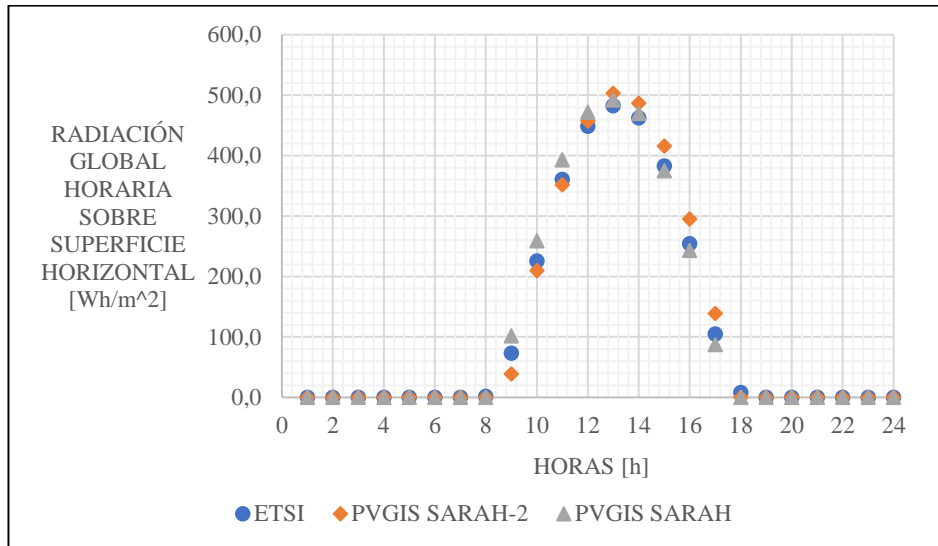


Ilustración 19: Datos horarios de Radiación Global sobre Superficie Horizontal [Wh/m²] del día 31 de diciembre de 2019 en la Cartuja (Sevilla)

En la ilustración 19, se ha escogido aleatoriamente un día tipo de verano, y se puede observar la misma tendencia de las tres bases de datos que se observó en la ilustración 18; con los primeros rayos de sol y hasta el mediodía PVGIS SARAH proporciona datos sobredimensionados mientras que al sobrepasar el medio día esta base de datos proporciona valores más bajos que las otras dos.

Al contrario que PVGIS SARAH, PVGIS SARAH-2 proporciona valores pequeños al inicio de la mañana y valores altos del medio día en adelante. Por último, la base de datos de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería proporciona valores intermedios entre las otras dos.

Tras visualizar y analizar los datos de radiación y sus diferentes maneras de poderse obtener, se vuelve a hacer hincapié en que la decisión de qué base de datos escoger, es decisión del proyectista. Aunque la elección de una u otra influya en el diseño, no va a suponer un enorme cambio en las prestaciones de la instalación ya que las variaciones no son excesivamente grandes.

5.1.4 Perfiles de Precios

Como se comentó en el punto 3.2.4 se han realizado dos estudios, por un lado, una búsqueda de precios en el mercado en cuanto a inversores y módulos fotovoltaicos y por otro lado un estudio de sensibilidad para deducir que porcentaje del precio de una instalación se destina a cada componente de ésta.

En primer lugar, se muestra el estudio de mercado realizado el día 29 de abril de 2022:

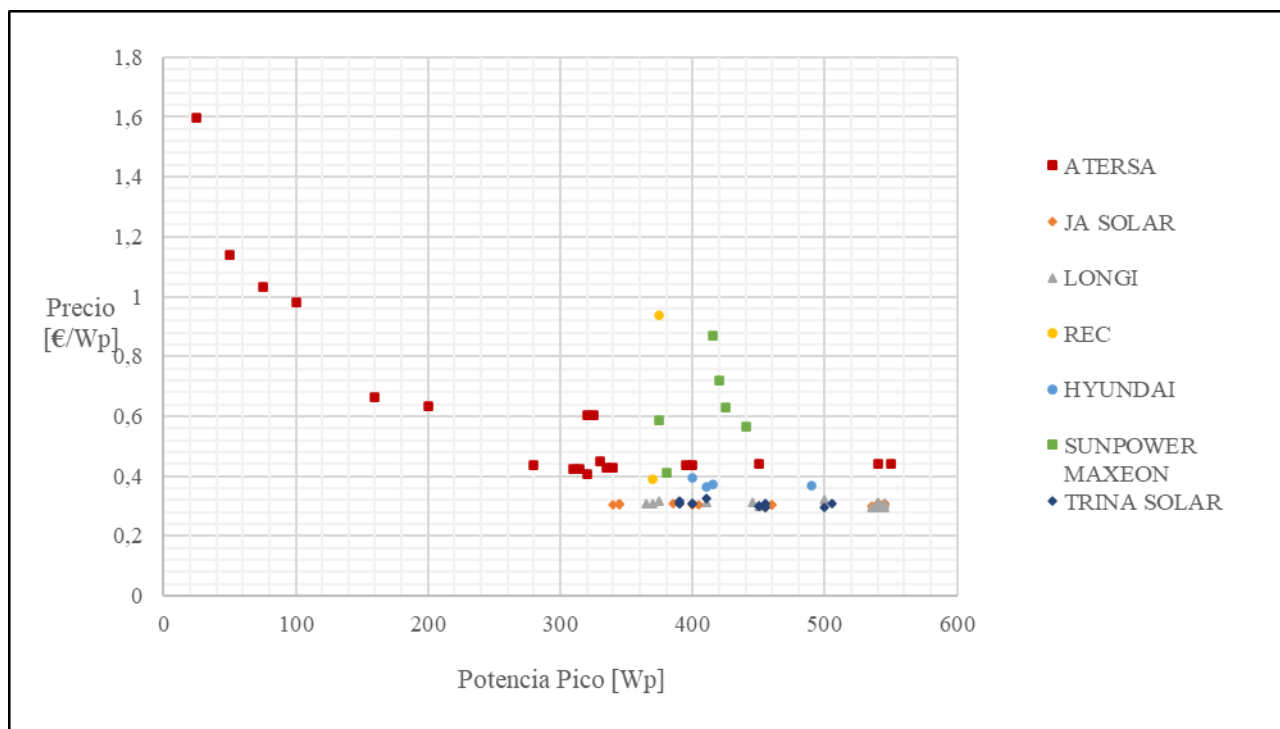


Ilustración 20: Distribución de precios de módulos fotovoltaicos (abril 2022)

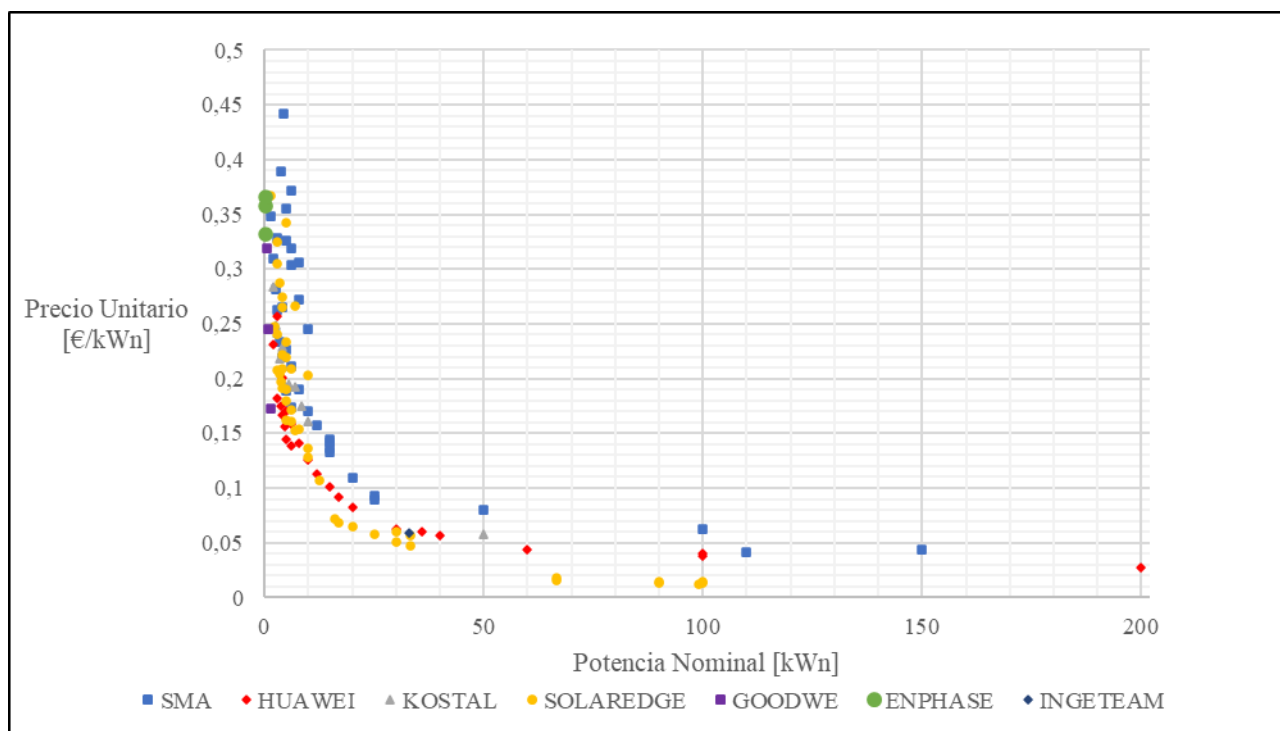


Ilustración 21: Estudio de mercado de inversores fotovoltaicos (abril 2022)

Se puede observar cómo el mercado de los módulos y de los inversores tienen una tendencia totalmente diferente, por un lado, los módulos presentan un rango muy acotado encontrándose la mayoría de ellos entre 0,2 y 0,5 €/Wp mientras que en el mundo de los inversores se observa claramente como al aumentar la potencia nominal el ratio precio-potencia disminuye siguiendo una línea de tendencia clara.

Otros de los aspectos que se observan es que el mundo de los inversores está encaminado por el momento a una reducción de la potencia a diferencia del mundo de los módulos, cuyas potencias van al alza.

Respecto al análisis de sensibilidad comentado previamente, se muestran a continuación las gráficas en las que se van a apoyar los resultados y posteriores comentarios:

Se muestran tres rangos de potencia instalada, que equivale según el Real Decreto 244/2019, a la máxima potencia del inversor, o en su caso, a la suma de las potencias máximas de los inversores.

- Instalación tipo de 2 a 5 kW

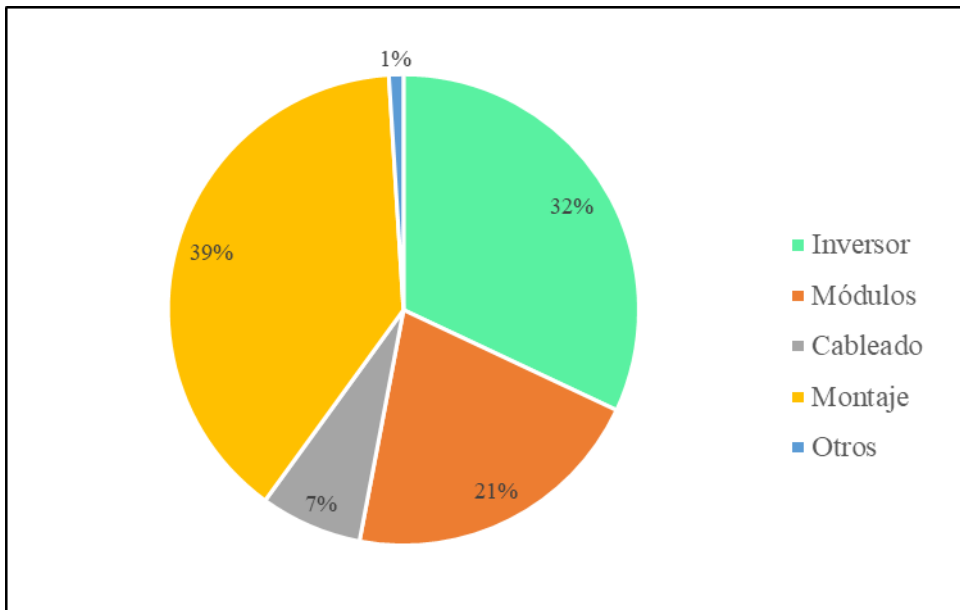


Ilustración 22: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 2 a 5 kW

- Instalación tipo de 5 a 50 kW

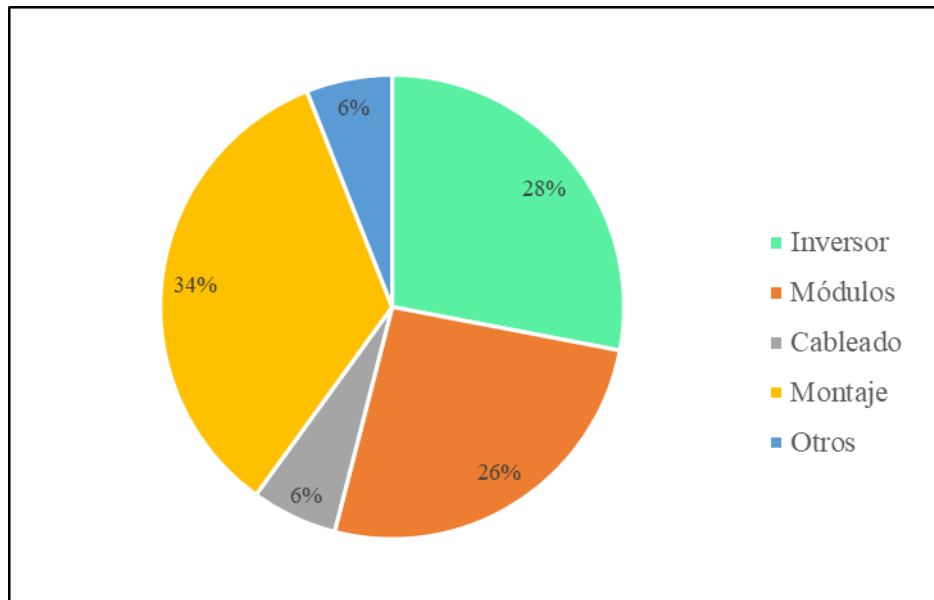


Ilustración 23: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 5 a 50 kW

- Instalación tipo de 50 a 100 kW

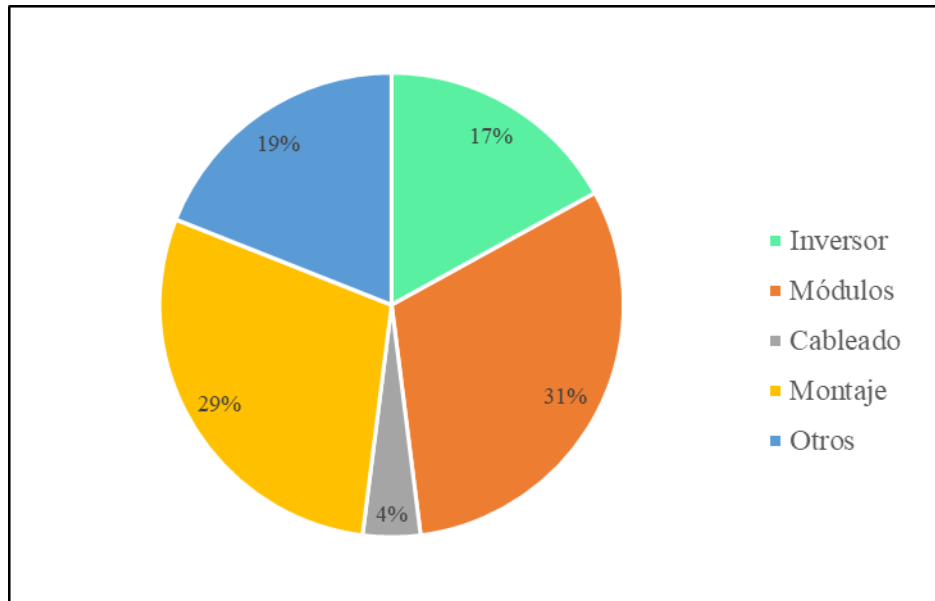


Ilustración 24: Análisis de sensibilidad sobre instalación tipo de 50 a 100 kW

Se ha realizado una aproximación debido a la economía de escala inmensa causada por la influencia de la mano de obra, por ejemplo, entre 0 y 1 kW cambia completamente que de 100 a 150 kW; concretamente se puede decir que para 1 kW el montaje ocuparía en torno a un 60-65%. En referencia a lo citado de la economía de escala se puede observar en los siguientes casos:

- El ratio de mano de obra es prácticamente el mismo se instale 1kW o 2 kW
- En cambio, el inversor cambia completamente; es decir, a menor potencia mayor es la relación precio/potencia.

El hecho de representar tres rangos de potencias no quiere decir que durante cada uno de los rangos la evolución sea exactamente igual. Para aclarar esto, en la siguiente ilustración se muestra la posición de las tres situaciones representadas anteriormente y la evidencia de que la evolución no es escalonada, sino que tiende a ser logarítmica.

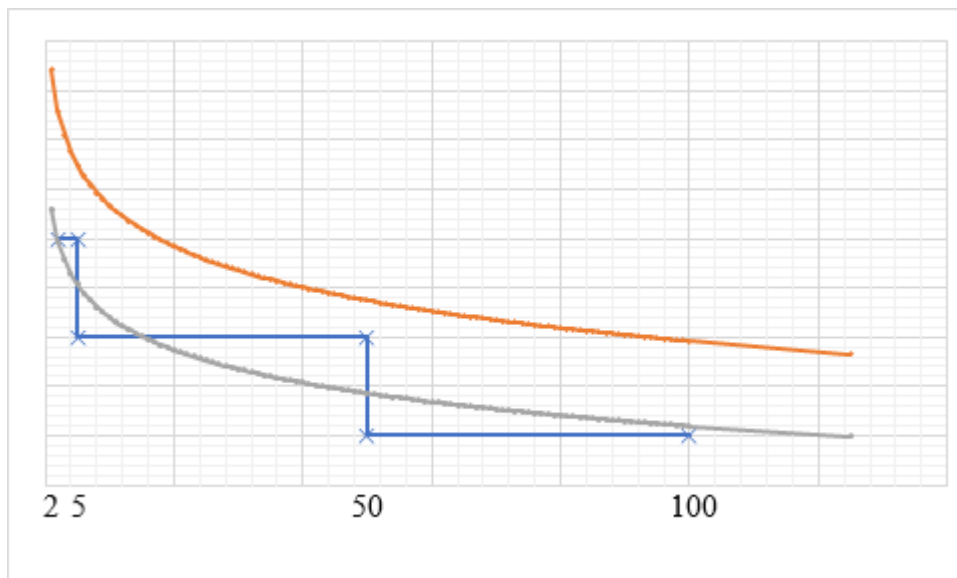


Ilustración 25: Diferencias entre la evolución del montaje y la evolución del inversor

Se observa, cómo la polilínea azul contiene las tres situaciones, pero cómo la evolución del montaje (naranja) y como la evolución del inversor (gris) decrecen de manera logarítmica hasta llegar tarde o temprano a una asíntota

horizontal. Esto muestra la gran sensibilidad que hay en pequeñas potencias, pero como a medida que uno se mueve hacia potencias elevadas los inversores como se vio anteriormente tiende a disminuir su relación precio/potencia y cómo el montaje también disminuye, a una empresa instaladora, montar 1.000 paneles o montar 1.100 no es una diferencia tan grande como montar un panel o montar cien...

6 APLICACIONES

Una vez visto los datos mencionados previamente, se va a proceder a la realización de un estudio que consta en simular como responden las instalaciones fotovoltaicas a la variación de dichos datos.

El estudio se trata de un análisis horario de cara a los próximos 25 años de la instalación.

Se ha estimado que en los 25 años el consumo no varía, que el precio de la energía se va incrementando anualmente un 2% y que la degradación de la producción de la instalación también es de un 2% anual.

Respecto al impuesto de electricidad se ha fijado en un valor del 0,51%, el impuesto del IVA en un 5% y los peajes y cargos se han diferenciado entre los 3 periodos del día según la tarifa 2.0 TD de 2022.

Como no es objeto de este proyecto ni los impuestos ni los peajes y cargos ni los valores de radiación, se ha mantenido su valor constante durante todo el estudio.

Por último, se han establecido unos costes de explotación anual del 1% del coste de inversión inicial de la instalación.

6.1 INSTALACIÓN AUTOCONSUMO DE 4,5 kWp PARA UNA VIVIENDA

En primer lugar, se va a realizar un estudio teórico para posteriormente poder ser contrastado con la aplicación PVSYST.

El estudio teórico se ha realizado según la siguiente expresión para el cálculo de la producción horaria:

$$P = \text{Degradación} * P_{pico} * hsp * (1 - \beta * (T_p - 25)) * PR$$

Dónde:

- P_{pico} es la potencia pico de la instalación.
- hsp es la radiación incidente [kWh/m²h].
- β es el coeficiente con valor 0,0045.
- PR adopta un valor de 0,8. Este valor se ha mantenido constante en la fórmula de producción horaria; aunque después se ha analizado la variación del PR de la instalación.
- T_p es la temperatura del panel y se calcula como sigue: $T_p = T_a + \frac{TONC-20}{1000} * I$

Dónde a su vez:

- o T_a es la temperatura ambiente.

- TONC es la temperatura de operación nominal del módulo y presenta un valor de 45°C.
- I equivale a la radiación incidente [W/m²].

Para la instalación de 4,5 kW_p se ha estimado un coste de 1,65 €/W_p, y unos precios de la energía de red y de la energía excedentaria que se pueden observar en las ilustraciones 28 y 29.

El estudio constará de siete casos. El primero de ellos, se tratará del caso base y en las casuísticas que le siguen se irán variando unos datos u otros y se podrá ir viendo, cómo influyen al diseño de la instalación.

En cada una de las casuísticas, se podrán observar tres gráficas económicas:

- Ahorro económico anual
- Flujo de caja acumulado
- Ahorro neto acumulado

Y dos gráficas relacionadas con la energía producida:

- Energía producida anualmente
- PR

6.1.1 CASO BASE TEÓRICO:

La instalación de 4,5 kW_p que se va a estudiar presenta las siguientes particularidades:

- La inclinación de los módulos se ha supuesto horizontal, es decir de 0°.
- La orientación de la instalación se ha supuesto 0° (Sur).
- La potencia nominal del inversor se ha estimado en un valor de 4 kW_n, consiguiendo así un factor de carga de 1,125.

A continuación, en la siguiente ilustración, se puede observar el esquema unifilar de la instalación del caso base:



Ilustración 26: Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica del escenario base

Finalmente, para estudiar el caso base teórico se ha partido de los siguientes datos adicionales:

- *Radiación:* Se ha escogido la radiación del año 2019 de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI). Dicha evolución horaria anual se muestra en la siguiente ilustración:

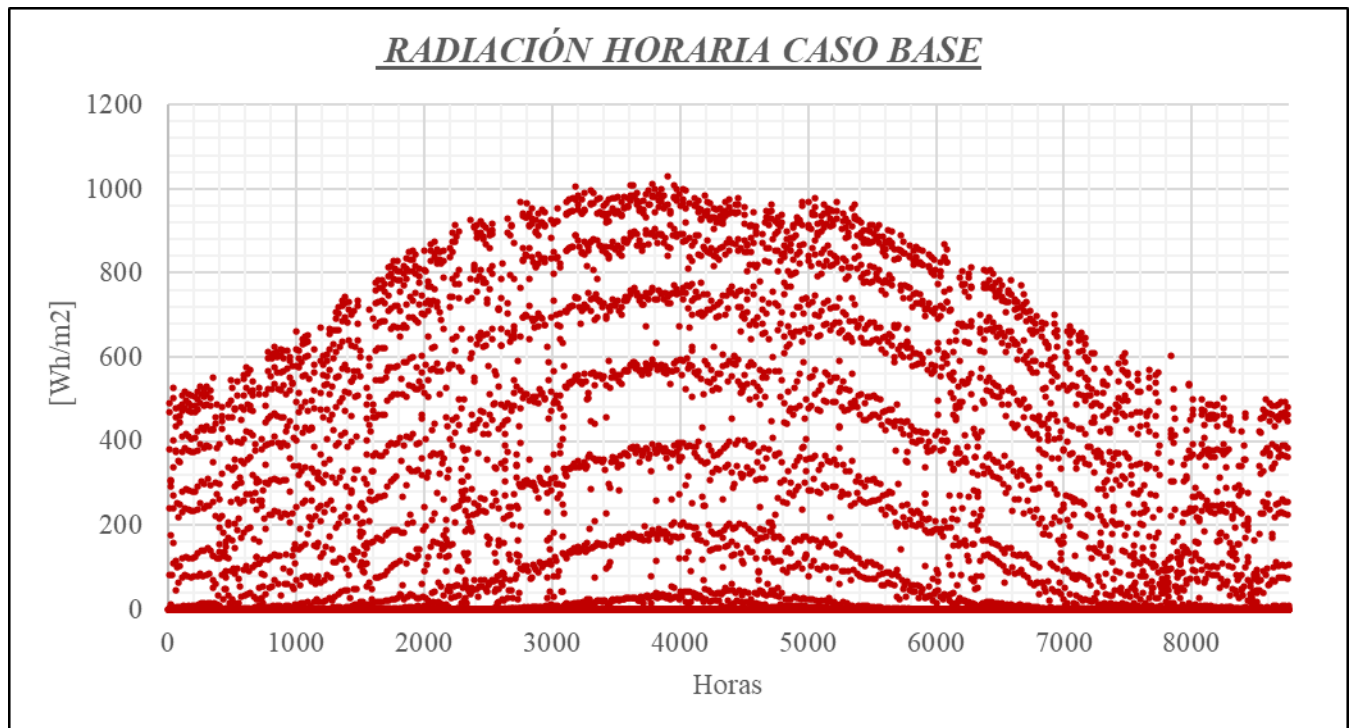


Ilustración 27: Distribución de la radiación horaria para el estudio del caso base

- *Precio de la energía de red:* Se ha escogido los precios de la energía de red del año 2022 según esios [6] Dicha evolución horaria anual se muestra en la siguiente ilustración:

