

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis y Optimización de una instalación
fotovoltaica con almacenamiento en un bloque de
viviendas

Autor: María del Mar Vargas Domínguez

Tutor: Manuel Barragán Villarejo

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

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis y Optimización de una instalación fotovoltaica con almacenamiento en un bloque de viviendas

Autor:

María del Mar Vargas Domínguez

Tutor:

Manuel Barragán Villarejo

Profesor titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2023

Trabajo Fin de Grado: Análisis y Optimización de una instalación fotovoltaica con almacenamiento en un bloque de viviendas

Autor: María del Mar Vargas Domínguez

Tutor: Manuel Barragán Villarejo

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

En primer lugar, quería agradecer a mis padres su apoyo desde el minuto uno que pisé la Escuela. Ellos, aunque desde el segundo año falta uno en nuestras vidas, me han guiado y animado a seguir adelante en momentos que flaqueaba y que creía que no lo iba a lograr. Gracias, papá, allí donde estés, gracias, mamá.

También quiero expresar mi gratitud a mi hermano, José Manuel, el cual, sin duda, ha sido un gran apoyo. No quiero olvidar a mis amigos, tanto a compañeros de la Escuela, Isa, Javi, Juan, entre otros; como amigos fuera de ésta, los cuales han soportado “penas” y “glorias”. En concreto, Gonzalo, Luis, vosotros habéis sido muy importantes a lo largo de estos años, me habéis sacado, en ocasiones, de mi “encierro”, consiguiendo sacarme una sonrisa en los peores momentos. Gracias, amigos, que me habéis ayudado a afrontar situaciones agobiantes.

Mi tutor, Manuel, que me siento afortunada del trato recibido, tanto en lo personal como en mi formación académica, dándome *“ánimos para el comienzo de esta gran carrera”*.

No me olvido de ti, Rafa, el último en incorporarse en la familia. Has estado pendiente día a día y, me atrevería a decir, orgulloso de mis logros. Gracias por estar ahí.

Por último, hacer una mención expresa a toda mi familia y, en especial, a mis abuelos, que se sentirían muy orgullosos por todos los logros que he alcanzado a lo largo de estos años de formación.

María del Mar Vargas Domínguez

Sevilla, 2023

Resumen

Este proyecto se basa en el estudio de implementación de la tecnología fotovoltaica en un bloque de viviendas para dotarlo de energía eléctrica empleando el autoconsumo compartido. Además, se incluirá un sistema de almacenamiento, el cual gestiona de manera eficiente la energía producida por la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, se han recopilado los datos de consumo de la vivienda y la comunidad para el periodo que abarca dicho trabajo. También se ha escogido el módulo en función de su potencia, la eficiencia y la tecnología que se ha usado para su fabricación. Respecto al sistema de almacenamiento, se establecerán unas características al principio, pero no van a ser las definitivas, debido a que estos parámetros se actualizarán a lo largo del estudio. El diseño del sistema se realizará de manera progresiva, de tal forma que se estudiarán diferentes casos, y siempre empleando un algoritmo de optimización que tiene como objetivo la minimización del coste total. Además, se calculará la tasa interna del retorno (TIR) de la inversión, que es el tiempo que tiene que pasar para retornar la inversión.

De esta forma, el consumidor final ahorrará en la factura eléctrica mediante la optimización del consumo de la energía, porque el consumo proveniente de la red se limitará a los periodos en los que el coste de compra sea mínimo, gracias al soporte de la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento.

Abstract

This project is based on the study of the implementation of photovoltaic technology in a block of flats to provide it with electricity using shared self-consumption. In addition, a storage system will be included, which efficiently manages the energy produced by the photovoltaic installation.

In the first place, the consumption data of the home and the community have been compiled for the period covered by said work. The module has also been chosen based on its power, efficiency and the technology used for its manufacture. Regarding the storage system, some characteristics will be established at the beginning, but they will not be definitive, since these parameters will be updated throughout the study. The design of the system will be carried out progressively, in such a way that different cases will be studied, and always using an optimization algorithm that aims to minimize the total cost. In addition, the internal rate of return (IRR) of the investment will be calculated, which is the time that has to pass to return the investment.

In this way, the final consumer will save on the electricity bill by optimizing energy consumption, because consumption from the network will be limited to periods in which the purchase cost is minimal, thanks to the support of the photovoltaic installation. and the storage system.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	1
1.1. <i>Transición energética</i>	1
1.2. <i>Energías renovables y COVID-19</i>	2
1.3. <i>Incentivos para fomentar el uso de las energías renovables en Europa y España</i>	2
1.4. <i>Autoconsumo. Concepto de Comunidades Energéticas Locales</i>	3
1.5. <i>Objetivo del trabajo</i>	5
2 Modelos del algoritmo de optimización	7
2.1. <i>Modelo de las cargas</i>	8
2.2. <i>Modelo del panel fotovoltaico</i>	11
2.3. <i>Modelo de la batería</i>	13
2.4. <i>Precios de compra y venta de energía</i>	15
2.5. <i>Facturación sin generación fotovoltaica</i>	16
2.6. <i>Facturación con generación fotovoltaica. Minimización de costes y de TIR</i>	17
2.7. <i>Facturación con generación fotovoltaica y sistema de almacenamiento. Minimización de costes y de TIR</i>	19
3 Casos de Estudio	23
3.1 <i>Facturación sin generación fotovoltaica</i>	23
3.2 <i>Facturación con generación fotovoltaica. Número de paneles fijo</i>	24
3.3 <i>Facturación con generación fotovoltaica. Número de paneles libre. Minimizando el coste total</i>	25
3.4 <i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE fijo. Minimizando el coste total</i>	27
3.5 <i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles fijo y SAE libre. Minimizando el coste total</i>	28
3.6 <i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles libre y SAE fijo. Minimizando el coste total</i>	29

3.7	<i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el coste total</i>	31
3.8	<i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el valor de la TIR</i>	32
3.9	<i>Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el coste total y teniendo en cuenta las subvenciones</i>	33
4	Conclusiones	37
	Referencias	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Notación empleada en la sección 2.1	10
Tabla 2-2. Notación empleada en la sección 2.2	13
Tabla 2-3. Notación empleada en la sección 2.3	14
Tabla 2-4. Características de la batería inicial	15
Tabla 2-5. Notación empleada en la sección 2.4	15
Tabla 2-6. Notación empleada en la sección 2.5	17
Tabla 2-7. Notación empleada en la sección 2.6	19
Tabla 2-8. Notación empleada en la sección 2.7	20
Tabla 3-1. Variables de la sección 3.1	23
Tabla 3-2. Desglose de los costes obtenidos	23
Tabla 3-3. Variables de la sección 3.2	24
Tabla 3-4. Desglose de los costes obtenidos	25
Tabla 3-5. Variables de la sección 3.3	25
Tabla 3-6. Desglose de los costes obtenidos	26
Tabla 3-7. Variables de la sección 3.4	27
Tabla 3-8. Desglose de los costes obtenidos	27
Tabla 3-9. Variables de la sección 3.5	28
Tabla 3-10. Características de la batería	28
Tabla 3-11. Desglose de los costes obtenidos	29
Tabla 3-12. Variables de la sección 3.6	29
Tabla 3-13. Desglose de los costes obtenidos	30
Tabla 3-14. Variables de la sección 3.7	31
Tabla 3-15. Características del SAE y de la instalación PV	31
Tabla 3-16. Desglose de los costes obtenidos	31
Tabla 3-17. Características del SAE y de la instalación PV	32
Tabla 3-18. Desglose de los costes obtenidos	33
Tabla 3-19. Características del SAE y de la instalación PV	34
Tabla 3-20. Desglose de los costes obtenidos	34
Tabla 3-21. Actualización del valor de la TIR	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Esquema de una comunidad energética local [20].....	4
Figura 2-1. Sistema de un único nudo	7
Figura 2-2. Estructura del Consumo Total (%) según Servicios [3]	8
Figura 2-3. Consumo horario de la vivienda en un día aleatorio.....	9
Figura 2-4. Consumo horario de la comunidad en un día aleatorio	9
Figura 2-5. Coeficiente de simultaneidad según el número de viviendas [4]	10
Figura 2-6. Efecto fotoeléctrico [5]	11
Figura 2-7. Visualización de la planta de la azotea	12
Figura 2-8. Potencia producida el día 18 de Noviembre	12
Figura 2-9. Evolución del precio de la batería por kWh [9]	13
Figura 2-10. Precio de compra de la energía el 18 de Noviembre	16
Figura 2-11. Balance neto de potencia el día 18 de Noviembre	18
Figura 3-1. Comportamiento del sistema en la situación inicial en distintos días del periodo de estudio	24
Figura 3-2. Comportamiento del sistema y el PV en distintos días del periodo de estudio.....	25
Figura 3-3. Comportamiento del sistema y el PV en distintos días del periodo de estudio.....	26
Figura 3-4. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio.....	28
Figura 3-5. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio.....	29
Figura 3-6. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio.....	30
Figura 3-7. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio.....	32
Figura 3-8. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio.....	33
Figura 3-9. Programa de incentivos para instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovables en el sector residencial [12]	34
Figura 3-10. Programa de incentivos en el caso de incorporar un sistema de almacenamiento [12].....	34
Figura 4-1. Evolución del coste total.....	37

Notación

PV	Photovoltaic (para referirse a las instalaciones fotovoltaicas)
SAE.	Sistema de Almacenamiento de Energía
€	Euros
TIR	Tasa interna de retorno
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
BOE	Boletín Oficial del Estado

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático es un hecho muy presente en la actualidad y constituye una emergencia a nivel mundial. El cambio climático se refiere a los cambios a largo plazo de las temperaturas y el clima. Estos cambios pueden ser naturales, pero desde el siglo XIX, con la Revolución Industrial, la actividad humana ha sido la principal causa del cambio climático debido al uso de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo.

Este proceso genera emisiones de gases de efecto invernadero, provocando la retención de más calor y elevando la temperatura del planeta, lo que lleva a modificaciones en las condiciones de vida en la Tierra.

Sin embargo, se están implementando muchas medidas para solucionar este problema y que pueden aportar beneficios económicos, mejorar la vida de las personas y proteger el medio ambiente. Reemplazar los sistemas energéticos basados en los combustibles fósiles por el uso de las energías renovables, como la eólica o la solar, provoca la reducción de estas emisiones. Esto es lo que se conoce como transición energética [1].

1.1. Transición energética

La transición energética se refiere al proceso de pasar gradualmente de fuentes de energía no renovables y altamente contaminantes hacia fuentes de energía más limpias, renovables y sostenibles. Implica una serie de medidas y acciones que incluyen generalmente:

- Fomento de las energías renovables: El objetivo es aumentar la producción de generación de energía a partir de fuentes de energía renovables y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
- Eficiencia energética: Contribuye a la reducción del consumo energético y mejora la eficiencia de los procesos y la tecnología.
- Electrificación de sectores: El objetivo es electrificar sectores que tradicionalmente han sido dependientes de los combustibles fósiles, por ejemplo, fomentando el uso del vehículo eléctrico.
- Investigación y desarrollo de nuevas tecnologías: Fomentar la inversión en investigación y desarrollo de tecnologías energéticas innovadoras, como el almacenamiento de energía.
- Políticas y regulaciones: Implementar políticas, incentivos y regulaciones para promover el uso de energías renovables e impulsar la transición energética.