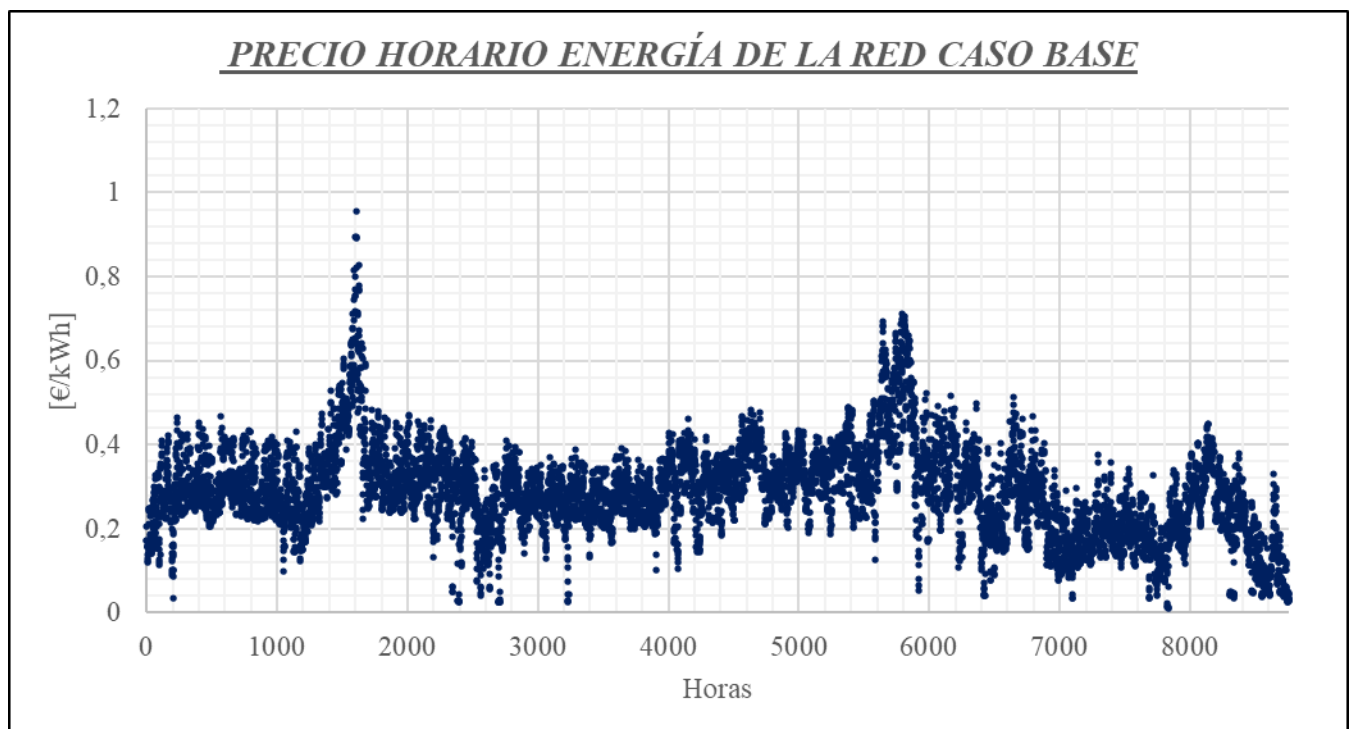


Ilustración 28: Distribución del precio horario de la energía de la red para el estudio del caso base

- *Precio de la energía de excedentaria:* Se ha escogido los precios de la energía excedentaria del año 2022 según esios [4]. Dicha evolución horaria anual se muestra en la siguiente ilustración:

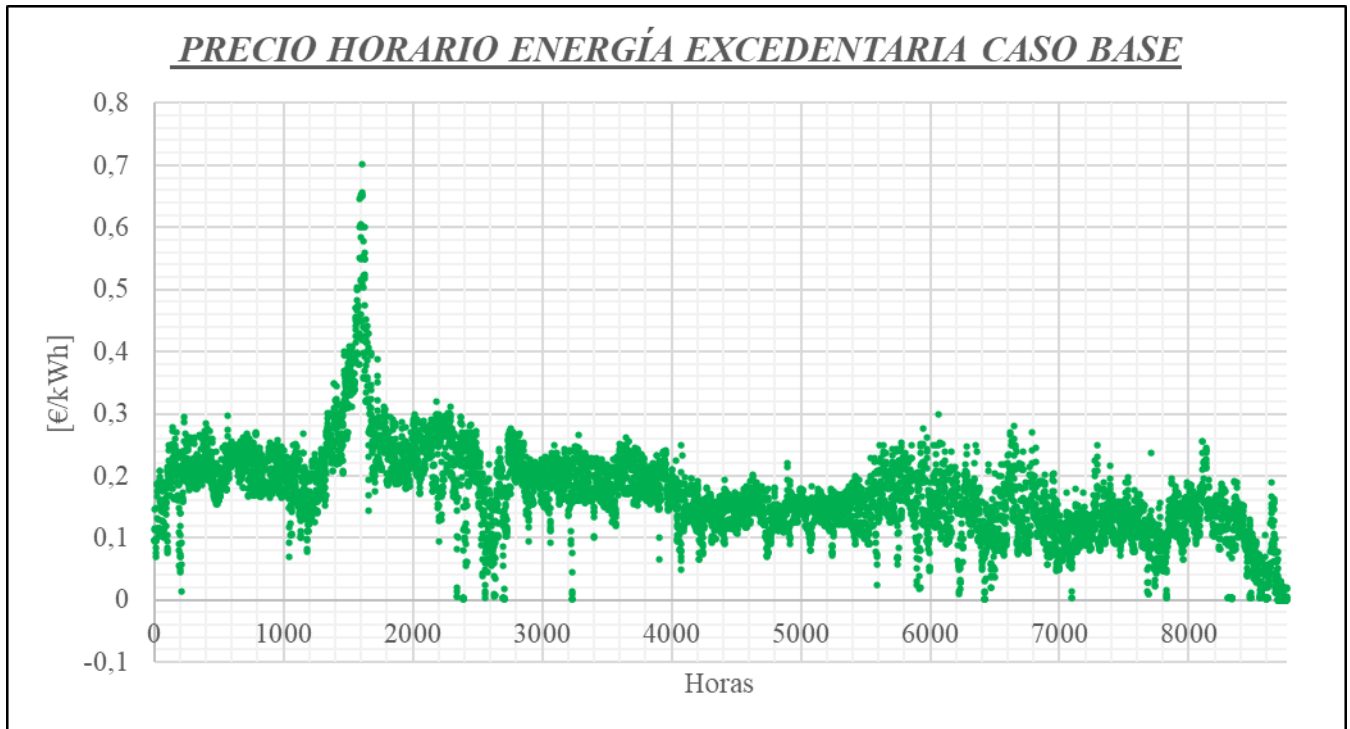


Ilustración 29: Distribución horaria del precio horario de la energía excedentaria para el estudio del caso base según el mecanismo de compensación simplificada según la tarifa PVPC

- *Perfil de demanda:* La cantidad de demanda anual se ha fijado en un valor de 15.000 kWh anuales, siendo el perfil anual de dicha demanda el que se puede observar en la siguiente ilustración:

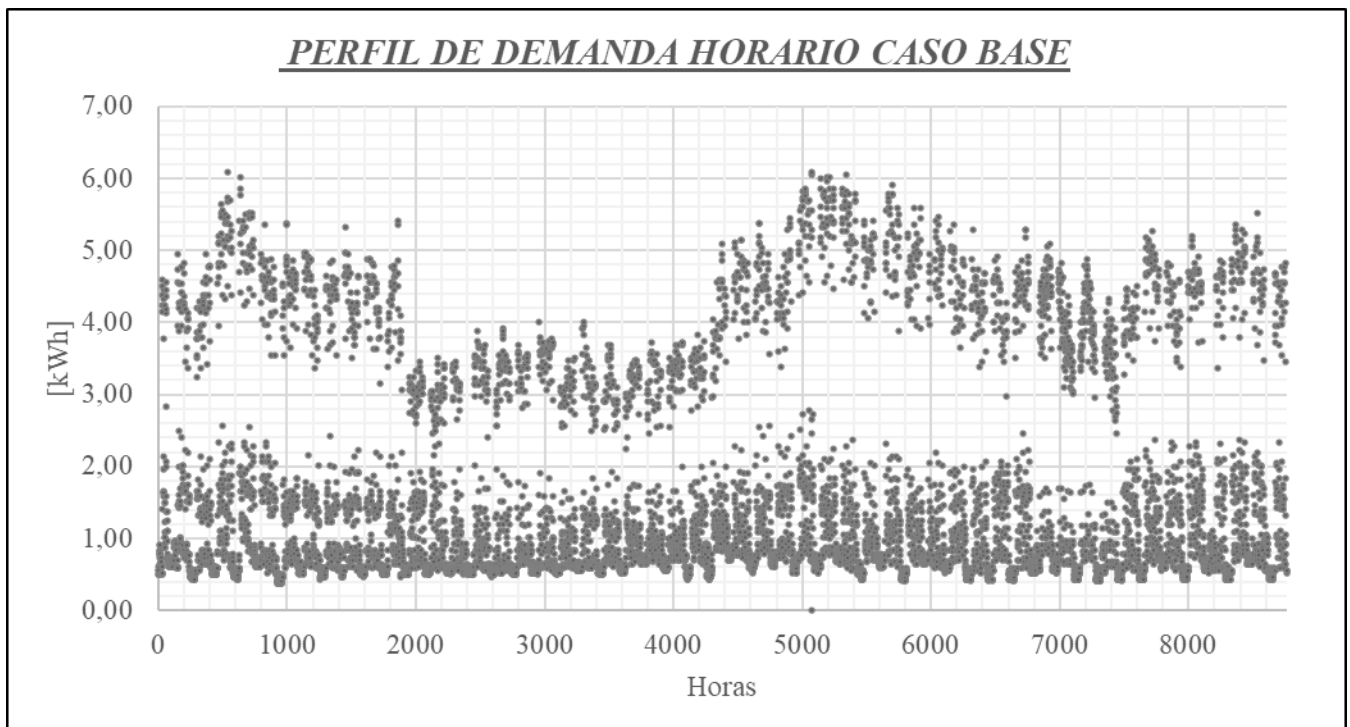


Ilustración 30: Distribución horaria del perfil de demanda para el estudio del caso base

Tras describir los datos utilizados en el análisis, en las siguientes ilustraciones, se observa la energía horaria producida el primer año (ilustración 31) y la energía producida anualmente durante los 25 años de estudio en el caso base (ilustración 32):

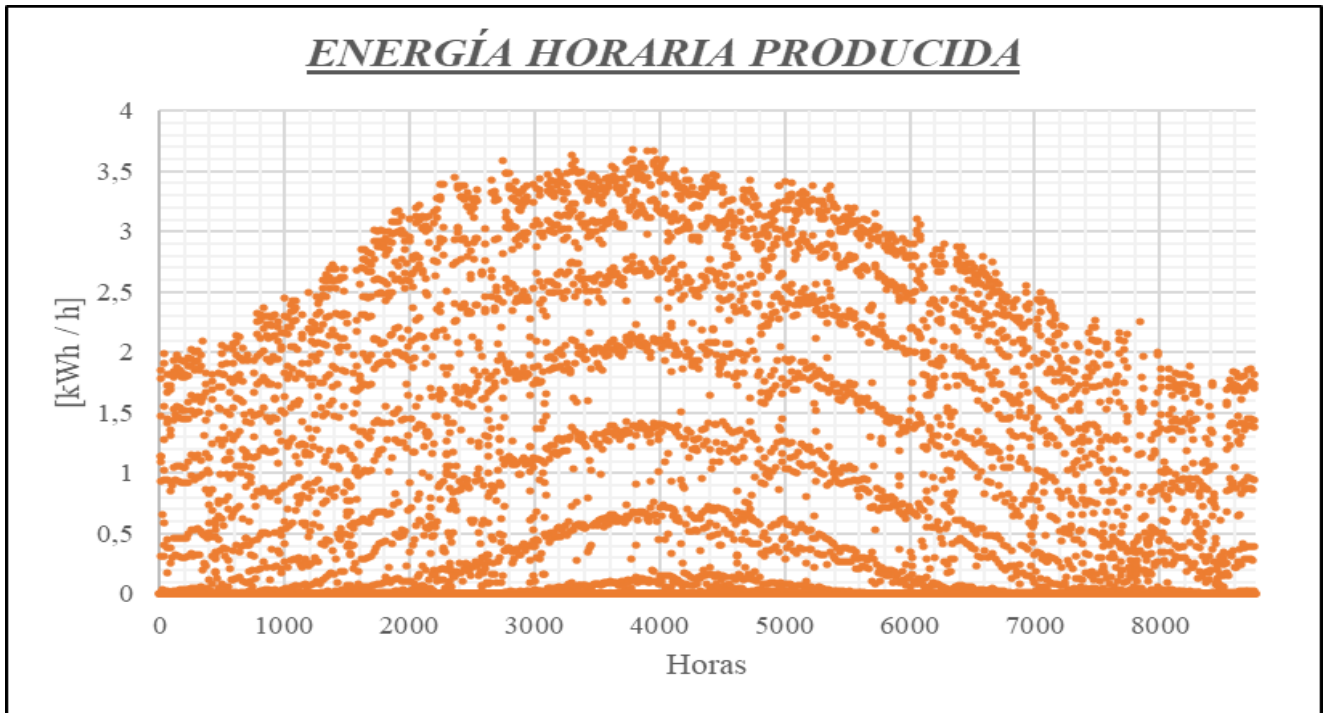


Ilustración 31: Distribución de la energía producida en el primer año de estudio del caso base

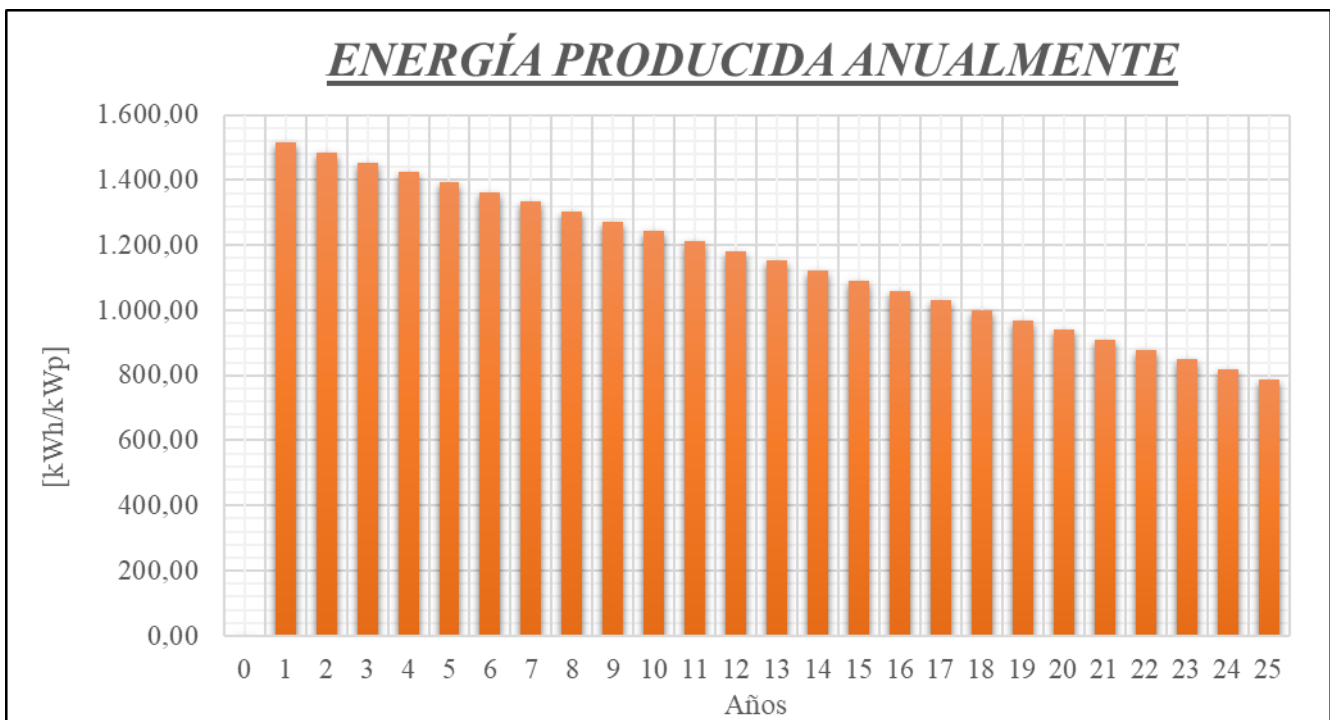


Ilustración 32: Energía producida anualmente caso base

Se puede observar en la ilustración 32 cómo la energía producida se ve decrementada con el paso de los años. Esto se debe a la degradación de los equipos. Al cabo de los 25 años, la instalación habrá producido 28.785,5 kWh/kWp, es decir, un total de 129.534,6 kWh.

Además, se muestra la evolución del PR de la instalación fotovoltaica y se ve su disminución con el paso de los años debido a la disminución de la producción de la instalación.

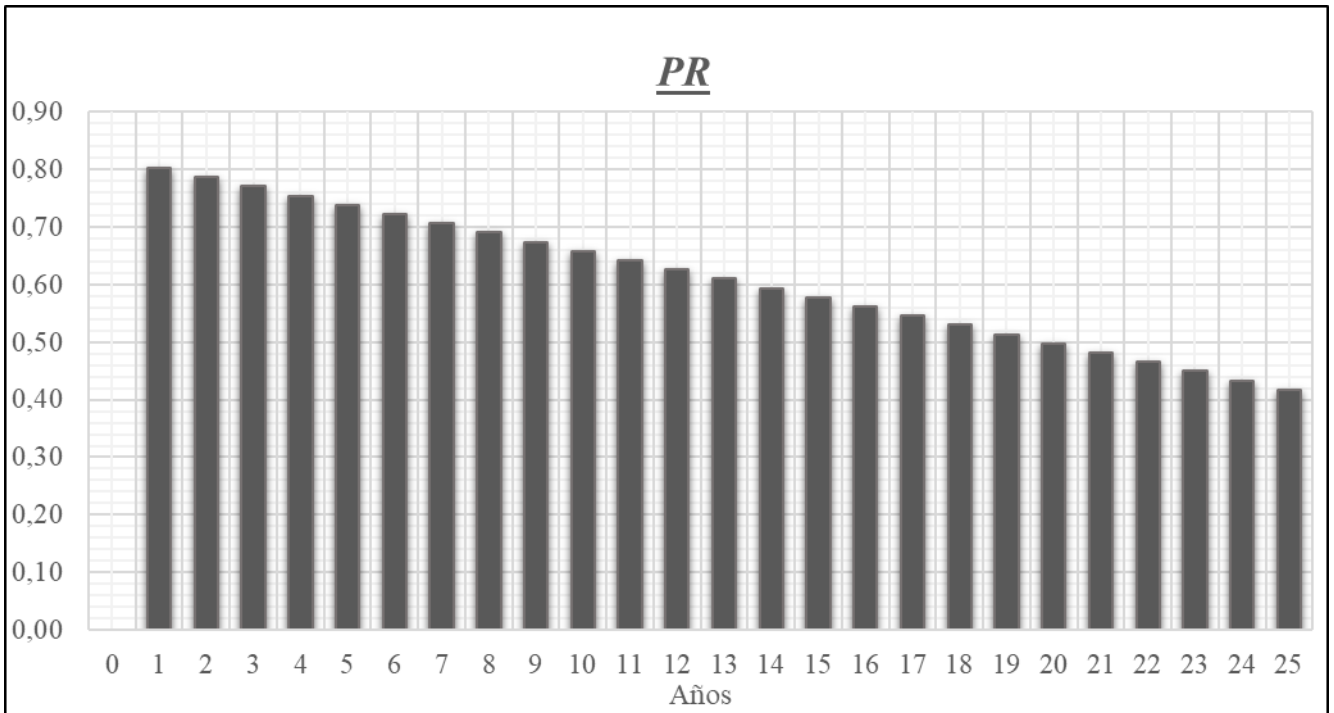


Ilustración 33: PR caso base

En cuanto al análisis económico, se puede observar en la ilustración 34 cómo va disminuyendo el ahorro económico anual. Esto es debido principalmente a la degradación de la producción de la instalación. Es por eso, que actualmente se buscan equipos (módulos, inversores...) que se degraden lo menos posible con el paso de los años.

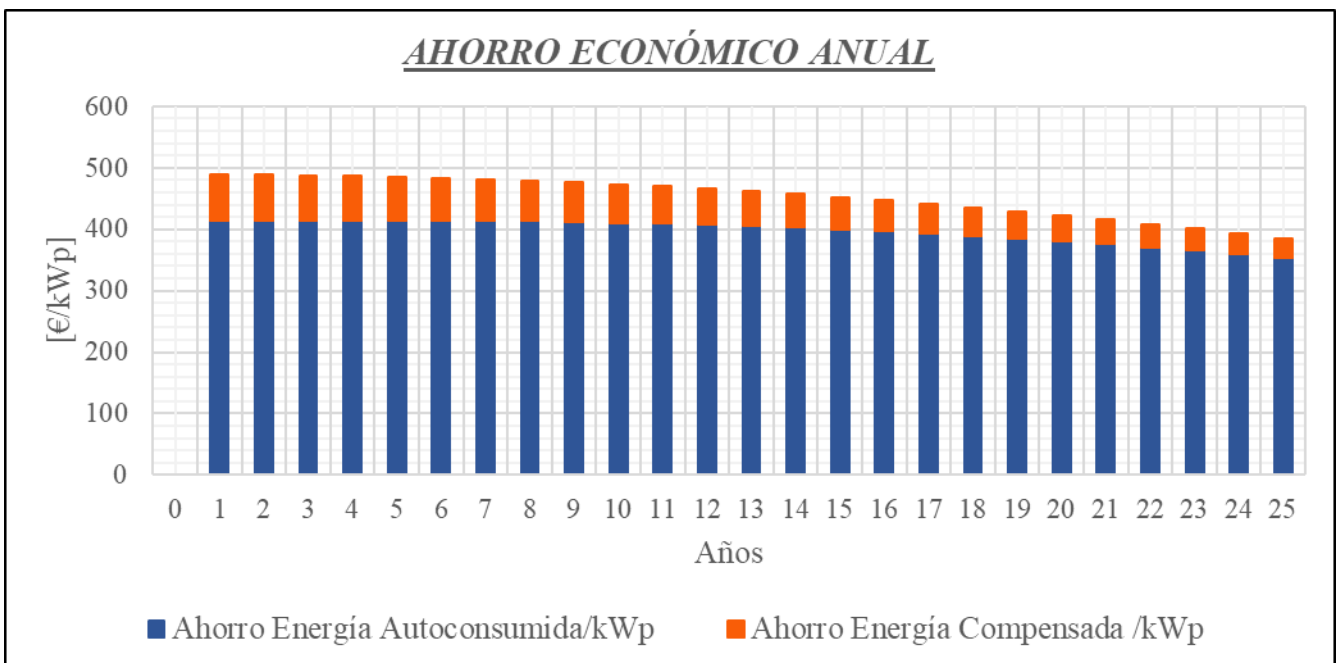


Ilustración 34: Ahorro económico anual caso base

En cuanto al ahorro neto acumulado, va ascendiendo de manera prácticamente lineal, alcanzándose un valor de años de 49.036,19 € al final de los 25 años.

Respecto al VAN su valor es de 26.442 € mientras que el TIR presenta un valor del 28,23%.

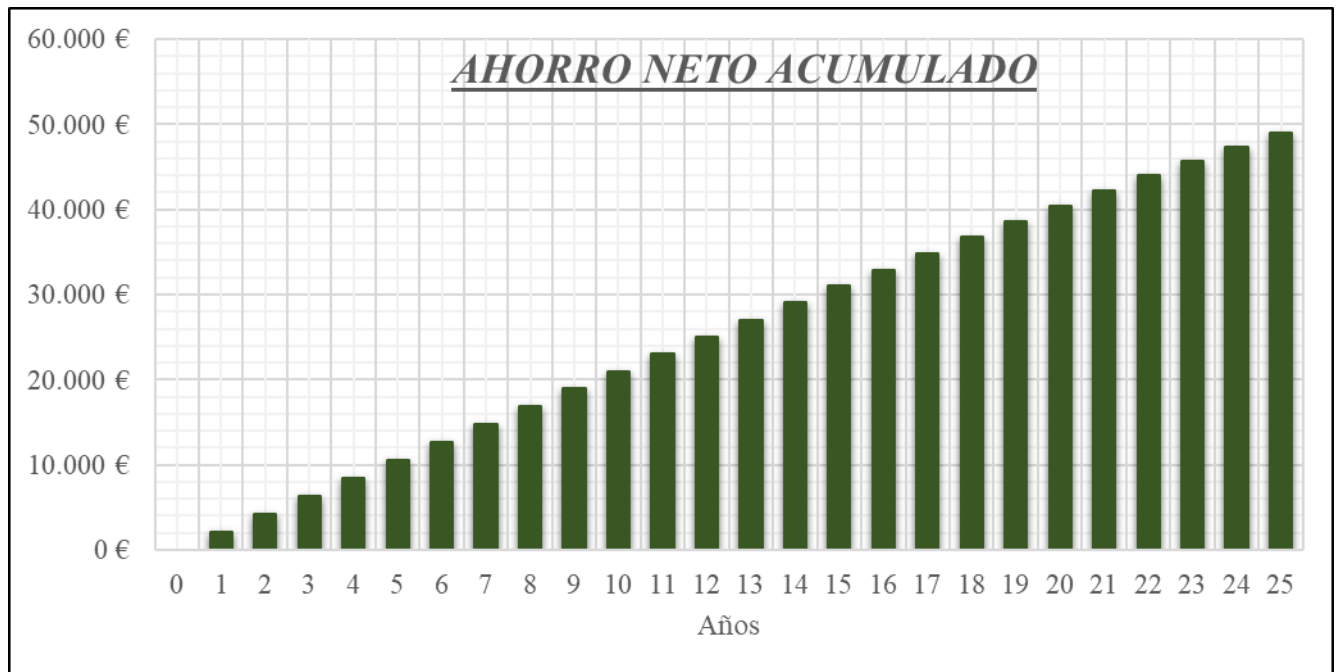


Ilustración 35: Ahorro neto acumulado caso base

En la ilustración 36 se puede observar cómo el flujo de caja acumulado tras 25 años presenta un valor de 41.611,19 € y el Pay-Back de la instalación es de 3,5 años, es decir, en 3 años y 6 meses se habría recuperado totalmente la inversión.