Con el Acuerdo de París, aprobado en Diciembre de 2015, las naciones que los firmaron tenían el compromiso de contener el aumento de la temperatura terrestre, estableciendo el límite de no sobrepasar el incremento de temperatura de 1.5°C, entre otras medidas.

Por otro lado, la Comisión Europea estableció una serie de objetivos para el año 2020 como son, la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero en un 20%, el aumento de la cuota de las energías renovables hasta al menos el 20% del consumo y la consecución de un ahorro de energía como mínimo del 20% [2].

1.2. Energías renovables y COVID-19

Las crisis sanitaria, humanitaria, social y económica provocadas por la pandemia COVID-19 no ha tenido precedentes, pero sí repercusiones de gran alcance en todo el mundo.

Para afrontar el reto de la recuperación económica, la Agencia Internacional de Energía Renovables (IRENA) insta a los gobiernos a aprovechar el progreso logrado con las energías renovables para combatir el cambio climático y apostar por la sostenibilidad [3].

Durante la pandemia del COVID-19, el sector energético a nivel mundial ha experimentado diversos impactos, lo que podría considerarse como una “crisis energética”. Algunos de estos impactos son:

- Caída de la demanda energética: Las medidas de confinamiento y restricciones de movilidad llevadas a cabo en muchos países han provocado una fuerte caída de la demanda de la energía, es decir, los consumos de gas natural, petróleo y electricidad se redujeron.
- Colapso de los precios del petróleo: La disminución de la demanda de combustibles fósiles, provocó una fuerte caída en los precios del crudo.
- Mayor dependencia de las fuentes de energías renovables: A pesar de la caída de la demanda de energética, las fuentes de energías renovables continuaron generando electricidad de manera constante. Esto ha incrementado la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico.
- Dificultades financieras para proyectos energéticos: La crisis económica provocada por la pandemia ha afectado al desarrollo de nuevas plantas de energías renovables.

Algunos países aprovecharon dicha crisis para impulsar la transición energética hacia fuentes más sostenibles, como por ejemplo los países del territorio europeo fomentando, aún más, el llamado Pacto Verde Europeo, con el que se quiere alcanzar la neutralidad climática en 2050 [4].

1.3. Incentivos para fomentar el uso de las energías renovables en Europa y España

La Unión Europea está trabajando para fomentar las energías renovables y descarbonizar el sector energético, debido a que es la mayor fuente de emisiones de gases de efecto invernadero. El objetivo principal de la Unión Europea es alcanzar la neutralidad climática en el año 2050, lo que supone reducir drásticamente las emisiones del sector eléctrico acelerando la implantación de energías renovables.

Una de las principales fuentes de energías renovables es la energía fotovoltaica, es por ello, que la Unión Europea ha implementado diversas políticas y programas para incentivarla. Entre ellos, se encuentran el Programa HORIZONTE 2020, que es un programa de investigación e innovación que ofrece apoyo financiero para el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías; el Plan de Recuperación y Resiliencia (PRR), que surgió en respuesta a la crisis de COVID-19 para financiar la recuperación económica y la transición verde, en concreto, parte de estos fondos se pueden destinar a proyectos de energías renovables, como la solar; y, por último, las subvenciones y programas nacionales, además de los programas que ofrece la Unión Europea, los países miembros proporcionan incentivos y ayudas específicas para las instalaciones fotovoltaicas.

En España, se cuenta con diversos programas de apoyo y subvenciones para fomentar el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas y otras energías renovables. Los más destacados serían:

- Las ayudas y subvenciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que es un organismo dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, encargado de incentivar la eficiencia energética y el uso de energías renovables. Dicha institución ofrece incentivos para el autoconsumo y el almacenamiento con fuentes de

energías renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRR), anteriormente mencionado, y enfocados en el sector residencial, industrial y de servicios.

Estas medidas permitirán que aumente la generación de renovables en las viviendas, se reduzcan las emisiones de CO₂, la creación de nuevos puestos de empleo y el incremento del PIB.

- El programa MOVES III, también enmarcado en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRR), es un programa de incentivos para la movilidad eficiente y sostenible. Promueve la adquisición de vehículos eléctricos y el despliegue de infraestructuras para la recarga de estos vehículos, mediante la implantación de sistemas de energías renovables.

En la comunidad autónoma de Andalucía, existe un programa específico de ayudas para fomentar las energías renovables denominado Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético de Andalucía, el cual está ligado al plan Estrategia Energética de Andalucía 2020, enfocado al cambio hacia un modelo energético suficiente, bajo en carbono, inteligente y de calidad [5].

Estas ayudas son un factor clave a la hora de determinar el tiempo que un hogar puede tardar en amortizar la inversión. En general, las subvenciones disponibles se dividen en dos: las que se aplican sobre el coste de la instalación y las que se aplican sobre los impuestos, por ejemplo, bonificaciones del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) y las del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Estas ayudas varían para cada comunidad autónoma [6].

1.4. Autoconsumo. Concepto de Comunidades Energéticas Locales

Cualquier persona o empresa puede generar electricidad renovable para su propio uso instalando en su vivienda o comunidad de vecinos, paneles solares u otros sistemas de generación renovable gracias al autoconsumo eléctrico.

La energía generada por la instalación de autoconsumo es usada para cubrir parte del consumo de electricidad, suponiendo un descuento en la factura eléctrica, menor dependencia de los cambios de precios de la electricidad y un menor consumo de energía fósil, contribuyendo así a reducir las emisiones de gases contaminantes.

La instalación de autoconsumo está formada por una parte de generación (módulos fotovoltaicos), los equipos electrónicos y cableados (inversores, protecciones, etc.) y el contador. También, se pueden instalar sistemas de almacenamiento.

Todo el sistema está conectado a la red, por lo que cuando la instalación produzca energía, ésta se consume directamente. En el caso de que no se esté generando dicha energía, por ejemplo, en una instalación fotovoltaica sería en el periodo nocturno, ésta siga proviniendo de la red.

En ocasiones, cuando no se consume toda la energía producida, el excedente de energía se vierte a la red y se recibe un determinado importe en forma de compensación en la factura eléctrica o como una venta de energía en el mercado. En el primer caso, el consumidor recibe una compensación en la factura eléctrica por la energía no consumida que se entrega a la red y dependerá del tipo de contrato de suministro que tenga, diferenciándose entre mercado regulado y mercado libre. En el segundo caso, el proceso es más complejo dado que en esta ocasión, no se busca ahorrar sino vender la energía al mercado eléctrico [7].

En resumen, las instalaciones con fuentes de energías renovables, el autoconsumo y los sistemas de almacenamiento juegan un papel importante en la actualidad.

No obstante, para lograr los objetivos de la Unión Europea, se están llevando a cabo medidas para promover un sistema cooperativo que aumente la eficiencia energética y haga un mejor uso de los recursos disponibles. La creación de comunidades energéticas locales es un ejemplo de éstas.



Figura 1-1. Esquema de una comunidad energética local [22]

Pero ¿qué son las comunidades energéticas locales? Según el artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020 [8], son “entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras”.

La estructura de las comunidades energéticas locales en Europa varía desde pequeñas comunidades locales y vecindarios que producen su propia energía renovable, hasta proyectos a mayor escala donde agentes externos como compañías eléctricas establecen una comunidad energética local para ahorrar dinero en los servicios que se ofrecen [9].

Destacan como tecnologías de producción, los módulos fotovoltaicos y las turbinas eólicas, debido a que son las más comunes. No obstante, también suele hacerse uso de la energía hidroeléctrica, así como la bioenergía y los generadores diésel.

Las comunidades energéticas locales tienen que cumplir una serie de requisitos mínimos para que pueda considerarse como una:

- Ser una entidad jurídica que se base en la participación abierta y voluntaria.
- Ser autónoma.
- Actuar en el ámbito local.
- Destinar el beneficio económico a la reducción de costes de energía de los miembros de la comunidad o al desarrollo social de su entorno.
- Tener un nivel de generación que no supere el de consumo.
- No permitir la posibilidad de compras de producción de energía ni su posible deriva hacia mercados especulativos financieros o de materias primas. [9]

Las comunidades energéticas locales realizan múltiples actividades con impacto medioambiental y social, pero la función principal es producir energía renovable para autoconsumo compartido a través de plantas de generación colectivas. Además, se encargan de distribución, gestión y mantenimiento de la producción. También pueden proporcionar otros servicios energéticos sostenibles como, por ejemplo, la oferta de estaciones de recarga para vehículos eléctricos.

El fomento de estas comunidades energéticas locales presenta numerosas ventajas, entre las que se encuentran:

- La influencia en el medioambiente y el cambio climático: Uno de los principales objetivos es proteger el medio ambiente haciendo el mayor uso de energía renovable. La Unión Europea estima que la mayor parte del aumento en la generación de energía renovable se producirá a nivel local. En 2030, se espera que representen el 21% de la producción total de energía y para el año 2050, se estima que la mitad de los hogares europeos produzcan energía renovable.
- Esto reducirá las emisiones de gases contaminantes y el impacto medioambiental, debido a que la producción se realizará en áreas que ya están afectadas por la actividad humana.
- Ayuda económica para las localidades y regiones: Las comunidades energéticas locales también pueden obtener beneficios económicos y sociales. Los estudios demuestran que las comunidades tienen una visión positiva de la producción de energía solar y eólica cuando están involucradas en proyectos de energía renovable.
- Mejoras en los sistemas de energía: Las comunidades energéticas locales desempeñan un papel importante en la mejora de los sistemas de energía, por ejemplo, con la integración de energía renovable y sistemas de almacenamiento, con la gestión inteligente de la energía, con la eficiencia energética y con el establecimiento microrredes o sistemas descentralizados. [9]

1.5. Objetivo del trabajo

Con la derogación de antiguos impuestos, como el impuesto del sol, y la normativa actual, la generación fotovoltaica en el sector residencial tiene un papel importante, debido a que dota al consumidor de obtener su propia energía, de una forma limpia y sostenible. Además, para grandes bloques de edificios o para comunidades de vecinos, como es el caso del presente trabajo, el autoconsumo compartido es una modalidad que está ganando gran importancia, debido a que conciencia a la sociedad de un modelo de vida más sostenible con el medioambiente, al mismo tiempo que supone un ahorro en la factura eléctrica con la energía que se produce y la obtención de un beneficio extra al vender el excedente de energía a la red.

El objetivo principal del trabajo es reducir el coste de energía en el bloque de viviendas mediante la implementación de una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento, acorde a las especificaciones requeridas.

Para ello, se llevarán a cabo varios estudios en los que se optimizarán los parámetros del problema con el fin de minimizar el coste total. Se compararán los resultados obtenidos de los distintos casos con la situación inicial y, por último, se estudiará de manera global la optimización de todas las variables en conjunto, para así obtener una solución global al problema planteado. Además, se estudiará la opción de minimizar la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión.

2 MODELOS DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

La resolución de los distintos algoritmos de optimización se ha llevado a cabo gracias al software GAMS (General Algebraic Modeling System) [10], debido a que proporciona de una manera sencilla la representación de problemas de optimización en términos de variables, restricciones y funciones objetivo, utilizando el lenguaje matemático.

Para este caso de estudio, el objetivo principal es la minimización del coste, para lo que se ha tenido en cuenta las ecuaciones que definen y caracterizan el problema propuesto. Asimismo, las diversas restricciones de las variables y parámetros del problema, y la función objetivo a minimizar.