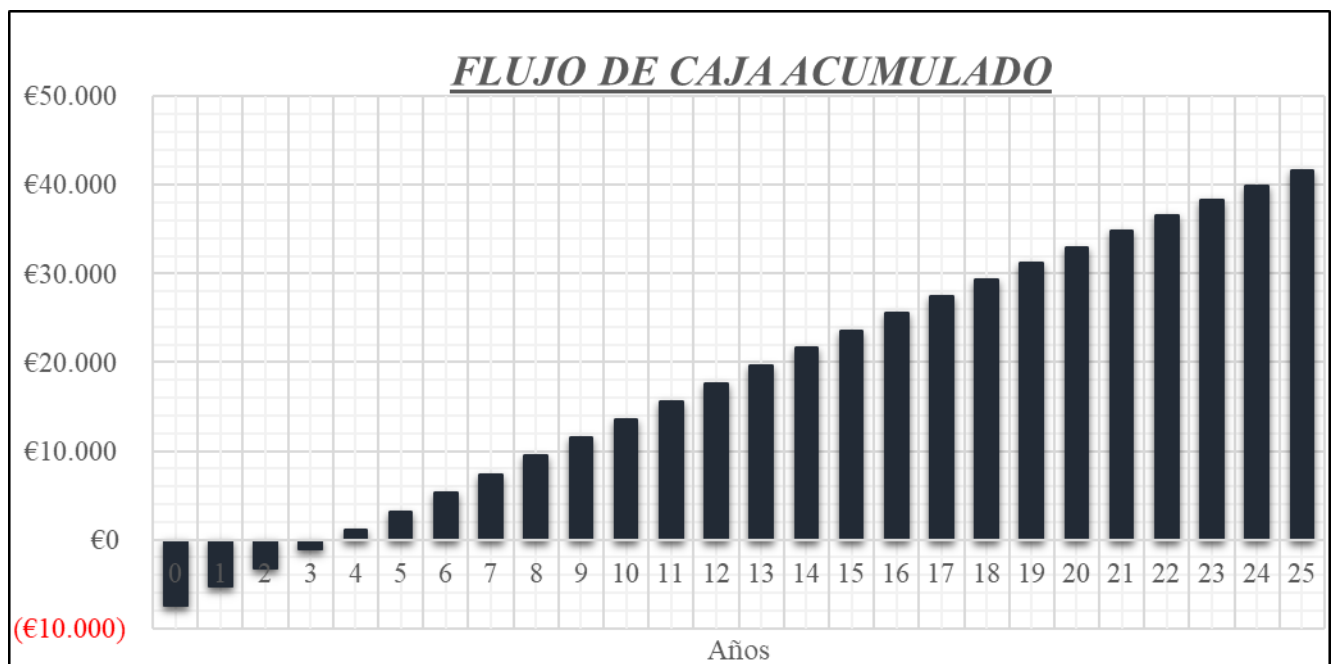


Ilustración 36: Flujo de caja acumulado caso base

A modo de resumen, en las siguientes tablas, se observa los valores comentados anteriormente:

TIR	28,23%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,50
VAN	26.442 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	41.611 €
AHORRO NETO ACUMULADO	49.036 €

Tabla 6: Resumen económico caso base

Los cálculos de estos valores se han realizado según las siguientes expresiones:

- *TIR*

$$0 = -I_o + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j}$$

Dónde:

- I_o es la inversión inicial del proyecto.
- FC son los flujos de caja anuales.
- n es el número de años.

- *Retorno de la inversión (Pay-Back)*

El Pay-Back es el retorno de la inversión inicial, por lo tanto, se ha calculado a partir de los flujos de caja anuales y de los flujos de caja acumulados anualmente que se observan en la tabla 7.

- *VAN*

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC}{(1 + k)^j}$$

Dónde:

- FC son los flujos de caja anuales.
- K es la tasa de descuento (supuesta constante para todas las casuísticas con un valor del 2%).
- n es el número de años.

Finalmente, en la tabla 7 se muestra el resumen general del estudio del caso base, donde se detallan todos los valores calculados en los 25 años de estudio.

Aspectos importantes a tener en cuenta de dicha tabla son los siguientes:

- Ahorro neto: Se ha calculado como la diferencia de la suma del ahorro económico por autoconsumo y el ahorro económico por compensación, y los costes de explotación según la siguiente expresión:

$$\text{Ahorro neto} = (\text{Ahorro Autoconsumo} + \text{Ahorro compensación}) - \text{Costes explotación}$$

Dónde, como ya se indicó anteriormente al inicio del punto 6, los costes de explotación se suponen constantes e iguales a un 1% de la inversión inicial.

- Se ha supuesto que radiación es constante en los 25 años de estudio, que la degradación anual de la producción es del 2% y que el PR inicial toma un valor de 0,8, tal y como ya se ha comentado anteriormente al inicio del punto 6.

AÑO	ENERGÍA				PR	INGRESOS		GASTOS	TOTAL		TESORERÍA	
	Radiación	Energía Producida	Energía Autoconsumida [kWh]	Energía Excedida [kWh]		Ahorro energía autoconsumida	Ahorro energía compensada	Costes explotación	Ahorro neto	Ahorro neto acumulado	Flujos de caja	Flujo de caja acumulado
0					0				0,00 €	0,00 €	-7.425,00 €	-7.425,00 €
1	1887,04	6817,61	4805,93	2011,68	0,80	1.858,61 €	340,57 €	-74,25 €	2.124,93 €	2.124,93 €	2.124,93 €	-5.300,07 €
2	1887,04	6681,26	4743,13	1938,13	0,79	1.862,00 €	334,94 €	-74,25 €	2.122,69 €	4.247,62 €	2.122,69 €	-3.177,38 €
3	1887,04	6544,91	4679,53	1865,38	0,77	1.864,32 €	328,98 €	-74,25 €	2.119,04 €	6.366,67 €	2.119,04 €	-1.058,33 €
4	1887,04	6408,56	4615,07	1793,49	0,75	1.865,53 €	322,69 €	-74,25 €	2.113,97 €	8.480,64 €	2.113,97 €	1.055,64 €
5	1887,04	6272,20	4549,69	1722,51	0,74	1.865,63 €	316,10 €	-74,25 €	2.107,48 €	10.588,12 €	2.107,48 €	3.163,12 €
6	1887,04	6135,85	4483,42	1652,43	0,72	1.864,60 €	309,18 €	-74,25 €	2.099,54 €	12.687,66 €	2.099,54 €	5.262,66 €
7	1887,04	5999,50	4416,39	1583,11	0,71	1.862,48 €	301,94 €	-74,25 €	2.090,17 €	14.777,83 €	2.090,17 €	7.352,83 €
8	1887,04	5863,15	4348,56	1514,59	0,69	1.859,25 €	294,38 €	-74,25 €	2.079,38 €	16.857,21 €	2.079,38 €	9.432,21 €
9	1887,04	5726,79	4279,74	1447,06	0,67	1.854,78 €	286,57 €	-74,25 €	2.067,10 €	18.924,30 €	2.067,10 €	11.499,30 €
10	1887,04	5590,44	4209,63	1380,81	0,66	1.848,94 €	278,56 €	-74,25 €	2.053,24 €	20.977,54 €	2.053,24 €	13.552,54 €
11	1887,04	5454,09	4138,17	1315,92	0,64	1.841,66 €	270,39 €	-74,25 €	2.037,80 €	23.015,35 €	2.037,80 €	15.590,35 €
12	1887,04	5317,74	4065,64	1252,10	0,63	1.833,08 €	262,01 €	-74,25 €	2.020,83 €	25.036,18 €	2.020,83 €	17.611,18 €
13	1887,04	5181,39	3992,09	1189,29	0,61	1.823,15 €	253,40 €	-74,25 €	2.002,30 €	27.038,48 €	2.002,30 €	19.613,48 €
14	1887,04	5045,03	3917,47	1127,56	0,59	1.811,90 €	244,60 €	-74,25 €	1.982,25 €	29.020,73 €	1.982,25 €	21.595,73 €
15	1887,04	4908,68	3841,68	1067,01	0,58	1.799,25 €	235,62 €	-74,25 €	1.960,61 €	30.981,34 €	1.960,61 €	23.556,34 €
16	1887,04	4772,33	3764,68	1007,65	0,56	1.785,11 €	226,47 €	-74,25 €	1.937,33 €	32.918,67 €	1.937,33 €	25.493,67 €
17	1887,04	4635,98	3686,44	949,53	0,55	1.769,47 €	217,18 €	-74,25 €	1.912,40 €	34.831,07 €	1.912,40 €	27.406,07 €
18	1887,04	4499,62	3607,02	892,61	0,53	1.752,36 €	207,73 €	-74,25 €	1.885,84 €	36.716,92 €	1.885,84 €	29.291,92 €
19	1887,04	4363,27	3526,77	836,50	0,51	1.733,94 €	198,07 €	-74,25 €	1.857,76 €	38.574,67 €	1.857,76 €	31.149,67 €
20	1887,04	4226,92	3445,37	781,55	0,50	1.713,99 €	188,27 €	-74,25 €	1.828,01 €	40.402,68 €	1.828,01 €	32.977,68 €
21	1887,04	4090,57	3362,86	727,70	0,48	1.692,51 €	178,33 €	-74,25 €	1.796,59 €	42.199,27 €	1.796,59 €	34.774,27 €
22	1887,04	3954,22	3279,10	675,11	0,47	1.669,43 €	168,27 €	-74,25 €	1.763,45 €	43.962,72 €	1.763,45 €	36.537,72 €
23	1887,04	3817,86	3193,78	624,08	0,45	1.644,62 €	158,18 €	-74,25 €	1.728,55 €	45.691,27 €	1.728,55 €	38.266,27 €
24	1887,04	3681,51	3106,75	574,76	0,43	1.617,93 €	148,10 €	-74,25 €	1.691,79 €	47.383,05 €	1.691,79 €	39.958,05 €
25	1887,04	3545,16	3017,81	527,34	0,42	1.589,29 €	138,10 €	-74,25 €	1.653,13 €	49.036,19 €	1.653,13 €	41.611,19 €
PROMEDIO	1887,04	5181,39	3963,07	1218,32	0,61	1.787,35 €	248,34 €	-74,25 €	1.961,45 €	26.513,64 €	1.961,45 €	19.088,64 €

Tabla 7: Resumen general del estudio del caso base

Una vez visto los resultados obtenidos en el caso base mediante el análisis con la fórmula teórica, se va a proceder a estudiar una serie de escenarios en los que se van a ir variando alguno de los datos mencionados anteriormente mientras los demás datos permanecen iguales a los del caso base.

A modo de introducción, en la siguiente tabla, se marca en cada uno de los posibles escenarios, cuál de los datos es el que varía; mientras que los que no aparecen marcados, adoptan el mismo valor que tenían en el caso base.

ESCENARIOS	RECURSO SOLAR	PRECIO ENERGÍA DE LA RED	PRECIO ENERGÍA EXCEDENTARIA	PERFIL DE DEMANDA	PRECIO DE LA INSTALACIÓN
CASUÍSTICA A.1	<input checked="" type="checkbox"/>				
CASUÍSTICA A.2	<input checked="" type="checkbox"/>				
CASUÍSTICA B			<input checked="" type="checkbox"/>		
CASUÍSTICA C			<input checked="" type="checkbox"/>		
CASUÍSTICA D				<input checked="" type="checkbox"/>	
CASUÍSTICA E				<input checked="" type="checkbox"/>	
CASUÍSTICA F					<input checked="" type="checkbox"/>

Tabla 8: Introducción a los diferentes escenarios de estudio

6.1.1.1 CASUÍSTICA (A.1)

En este punto se va a observar y analizar la influencia de un aumento horario de la radiación en un 10%. Esta casuística se estudia por el simple hecho de que no todas las bases de datos de radiación proporcionan los mismos datos y así poder ver la manera en la que esto influye en el diseño de una instalación.

A continuación, se puede observar cómo ha influido en cuanto a la energía producida un aumento del 10% de los datos de radiación escogidos.

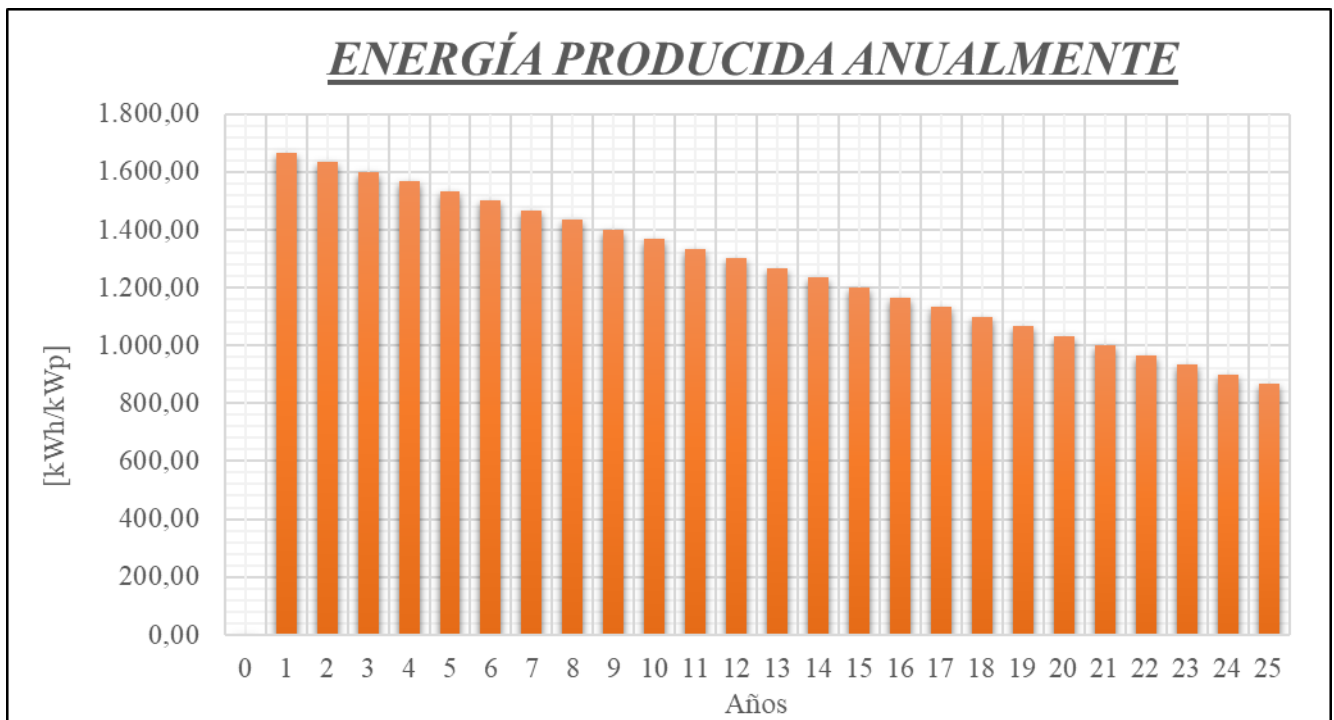


Ilustración 37: Energía producida anualmente casuística A.1.

Al aumentar en un 10% los datos de radiación seleccionados, se observa que la evolución de la producción es la misma y que se va degradando con el paso de los años por el mismo motivo que ya se explicó, en el caso base. En cambio, si es cierto que la energía producida a lo largo de los 25 años asciende a un valor de 31.663,5 kWh/kWp siendo un total de 142.485,9 kWh lo que equivale a un aumento del 9,9% de la energía producida.

Tras realizar el análisis energético, se muestra el análisis económico realizado.

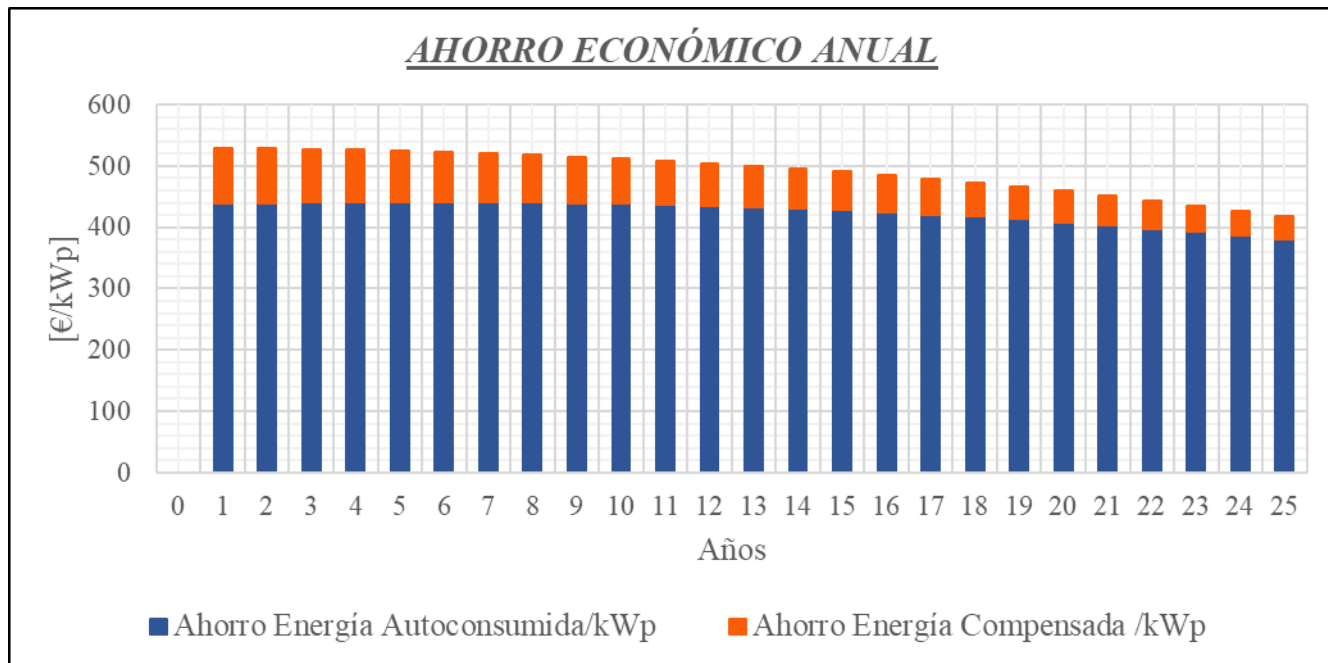


Ilustración 38: Ahorro económico anual casuística A.1.

Se puede observar en la ilustración 39, cómo la tendencia es la misma que en el caso base, pero debido al incremento de la radiación incidente, la energía producida por la instalación aumenta y por ello también lo hace el ahorro económico anual.

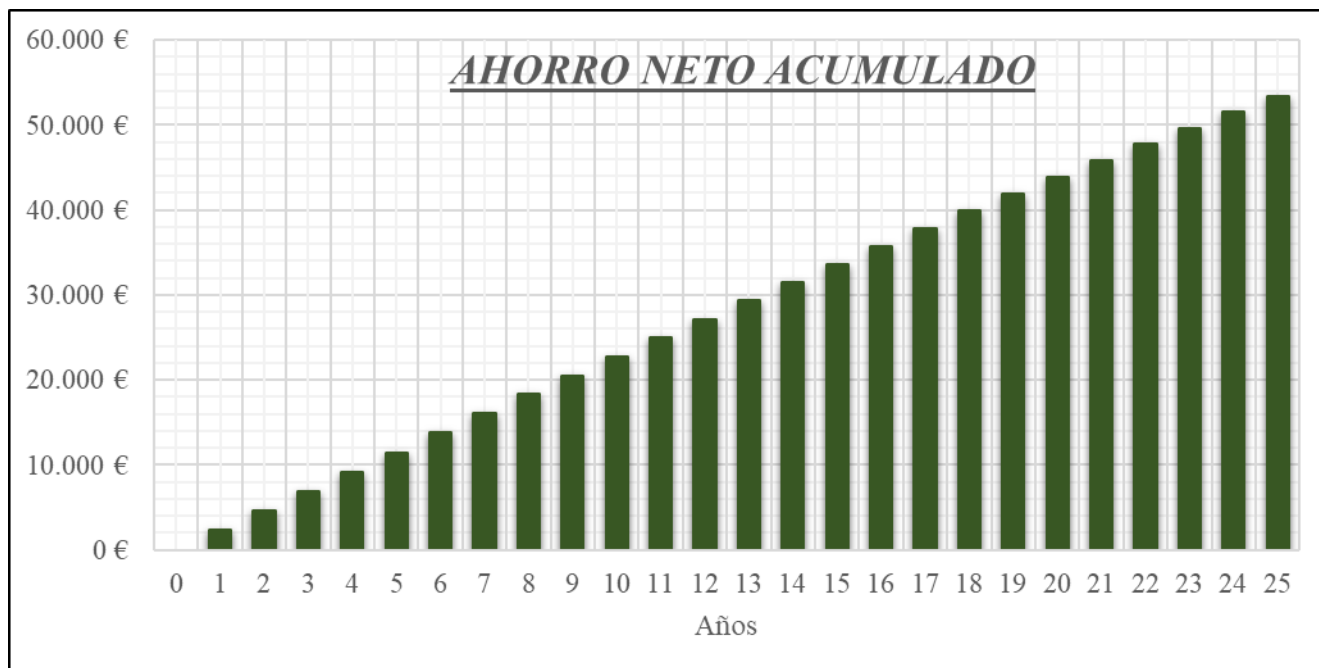


Ilustración 38: Ahorro neto acumulado casuística A.1.

En cuanto al ahorro neto acumulado, éste asciende al cabo de los 25 años a un valor de 53.329,82 €, es decir, un 8,76% más alto que en el caso base.

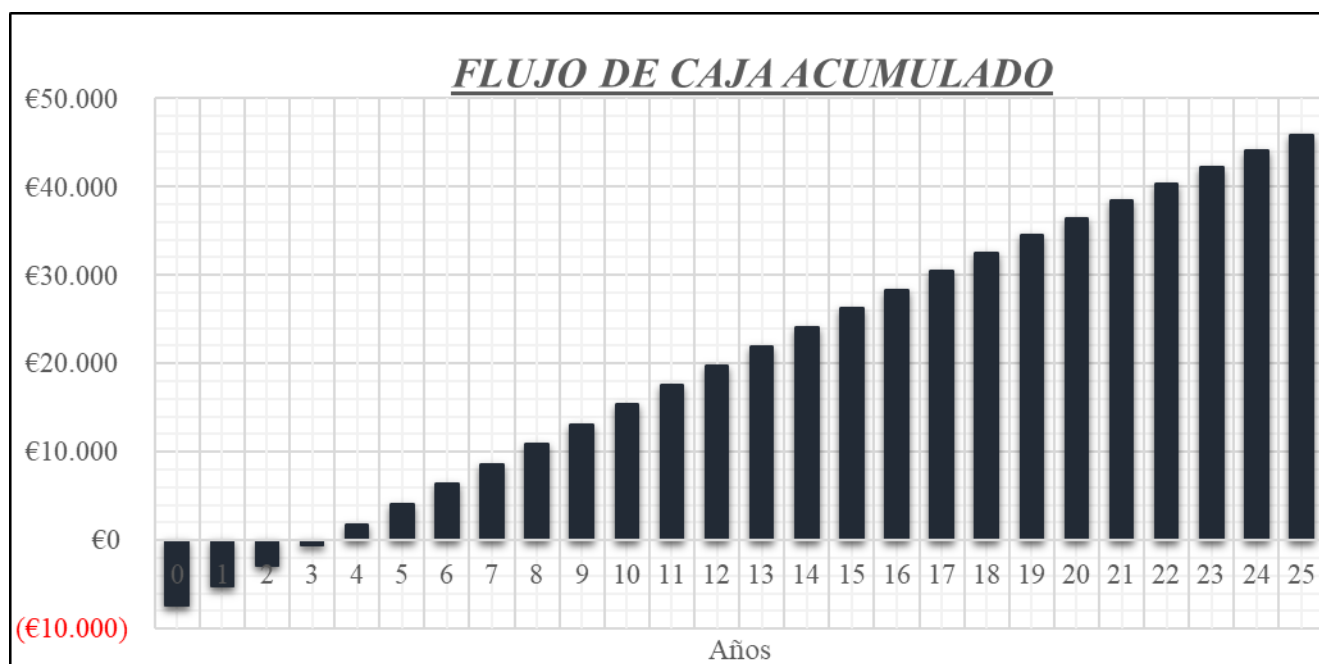


Ilustración 39: Flujo de caja acumulado casuística A

Respecto a la ilustración 39, se pueden sacar varias conclusiones; se puede observar que el Pay-Back pasa a ser 3,23 años, es decir que al tercer año y antes de llegar al tercer mes de dicho año, se recuperaría el total de la inversión. Esto supondría un adelanto de la recuperación de la inversión de tres meses respecto al caso base.

Por otro lado, el flujo de caja acumulado tras el paso de los 25 años, asciende a un valor de 45.905 € lo que supone un aumento de un 10,32% respecto al caso base.

Como resumen económico de la casuística A.1, en la siguiente tabla se puede observar lo comentado anteriormente:

TIR	30,70%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,23
VAN	29.374 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	45.905 €
AHORRO NETO ACUMULADO	53.330 €

Tabla 9: Resumen económico casuística A.1

6.1.1.2 CASUÍSTICA (A.2)

Al igual que se ha estudiado el efecto de un aumento del 10% de los datos de radiación en la casuística A.1, se ha estudiado de manera análoga la disminución de estos valores de radiación en un 10% respecto al caso base.

En cuanto a la energía producida, su valor tras los 25 años cae a 116.583 kWh lo que equivale a una disminución del 11,1%.

Los resultados económicos obtenidos a modo de resumen son los que se pueden observar en la siguiente tabla:

TIR	25,68%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,84
VAN	23.441 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	37.218 €
AHORRO NETO ACUMULADO	44.643 €

Ilustración 40: Resumen económico casuística A.2

Si se compara con el caso base, se observa cómo disminuye el TIR casi en un 3%, disminuye el VAN un 7,87%

(2.001 €) y además de disminuir tanto el flujo de caja como el ahorro neto acumulados; aumenta en cuatro meses la recuperación de la inversión.

6.1.1.3 CASUÍSTICA (B)

A continuación, se va a analizar la influencia que tiene que el precio de la energía excedentaria equivalga a un 20% del precio de la energía de la red (manteniendo el precio de la energía de la red idéntico al del caso base).

En definitiva, en este punto se va a observar y analizar la influencia del ratio entre el precio de la energía excedentaria y de la energía de la red.

En cuanto al análisis desde el punto de vista energético, el escenario no varía respecto al caso base; esto se debe a que el dato que se ha variado, ha sido el ratio entre precios de la energía excedentaria y de la energía de la red, esta variación no afecta en absoluto a la cantidad de energía producida anualmente por lo que tras los 25 años la energía producida sigue siendo 129.534,64 kWh al igual que en el caso base.

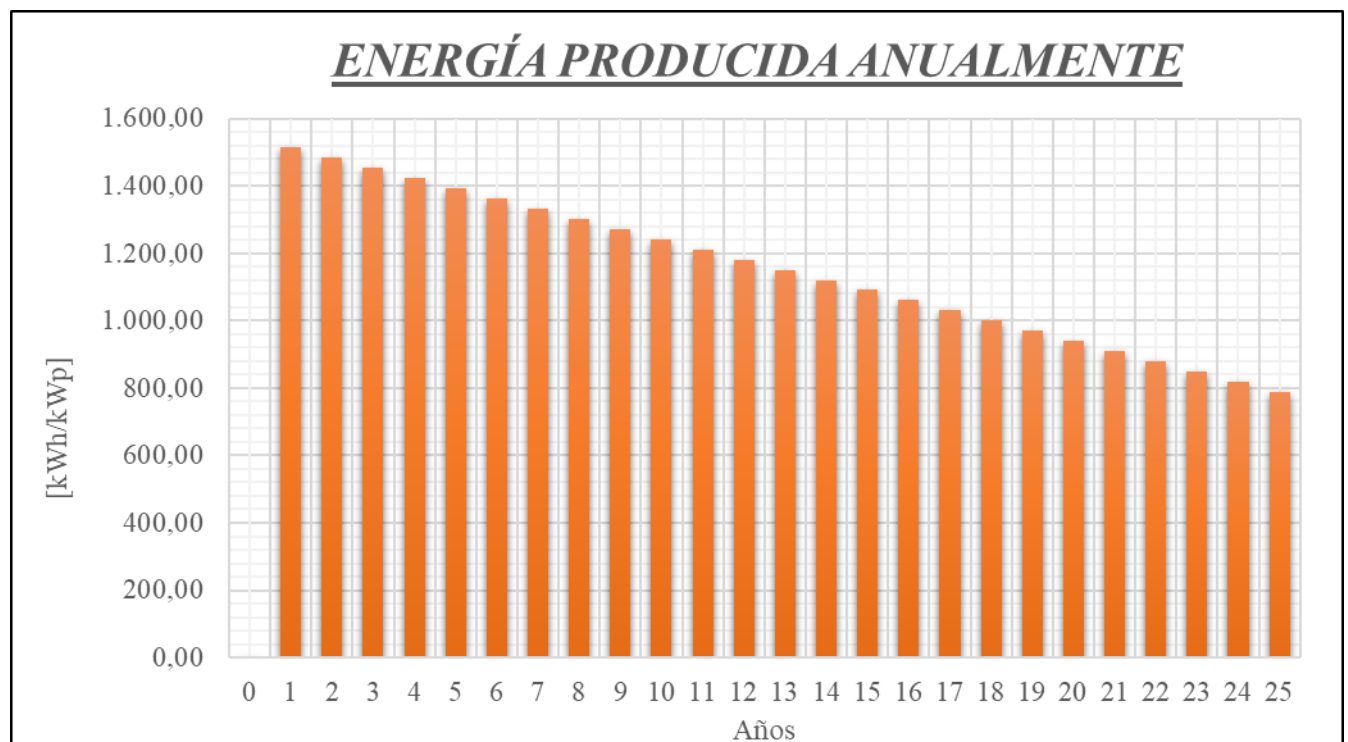


Ilustración 41: Energía producida anualmente casuística B

Por el mismo motivo, el PR adopta los mismos valores que en el caso base y por ello, no es de gran interés volver a graficar su evolución.

En cuanto al análisis económico, sí que se producen alteraciones respecto al caso base.

En primer lugar, se observa en la ilustración 42 cómo el ahorro se debe prácticamente, al hecho de autoconsumir, ya que el precio de la energía excedentaria es muy pequeño en comparación con el precio de la energía de red que se dejaría de pagar.

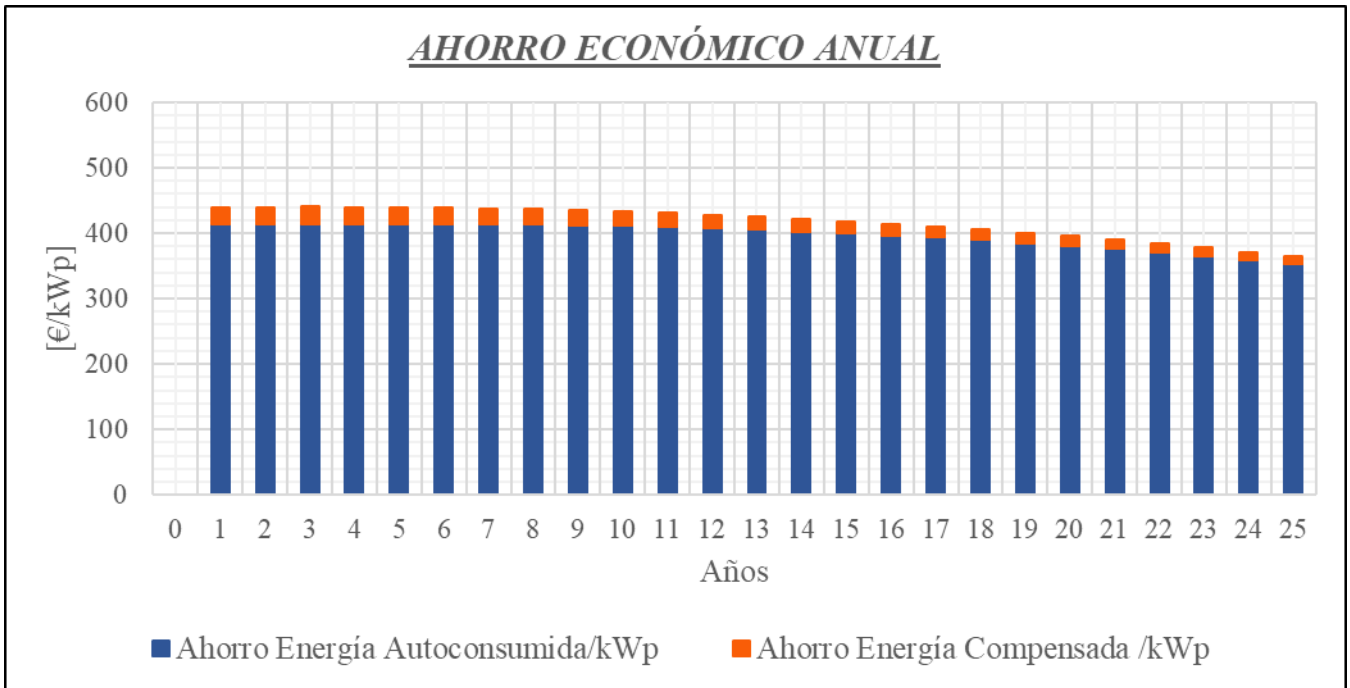


Ilustración 42: Ahorro económico anual casuística B

Por otro lado, en la ilustración 43, se observa que el ahorro neto acumulado tras 25 años presenta un valor ostensiblemente menor que en la ilustración 23. En este caso el ahorro neto acumulado adquiere un valor tras 25 años de 45.026 €, es decir, una disminución del 8,2%.

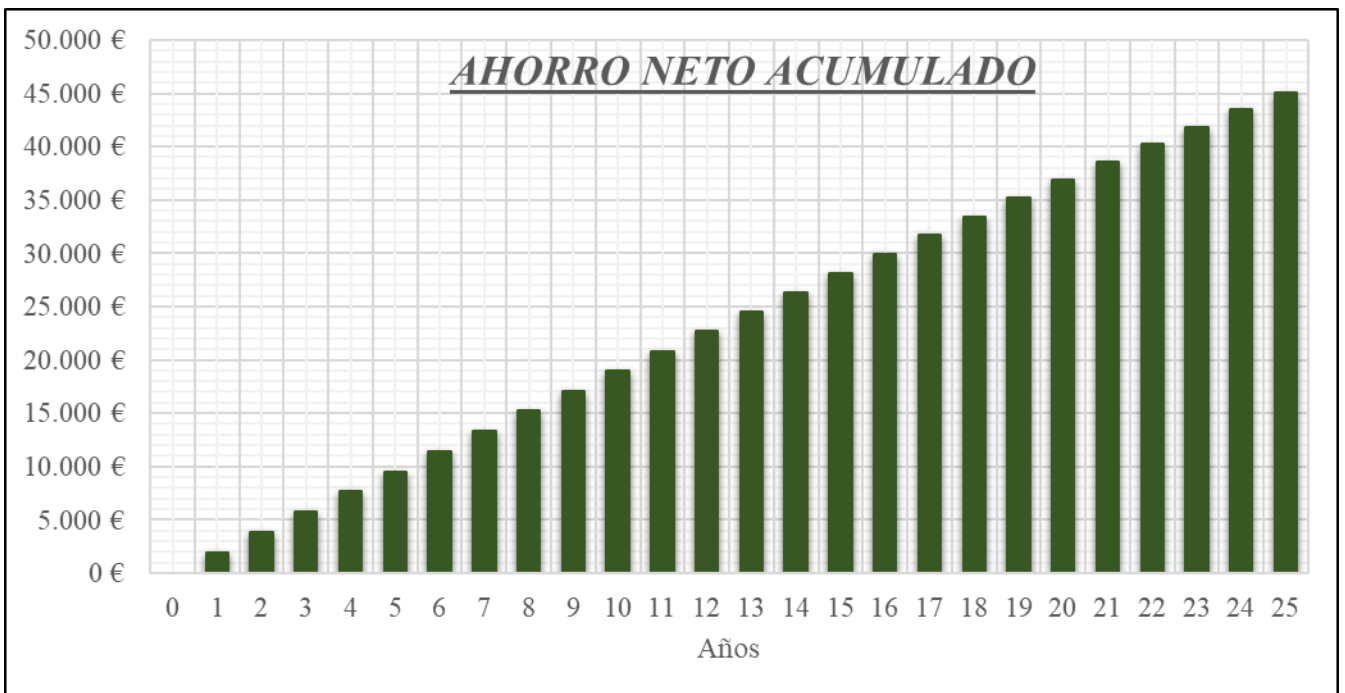


Ilustración 43: Ahorro neto acumulado casuística B

Finalmente, en la ilustración 44, el retorno de la inversión pasa a ser 3,9 años lo que equivale a 3 años y casi 11 meses, es decir, se recuperaría la inversión casi 5 meses más tarde que en el caso base.

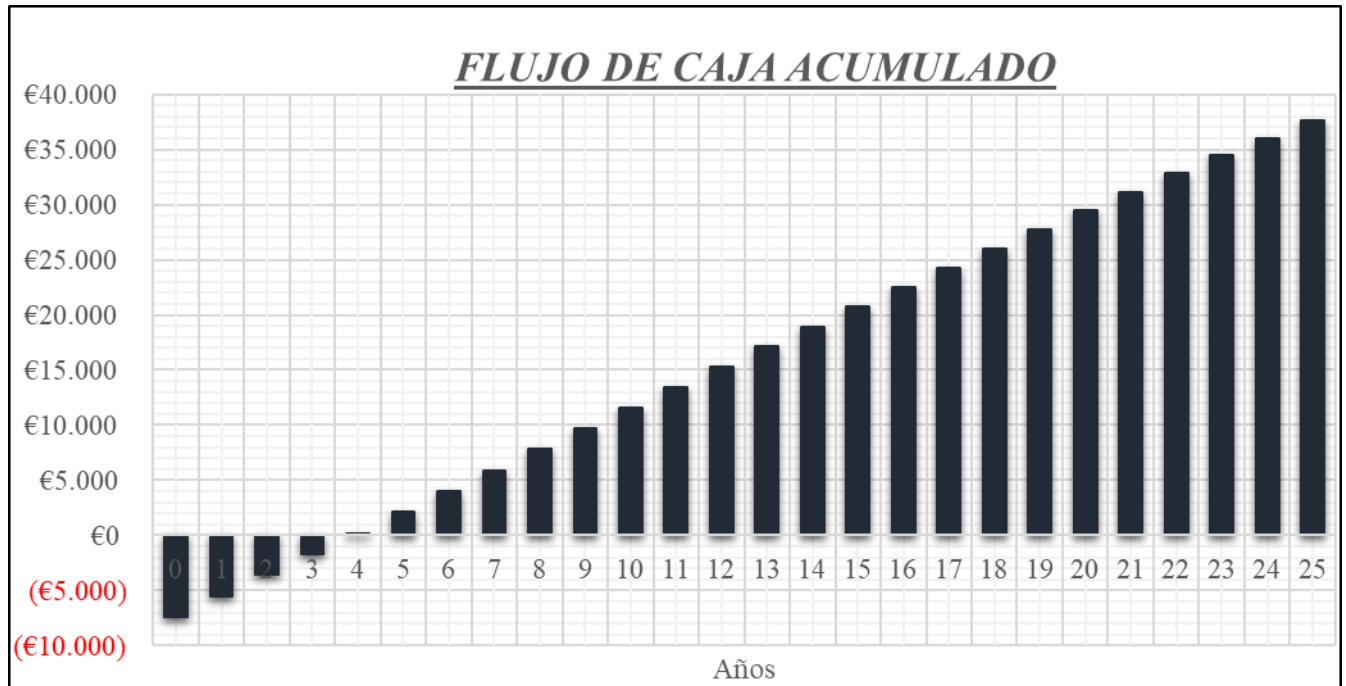


Ilustración 44: Flujo de caja acumulado casuística B

A modo de resumen del análisis económico se puede observar todo lo descrito anteriormente en la tabla 10.

TIR	25,40%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,90
VAN	23.589 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	37.601 €
AHORRO NETO ACUMULADO	45.026 €

Tabla 10: Resumen económico casuística B

6.1.1.4 CASUÍSTICA (C)

Debido a que en el punto 6.1.1.3. se ha analizado la influencia de una situación pesimista en cuanto a los precios de la energía excedentaria, en este punto se va a analizar el caso contrario.

En este punto, los precios de la energía excedentaria equivalen a un 90% de los precios de la energía de la red, por lo que, en este punto se vuelve a observar y analizar la influencia del ratio entre el precio de la energía excedentaria y de la energía de la red.

Al igual que en la casuística B, respecto al análisis energético, la energía producida anualmente, así como la evolución del PR no se ven afectadas por la variación de los precios y ambas evoluciones son exactamente iguales que en el caso base, con los mismos valores; por lo tanto, carece de sentido volver a mostrar su evolución.

En cuanto al análisis económico, al igual que en la casuística B, si se aprecian variaciones.

Ahora, al ser el precio de la energía excedentaria prácticamente el mismo que el precio de la energía de la red, se puede observar en la ilustración 45, cómo aumenta respecto al caso base el ahorro debido a la compensación de excedentes.

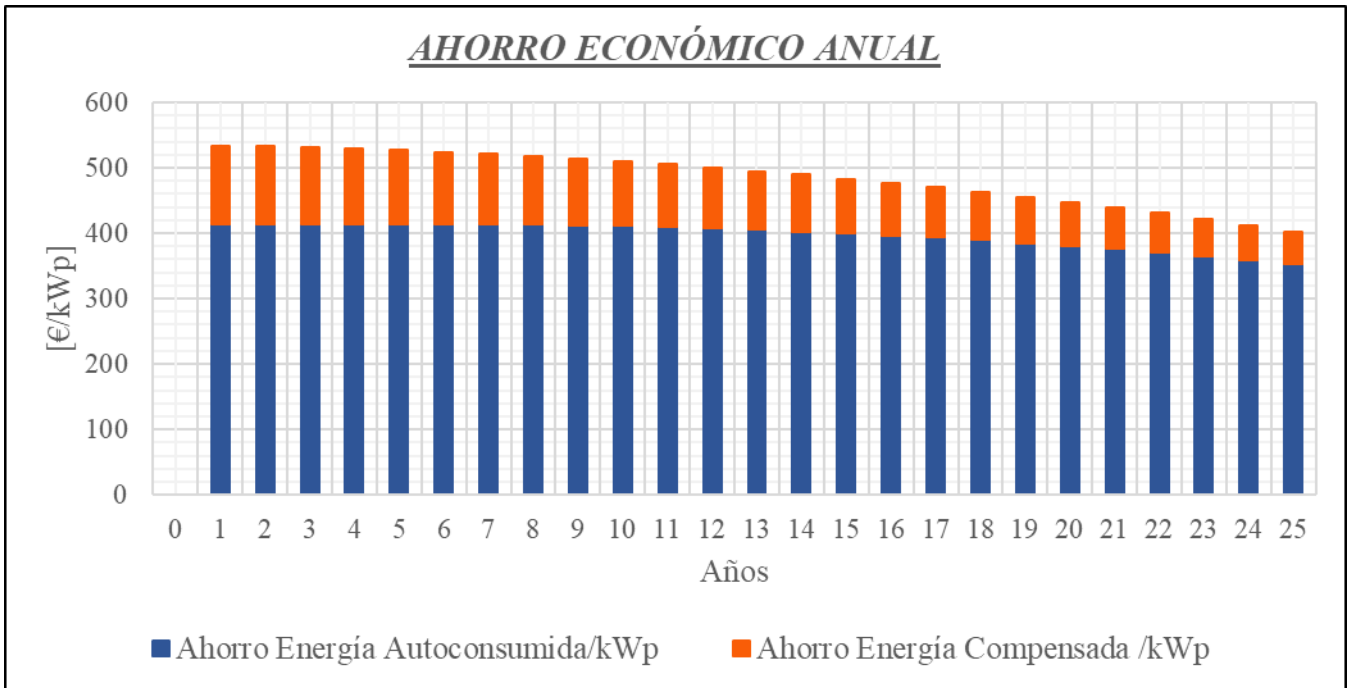


Ilustración 45: Ahorro económico casuística C

En cuanto a la ilustración 46, cabe mencionar que el ahorro neto acumulado tras 25 años toma el valor de 52.719€ lo que supone un aumento de un 7,5% respecto al caso base. Por lo tanto, si el precio de la energía excedentaria se aproxima bastante al valor del precio de la energía de la red, supone un mayor ahorro a lo largo de la vida útil de la instalación.

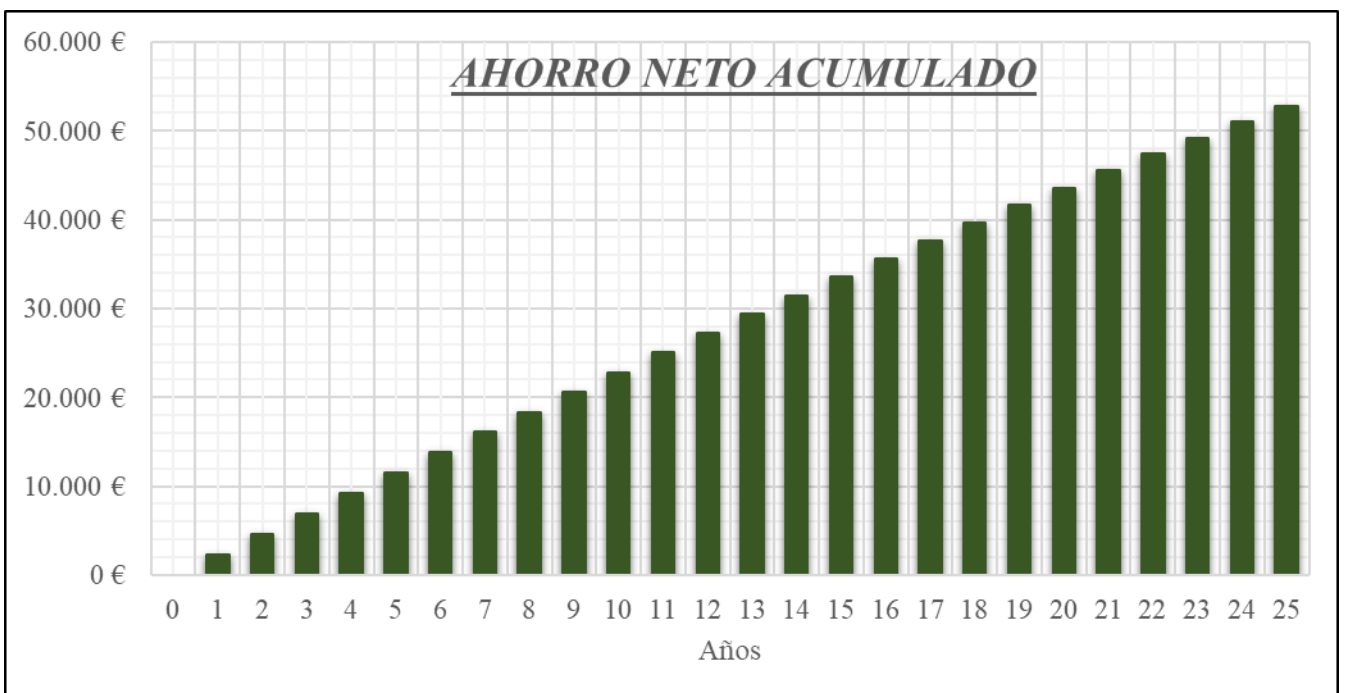


Ilustración 46: Ahorro neto acumulado casuística C

En la ilustración 47, se observa que el pay-back disminuye bastante, es decir, se recuperaría antes la inversión inicial. En concreto, se recuperaría la inversión inicial de esta instalación al cabo de 3,2 años; lo que supone un adelanto de 3 meses y medio con respecto el caso base.

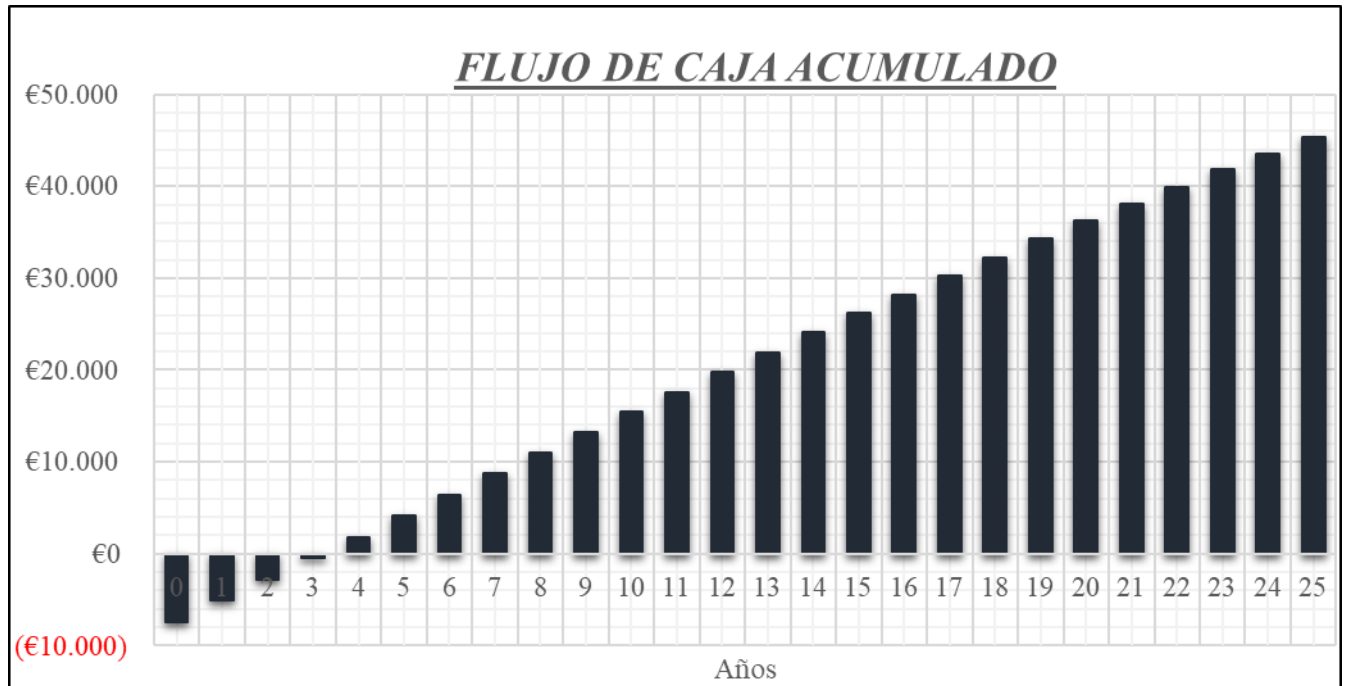


Ilustración 47: Flujo de caja acumulado casuística C

A modo de resumen económico de los valores comentados anteriormente, se puede observar la tabla número 11 destacando un aumento del TIR en algo más del 2% y un aumento del VAN en 3.622€.

TIR	30,85%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,20
VAN	29.063 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	45.294 €
AHORRO NETO ACUMULADO	52.719 €

Tabla 11: Resumen económico casuística C

6.1.1.5 CASUÍSTICA (D)

En este apartado, se va a estudiar cómo varían los parámetros ya estudiados en otras casuísticas, si se varía el perfil de consumo horario. Como ya se ha explicado anteriormente, existen dos maneras de alterar el consumo, una variando la cantidad de energía consumida (no es este caso) y otra variando el perfil de la demanda, pero manteniendo la cantidad anual (sí se trata de este caso). El perfil se ha variado de la manera siguiente, se ha duplicado en las horas diurnas, es decir, de 9:00 a 21:00 y se ha reducido a una cuarta parte en las horas nocturnas, es decir, de 21:00 a 9:00 en función de la proporción que aportaba cada hora, para no modificar la cantidad de consumo energético anual.

En cuanto al análisis energético, al variar el perfil de demanda, la energía producida anualmente, así como la evolución del PR tampoco sufren modificación alguna respecto al caso base; pero sí se aprecian variaciones importantes en el análisis económico.