Esta función objetivo corresponderá al coste asociado al consumo y generación de la energía a lo largo de un periodo de tiempo determinado. En ella se incluyen también, los costes asociados por término de energía y potencia y la instalación las placas solares y el sistema de almacenamiento. Para los datos de entrada, se han tomado datos reales en el periodo de tiempo establecido, es decir, desde Septiembre de 2021 a Septiembre de 2022. Éstos serían:

- El consumo horario de las viviendas y la comunidad: Para obtener estos datos se han consultado las páginas de las compañías eléctricas.
- El precio de compra y venta de la energía: El precio de compra se ha extraído de CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) para el intervalo de estudio. Cabe destacar que se ha considerado el precio de la energía en el mercado libre. Para el caso del precio de venta, se ha consultado una factura eléctrica de la compañía Endesa.
- La potencia generada por el módulo fotovoltaico: Se ha obtenido gracias al software PVWatts [11]. Esta herramienta online permite extraer los datos de generación de forma sencilla, solo habría que introducir los datos del módulo escogido.
- El coste de adquisición de la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento: Para este caso, se han consultado varias páginas que se detallarán más adelante.

Respecto a la simulación, se ha optado por un periodo de simulación en intervalos de 1 hora, debido a que los datos que se han obtenido han sido datos horarios.

Por tanto, el edificio de viviendas se va a modelar como un único nudo, en el cual se tiene un generador (red) y una carga (consumos en la vivienda y la comunidad). Además, a este nudo se le va a añadir una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento. Todo esto, se va a estudiar en los próximos apartados de manera progresiva. En la figura 2-1, se muestra el sistema objeto de estudio.

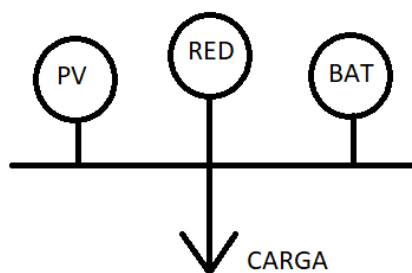


Figura 2-1. Sistema de un único nudo

Existen ciertas variables del problema que se van a calcular mediante un balance de potencia en el nudo. La ecuación de dicho balance sería:

$$P_{genredcomprar}(t) + P_{prodpv}(t) + P_d(t) = P_{constotal}(t) + P_c(t) + P_{genredvender}(t) \quad (2-1)$$

En las siguientes subsecciones se presentarán el modelo de cada uno de los elementos que componen el sistema bajo estudio.

2.1. Modelo de las cargas

Según un estudio realizado por el Instituto sobre la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [12], el sector residencial protagoniza un papel importante en el contexto energético actual, debido a que, por ejemplo, en España, supone un 17% del consumo final total y el 25% del consumo de electricidad. Es decir, supone un consumo de electricidad medio por hogar de 3.487 kWh. Estos consumos están constituidos por los electrodomésticos, la iluminación y los distintos sistemas de calefacción y refrigeración que se utilizan en el hogar. En la figura 2-2, se muestra lo anterior citado, así como el porcentaje que supone su uso respecto al consumo total.

Calefacción:	47,0%
ACS:	18,9%
Cocina:	7,4%
Refrigeración:	0,8%
Iluminación:	4,1%
Electrodomésticos:	19,4%
Standby:	2,3%

Figura 2-2. Estructura del Consumo Total (%) según Servicios [12]

Para el presente estudio, se han tenido en cuenta los consumos de todas las viviendas que constituyen el edificio y el consumo de la comunidad. El consumo de la vivienda estaría formado por lo citado anteriormente, mientras que el de la comunidad, lo constituiría la iluminación interior del bloque y el ascensor. Estos datos han sido extraídos de las respectivas compañías eléctricas, gracias a su herramienta que permite obtener el consumo horario en el intervalo de estudio. A continuación, se muestran unas gráficas que reflejan el consumo de electricidad en un día aleatorio del período de estudio.

En la primera gráfica, que corresponde a la figura 2-3, se representa el consumo de la vivienda. Como se puede observar, los picos de consumo se dan a primera hora de la mañana, durante las primeras horas de la tarde y de la noche. Son resultados coherentes puesto que coinciden con las horas en las que hay más actividad en el hogar. El consumo que se da durante la madrugada es mínimo y corresponde con los electrodomésticos que están conectados constantemente, por ejemplo, el frigorífico.

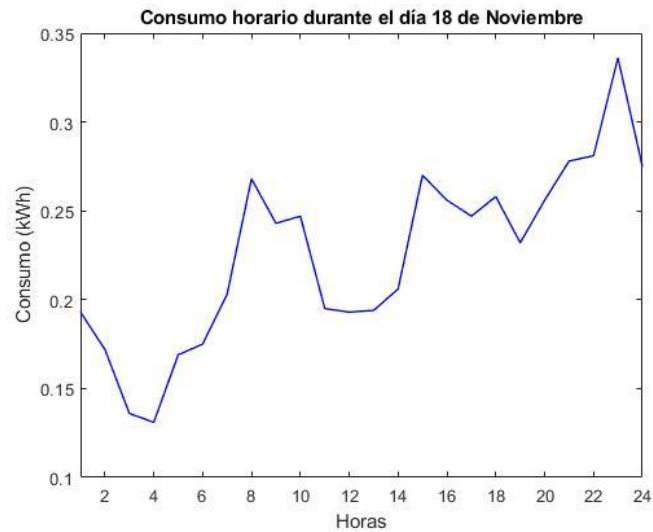


Figura 2-3. Consumo horario de la vivienda en un día aleatorio

En el caso de la comunidad, figura 2-4, se observa que a primera hora de la mañana y a última hora de la tarde se dan los picos de consumo, coincidiendo con la salida y la llegada de las personas del vecindario.

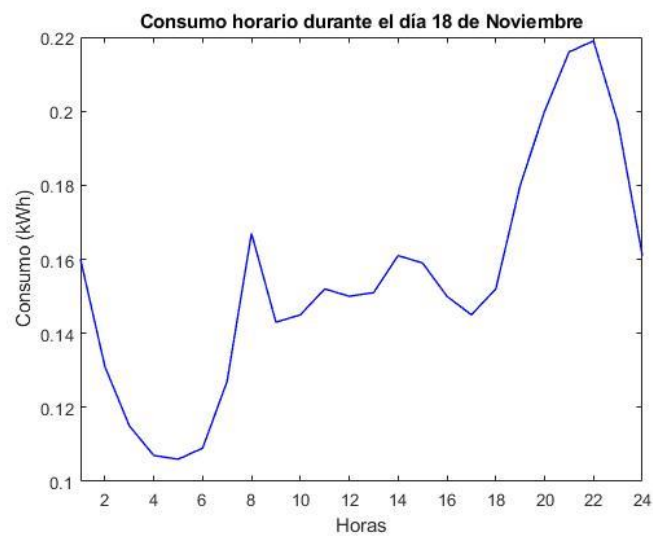


Figura 2-4. Consumo horario de la comunidad en un día aleatorio

Para el cálculo del consumo total del edificio, se ha considerado un factor de simultaneidad. Dicho factor aparece en la ITC-BT-10 [13] y considera que todas las viviendas no van a consumir la misma energía en el mismo periodo de tiempo. Según la figura 2-5, este factor de simultaneidad para el caso de un bloque con 10 viviendas sería:

Nº Viviendas (n)	Coefficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5

Figura 2-5. Coeficiente de simultaneidad según el número de viviendas [13]

A continuación, se muestra la ecuación que modela el consumo total de las viviendas y la comunidad:

$$P_{cons_{total}}(t) = fs * P_{cons_{viv}}(t) + P_{cons_{com}}(t) \quad (2-2)$$

Siendo, la notación empleada para este caso la siguiente:

Tabla 2-1. Notación empleada en la sección 2.1

Notación

fs	Factor de simultaneidad
$P_{cons_{viv}}(t)$	Potencia consumida por la vivienda (kW) en cada instante de tiempo
$P_{cons_{com}}(t)$	Potencia consumida por la comunidad (kW) en cada instante de tiempo
$P_{cons_{total}}(t)$	Potencia consumida total (kW) en cada instante de tiempo

2.2. Modelo del panel fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico [14] es un fenómeno físico que transforma parcialmente la energía luminosa en energía eléctrica. La luz está compuesta por partículas denominadas fotones y cuando la luz incide sobre un material, estos fotones chocan entre sí, y se desprenden electrones, como se aprecia en la figura 2-6. Los electrones desprendidos pueden utilizarse para establecer una corriente eléctrica.

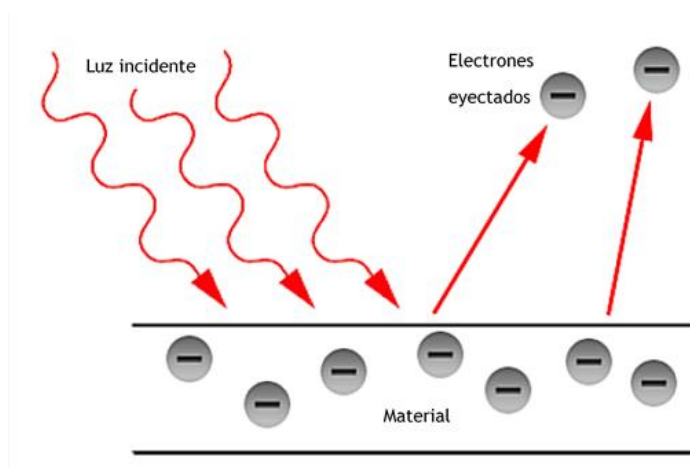


Figura 2-6. Efecto fotoeléctrico [14]

Para el caso de un panel fotovoltaico, la luz incide sobre materiales semiconductores. Un material semiconductor es aquel que puede comportarse como un conductor o un aislante eléctrico. El semiconductor más empleado en la fabricación de módulos fotovoltaicos es el silicio (Si).

Existen varios tipos de paneles, dependiendo tanto de los materiales utilizados como del proceso de fabricación. Entre ellos se encuentran:

- Monocristalinos. Proviene de un único cristal de Si, por tanto, sus átomos están perfectamente ordenados. Actualmente, se obtiene una eficiencia en torno al 20% y es la tecnología más costosa.
- Policristalinos. Se fabrican a partir de un bloque de Si formado por varios cristales. Es una tecnología más económica que la monocristalina, pero se obtiene una eficiencia menor, alrededor del 12%.
- Amorfos. No existe una estructura cristalina ordenada, por tanto, el rendimiento que se obtiene es menor al 10%.

Como se ha citado anteriormente, en este análisis de optimización de coste se ha propuesto instalar paneles fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía para abastecer el bloque de viviendas.

Para dimensionar la instalación fotovoltaica, lo primero que se ha analizado es el espacio disponible para ésta, es decir, qué superficie de azotea se puede usar. Para ello, se ha calculado los metros cuadrados de superficie con la planta de la azotea. En la figura 2-7, se muestra la planta de ésta.



Figura 2-7. Visualización de la planta de la azotea

Como puede observarse en la figura 2-7, hay disponible dos superficies, S1 y S2, en las que se puede llevar a cabo la colocación de los paneles. Aunque la superficie de la azotea S1 es mayor que la de la S2, se ha optado por esta segunda puesto que es más favorable para los paneles. La incidencia de los rayos solares es mayor en esta superficie debido a que tiene una mejor orientación al sur.

La temperatura y la irradiación son dos factores muy importantes que influyen en la potencia que genera el panel y, por tanto, en su rendimiento. Al aumentar la temperatura en el panel, la tensión y la potencia disminuyen, esto es debido a que aumentan las pérdidas por efecto Joule en el sistema.

Se ha escogido un panel fotovoltaico de potencia pico igual a 450 W de la marca Risen Solar Technology [15], de tecnología monocristalina y con una eficiencia por módulo del 20.4%. Para obtener los datos de potencia producida, se ha utilizado un software online denominado PVWatts, el cual introduciendo las coordenadas del lugar de estudio y los parámetros del panel, proporciona estos resultados para el año completo. A continuación, se muestra la figura 2-8, en la que se representa la producción de potencia en la placa para un día aleatorio.

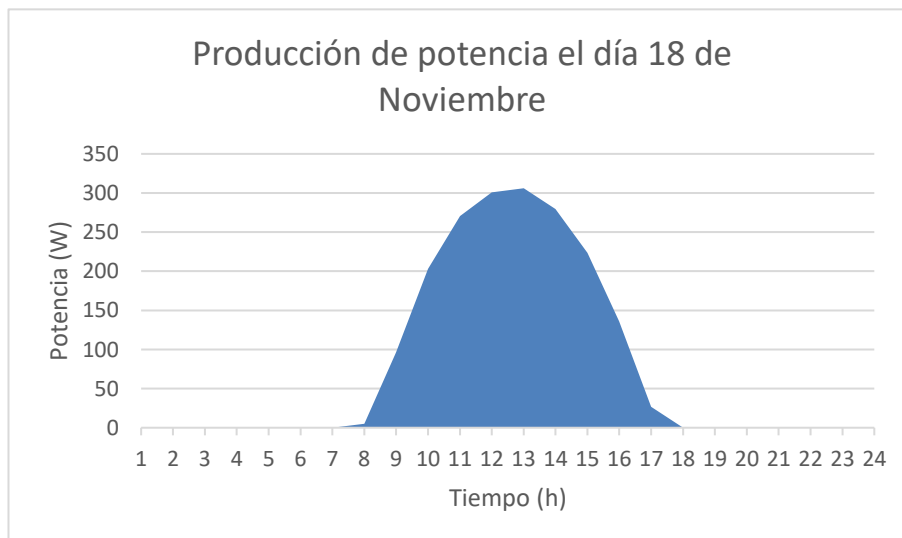


Figura 2-8. Potencia producida el día 18 de Noviembre

Como es lógico, empieza a producirse energía en cuanto los rayos del Sol inciden sobre el panel. Esta potencia va aumentando poco a poco, hasta que se alcanza el pico en las horas centrales del día. A partir de ahí, disminuye, hasta que finalmente es cero, que coincide con la puesta del Sol.

La ecuación que modela la producción del panel fotovoltaico es:

$$P_{prod_{PV}}(t) = num * P_{PV}(t) * 10^{-3} \tag{2-3}$$

Siendo:

Tabla 2-2. Notación empleada en la sección 2.2

Notación

num	Número de paneles
$P_{PV}(t)$	Potencia producida por un panel (W) en cada instante de tiempo
$P_{prod_{PV}}(t)$	Potencia producida por la instalación fotovoltaica (kW) en cada instante de tiempo

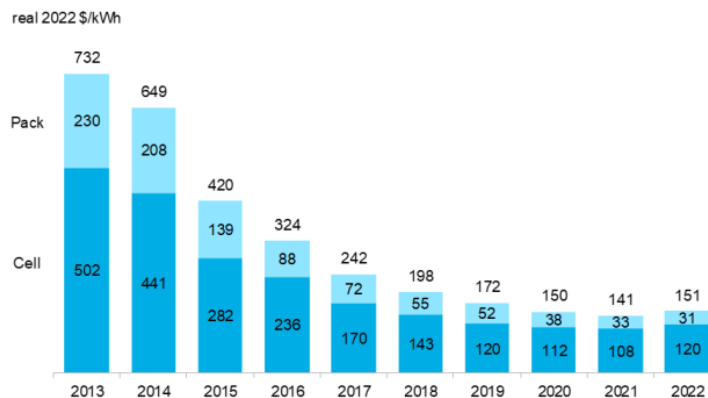
2.3. Modelo de la batería

Una de las principales desventajas de las energías renovables es que éstas dependen de los fenómenos atmosféricos para generar electricidad. El problema es que todos ellos son impredecibles y no están bajo el control humano. Esta es la razón por la que los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) se presentan como un aliado clave dentro del futuro de las energías renovables [16]. El almacenamiento energético es un pilar fundamental para la transición energética y la descarbonización del sistema eléctrico.

Existen diversos sistemas de almacenamiento, pero, para este caso, solo se va a estudiar la batería. Este dispositivo es uno de los más usados en la actualidad debido a que almacena electricidad para que pueda usarse cuando sea necesario y así dotar de mayor seguridad y eficiencia al sistema eléctrico. Dentro de las baterías, existen diversos tipos, donde la principal diferencia es la tecnología con la que están fabricadas, lo que hace que varíe su durabilidad y su precio. Se pueden dividir en tres grupos: monoblock, estacionarias y de litio [17].

Para este caso de estudio se ha tenido en cuenta un batería con unas ciertas características de potencia máxima y estado de carga máximo (SOC). Pasados los primeros 10 años tras su instalación, se ha tenido en cuenta el uso de una segunda batería, debido al deterioro de la primera. Respecto al precio de ésta, se han extraído los datos del artículo realizado por BloombergNEF [18] acerca de la evolución y la previsión del coste de la batería por kWh.

Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2022



Source: BloombergNEF. All values in real 2022 dollars. Weighted average survey value includes 178 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles and stationary storage.

Figura 2-9. Evolución del precio de la batería por kWh [18]

Como se puede observar en la Figura 2-9, el precio de las baterías aumenta tras el año 2021, debido al incremento de los precios de las materias primas y los componentes de la batería y a la inflación. Según el artículo durante este año 2023 el precio seguiría en aumento, no obstante, para el año 2024 se espera una disminución de éste, llegándose a alcanzar en el año 2026, un coste por debajo de los 100 \$/kWh.

La ecuación del estado de carga que modela el comportamiento de la batería sería la siguiente:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + P_c(t) * \eta_c * \Delta t - P_d(t) / \eta_d * \Delta t \quad (2-4)$$

También se han establecido una serie de restricciones que debía de cumplir:

- Restricciones de máxima potencia del SAE:

$$P_c(t) < P_{max_{bat}} \quad (2-5)$$

$$P_d(t) < P_{max_{bat}} \quad (2-6)$$

- Restricciones de mínima potencia del SAE:

$$P_c(t) > 0 \quad (2-7)$$

$$P_d(t) > 0 \quad (2-8)$$

- Restricciones de mínimo y máximo SOC del SAE:

$$SOC(t) > 0 \quad (2-9)$$

$$SOC(t) < SOC_{max} \quad (2-10)$$

En la siguiente tabla se muestra la notación utilizada en el apartado:

Tabla 2-3. Notación empleada en la sección 2.3

<i>Notación</i>	
SAE	Sistema de almacenamiento de energía
η_c	Rendimiento de carga de la batería
η_d	Rendimiento de descarga de la batería
Δt	Incremento de tiempo (en este caso, su valor es 1 puesto que los datos están expresados para cada hora))
$P_c(t)$	Potencia de carga de la batería (kW) en cada instante de tiempo
$P_d(t)$	Potencia de descarga de la batería (kW) en cada instante de tiempo
$SOC(t)$	Estado de carga (kWh) de la batería en cada instante de tiempo
$P_{max_{bat}}$	Potencia máxima (kW) del sistema de almacenamiento (SAE)
SOC_{max}	Estado de carga máximo (kWh) de la batería

Para un primer estudio, se ha establecido una batería con las siguientes características:

Tabla 2-4. Características de la batería inicial

$P_{max_{bat}}$ (kW)	SOC_{max} (kWh)
5	10

Posteriormente, se ha realizado un estudio en el cual las características de la batería son variables del problema y se van a calcular éstas teniendo en cuenta la minimización del coste total y, en otras ocasiones, la minimización de la TIR.

2.4. Precios de compra y venta de energía

Una vez conocido los consumos del bloque de viviendas, la potencia generada por la instalación fotovoltaica y las potencias de descarga y carga de la batería, se aplica la ecuación (2-1), la del balance de potencia en el nudo, y se calcula tanto la potencia que hay que comprar de la red como la que hay que vender. Para ello, hay que conocer los precios de compra y venta de la energía.

En el caso del precio de compra de la energía, se ha consultado la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [19] y se han extraído los datos necesarios en el periodo de estudio. Se ha establecido que tanto los consumos de los hogares como el de la comunidad, se rigen según el mercado libre. Para el caso del precio de venta de la energía, se ha consultado una tarifa mensual de un hogar que dispone de una instalación fotovoltaica. Dicho precio de venta tenía un valor de 0.05 €/kW.

Las ecuaciones que se aplican en este punto son las siguientes:

$$coste_{compra}(t) = P_{gen_{red_{comprar}}}(t) * precio_{compra}(t) \quad (2-11)$$

$$coste_{venta}(t) = P_{gen_{red_{vender}}}(t) * precio_{venta} \quad (2-12)$$

Siendo:

Tabla 2-5. Notación empleada en la sección 2.4

Notación

$P_{gen_{red_{comprar}}}(t)$	Potencia generada por la red a comprar (kW) en cada instante de tiempo
$P_{gen_{red_{vender}}}(t)$	Potencia generada por la red a vender (kW) en cada instante de tiempo
$precio_{compra}(t)$	Precio de compra (€/kW) en cada instante de tiempo
$precio_{venta}$	Precio de venta (€/kW)
$coste_{compra}(t)$	Coste de compra (€) en cada instante de tiempo
$coste_{venta}(t)$	Coste de venta (€) en cada instante de tiempo

2.5. Facturación sin generación fotovoltaica

Inicialmente en el nudo de estudio sólo interviene la red como fuente de generación, sin considerar la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento en el edificio. El coste asociado a la facturación se calcula aplicando el precio de compra de la energía en el mercado libre proporcionado por la CNMC por cada kWh de consumo de electricidad total, teniendo en cuenta la comunidad y los consumos de las distintas viviendas. También hay que tener en cuenta el coste de potencia según la potencia máxima contratada multiplicada por el término de potencia (TP) correspondiente. La potencia contratada máxima es la máxima potencia generada de la red para calcular el coste de facturación de potencia durante el periodo de simulación (d) y el término de potencia, cuyo valor es 3.429702 €/kW*mes, ha sido obtenido gracias a la compañía Endesa.

A continuación, se muestra en la figura 2-10, la evolución del precio de compra de la energía para un día aleatorio del período de estudio.



Figura 2-10. Precio de compra de la energía el 18 de Noviembre

Como se puede observar en la gráfica, los dos periodos en los que el coste de la energía es mayor, se corresponden con los picos de consumo, es decir, durante la mañana y hacia el final del día. Además, se observa que este precio disminuye durante la noche y al inicio de la tarde.