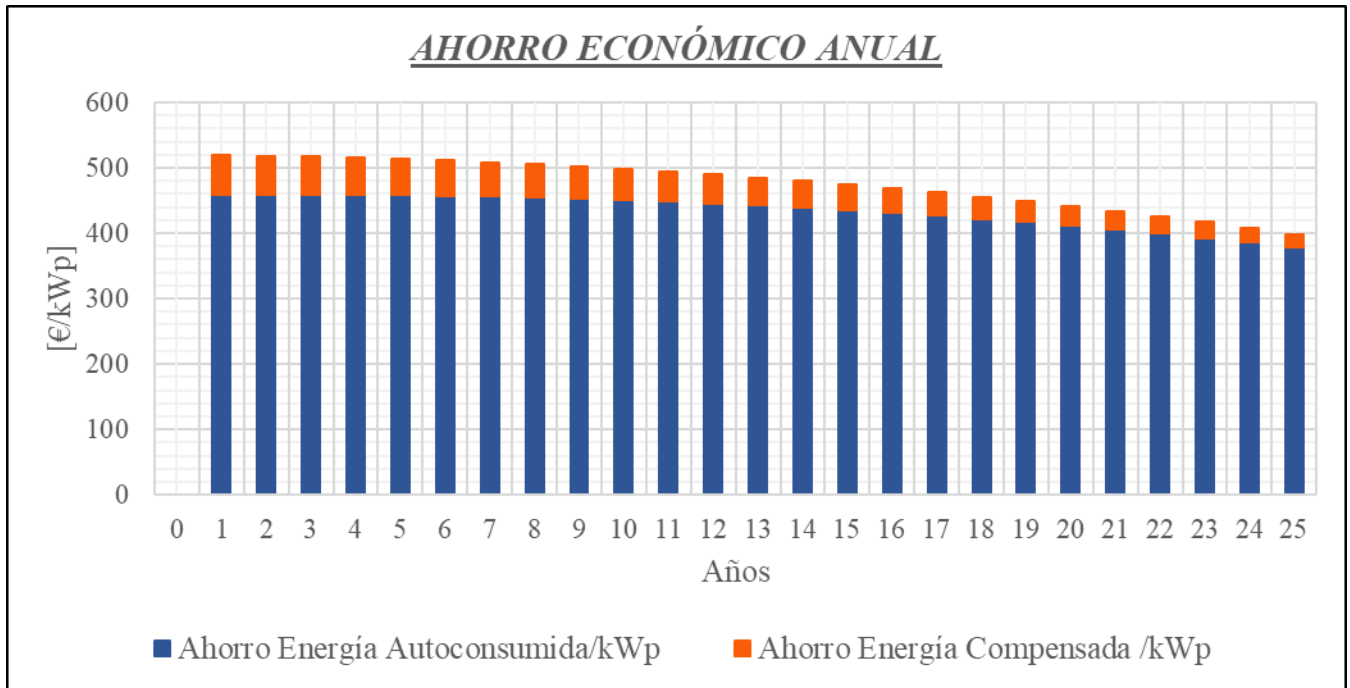


Ilustración 48: Ahorro económico anual casuística D

En la ilustración 48, se observa cómo ha aumentado el ahorro anual. También se puede ver, cómo ligeramente ha disminuido la proporción de ahorro de la energía excedentaria compensada.

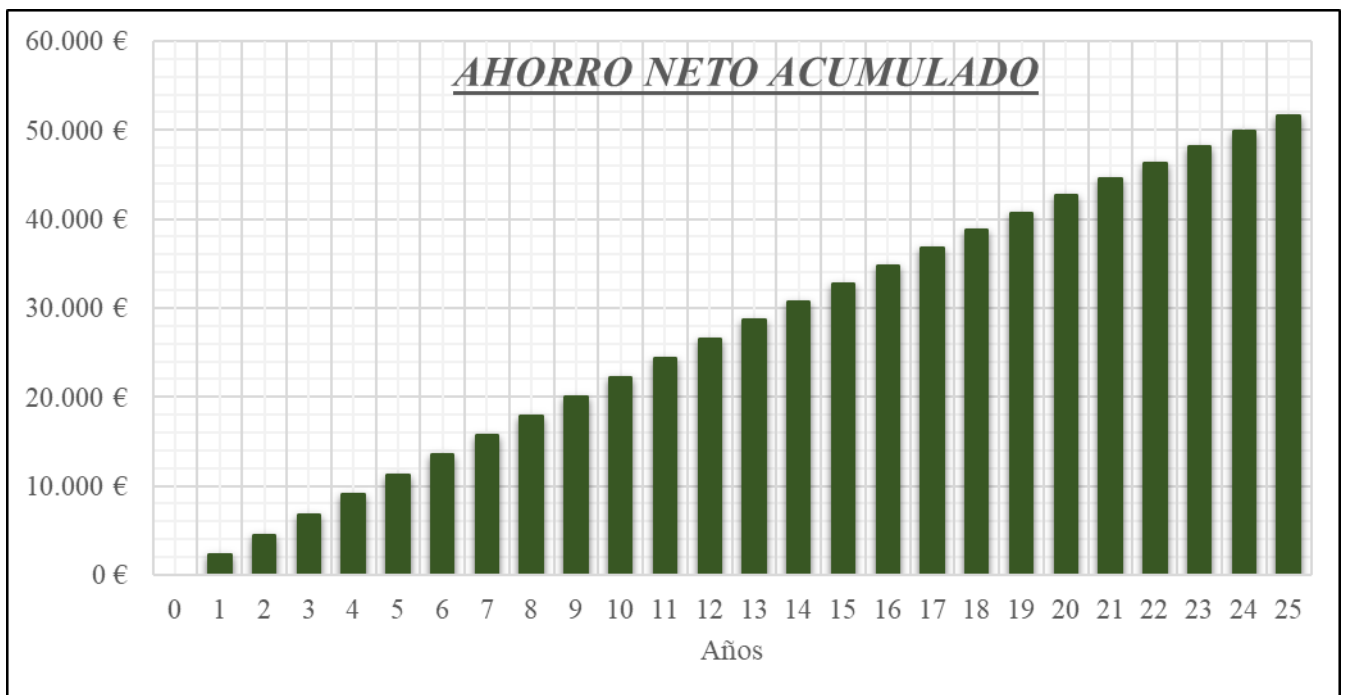


Ilustración 49: Ahorro neto acumulado casuística D

En cuanto al ahorro neto acumulado, al duplicar la demanda en las horas diurnas y disminuirlo a una cuarta parte en las horas nocturnas, tras 25 años pasa a tener un valor de 51.636 €, es decir, un 5,3% de aumento respecto al caso base.

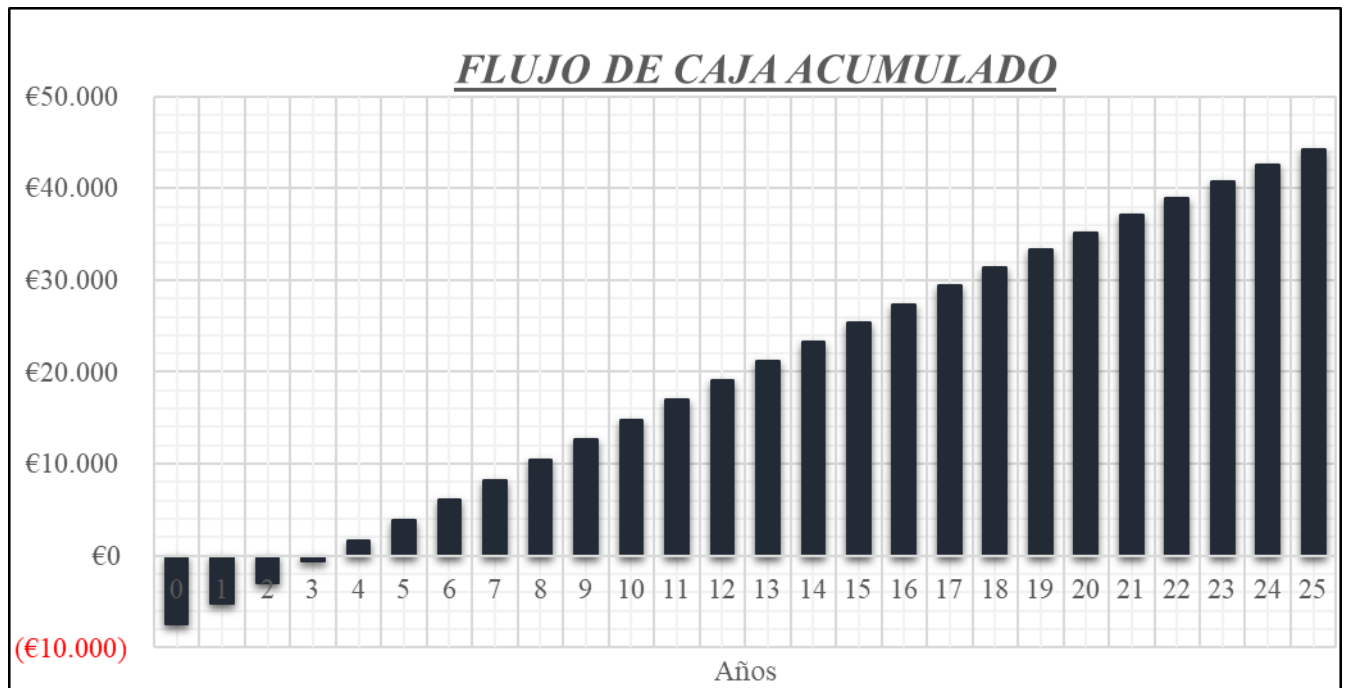


Ilustración 50: Flujo de caja acumulado casuística D

Al tener un mayor ahorro económico anual, como ya se ha visto en la ilustración 48; se puede observar en la ilustración 50 que el Pay-Back se encuentra algo por encima de los 3 años, en concreto en 3,29 años lo que equivale a 3 años y 3 mes (3 meses antes que en el caso base).

Tras observar las ilustraciones que muestran la evolución económica de la instalación, en la siguiente tabla se muestra a modo de resumen los datos más relevantes.

TIR	30,01%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,29
VAN	28.275 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	44.211 €
AHORRO NETO ACUMULADO	51.636 €

Tabla 12: Resumen económico casuística D

El TIR aumenta un 2% al igual que el VAN que lo hace en 2.833€ respecto al caso base.

6.1.1.6 CASUÍSTICA (E)

En este apartado, a diferencia del anterior, se va a estudiar cómo varían los parámetros económicos ya estudiados en otras casuísticas, si varía el perfil de demanda horario incrementando éste al doble y manteniendo la misma distribución horaria.

En cuanto al análisis energético, al variar el perfil de demanda, la energía producida anualmente, así como la evolución del PR tampoco sufren modificación alguna respecto al caso base.

En cuanto al ahorro económico anual, aumenta respecto al caso base, pero el ahorro debido a la energía excedentaria compensada disminuye y el ahorro es principalmente por autoconsumir, como era de esperar.

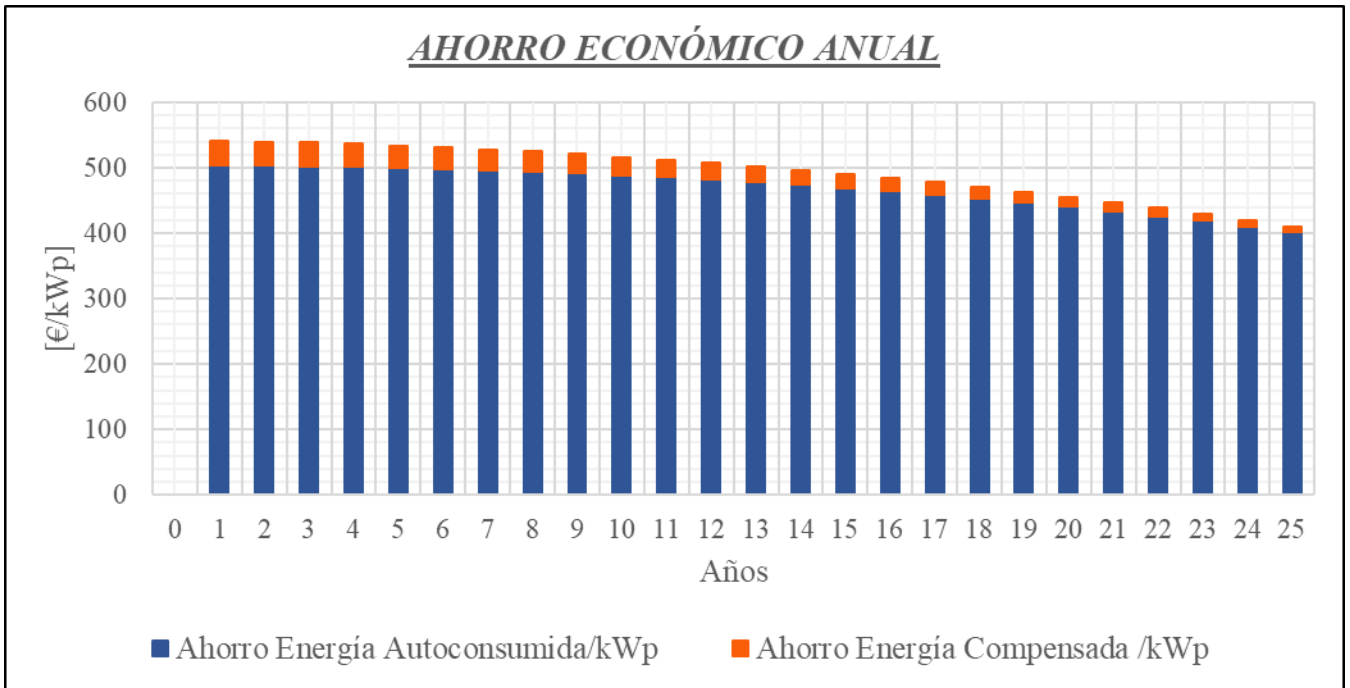


Ilustración 51: Ahorro económico casuística E

Tras los 25 años, el ahorro neto acumulado presenta un valor superior al del caso base, en concreto, 53.548 € lo que supone un aumento de un 9,2%.

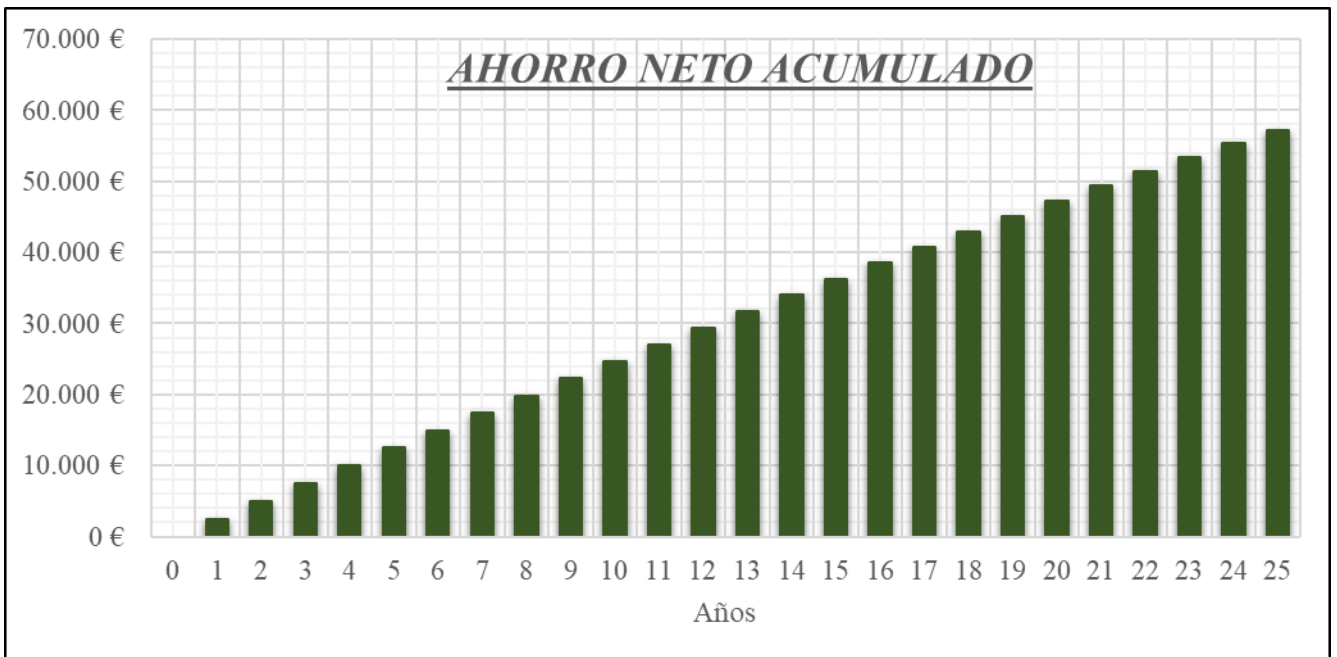


Ilustración 52: Ahorro neto acumulado casuística E

En la ilustración 53, se observa cómo el Pay-presenta un valor de 3,15 años, lo que equivale a 3 años y dos meses, suponiendo un adelanto de 4 meses respecto al caso base.

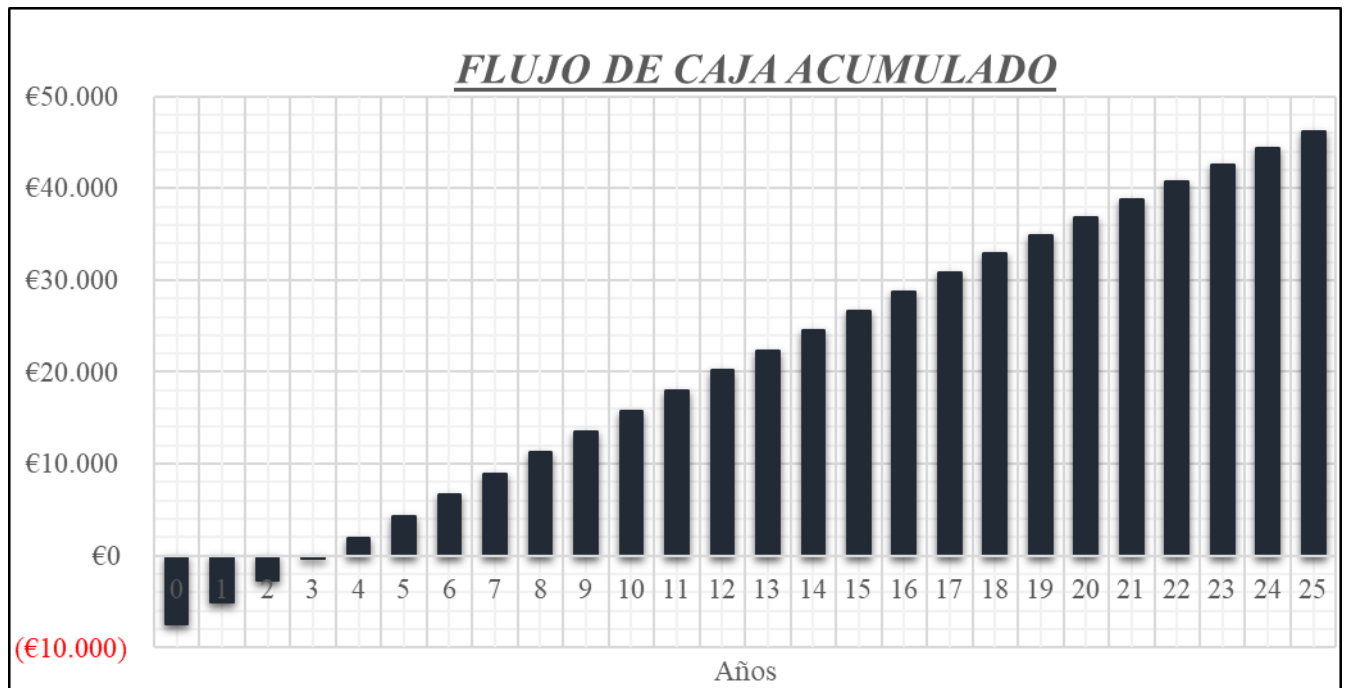


Ilustración 53: Flujo de caja acumulado casuística E

Tras analizar la parte económica, y como en las casuísticas anteriores, se puede observar la tabla 13 cómo resumen de los valores más relevantes.

TIR	31,30%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,15
VAN	29.620 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	46.123 €
AHORRO NETO ACUMULADO	53.548 €

Tabla 13: Resumen económico casuística E

6.1.1.7 CASUÍSTICA (F)

En el último escenario, se va a estudiar la influencia de variar el precio de la instalación. Este precio va a tener un valor de 0,825 €/Wp lo equivale a la mitad del precio de la instalación del caso base.

El análisis que se va a realizar es meramente económico, ya que esta modificación no afecta en absoluto al análisis energético.

En cuanto al ahorro económico anual, se observan los mismos valores que en el caso base. Esto se debe a que el hecho de que la instalación sea más barata, si no se modifican ninguno de los datos de consumo, radiación, precios de la energía de red y de la energía excedentaria... no se modifica el ahorro que le supone al usuario anualmente.

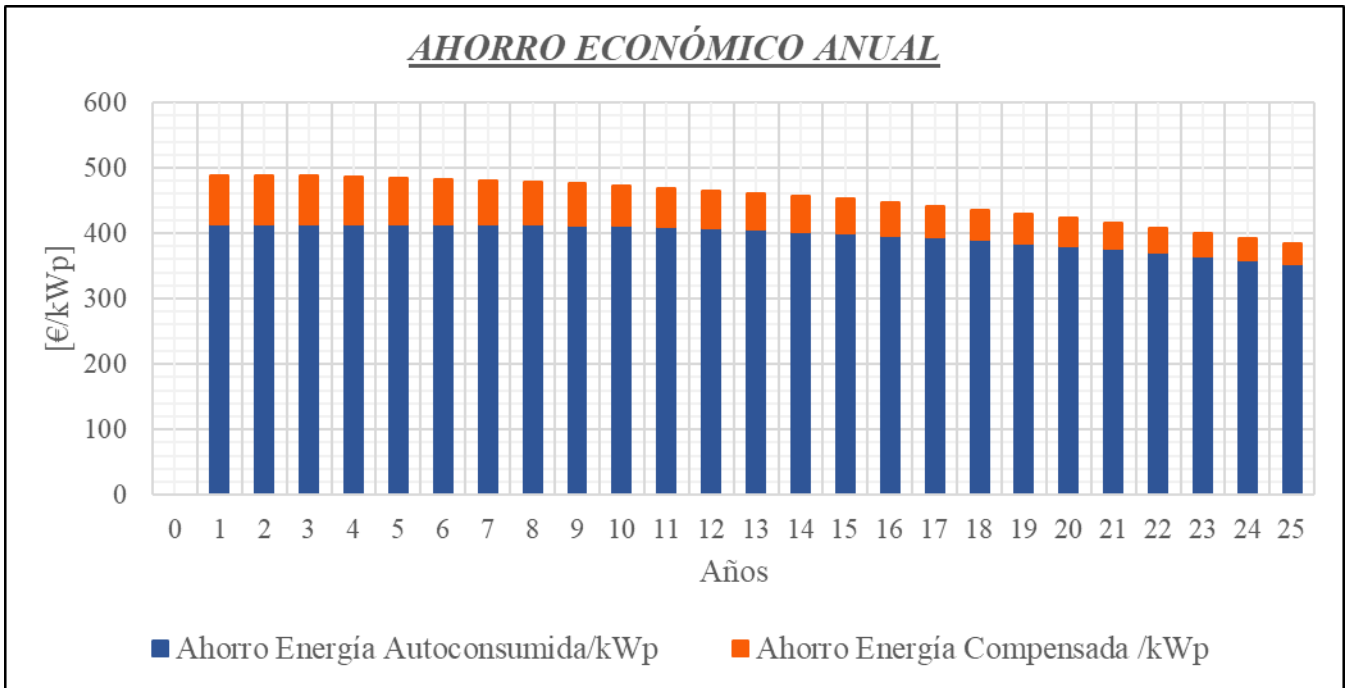


Ilustración 54: Ahorro económico casuística F

Tras los 25 años, el ahorro neto acumulado presenta un valor algo inferior al del caso base, en concreto, 49.964€ lo que supone un aumento del 1,9%.

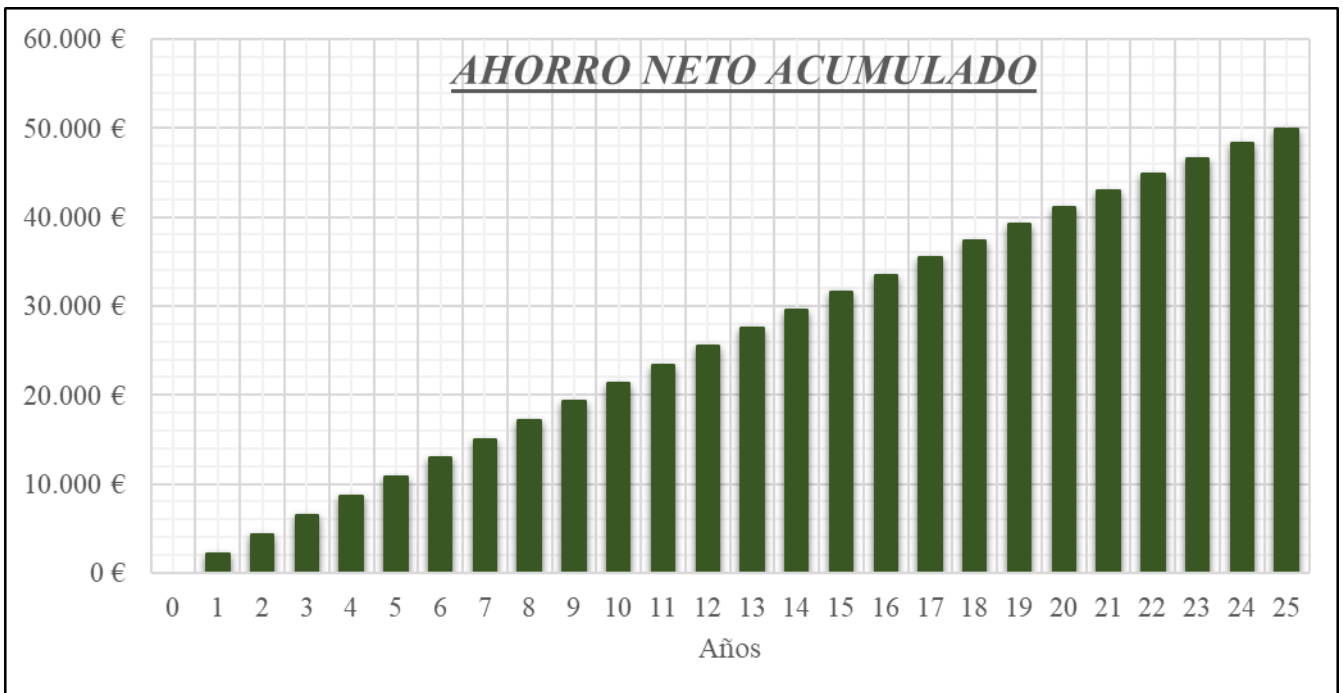


Ilustración 55: Ahorro neto acumulado casuística F

En la ilustración 56, se observa cómo el Pay-Back, por primera vez en todas las casuísticas estudiadas, se sitúa por debajo de los 2 años; en concreto para esta casuística, se trata de 1 año y 9 meses, suponiendo un adelanto de 1 año y 9 meses respecto al caso base.