Para este caso, la ecuación del balance de potencia quedaría así:

$$P_{genredcomprar}(t) = P_{constotal}(t) + P_{genredvender}(t) \quad (2-13)$$

La potencia consumida total se calcularía siguiendo la ecuación (2-2), vista en el apartado del modelo de cargas. La potencia que se vendería a la red sería nula, por tanto, en este caso, solo se compra energía. Para calcular el coste de compra de la energía se hace uso de la ecuación (2-11). A este coste habría que añadirle el coste asociado a la potencia máxima contratada. A continuación, se muestra la ecuación del coste total, que sería la función objetivo a minimizar, aunque en el caso presente, no existen las suficientes variables para minimizarla:

$$coste_{total} = \sum_t coste_{compra}(t) - \sum_t coste_{venta}(t) + \frac{(P_{cmax} * TP * d)}{\left(\frac{365}{12}\right)} \quad (2-14)$$

Siendo:

Tabla 2-6. Notación empleada en la sección 2.5

Notación

$P_{gen_{redcomprar}}(t)$	Potencia generada por la red a comprar (kW) en cada instante de tiempo
$P_{cons_{total}}(t)$	Potencia consumida total (kW) en cada instante de tiempo
$P_{gen_{redvender}}(t)$	Potencia generada por la red a vender (kW) en cada instante de tiempo
$coste_{compra}(t)$	Coste de compra (€) en cada instante de tiempo
$coste_{venta}(t)$	Coste de venta (€) en cada instante de tiempo
$coste_{total}$	Coste total (€)
P_{cmax}	Potencia contratada máxima (kW)
TP	Término de potencia
d	Número de días del periodo de estudio

2.6. Facturación con generación fotovoltaica. Minimización de costes y de TIR

En este punto, se va a estudiar el coste de añadir al bloque de viviendas una instalación fotovoltaica que pueda abastecer tanto el consumo de los hogares como el de la comunidad. Dado que, en las horas centrales del día se produce la mayor cantidad de potencia generada por los módulos fotovoltaicos y el consumo total disminuye, parte de esta energía es vertida hacia la red. Por tanto, esto supone un balance negativo en la demanda, lo que significa que no se está consumiendo energía de la red, sino que, como se ha citado anteriormente, se inyectaría.

En primer lugar, se ha realizado un estudio de costes para una instalación fotovoltaica de 20 módulos con una potencia de 450 W. Se ha considerado dicha cantidad de módulos, puesto que no se quiere hacer uso de la superficie de la azotea al completo, para que ésta pueda ser utilizada en otras ocasiones. Por tanto, el número de placas se ha calculado teniendo en cuenta la superficie de la azotea que podría ser utilizada y las medidas del módulo. Posteriormente, esta variable del problema no se ha fijado, sino que ha sido calculado gracias a una restricción en el problema y teniendo como objetivo minimizar el coste.

La condición que se ha impuesto para el cálculo del número de módulos, que implica que va a estar disponible solo el 75% de la azotea, relaciona la superficie de ésta (93.61 m²) y las dimensiones del módulo (2.108*1.048 m²). A continuación, se muestra la restricción:

$$num < 0.75 * 93.61 / 2.108 * 1.048 \quad (2-15)$$

En la siguiente gráfica, la figura 2-11, se puede observar el suceso comentado al inicio de este apartado, en la cual se ha representado el balance neto de potencia en el nudo.

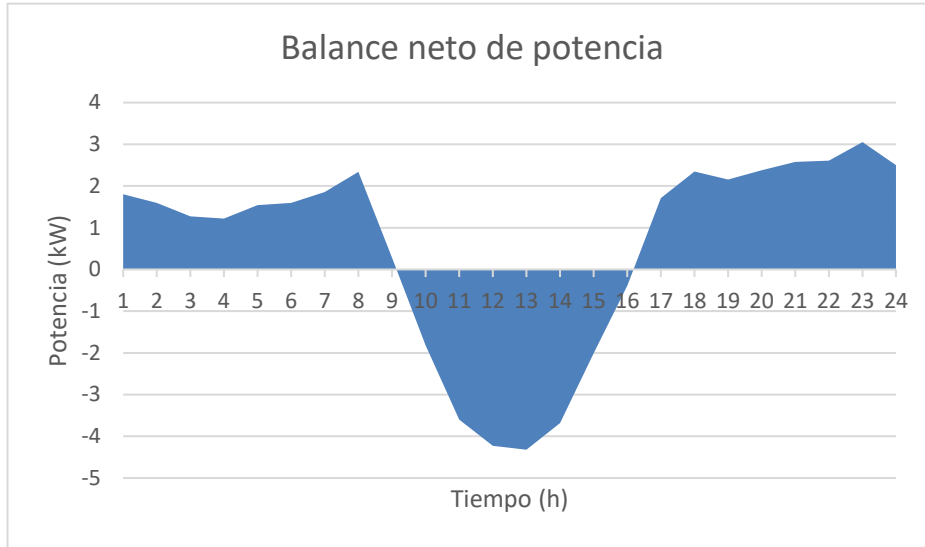


Figura 2-11. Balance neto de potencia el día 18 de Noviembre

En este caso, las ecuaciones del balance de potencia y del coste total se ven modificadas, puesto que hay que añadir la contribución de potencia generada por la instalación fotovoltaica y el coste de ésta, respectivamente:

$$P_{genredcomprar}(t) + P_{prod_{pv}}(t) = P_{constotal}(t) + P_{genredvender}(t) \quad (2-16)$$

$$coste_{total} = \sum_t coste_{compra}(t) - \sum_t coste_{venta}(t) + \frac{(P_{c_{max}} * TP * d)}{\left(\frac{365}{12}\right)} + \frac{(num * P_{panel} * precio_{W_{pv}} * 1000 * d)}{(365 * 25)} \quad (2-17)$$

Este último término agregado a la ecuación del coste total sería el asociado a la instalación fotovoltaica, el cual se calcula según el número de paneles de la instalación, la potencia asociada a cada módulo y, por último, el coste por watio de potencia. Se ha considerado una vida útil de la instalación de 25 años. De esta forma, se calcula el coste de amortización de la instalación de placas solares.

Como se ha realizado la compra de nuevos equipos como son los módulos fotovoltaicos, sería interesante calcular la tasa interna del retorno (TIR) de la inversión. Dicha variable es empleada para evaluar la rentabilidad de un proyecto. A continuación, se muestran las ecuaciones que se han utilizado para el cálculo de ésta.

$$TIR = inv_{ini} / ben \quad (2-18)$$

Como se puede observar, la ecuación de la TIR se expresa como el cociente entre la inversión inicial (inv_{ini}) y el beneficio (ben). Estas variables se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$inv_{ini} = num * (2.108 * 1.048) * precio_{W_{pv}} * 1000 * P_{panel} \quad (2-19)$$

$$ben = coste_{totalinicial} - coste_{total} \quad (2-20)$$

El coste total inicial ($coste_{totalinicial}$) sería el coste que se obtiene en la situación inicial, mientras que el coste total sería el correspondiente a cada caso de estudio.

Para este apartado, se puede diferenciar dos funciones objetivo a minimizar, como son el coste total y la tasa de retorno de la inversión (TIR), ambas expresadas anteriormente con sus correspondientes expresiones matemáticas.

A continuación, se muestra la notación utilizada en el presente apartado:

Tabla 2-7. Notación empleada en la sección 2.6

Notación

num	Número de paneles
$P_{gen_{redcomprar}}(t)$	Potencia generada por la red a comprar (kW) en cada instante de tiempo
$P_{prod_{pv}}(t)$	Potencia producida por un panel (kW) en cada instante de tiempo
$P_{cons_{total}}(t)$	Potencia consumida total (kW) en cada instante de tiempo
$P_{gen_{redvender}}(t)$	Potencia generada por la red a vender (kW) en cada instante de tiempo
$coste_{total}$	Coste total (€)
$coste_{compra}(t)$	Coste de compra (€) en cada instante de tiempo
$coste_{venta}(t)$	Coste de venta (€) en cada instante de tiempo
$P_{c_{max}}$	Potencia contratada máxima (kW)
TP	Término de potencia
d	Número de días del periodo de estudio
P_{panel}	Potencia pico del módulo fotovoltaico (kW)
$precio_{W_{pv}}$	Precio por watio (€/W) de la instalación fotovoltaica
TIR	Tasa interna del retorno de la inversión
inv_{ini}	Inversión inicial (€)
ben	Beneficio obtenido (€)

2.7. Facturación con generación fotovoltaica y sistema de almacenamiento. Minimización de costes y de TIR

Por último, se añadirá un sistema de almacenamiento que gestione los recursos de la generación fotovoltaica de la manera más eficiente posible. Inicialmente, se ha considerado una instalación fotovoltaica constituida por 20 módulos con una potencia pico de 450 Wp y una batería con una capacidad de 10 kWh y una potencia de 5 kW. El número de módulos se ha calculado siguiendo el mismo criterio visto en el apartado anterior y las variables que caracterizan al sistema de almacenamiento se han considerado antes de realizar el estudio y siguiendo un modelo base.

También se estudiará esta misma situación para el caso en el cual el número de paneles y/o las características del sistema de almacenamiento sean variables. Para esta situación, se impondrán una serie de restricciones.

- Si el número de paneles es variable se impondrá la restricción del apartado anterior, la ecuación (2-15).
- Si las características de la batería son fijas, las condiciones son las expresadas en el apartado 2.3, correspondiente al modelo de la batería.
- Por el contrario, si son variables, la potencia máxima viene condicionada por la siguiente expresión:

$$P_{max_{bat}} < num * P_{panel} \tag{2-21}$$

Esta condición implica que la potencia máxima de la batería nunca va a ser superior a la potencia máxima de la instalación fotovoltaica.

Además, se ha añadido una condición a todos los casos que se van a estudiar, la cual indica que la batería solo se va a cargar cuando exista generación fotovoltaica. Sería la que se muestra a continuación:

$$P_{prod_{PV}}(t) - P_c(t) > 0 \quad (2-22)$$

Para este último caso, las ecuaciones del balance de potencia y del coste total también se ven modificadas, puesto que hay que añadir la contribución de potencia generada por la instalación fotovoltaica y el coste de esta, respectivamente. Además, habrá que añadir la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento y su coste correspondiente.

$$P_{gen_{redcomprar}}(t) + P_{prod_{PV}}(t) + P_d(t) = P_{cons_{total}}(t) + P_{gen_{redvender}}(t) + P_c(t) \quad (2-23)$$

$$\begin{aligned} \text{coste}_{total} = & \sum_t \text{coste}_{compra}(t) - \sum_t \text{coste}_{venta}(t) + \frac{(P_{c_{max}} * TP * d)}{\left(\frac{365}{12}\right)} \\ & + \frac{(num * P_{panel} * \text{precio}_{WPV} * 1000 * d)}{(365 * 25)} \\ & + \frac{SOC_{max} * (\text{precio}_{bat23} + \text{precio}_{bat33}) * d}{(365 * 25)} \\ & + \frac{P_{max_{bat}} * 50}{(365 * 25)} \end{aligned} \quad (2-24)$$

Como puede observarse en la ecuación de costes, el coste de amortización del sistema de almacenamiento se ha calculado teniendo en cuenta el precio de adquisición de dos baterías (tras los diez primeros años, se realizaría la compra de una segunda batería) por el periodo de simulación, considerando una vida útil de las dos baterías de 25 años. Además, hay que añadir el coste del convertidor que se multiplicaría por la potencia máxima de ésta.

Procediendo de la misma forma que en el apartado anterior, habría que calcular la TIR añadiendo a la inversión inicial, el coste de adquisición de los sistemas de almacenamiento. La ecuación para dicho cálculo sería la siguiente:

$$\begin{aligned} inv_{ini} = & num * (2.108 * 1.048) * \text{precio}_{WPV} * 1000 * P_{panel} + SOC_{max} \\ & * (\text{precio}_{bat23} + \text{precio}_{bat33}) + P_{max_{bat}} * 50 \end{aligned} \quad (2-25)$$

Tanto la ecuación para la obtención de la TIR como la del beneficio son idénticas al del caso anterior, solo habría que tener en cuenta que, en la expresión del beneficio, el coste total que interviene sería el del caso que se está estudiando.

Al igual que en el apartado anterior, se puede diferenciar dos funciones objetivo a minimizar, como son el coste total y la tasa de retorno de la inversión (TIR), ambas expresadas anteriormente con sus correspondientes expresiones matemáticas.

La notación empleada en el presente apartado es la siguiente:

Tabla 2-8. Notación empleada en la sección 2.7

Notación

$P_{max_{bat}}$	Potencia máxima (kW) del sistema de almacenamiento (SAE)
P_{panel}	Potencia del módulo fotovoltaico (kW)
num	Número de paneles

$P_{gen_{redcomprar}}(t)$	Potencia generada por la red a comprar (kW) en cada instante de tiempo
$P_{prod_{pv}}(t)$	Potencia producida por un panel (kW) en cada instante de tiempo
$P_{cons_{total}}(t)$	Potencia consumida total (kW) en cada instante de tiempo
$P_{gen_{redvender}}(t)$	Potencia generada por la red a vender (kW) en cada instante de tiempo
$P_d(t)$	Potencia de descarga de la batería (kW) en cada instante de tiempo
$P_c(t)$	Potencia de carga de la batería (kW) en cada instante de tiempo
$coste_{total}$	Coste total (€)
$coste_{compra}(t)$	Coste de compra (€) en cada instante de tiempo
$coste_{venta}(t)$	Coste de venta (€) en cada instante de tiempo
$P_{c_{max}}$	Potencia contratada máxima (kW)
TP	Término de potencia
d	Número de días del periodo de estudio
P_{panel}	Potencia pico del módulo fotovoltaico (kW)
$precio_{W_{pv}}$	Precio por watio (€/W) de la instalación fotovoltaica
SOC_{max}	Estado de carga máximo (kWh) de la batería
$precio_{bat23}$	Precio (€) de la batería para el año 2023
$precio_{bat33}$	Precio (€) de la batería para el año 2033
inv_{ini}	Inversión inicial (€)

3 CASOS DE ESTUDIO

En este tercer capítulo, se realizará un análisis del problema planteado mediante la optimización de dos variables, el coste total y la tasa interna del retorno (TIR) de la inversión, con el objetivo de evaluar la rentabilidad de dicho proyecto. Se llevará a cabo desde la situación inicial, es decir, en el nudo del sistema solo intervienen la red y las cargas, hasta el caso en el cual intervendrán tanto la instalación fotovoltaica como el sistema de almacenamiento. A su vez, se irán actualizando ciertas variables que intervienen en el estudio para llegar hasta la solución óptima, aquella en la cual se obtenga un menor coste total o una menor TIR.

Para resolver los distintos casos de estudio se ha hecho uso del software GAMS y el solver por el que ha optado para la resolución de los modelos de simulación propuestos ha sido CONOPT, utilizando la función *minimizing*. Para ello, se establecen dos funciones objetivos diferentes, minimizar el coste total y minimizar la TIR, para el mismo problema a resolver, teniendo en cuenta las variables que intervienen en cada caso de estudio. Empleando las distintas ecuaciones vistas en los apartados anteriores, se analizará el efecto que tienen, llegándose a alcanzar en el último caso la solución óptima.

3.1 Facturación sin generación fotovoltaica

Ésta sería la situación inicial (Tabla 3-1) y se basaría en el modelo de la sección 2.5 visto anteriormente. En el nudo de estudio solo interviene la generación que proviene de la red y como carga del sistema, estarían los consumos de los hogares y la comunidad.

Tabla 3-1. Variables de la sección 3.1

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	No	No

Para este caso, el cálculo de la TIR no sería necesario realizarlo puesto que no se está llevando a cabo ninguna inversión, es decir no se ha ejecutado la compra de ningún componente que de soporte al sistema. Por tanto, solo se calcularía el coste total, que sería el coste previo a toda la ejecución del proyecto, para el cual se ha tenido en cuenta los datos horarios de consumo de las viviendas y la comunidad del apartado 2.1, correspondiente al modelo de cargas. A continuación, se muestra en la tabla 3-2 el resultado obtenido para la situación inicial, en la cual el coste total aparece desglosado en coste de la energía y coste de la potencia contratada.

Tabla 3-2. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	6188.96	8861.31

En la figura 3-1 se ha querido representar el consumo y el coste de compra de la energía en distintos días del año a lo largo del día. Como puede observarse, se ha escogido cuatro días, correspondientes a las cuatro estaciones del año, y en ellas se ha representado el coste de la energía que hay que comprar a la red. También, se ha representado en trazado discontinuo, el consumo de energía horario a lo largo del día. En los días correspondientes a las estaciones de invierno y verano, se produce un mayor consumo de energía como consecuencia del uso de sistemas de calefacción y refrigeración.

Cabe destacar que en este apartado no se han optimizado ninguna de las variables del problema.

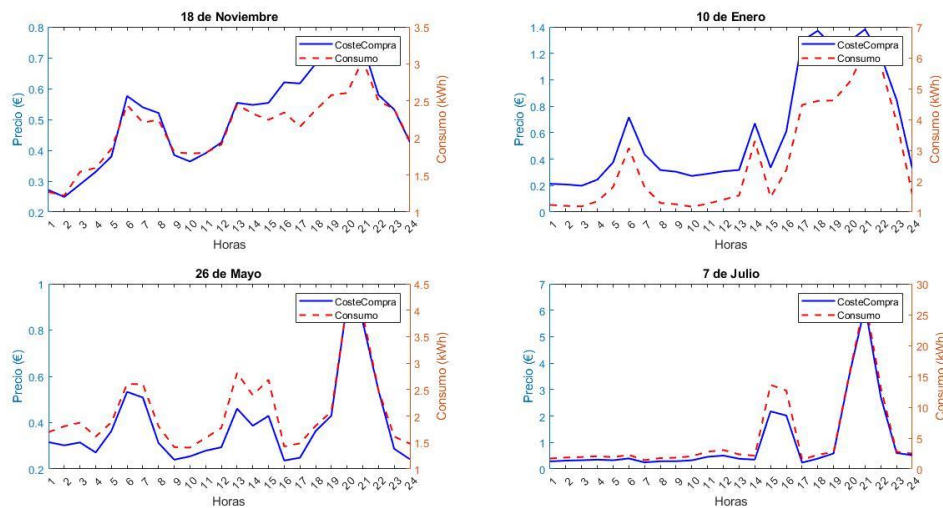


Figura 3-1. Comportamiento del sistema en la situación inicial en distintos días del periodo de estudio

3.2 Facturación con generación fotovoltaica. Número de paneles fijo

En este segundo apartado, que se basaría en el modelo del apartado 2.6, se estudia el coste total al añadir una instalación fotovoltaica, como apoyo a los consumos de las viviendas y la comunidad. Para este caso, se tendrán en cuenta los datos horarios de consumo de las viviendas y la comunidad del apartado 2.1, correspondiente al modelo de cargas y, una instalación fotovoltaica que contará con 20 módulos con una potencia pico de 450 Wp, como bien se ha citado en apartados anteriores. Por tanto, el número de placas será una variable fija. Todo esto, se ve resumido en la siguiente tabla.

Tabla 3-3. Variables de la sección 3.2

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Fija)	No

Mientras que en el apartado anterior el cálculo de la TIR no era necesario puesto que no se había realizado ninguna inversión, en el presente si sería útil calcularla puesto que se está realizando una adquisición de nuevos equipos que elevan el coste del sistema y es interesante saber si el proyecto es rentable.

Al igual que en el apartado anterior, no se optimizaría ninguna de las variables. Tras la ejecución del código, los resultados obtenidos, que se muestran en la tabla 3-4, en la factura cuando se instalan placas solares son los siguientes:

Tabla 3-4. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	4156.17	467.51	7296.03

Estos costes obtenidos son para el caso en el cual el excedente de energía que no se consume por el edificio, se venda a la red. Esto provoca una disminución del coste de la energía y, en consecuencia, del coste total.

Procediendo como en el caso anterior, a continuación, se muestra en la figura 3-2, el coste de compra de la energía a lo largo del día para distintos días del año. Para este caso, se ha añadido la generación de energía producida por la instalación fotovoltaica y puede observarse como en los tramos horarios en los cuales existe producción de energía, el coste de compra es nulo.

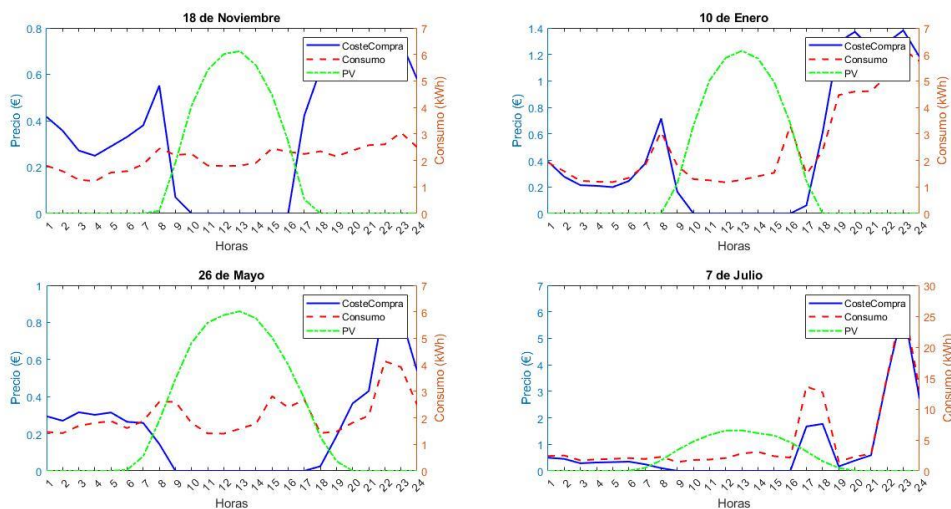


Figura 3-2. Comportamiento del sistema y el PV en distintos días del periodo de estudio

Por último, tras los cálculos realizados se ha obtenido un valor de la TIR de 15.2. Esta variable se comparará en el apartado siguiente para ver cómo varía al no imponer el número de paneles de la instalación.

3.3 Facturación con generación fotovoltaica. Número de paneles libre. Minimizando el coste total

Procediendo como en el caso anterior, se estudia el coste total de añadir una instalación fotovoltaica, pero con la diferencia de que en este apartado el número de paneles no va a ser una variable fija, sino que se va a calcular cumpliendo una serie de restricciones, como por ejemplo la de no ocupar toda superficie disponible de azotea. En la tabla 3-5, se ve reflejada la situación que se va a estudiar.

Tabla 3-5. Variables de la sección 3.3

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Variable)	No

Como se ha visto en el apartado 2.6, en el problema se ha impuesto una restricción para limitar el uso de la superficie de la azotea. Esta restricción viene dada por la ecuación (2-15).

Dicha condición implica llenar prácticamente toda la superficie de la azotea con los paneles, lo que conduciría a reducir el coste de la factura debido al aumento de los costes de venta del excedente de energía. Tras la ejecución del algoritmo, se obtiene que, minimizando la función de costes, el número de placas sería 32. Por otro lado, los resultados de los costes se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3-6. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	3505.26	748.01	6925.62

Al igual que en la situación anterior, los costes obtenidos son para el caso en el cual el excedente de energía se vende. Si se compara con la situación en la cual no existe esa venta de excedente, se puede observar que el coste total se vería incrementado, al igual que el coste de la energía.