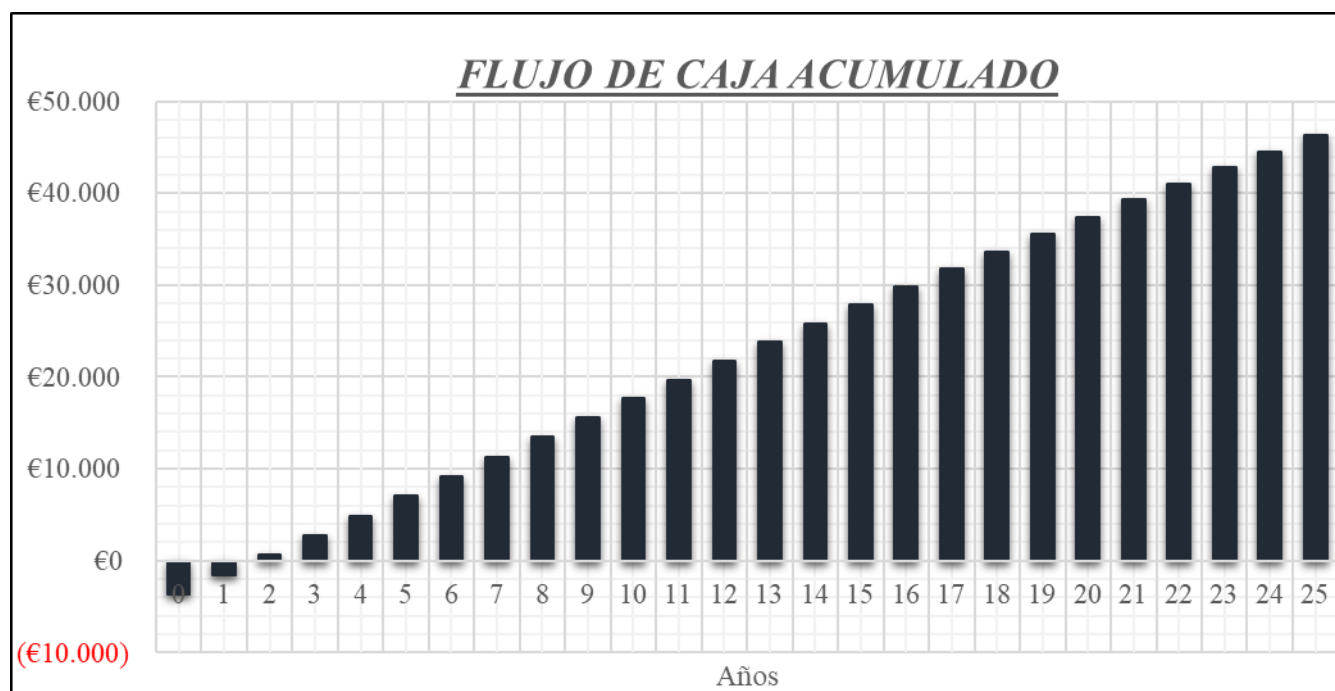


Ilustración 56: Flujo de caja acumulado casuística F

Finalmente, como en las casuísticas anteriores, se puede observar la tabla 14 cómo resumen de los valores más relevantes.

TIR	58,02%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	1,72
VAN	30.674 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	46.252 €
AHORRO NETO ACUMULADO	49.964 €

Tabla 14: Resumen económico casuística F

COMPARACIÓN GENERAL

A continuación, se realiza un análisis comparativo de los casos anteriores respecto al caso base.

	VALORES PROMEDIOS				UNIDADES
	CASO BASE	CASUÍSTICA A.1	CASUÍSTICA A.2	CASUÍSTICA B	
ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE	1.151,42	1.266,54	1.036,29	1.151,42	[kWh/kWp]
AHORRO ECONÓMICO ANUAL POR AUTOCONSUMO	1.787,35	1.909,70	1.657,93	1.787,35	[€]
AHORRO ECONÓMICO ANUAL POR COMPENSACIÓN	248,34	297,75	202,03	87,93	[€]
AHORRO ECONÓMICO NETO TOTAL	1.961,45	2.133,19	1.785,71	1.801,03	[€]
	VALORES ABSOLUTOS				UNIDADES
	CASO BASE	CASUÍSTICA A.1	CASUÍSTICA A.2	CASUÍSTICA B	
TIR	28,23%	30,70%	25,68%	25,40%	[%]
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,50	3,23	3,84	3,90	[Años]
VAN	26.441,68	29.373,97	23.440,51	23.588,84	[€]
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	41.611,19	45.904,82	37.217,69	37.600,75	[€]
AHORRO NETO ACUMULADO	49.036,19	53.329,82	44.642,69	45.025,75	[€]

Tabla 15: Comparación entre las diferentes casuísticas (parte 1)

VALORES PROMEDIOS					
	CASUÍSTICA C	CASUÍSTICA D	CASUÍSTICA E	CASUÍSTICA F	UNIDADES
ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE	1.151,42	1.151,42	1.151,42	1.151,42	[kWh/kWp]
AHORRO ECONÓMICO ANUAL POR AUTOCONSUMO	1.787,35	1.952,29	2.109,73	1.787,35	[€]
AHORRO ECONÓMICO ANUAL POR COMPENSACIÓN	395,67	187,40	106,42	248,34	[€]
AHORRO ECONÓMICO NETO TOTAL	2.108,78	2.065,43	2.141,90	1.998,57	[€]
VALORES ABSOLUTOS					
	CASUÍSTICA C	CASUÍSTICA D	CASUÍSTICA E	CASUÍSTICA F	UNIDADES
TIR	30,85%	30,01%	31,30%	58,02%	[%]
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,20	3,29	3,15	1,72	[Años]
VAN	29.063,43	28.275,07	29.619,82	30.673,68	[€]
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	45.294,42	44.210,85	46.122,52	46.251,81	[€]
AHORRO NETO ACUMULADO	52.719,42	51.635,85	53.547,52	49.964,31	[€]

Tabla 16: Comparación entre las diferentes casuísticas (parte 2)

De las tablas 15 y 16 se puede realizar dos análisis desde dos puntos de vistas diferentes. En primer lugar, se encuentran los valores promedios, es decir, la media de los parámetros analizados tras los 25 años de estudio.

Se han obtenido valores promedios de algunos de los parámetros, ya que para otros carece de sentido calcular su valor promedio. Estos parámetros en los que sí se ha estudiado su valor promedio son:

- *Energía producida anualmente:* Este valor nos proporciona la producción de la instalación anual si todos los años produjeran lo mismo, es decir, al deteriorarse los equipos, como ya se ha visto en puntos anteriores, la producción disminuye con el paso de los años; calculando el valor promedio se puede observar una producción media a lo largo de los 25 años de estudio. La única variación de los datos estudiados que afecta a la producción respecto al caso base, es la variación de la radiación, es decir, la casuística A.1. donde se aumenta un 10% los valores de radiación respecto al caso base, por lo que la producción media de la instalación se ve aumentada; y la casuística A.2. donde se produce totalmente lo contrario, se disminuye en un 10% los valores de radiación respecto al caso base y por lo tanto la producción anual media de la instalación decae.
- *Ahorro económico anual por autoconsumo:* Como era de esperar, la casuística que más ahorro promedio por autoconsumo proporciona es la casuística E, donde el consumo ha pasado a ser el doble que en el caso base, de ahí que mucha cantidad de energía que antes se compensaba o incluso se desaprovechaba, ahora se autoconsume. Seguido de la casuística E, en cuanto al ahorro promedio por autoconsumo, se encuentra la casuística D, donde se modifica el perfil de consumo, pero en lugar de modificar la cantidad total anual se modifica la distribución del perfil, y se pasa a consumir más en las horas diurnas (beneficioso para el autoconsumo) y menos en las nocturnas.

Por otro lado, la casuística que menos ahorro produce por autoconsumo es la casuística A.2. donde la radiación se ve decrementada en un 10% respecto al caso base.

- *Ahorro económico anual por compensación:* Este parámetro varía en todos los escenarios salvo en el F. En el escenario A.1. y A.2. al modificar la radiación como se ha indicado anteriormente, el ahorro medio por compensación de excedentes se ve beneficiado para el primer de los casos, y perjudicado para el segundo, debido a que la energía promedio producida aumenta y disminuye respectivamente. En cuanto a las casuísticas que se sitúan en los valores extremos; la casuística B, al presentar unos precios de la energía excedentaria que equivalen al 20% de los precios de la energía de red, el ahorro promedio por compensación decae enormemente tal y como se observa en la tabla 15; en cambio, ese 20% pasa a ser un 90% en el escenario C, por lo que el ahorro promedio por compensación se ve bastante favorecido. Por último, las casuísticas E y F que anteriormente se veían favorecidas en cuanto al ahorro promedio por autoconsumo, ahora se ven perjudicadas como era de esperar.
- *Ahorro económico neto total:* Anteriormente se ha comentado que las casuísticas que más ahorro promedio por autoconsumo producen son la D y la E, y que las que más ahorro por compensación producen son la C y la A.1; si a continuación se analiza el ahorro económico neto total (calculado de la misma manera ya explicada en la tabla 7, es decir, incluyendo los costes de explotación), la casuística que proporciona el mayor de los ahorros es la casuística E, ya que como se observa en la tabla 16 el aumento sufrido en el ahorro por autoconsumo es muy significativo, seguida de la casuística A.1. donde además de verse beneficiado en gran medida el ahorro por compensación, se ve favorecido también, el

ahorro por autoconsumo.

En cuanto al análisis en valores absolutos se han estudiado los siguientes parámetros:

- *TIR*: La casuística que presenta un mejor TIR, es la casuística F (58,02%), es decir, un 29,79% más alto que en el caso base y un 32,62 más alto que en el caso con el menor TIR (escenario B con un TIR del 25,4%).
- *Retorno de la inversión*: Al igual que el TIR, la casuística que mejor pay-back presenta, es decir, la casuística en la que antes se recupera la inversión, es la F que presenta un pay-back de 1 año y 9 meses, recuperando la inversión 1 año y 9 meses antes que en el caso base y 2 años y 2 meses antes que la casuística con el pay-back más alto (casuística B con un pay-back de 3,9 años).
- *VAN*: Con el VAN, vuelve a ocurrir lo mismo, El mayor VAN lo presentan la casuística F, con un valor de 30.673,68€ frente a los 26.441,68€ del caso base y los 23.440,51€ de la casuística A.2. (el menor de todos).
- *Flujo de caja acumulado*: Tras los 25 años de estudio, el caso base presenta un valor del flujo de caja acumulado de 41.611,19€; este flujo de caja acumulado, alcanza su máximo en la casuística F con 46.2521,31€ y su mínimo en la casuística A.2. con 37.217,69€.
- *Ahorro neto acumulado*: En cuanto al ahorro neto acumulado, ya no es la casuística F la que presenta el valor más elevado, sino que el ahorro neto acumulado va ligado al ahorro que produce la instalación y a los costes de explotación; por lo que tal y como se observa en las tablas 15 y 16, la casuística que presenta el mayor valor es la casuística E seguida de la A.1. como ya ocurrió con el valor promedio del ahorro económico neto total.

Una vez analizado y comparado las casuísticas de manera general con valores promedios y absolutos tabulados. A continuación, se van a analizar de nuevo aspectos comentados anteriormente, pero, apoyándose este análisis en gráficas en las que se muestran las evoluciones de diferentes parámetros de todas las casuísticas estudiadas.

En primer lugar, en la ilustración 57 se analiza el término de energía producida anualmente.

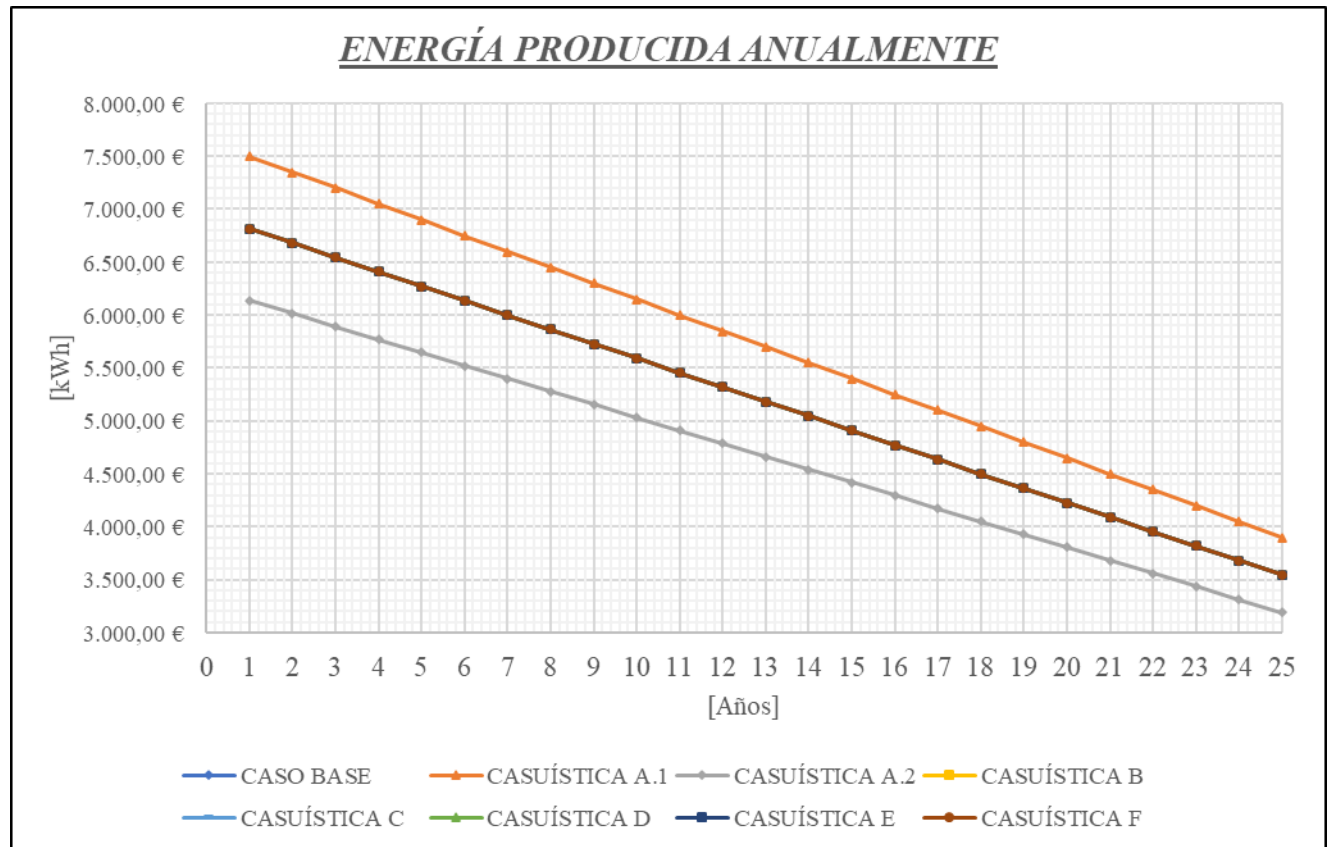


Ilustración 57: Comparación de la energía producida anualmente entre las diferentes casuísticas

Se puede observar, cómo únicamente los escenarios en los que el dato que se ha variado ha sido el recurso solar (casuística A.1. con un aumento del 10% y casuística A.2. con una disminución del 10%, ambos respecto al caso base) son los que ven alterado el valor de su producción anual.

La tendencia de todas las casuísticas es la misma, esto se debe a la degradación de los equipos de la instalación, como ya se comentó con anterioridad.

Una vez, analizada la evolución de la energía producida de las diferentes casuísticas, el análisis a partir de este momento se va a centrar en el ámbito económico.

En primer lugar, en las siguientes ilustraciones con número 58 y 59 se analizará el ahorro económico anual debido a la energía autoconsumida y por otro lado el ahorro económico anual producido por la compensación de excedentes. Finalmente, en la ilustración 61, poder observar la proporción y la cantidad de ahorro anual teniendo en cuenta tanto la energía autoconsumida como la compensada.

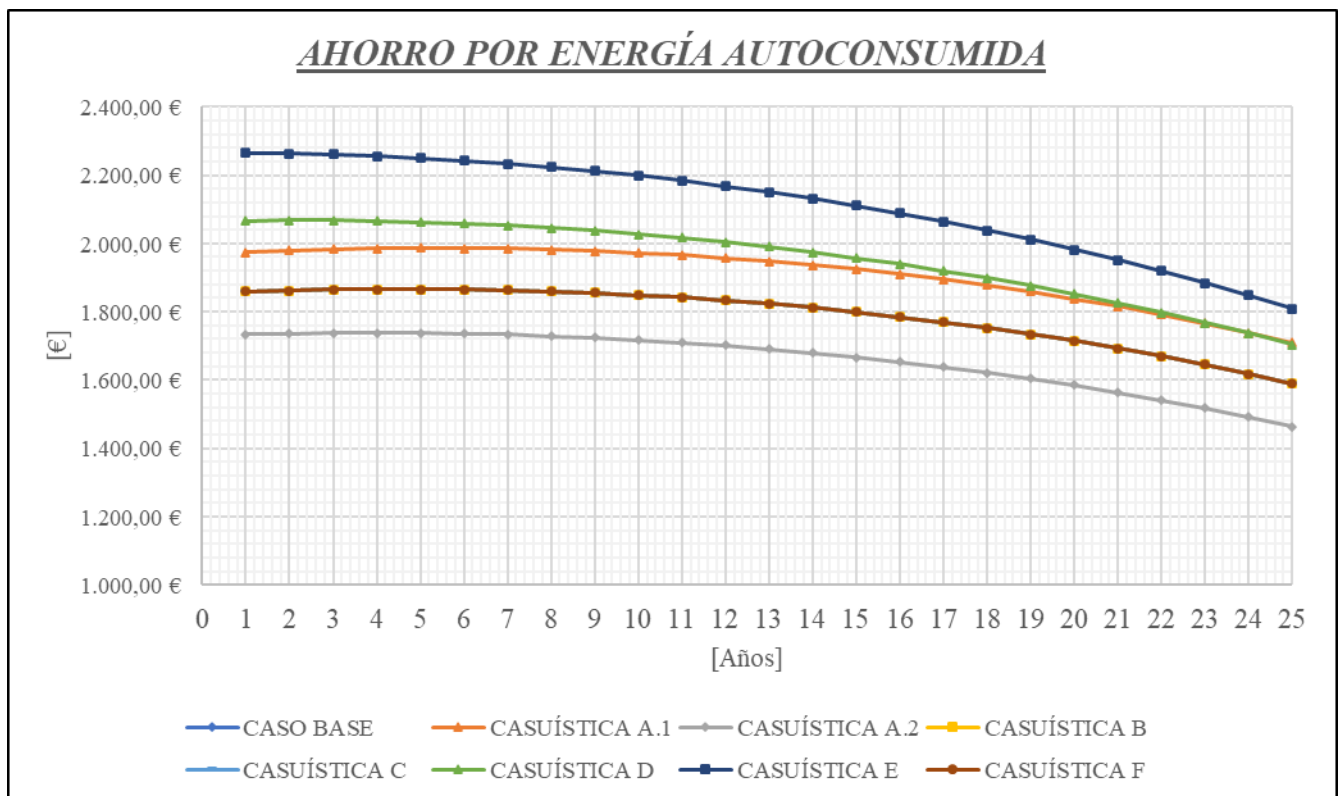


Ilustración 58: Comparación del ahorro económico anual, debido a la energía autoconsumida, entre las diferentes casuísticas

En la ilustración XXX, donde se observa el ahorro económico anual debido a la energía autoconsumida, se puede ver, cómo el factor más determinante para conseguir un mayor ahorro económico, es el perfil de la demanda. Este perfil, se ha modificado en dos de las casuísticas anteriores:

- Casuística D, donde se ha modificado la distribución del perfil horario de la demanda, pero se ha mantenido la cantidad de energía anual consumida.
- Casuística E, donde se ha modificado el perfil, pero haciendo los cambios al revés, es decir, se ha mantenido la distribución horaria del caso base, pero se ha variado la cantidad de energía consumida anualmente.

Como era de esperar, si el consumo horario se duplica (casuística E), y por tanto el anual también lo hace, el ahorro por energía autoconsumida aumenta en gran medida, ya que la mayor parte de la energía producida por la instalación, se autosumme.

Respecto a la casuística D, al variar la distribución del perfil horario de demanda, al consumir más energía en las horas diurnas y consumir menos en las horas nocturnas (comparándolo con el caso base), el ahorro por energía autoconsumida también será ostensiblemente mayor en la casuística D que en el caso base, pero no

llegando a los valores del escenario E.

Un parámetro que también influye positivamente o negativamente en el ahorro económico por energía autoconsumida, es el recurso solar. Si el recurso solar se incrementa como en la casuística A.1. en un 10% sobre el caso base, al producir más energía, ya visto en la ilustración XXX, el autoconsumo que se produce es mayor, y por ello el ahorro económico también; ocurriendo justamente lo contrario con el escenario A.2. donde el recurso solar se ve decrementado en un 10% respecto al caso base.

El resto de casuísticas, presentan la misma evolución del ahorro económico debido a la energía autoconsumida que el caso base, ya que ni el precio de la instalación (casuística F), ni el precio de la energía excedentaria, afectan al ahorro debido a la energía autoconsumida.

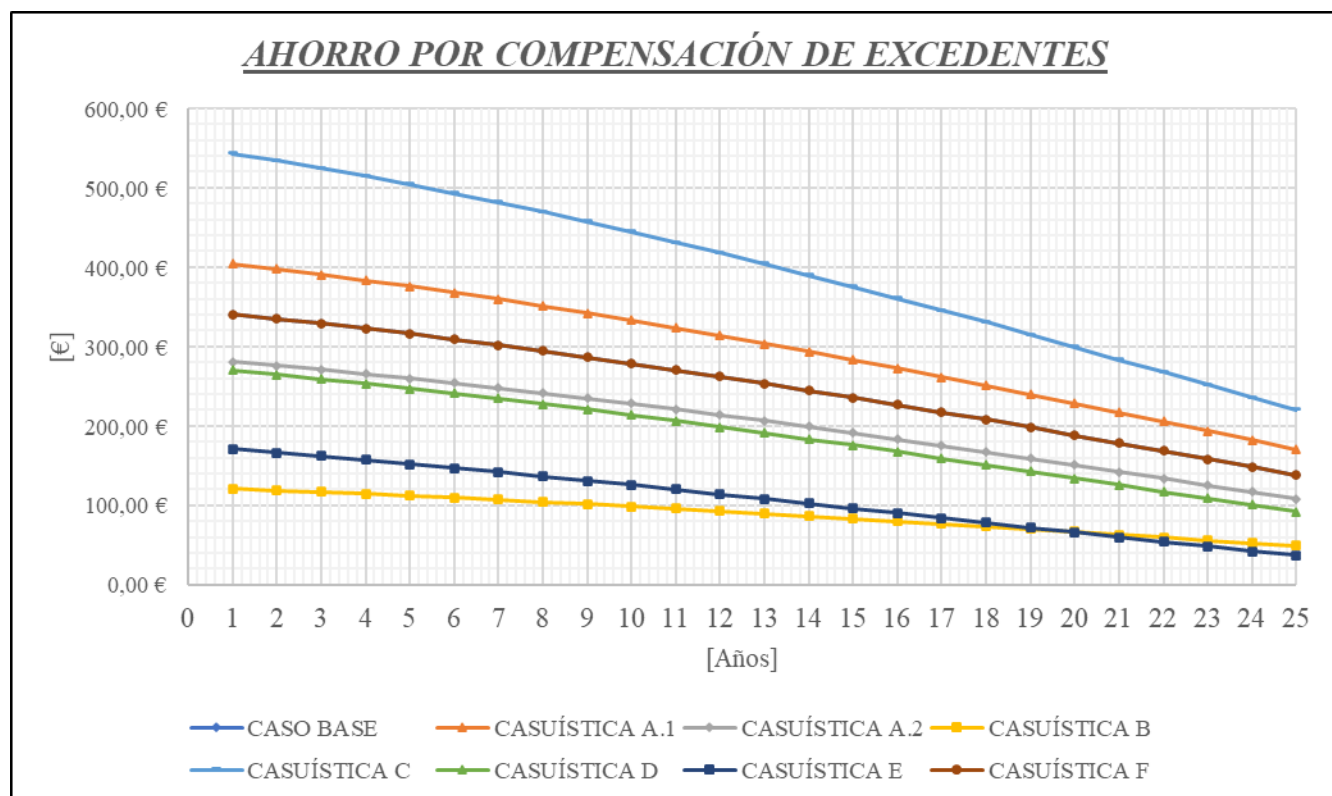


Ilustración 59: Comparación del ahorro económico anual, debido a la compensación de la energía excedentaria, entre las diferentes casuísticas

El panorama cambia un poco en cuanto al ahorro por compensación de excedentes. Ahor sí, la variación de todos los datos estudiados, salvo el precio de la instalación, afectan a este parámetro.

En primer lugar, hay dos casuísticas que la variación que se ha producido en cada una de ellas ha beneficiado al ahorro por compensación de excedentes.

- Casuística C: si el precio de los excedentes equivale al 90% del precio de compra de la red, como cabía esperar, el ahorro por compensación se va a elevar bastante respecto al caso base, consiguiendo un aumento del ahorro anual por compensación del 60%.
- Casuística A.1: en este escenario, se ha variado el recurso solar, aumentando este en un 10%, por lo que al producir más energía la instalación, y manteniendo la demanda, el ahorro debido a la energía que se compensará por excedentes aumentará, en concreto, aumentará en una cantidad media anual del 20%.

Además de haber escenarios que se ven beneficiados en cuanto al ahorro por compensación de excedentes, también existen algunos que se ven perjudicados:

- Casuística A.2: ocurre justamente lo contrario que en el escenario A.1, al producir menos la instalación porque el recurso solar es menor y manteniendo la demanda el caso base, el ahorro por compensación de excedentes se reducirá en una cantidad promedio anual del 21%.
- Casuística D: al consumir más energía en las horas diurnas la energía excedida disminuye, y por lo tanto

el ahorro por compensación también.