Los resultados obtenidos han sido representados gráficamente, al igual que se ha realizado en los anteriores casos, de esta manera, se facilita la comprensión de éstos.

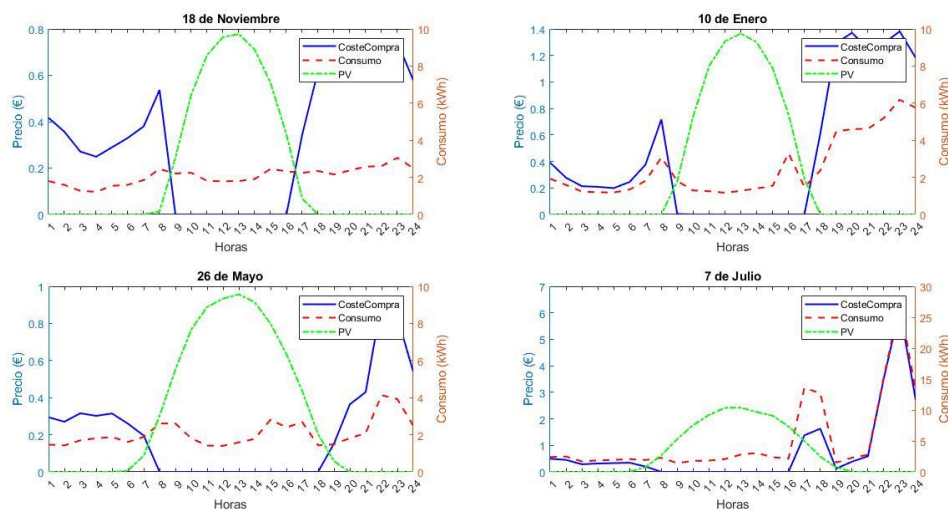


Figura 3-3. Comportamiento del sistema y el PV en distintos días del periodo de estudio

Como puede observarse, la anterior gráfica (Figura 3-3) es idéntica a la de la figura 3-2, con la única diferencia en la generación fotovoltaica. En el caso que se está analizando, el número de paneles ha aumentado con respecto al del apartado anterior, esto quiere decir la energía que generan las placas se ve incrementada. Tanto en este caso como en el anterior se puede observar una gran diferencia entre el consumo total del edificio y la generación, por tanto, sería interesante plantear una solución para no desaprovechar esta energía. Esto es lo que se verá en los siguientes apartados.

Para finalizar, el valor de la TIR ha aumentado con respecto al anterior. Mientras que en el caso en el cual el número de placas era fijo, se ha obtenido un valor de la TIR de 15.2, en este caso en el cual esta variable pasaba a ser libre, el valor de la TIR ha aumentado a 19.6. Este aumento supone un empeoramiento en la rentabilidad del proyecto.

3.4 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE fijo. Minimizando el coste total

Como se ha podido comprobar en los dos apartados anteriores, la generación de energía es elevada respecto al consumo del bloque de viviendas, lo que provoca una gran cantidad de excedente de energía que puede ser aprovechada en otras ocasiones.

Para poder hacer uso de esta energía, haría falta la instalación de un sistema de almacenamiento que sea capaz de almacenar dicha energía. En este apartado y en los siguientes, basados en el modelo descrito en el apartado 2.7, las variables que caracterizan a la batería y el número de paneles se irán modificando para así estudiar diferentes casuísticas. De esta forma, se comprobará cómo varía los costes de facturación de la energía.

Para este primer apartado, tanto el número de paneles como las características de la batería van a ser parámetro fijados previamente. Esto quiere decir que la instalación fotovoltaica va a estar compuesta por 20 de módulos con potencia 450 Wp y la batería estará caracterizada por una potencia máxima de 5 kW y una capacidad de 10 kWh. En la tabla 3-7, se presenta un resumen de este apartado:

Tabla 3-7. Variables de la sección 3.4

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Fija)	Sí (Fija)

Tras realizar la simulación del caso presente, en el cual se han aplicado las ecuaciones vistas en el apartado 2.8 correspondientes al balance completo de energía y a la batería, se han obtenido los siguientes resultados teniendo como objetivo minimizar el coste total. Dichos resultados se muestran en la tabla 3-8:

Tabla 3-8. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	3529.84	467.51	99.3	6769.10

A continuación, se ha representado el comportamiento de la instalación fotovoltaica y la batería a lo largo del día durante el periodo de estudio. Se puede observar como la batería se carga en los tramos horarios en los cuales existe generación fotovoltaica y se descarga en aquellos en los que esta generación de energía es nula. Esto quiere decir que la energía que se está descargando de la batería es utilizada por el bloque de edificios.

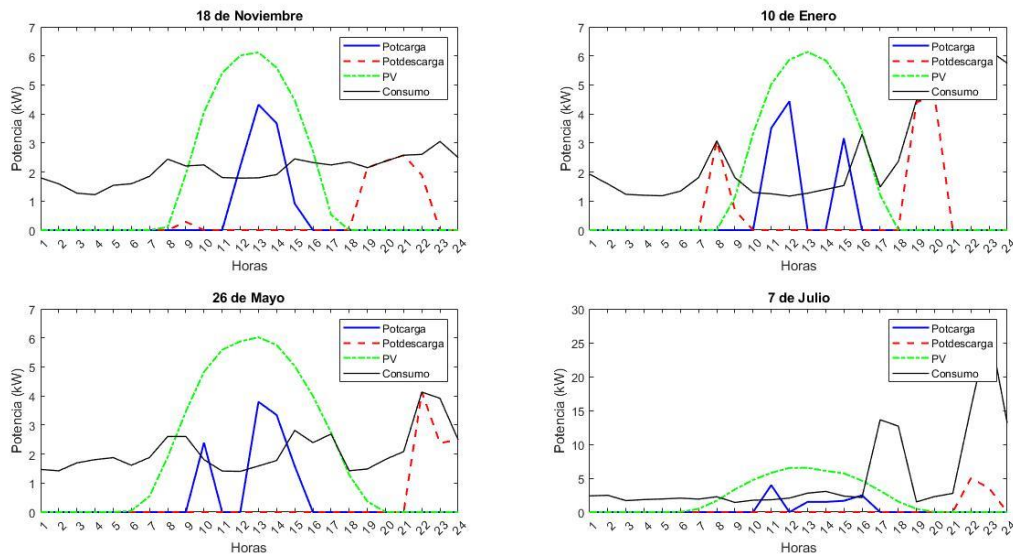


Figura 3-4. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio

Para el cálculo de la TIR, se ha tenido en cuenta una inversión inicial mayor que para el caso en el cual solo se disponía de la instalación fotovoltaica, debido a que, en esta ocasión, además de los módulos fotovoltaicos, se instala un sistema de almacenamiento. Finalizando con este punto, la TIR tendría un valor de 12.6, lo que implica una mayor rentabilidad del proyecto.

3.5 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles fijo y SAE libre. Minimizando el coste total

Continuando con el estudio del nudo completo teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos y la batería, en esta ocasión, las características del sistema de almacenamiento van a ser libres, es decir, se van a tener que calcular durante la simulación. Por el contrario, el número de paneles va a ser fijo y, como en ocasiones anteriores, va a tener el valor de 20. Esto puede resumirse en la siguiente tabla:

Tabla 3-9. Variables de la sección 3.5

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Fija)	Sí (Variable)

Debido a que tanto la potencia máxima de la batería como la capacidad de ésta van a ser variables determinadas tras la simulación, tienen que seguir una serie de restricciones como, por ejemplo, que la potencia máxima de la batería no puede ser superior a la potencia máxima que generan los paneles solares. Por tanto, los resultados obtenidos de la batería son los siguientes:

Tabla 3-10. Características de la batería

Potencia máxima (kW)	SOC máximo (kWh)
9	23.61

Como en los casos anteriores, también se va a realizar un análisis de los costes alcanzados en el presente apartado, estableciendo como función objetivo, la minimización del coste total. Los resultados se muestran en la tabla 3-11:

Tabla 3-11. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	3100.27	467.51	234.37	6474.50

El comportamiento de la batería y de los paneles solares a lo largo del día durante el periodo de estudio queda representado en las siguientes gráficas. Nuevamente, se puede observar como el sistema de almacenamiento se carga con la energía que proviene de la generación fotovoltaica y se descarga en aquellos tramos en los cuales la generación es nula.

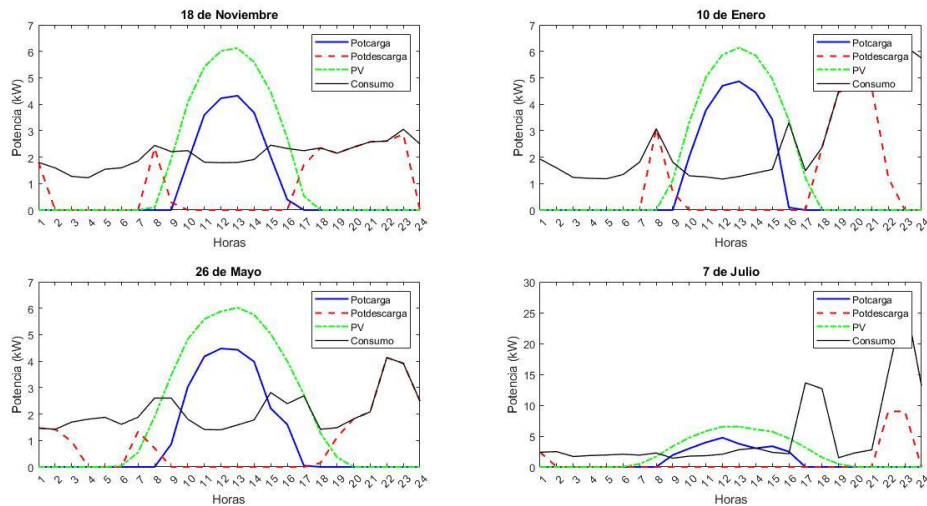


Figura 3-5. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio

Con respecto a la TIR, la inversión inicial ha aumentado dado que los valores de la potencia máxima de la batería y la capacidad se han visto incrementadas, obteniéndose un valor de 12.4. Comparándolo con el valor obtenido en el apartado anterior, se puede observar que ha disminuido, lo que indica que el proyecto es más rentable.

3.6 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles libre y SAE fijo. Minimizando el coste total

En este caso, se va a proceder de la misma forma que en el punto anterior, con la única diferencia que ahora la variable que se va a calcular será el número de paneles a instalar. Mientras tanto, las características de la batería van a estar fijadas por los valores del apartado anterior, es decir, la potencia máxima de la batería va a tener un valor de 9 kW y la capacidad máxima será de 24 kWh. A continuación, se muestra la tabla-resumen:

Tabla 3-12. Variables de la sección 3.6

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Variable)	Sí (Fija)

Para determinar el número de paneles que se tienen que instalar para satisfacer con las necesidades de consumo del edificio, se va a imponer la misma restricción de superficie de la azotea que en casos anteriores. Esta condición implica que solo va a estar disponible el 75% de la superficie. Tras la ejecución del código, se ha obtenido que el número de placas tiene que ser 31.78, pero éste tiene que ser un número entero, por tanto, se van a instalar 32 módulos.