- Casuística E: el motivo de conseguir menos ahorro en este escenario, es el mismo prácticamente que en el escenario D, pero aún peor, ya que al aumentar la demanda horaria y por tanto la anual al doble, la energía excedida cae a valores muy pequeños, suponiendo una disminución media anual del 59% respecto al caso base.
- Casuística B: Por último, al igual que el escenario más beneficiado en cuanto a ahorro por excedentes era el C (precio de los excedentes equivalen al 90% de los precios de compra de la energía de red), el escenario B es el más perjudicado, debido a que ahora los precios de los excedentes suponen un 20% de los precios de la energía de red, produciéndose una disminución media anual del 65% respecto al caso base.

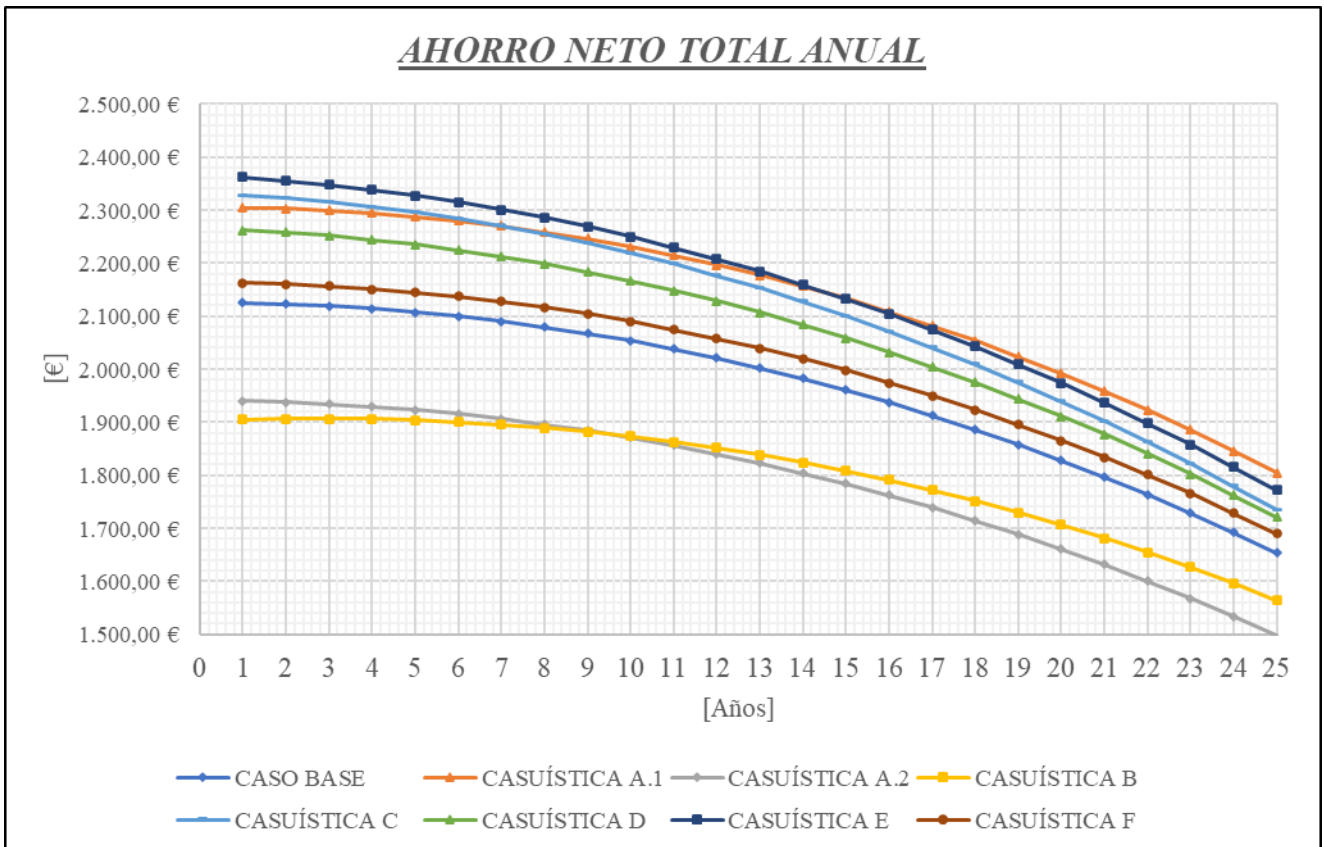


Ilustración 60: Comparación del ahorro económico anual total entre las diferentes casuísticas

En la ilustración 60, se puede observar el ahorro anual total (ahorro por autoconsumo sumado al ahorro por compensación de excedentes y teniendo en cuenta los costes de explotación) en cada uno de los 25 años de estudio de la instalación.

Se observa cómo las casuísticas A.1, C, D y E se encuentra por encima del caso base, produciendo el mayor ahorro neto anual de todas, la casuística E, durante los 15 primeros años, pero, viéndose superada por la casuística A.1. en los últimos 10 años de estudio.

Lo mismo ocurre con las casuísticas que se encuentran por debajo, A.2. y B que a partir del décimo año intercambian posiciones.

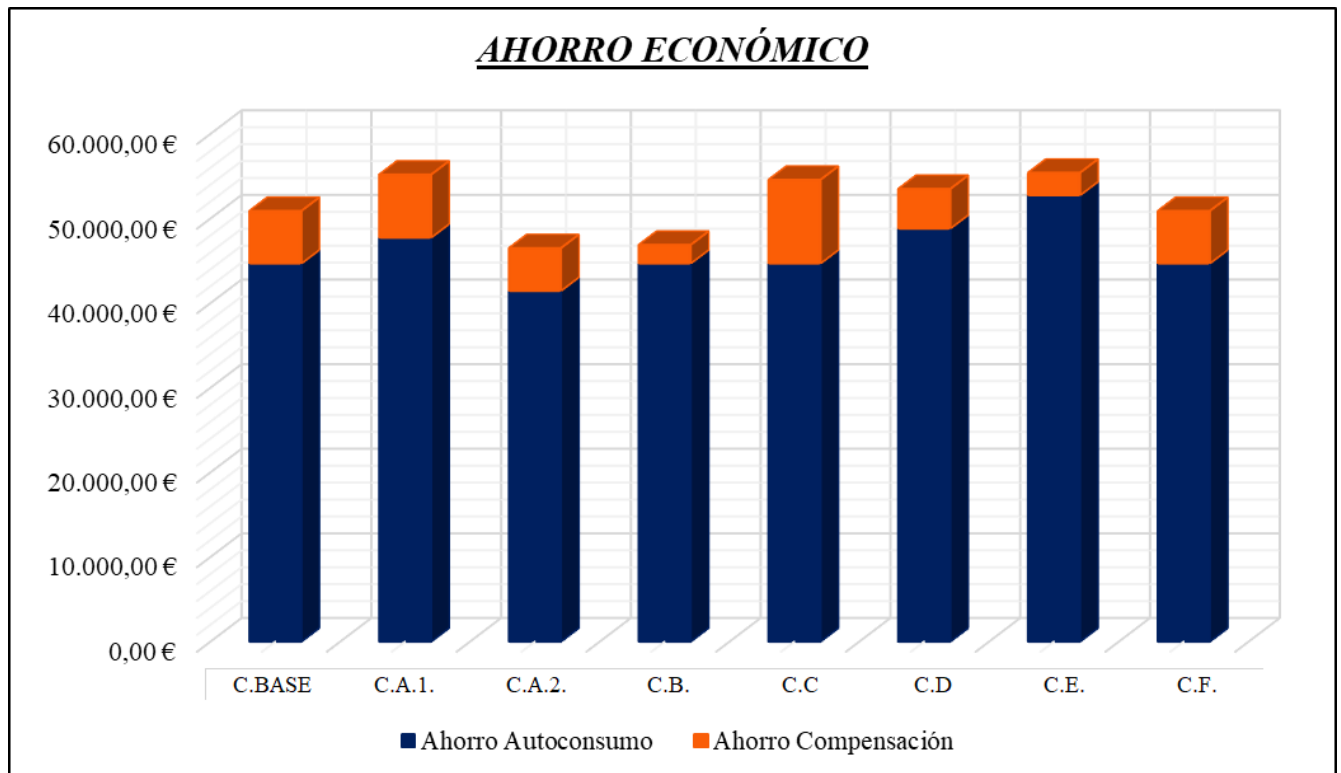


Ilustración 61: Ahorro anual total en los 25 años de estudio, para cada una de las diferentes casuísticas, diferenciando ahorro debido al autoconsumo y ahorro debido a la compensación de excedentes

Finalmente, en la ilustración 61, se observa, como el escenario en el que se consigue un mayor ahorro económico tras los 25 años de estudio de la instalación, únicamente teniendo en cuenta el ahorro por energía autoconsumida y por energía compensada, es la casuística E mientras que la casuística con un ahorro total menor es la A.2.

Cabe destacar, que la casuística E, es la casuística que prácticamente menos compensación presenta, pero ello lo contrarresta con un gran ahorro por autoconsumo. En cambio, la casuística A.2. es cierto que ve algo penalizados los excedentes respecto al caso base, pero además es la que más afectado ve el ahorro por energía autoconsumida.

Por último, en la ilustración 62 se puede ver la evolución del flujo de caja acumulado en los 25 años de estudio.

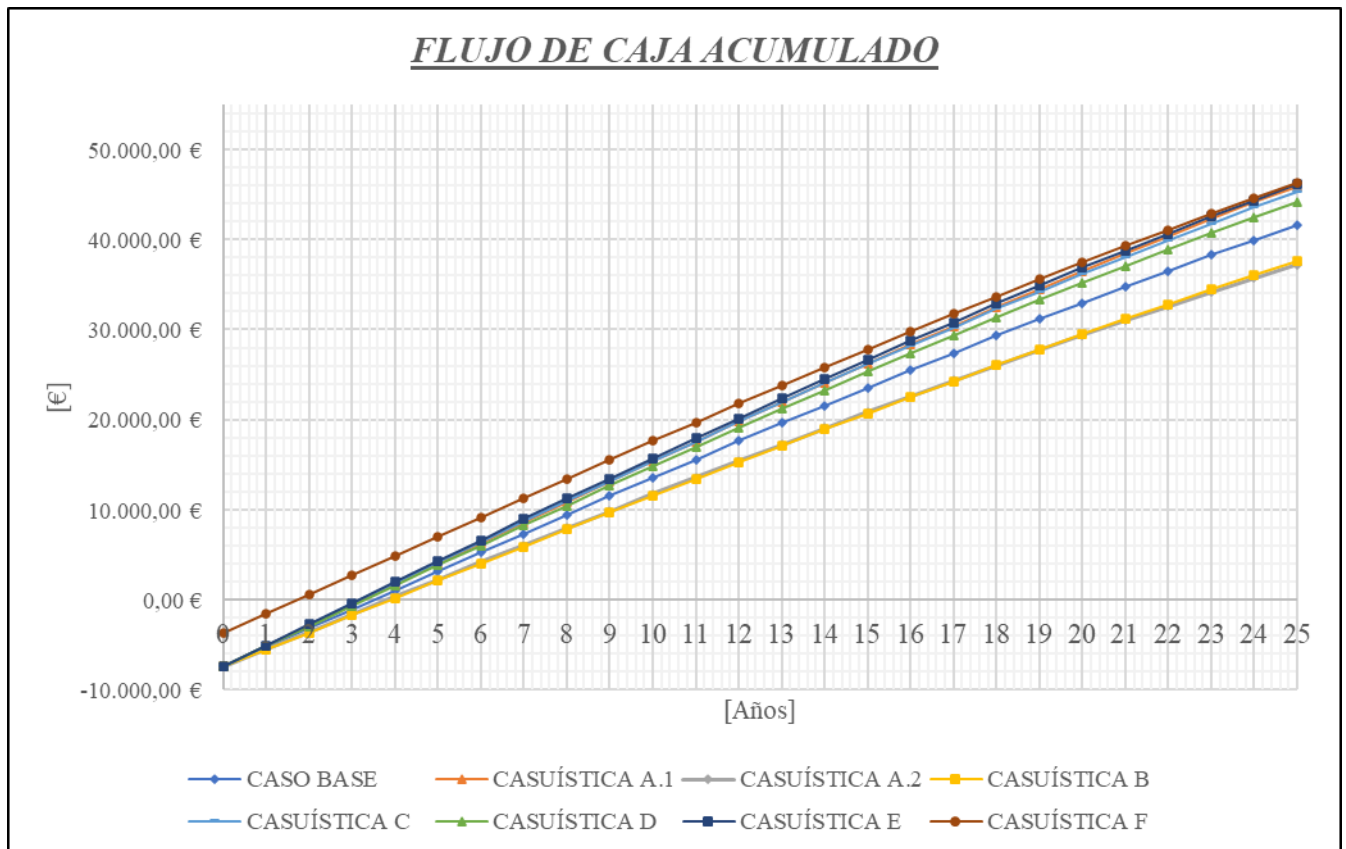


Ilustración 62: Comparación del flujo de caja acumulado entre las diferentes casuísticas

Se observa como todas las casuísticas nacen en -7.425€ salvo una, la casuística F, ya que el precio de la instalación de todos los escenarios salvo el F, es de $1,65\text{ €/Wp}$ mientras que en el escenario F es donde se ha analizado la influencia del precio de la instalación, fijando éste en $0,825\text{ €/Wp}$.

La tendencia de las curvas del escenario del caso base y del escenario F, son totalmente paralelas, ya que únicamente lo que ha variado es la ordenada en el origen.

En la ilustración 62, también se observa una peculiaridad, la curva de la casuística F, a partir del decimoquinto año deja de ser la más puntera en cuanto a flujo de caja acumulado, y se ve sobrepasada por escenarios como el A.1. (aumento de la radiación en un 10% respecto al caso base), el C (el precio de la energía excedentaria equivale a un 90% del precio de la energía de la red), y el E (el perfil de demanda horario se duplica respecto a su valor en el caso base y se mantiene la misma distribución horaria).

El flujo de caja acumulado del escenario A.1, C y E superan al del escenario F debido a que la pendiente de los primeros es mayor, debido al aumento de la radiación, a la proximidad del precio de la energía excedentaria y el precio de la energía de red y debido a la variación de la cantidad de energía consumida anualmente, respectivamente.

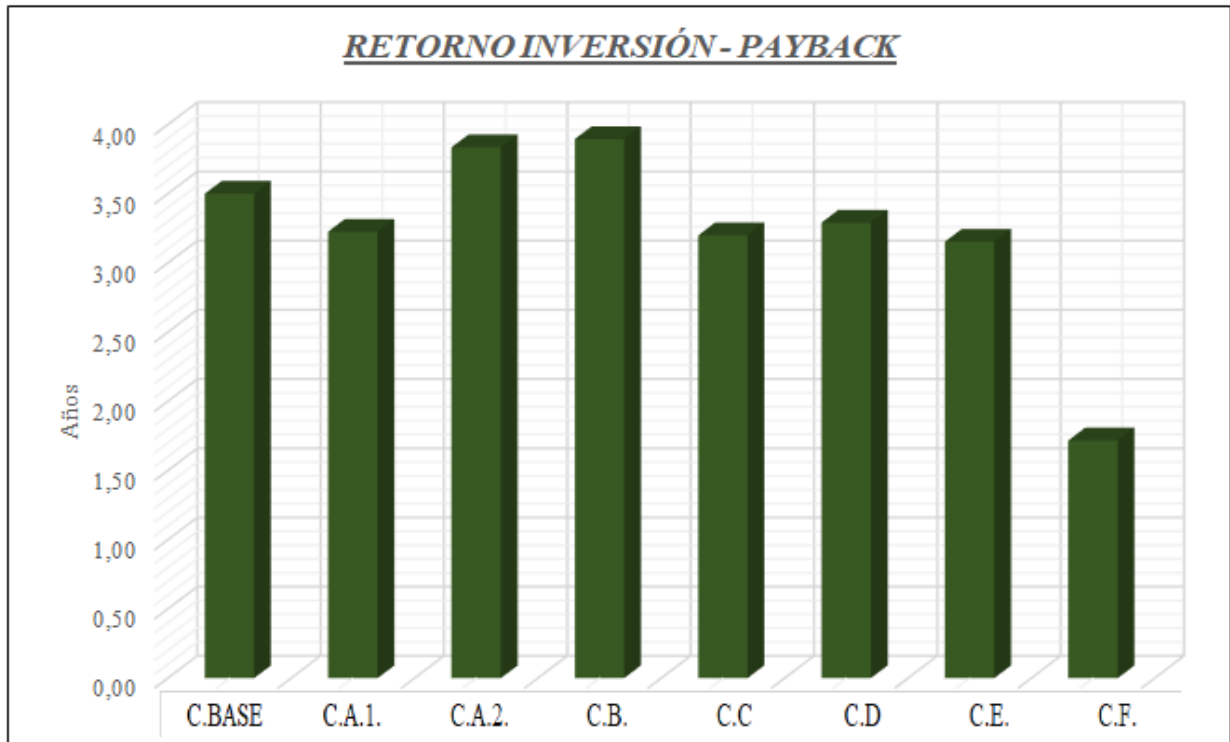


Ilustración 63: Comparación del retorno de la inversión de la instalación entre las diferentes casuísticas

En cuanto al retorno de la inversión que se puede observar en ilustración 63, el escenario en el que más rápido se recupera la inversión, como era de esperar, es en el escenario F (el precio de la instalación es la mitad que en el resto de escenarios), lo que evidencia que el precio de la instalación [€/Wp] es un dato fundamental para una instalación fotovoltaica.

En cuanto al escenario en el que más tiempo se tarda en recuperar la inversión, se trata del escenario B (precio de la energía excedentaria equivale al 20% del precio de la energía de la red); el hecho de que el ahorro por compensación de excedentes sea inferior a los demás escenarios acusa muy negativamente al retorno de la inversión.

En cuanto a la variación del dato de radiación, influye en el retorno de la inversión, pero no es el dato más determinante.

Finalmente, en cuanto a las variaciones del perfil de la demanda, se observa que el hecho de aumentar el consumo al doble (casuística E) y el hecho de variar el perfil de demanda manteniendo fija la cantidad de energía consumida (casuística D) van en beneficio del payback.

7 CONCLUSIONES

Tras todo lo que se ha podido observar en los puntos anteriores, se debe conocer cómo cada uno de los diferentes datos pueden afectar a una instalación, la dificultad que conlleva conocer dichos datos de cara a 25 años futuros y cómo una mínima modificación en alguno de estos datos puede cambiar por completo las prestaciones que la instalación ofrecerá.

En primer lugar, partiendo de la base de que el dato del recurso solar no es el de mayor influencia en el diseño de una instalación fotovoltaica, es cierto que una instalación es sensible a los datos de radiación escogidos, entonces uno se podría preguntar que cuál de las diferentes bases de datos existentes escoger; y tener miedo de equivocarse eligiendo una u otra. Se debe saber que escojas una base de datos u otra, por mucho que uno se equivoque, las desviaciones que existen no son muy excesivas, ya que como se demostró en el punto 5.1.3, la diferencia media mensual entre las diferentes bases de datos estudiadas en diferentes emplazamientos, no supera el 15%.

En cuanto al perfil de la demanda, este si es un dato que afecta enormemente al diseño de la instalación fotovoltaica. Es un dato “ficticio”, y entiéndase por ficticio el hecho de que el consumo escogido es un consumo pasado, es decir, el consumo futuro podrá variar respecto al escogido para el diseño de la instalación.

Actualmente, en numerosas instalaciones, los usuarios presentan quejas a las empresas debido a que en términos económicos no ven reflejado el ahorro que se les había indicado que tendrían; esto, muchas veces ocurre porque muchos usuarios, comienzan a elevar su consumo respecto al que habían facilitado para el estudio. Es cierto que, al elevar el consumo, se autoconsume parte de la energía que antes se desaprovechaba o se desperdiciaba, pero lógicamente también se paga más por energía de la red. Es por ello que, en numerosas ocasiones, las instalaciones de autoconsumo en viviendas, se sobredimensionan.

Este sobredimensionamiento, se realiza sobre todo porque algunos costes variables (montaje, cableado, estructura...) no varían significativamente por un sobredimensionamiento de la instalación a pequeña escala.

Continuando con el perfil de la demanda, existen estrategias para el aprovechamiento de la energía excedentaria, medidas domésticas a emplear en el día a día para maximizar el rendimiento de la instalación... que son muy útiles para potenciar el beneficio de la instalación. En definitiva, un mayor autoconsumo proporcionará una mayor viabilidad de la instalación y esto se debe fundamentalmente al ajuste de la demanda con la producción fotovoltaica en cada instante. Este es uno de los principales retos en un emplazamiento con una instalación de autoconsumo.

Los precios de la energía, ya sean los precios de energía de red o los precios de la energía excedentaria, también influyen mucho en el diseño y en la viabilidad de una instalación fotovoltaica. Este también es un dato “ficticio” en el sentido de que no es conocido con certeza para el futuro. Hay escenarios en los que la fotovoltaica se ha visto beneficiado, los precios de los excedentes han sido muy altos y los de la energía de red altos; pero en un futuro no se sabe si el panorama cambia drásticamente, cambia levemente o se mantiene igual.

Como ya se ha demostrado la dificultad que conlleva conocer los datos a futuro, y más si cabe, durante los 25 o

30 años de vida útil de una instalación fotovoltaica. En el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, se busca que el retorno de la inversión se produzca antes de los cuatro o cinco años de vida de la instalación, para que en los años posteriores ocurra lo que tenga que ocurrir, pero nunca el usuario salga penalizado.

Por último, el dato de coste de inversión de la instalación. Tal y como se ha demostrado en el análisis del punto 6, en concreto en la casuística F, es un dato sumamente importante ya que es uno de los datos que más influye, sino el que más en el retorno de la inversión, un parámetro fundamental para el usuario.

En este trabajo se han estudiado los datos que afectan al diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo de un usuario. Actualmente, muchos usuarios se acogen a la modalidad de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo colectivo, en el que unos coeficientes de reparto, indican el porcentaje de la producción que va destinada a cada usuario.

Tras la realización de este trabajo, se propone para futuros trabajos los siguientes temas:

- Estrategias de aprovechamiento de la energía excedentaria.
- Medidas domésticas a emplear en el día a día para maximizar el rendimiento de la instalación.
- Implementación de baterías en el estudio de instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo.

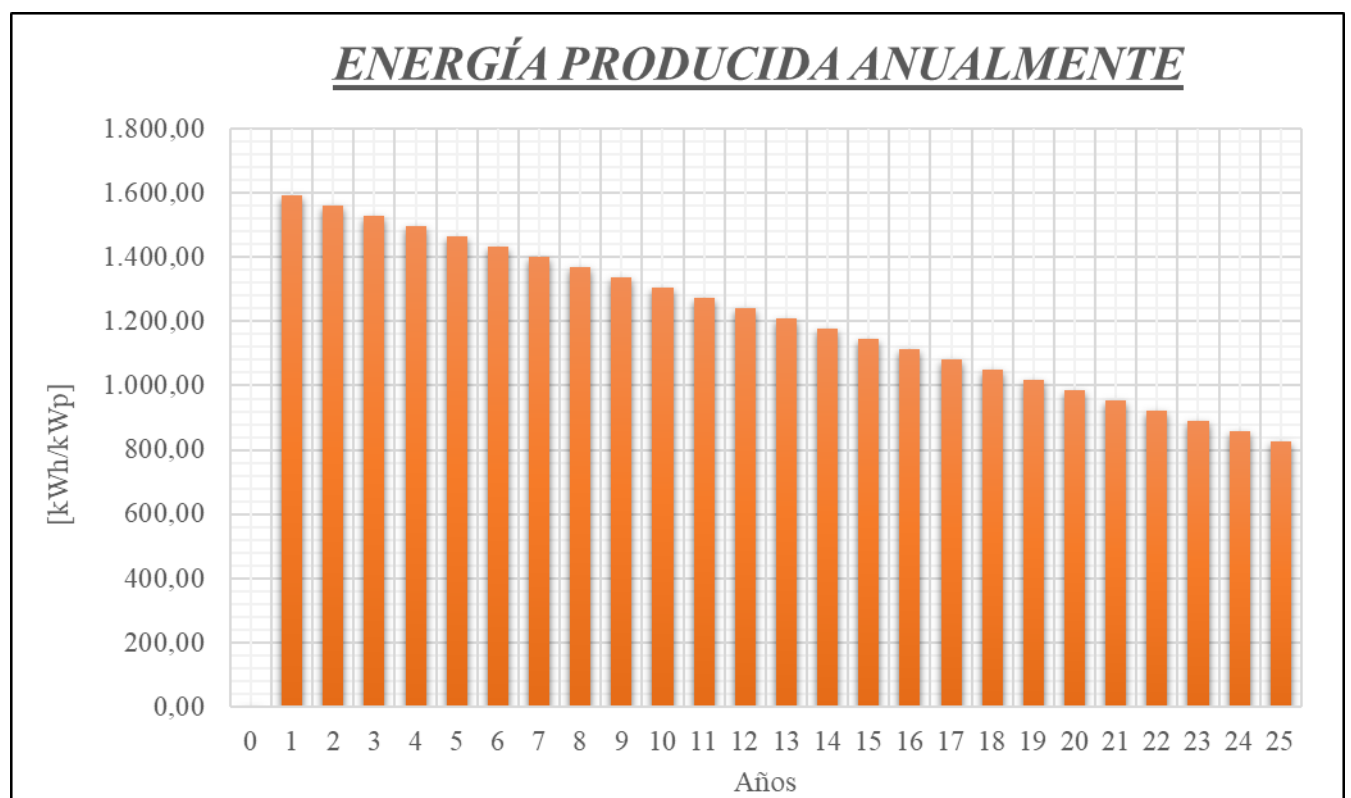
BIBLIOGRAFÍA

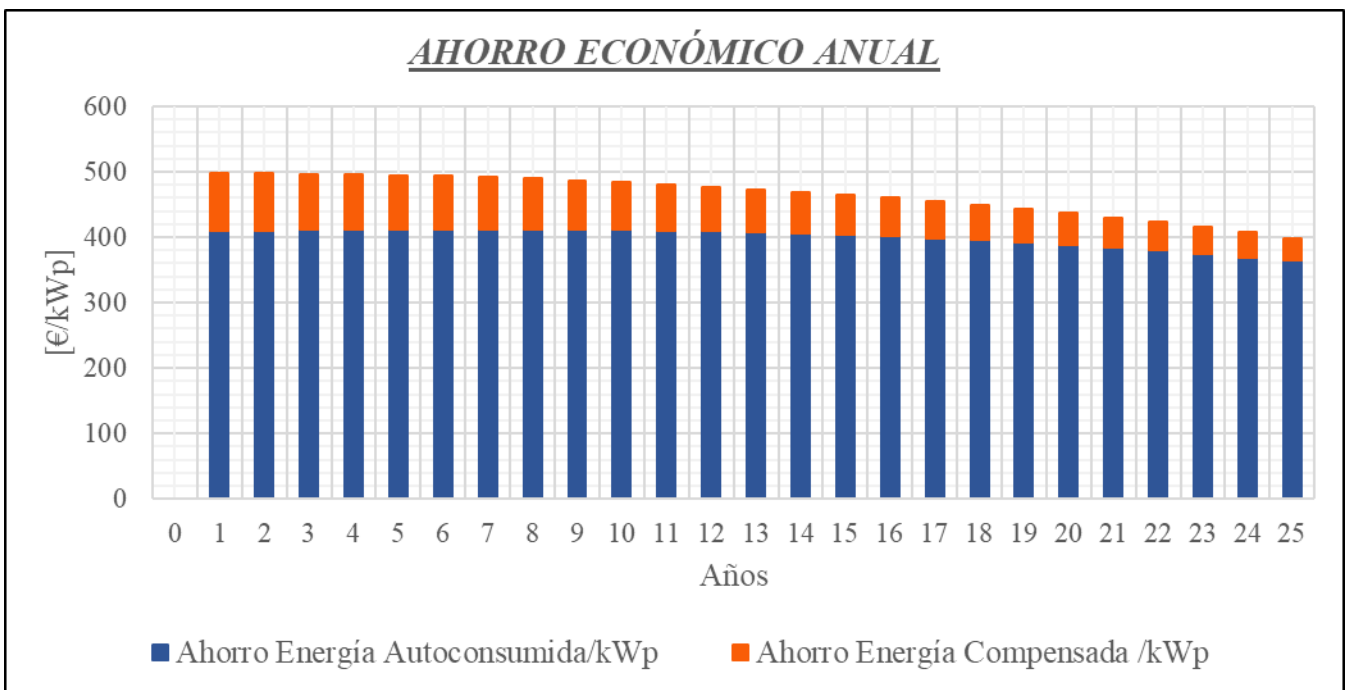
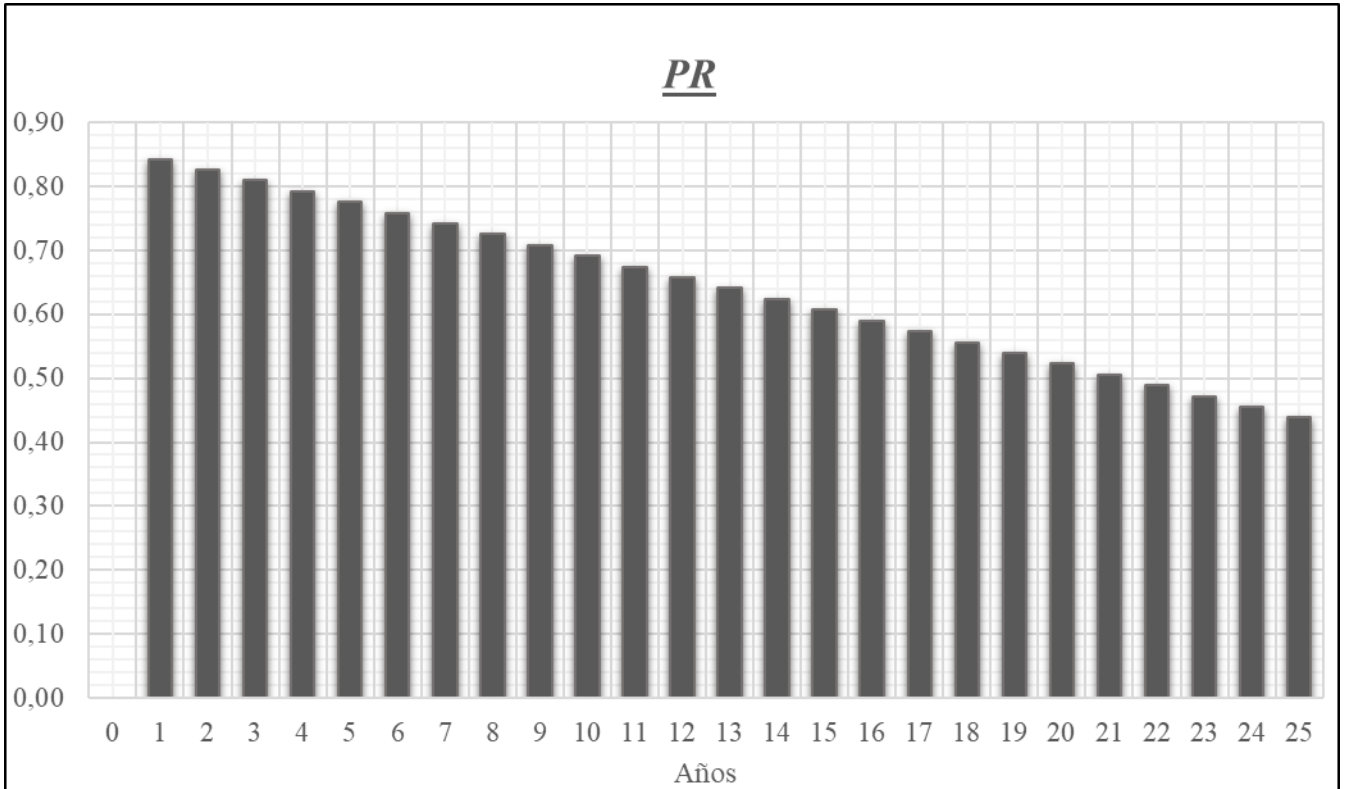
- [1] “BOE.es - BOE-A-2019-5089 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.” <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089> (accessed Nov. 07, 2022).
- [2] “Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) | Red Eléctrica.” <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc> (accessed Jul. 03, 2022).
- [3] “PVPC | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” <https://www.esios.ree.es/es/pvpc> (accessed Oct. 09, 2022).
- [4] “Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=27-06-2022T00%3A00&end_date=27-06-2022T23%3A00&compare_start_date=26-06-2022T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015 (accessed Jun. 27, 2022).
- [5] “Tarifa 3.0TD - EnergiGreen.” <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/> (accessed Aug. 17, 2022).
- [6] “Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” https://www.esios.ree.es/es/analisis/1001?vis=1&start_date=01-06-2021T00%3A00&end_date=01-06-2021T23%3A00&compare_start_date=31-05-2021T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015 (accessed Jun. 27, 2022).
- [7] “Placas solares | Financiación y envío gratuito | Atersa.” https://atersa.shop/paneles-solares-fotovoltaicos/?gclid=Cj0KCQjw8O-VBhCpARIsACMvVLN-4A180SYmZ-BzJeOxLS9bxev7RjYMqGmgfHnykxvov-ghwAgIzJUaAh-1EALw_wcB (accessed Jun. 29, 2022).
- [8] “BayWa.” <https://www.baywa-re.es/es/> (accessed Jun. 29, 2022).

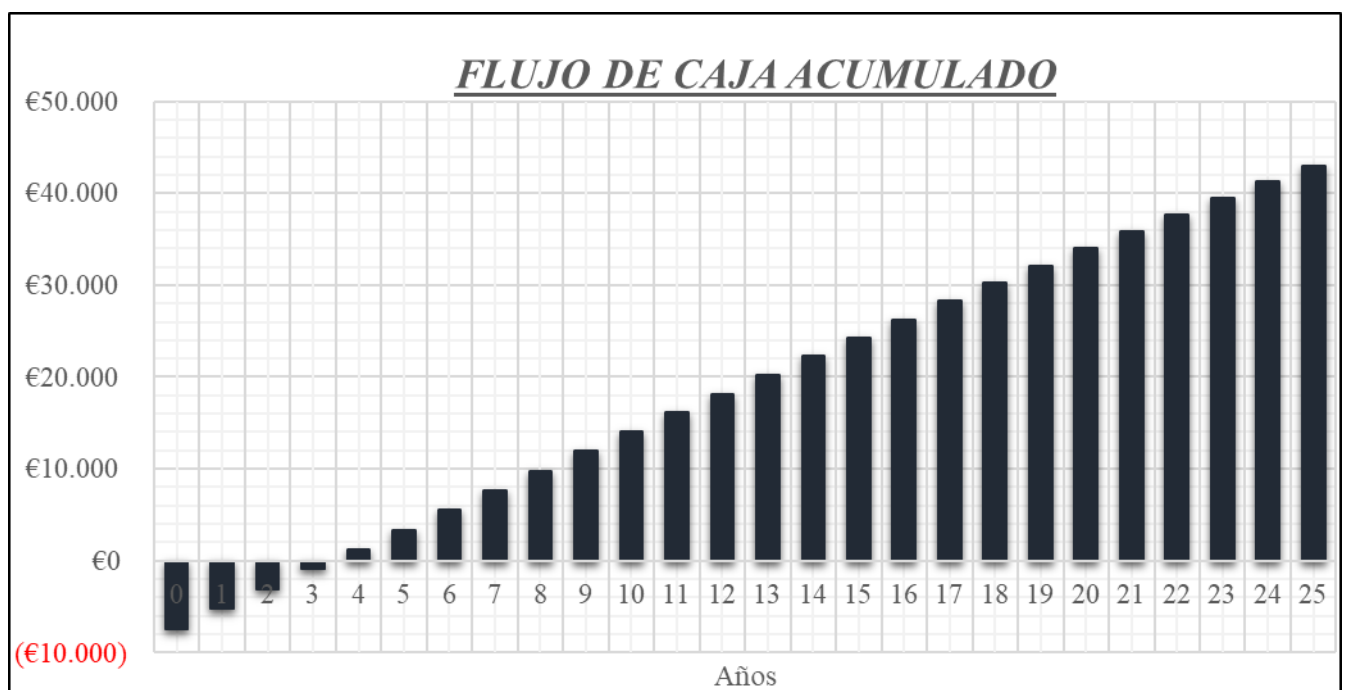
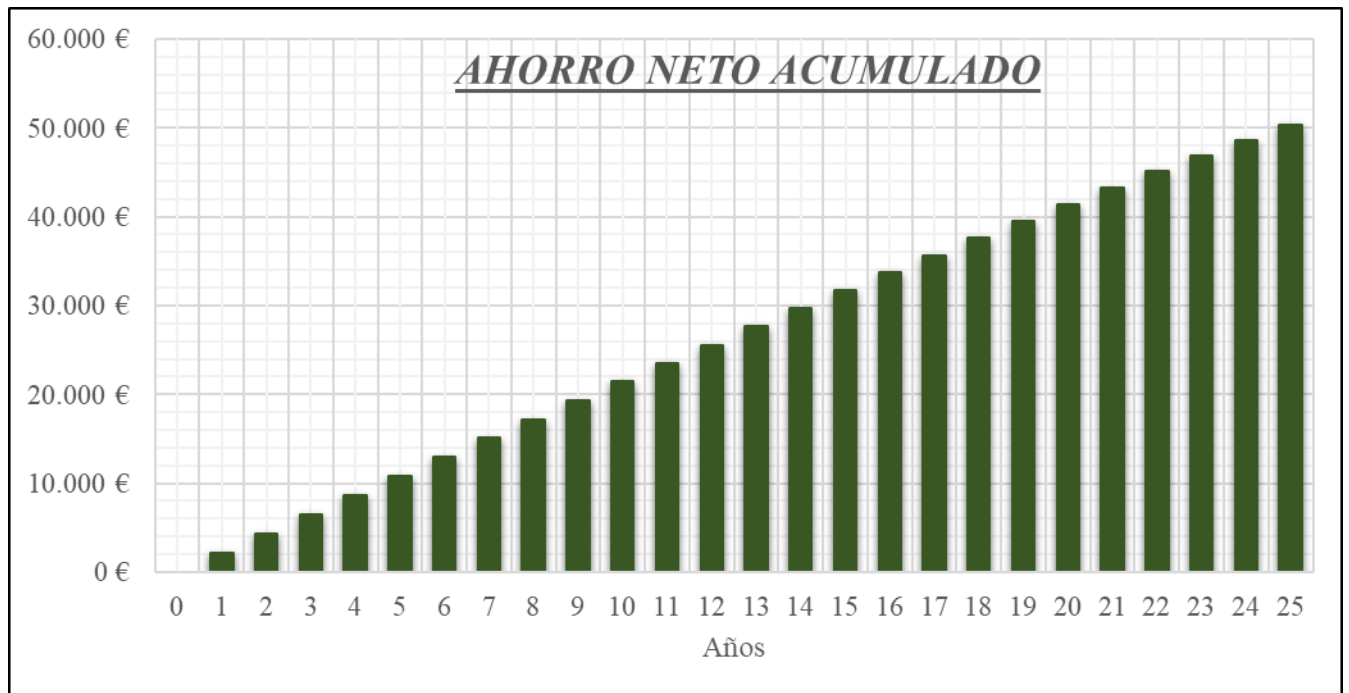
GLOSARIO

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
REE: Red Eléctrica Española
OMIE: Operados del Mercado Eléctrico
ESIOS: Sistema de Información del Operador del Sistema
ETSI: Escuela Técnica Superior de Ingeniería

ANEXO I: ESTUDIO DEL CASO BASE CON LA HERRAMIENTA PVSYST

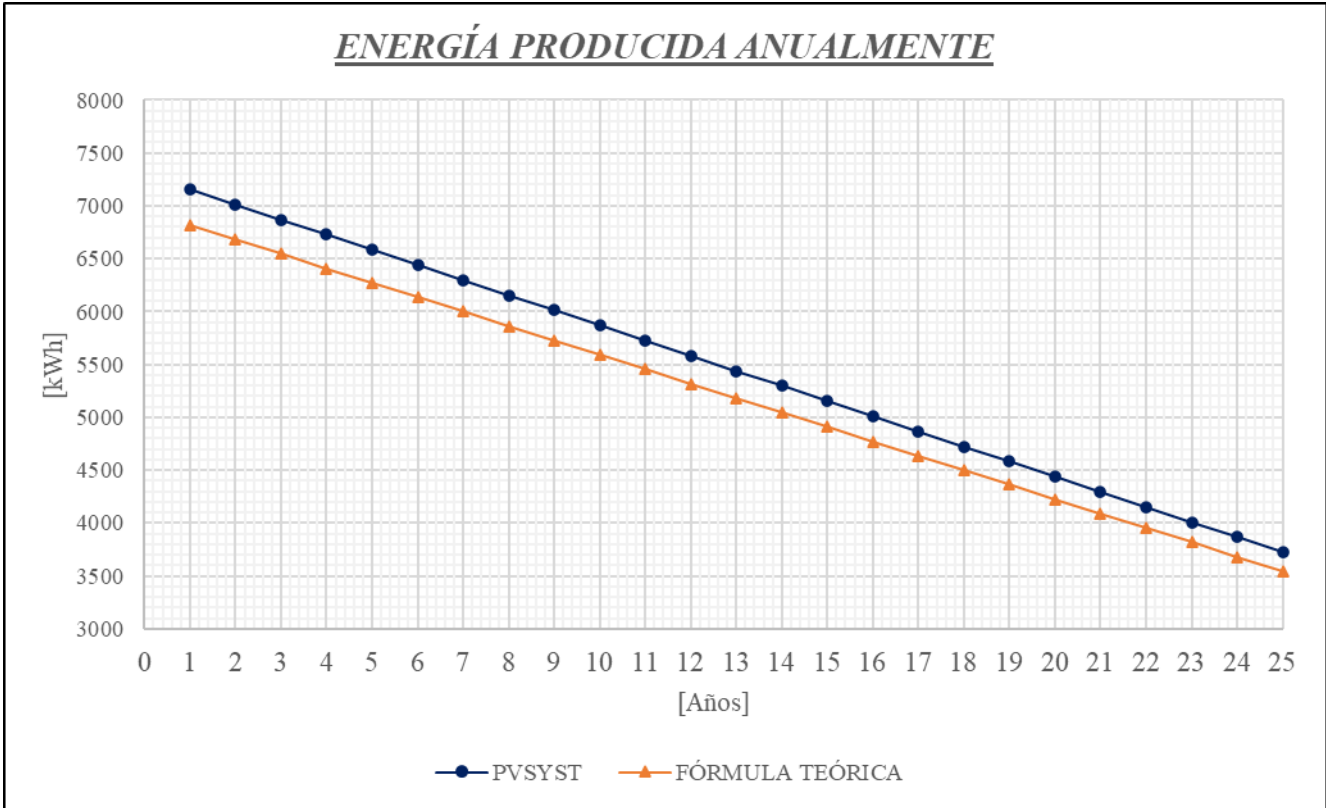


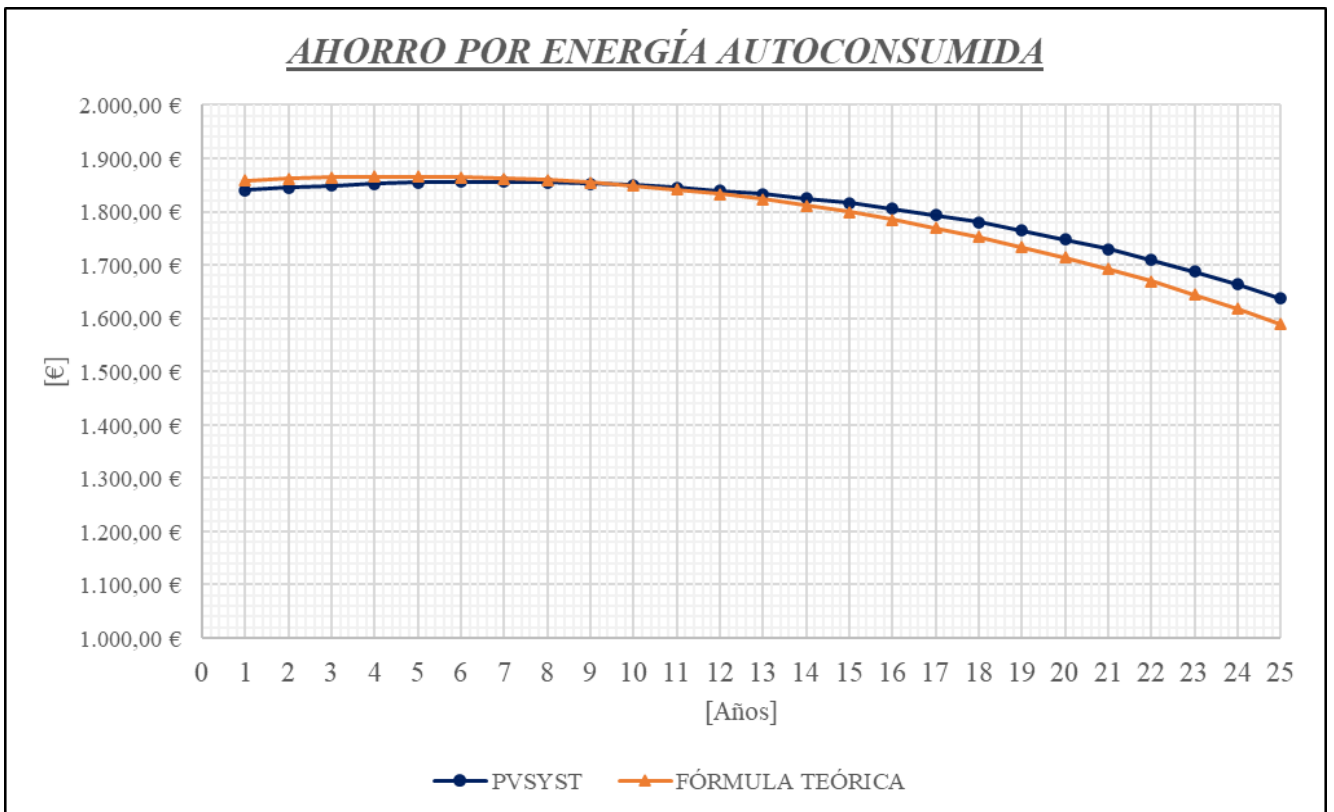
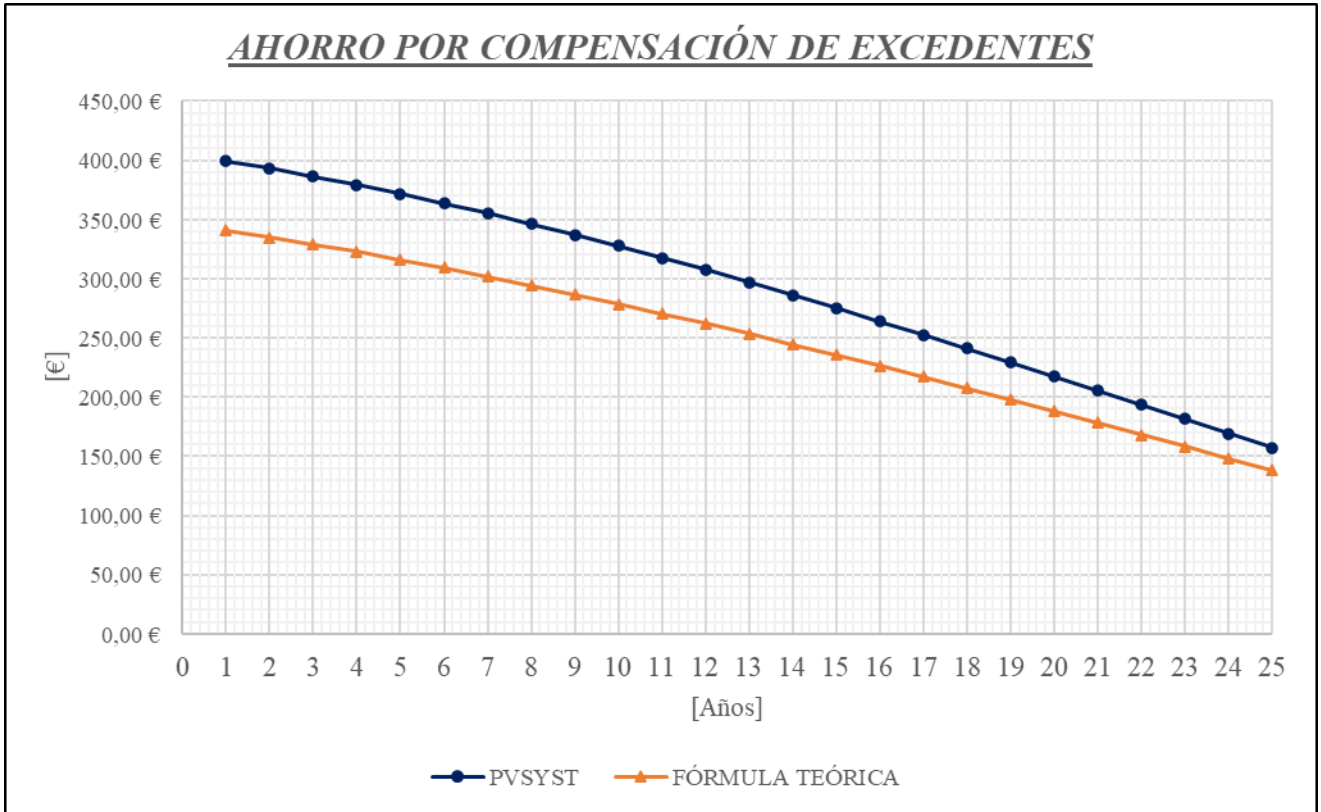




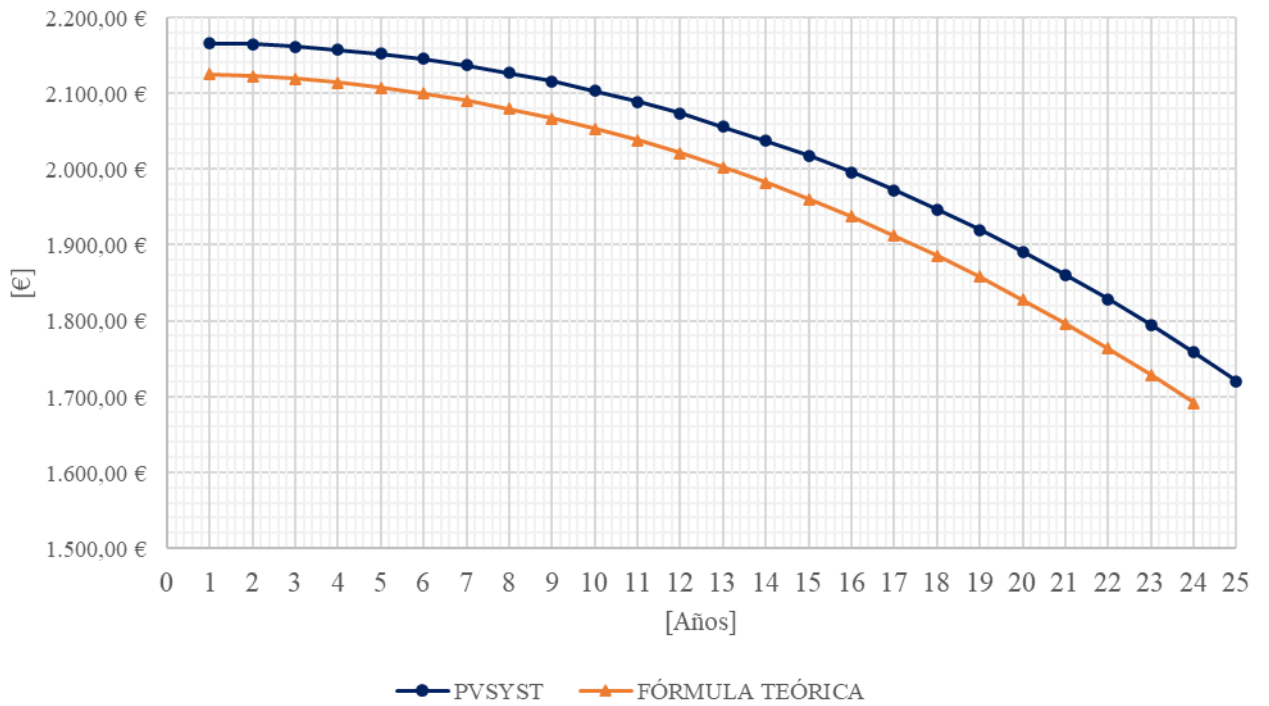
TIR	28,84%
RETORNO INVERSIÓN (AÑOS)	3,43
VAN	27.327 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	42.966 €
AHORRO NETO ACUMULADO	50.391 €

ANEXO II: COMPARACIÓN PVSYST Y FÓRMULA TEÓRICA EN PARÁMETROS RELEVANTES





AHORRO NETO TOTAL ANUAL



FLUJO DE CAJA ACUMULADO