Respecto a los costes que se han obtenido, a continuación, se muestra un análisis de éstos. Cabe destacar que la función objetivo vuelve a ser la de minimizar el coste total. En la tabla 3-13, se puede consultar el desglose de los costes del caso presente:

Tabla 3-13. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	2126.53	748.01	242.42	5789.31

Si se compara con el desglose de los costes obtenidos en el apartado anterior (Tabla 3-11), se puede comprobar como el coste total disminuye, sin embargo, el coste de amortización de los módulos fotovoltaicos ha aumentado debido a que el número de paneles se ha incrementado. No obstante, que aumente el número de módulos es un factor positivo porque implica que hay mayor producción de energía fotovoltaica, es por ello, que el coste de energía disminuye respecto al del caso anterior. Esto quiere decir que se compra menor cantidad de energía proveniente de la red.

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes al caso presente, en las cuales se representan el comportamiento del sistema de almacenamiento y la instalación fotovoltaica. Se puede comprobar como el comportamiento de la batería es acorde al sistema, debido a que se carga únicamente cuando existe generación fotovoltaica y se descarga en los tramos horarios en los cuales esta generación es nula.

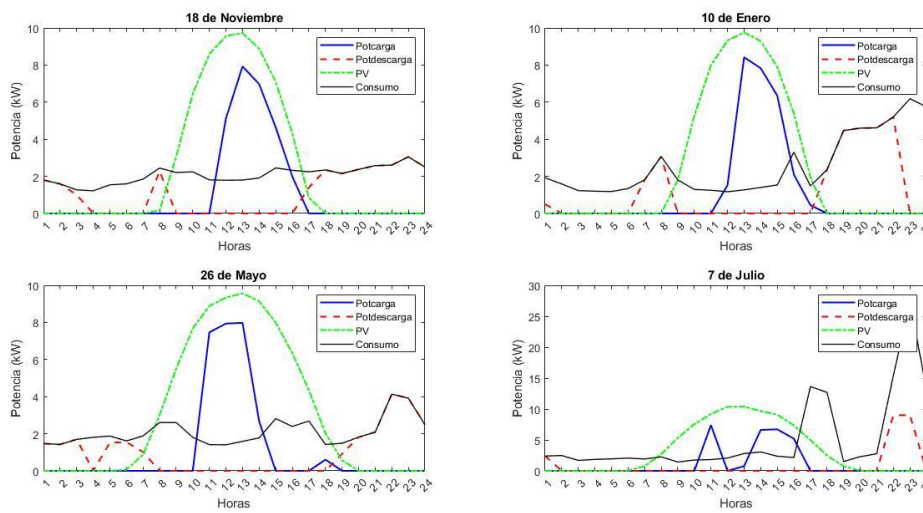


Figura 3-6. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio

Para el cálculo de la TIR, la inversión inicial se ha visto incrementada dado que el número de paneles es mayor. En el caso anterior, aumentaba debido a las características de la batería calculadas en el momento de la ejecución del código. En esta ocasión, se ha obtenido un valor de la TIR de 14.3, mayor que 12.3 que es el valor que se calculó en el anterior caso, esto implica una menor rentabilidad del proyecto.

3.7 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el coste total

En este apartado, se ha analizado el caso completo, es decir la red junto con la instalación fotovoltaica, el sistema de almacenamiento y el consumo total del edificio, en el que, tanto el número de módulos como las características de la batería, son variables por decidir por el algoritmo de optimización que se determinan tras la ejecución del código. Esto se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla 3-14. Variables de la sección 3.7

Potencia Contratada	Instalación PV	Batería
Fija	Sí (Variable)	Sí (Variable)

Para determinar tanto el número de paneles como las características del sistema de almacenamiento, se han impuesto una serie de restricciones. El número de módulos viene condicionado por la restricción del área de la azotea y la potencia máxima de la batería, no puede ser mayor que la potencia generada por la instalación fotovoltaica. Estas restricciones son las desarrolladas en el apartado 2.7, en el que se describe el modelo de estudio.

Tras la ejecución del código, los valores obtenidos de las variables mencionadas anteriormente son:

Tabla 3-15. Características del SAE y de la instalación PV

Potencia máxima (kW)	SOC máximo (kWh)	Número de paneles
14.3	39.5	31.78

Como estos valores tienen que ser números enteros, se va a considerar 32 módulos para la instalación fotovoltaica y la batería va a estar caracterizada por una potencia máxima de 14 kW y una capacidad máxima de 40 kWh.

Por otro lado, los resultados conseguidos se muestran en la siguiente tabla, en la cual se muestra un análisis de los costes totales. En la tabla 3-16, se puede consultar el desglose de los costes obtenidos del caso que se está estudiando:

Tabla 3-16. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	1754.64	748.01	397.10	5572.10

Se puede observar que el coste total disminuye respecto al del caso anterior, aunque esto suponga que aumente el coste de amortización de la instalación fotovoltaica y el de la batería. Sin embargo, el coste de la energía disminuye, esto implica que se compre menos energía a la red debido a la mejora de los elementos que se han instalado.

El comportamiento de los módulos fotovoltaicos y del sistema de almacenamiento a lo largo del día durante el periodo de estudio queda representado en las siguientes gráficas. Nuevamente, se puede comprobar como el comportamiento de la batería es el adecuado para el sistema de estudio.

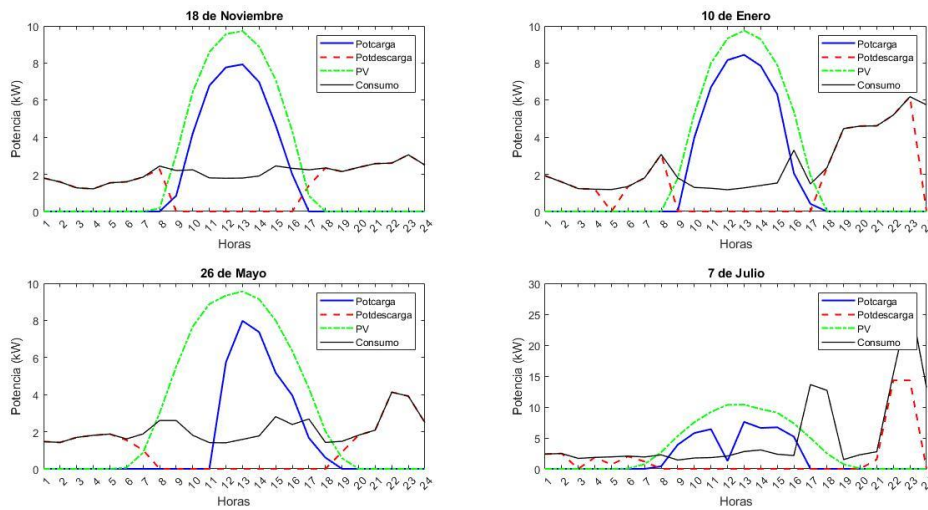


Figura 3-7. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio

Para finalizar con este apartado, se va a determinar el valor de la TIR. Como en los anteriores casos, la inversión inicial aumenta debido a que las características de la batería han mejorado y el número de paneles se ha incrementado. En esta ocasión, se obtiene un valor de la TIR de 14.5, aumenta con respecto al del caso anterior, por lo que la rentabilidad del proyecto ha empeorado.

3.8 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el valor de la TIR

Para concluir con todos los casos que se han estudiado a lo largo de todo el proceso, se va a analizar esta última situación. En el presente apartado, se muestra la misma casuística que en el apartado anterior, con la diferencia que, en esta ocasión, la función objetivo es minimizar el valor de la TIR. Minimizar la TIR significa minimizar la inversión inicial, es decir, que los valores que se van a calcular van a ser menores que los calculados con anterioridad.

Procediendo como en el caso anterior, se imponen una serie de restricciones que deben cumplir las variables del problema, es decir el número de paneles y las características de la batería. Tras la ejecución del código, se obtienen los siguientes valores que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3-17. Características del SAE y de la instalación PV

Potencia máxima (kW)	SOC máximo (kWh)	Número de paneles
2.7	9	11

Respecto a los costes que se han obtenido, a continuación, se muestra un análisis de éstos. En la tabla 3-18, se puede consultar el desglose de los costes del caso presente:

Tabla 3-18. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	4376.47	257.13	89.34	7395.29

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes a este último caso, en las cuales se representan el comportamiento del sistema de almacenamiento y la instalación fotovoltaica. Se puede comprobar como el comportamiento de la batería es acorde al sistema, debido a que se carga en aquellos tramos en los que se produce energía mediante la instalación fotovoltaica. En los tramos en los que esta generación es nula, por ejemplo, por la noche, la energía utilizada por los consumos es la proveniente del sistema de almacenamiento.

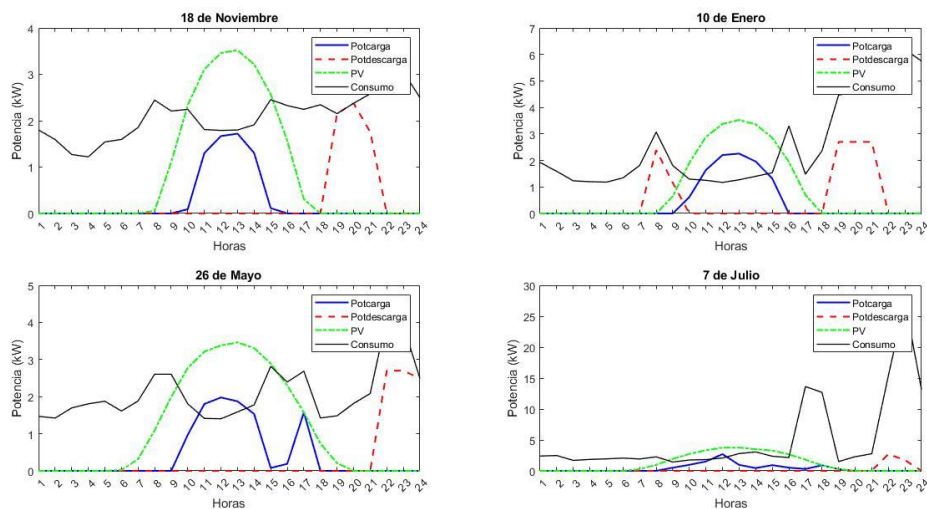


Figura 3-8. Comportamiento del sistema, el PV y el SAE en distintos días del periodo de estudio

En esta ocasión, al establecer como función objetivo la minimización del valor de la TIR, el coste total se ha visto incrementado. Como se ha citado anteriormente, minimizar la TIR implica una menor inversión inicial y esto se resuelve disminuyendo los valores calculados, como se puede observar en la tabla 3-17. Por tanto, el coste asociado a dichos elementos disminuye, lo que provoca un aumento del coste de energía. Para este caso, el valor que se obtiene de la TIR es 11.

3.9 Facturación con generación fotovoltaica y SAE. Número de paneles y SAE libre. Minimizando el coste total y teniendo en cuenta las subvenciones

Para este último apartado, se ha querido estudiar la misma casuística planteada en el apartado 3.7, pero en esta ocasión, los precios a los que está sujeto tanto la compra como la venta de energía vienen dados por el mercado regulado. Estos datos han sido obtenidos de e-sios [20], que es un sistema de información desarrollado por Red Eléctrica para realizar tareas de información y gestión de los procesos relacionados con el mercado de la electricidad.

Además, se van a tener en cuenta las subvenciones propuestas por el Estado para la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento. Dichas ayudas han sido extraídas del correspondiente Boletín Oficial del Estado (BOE) [21]. A continuación, se muestran las ayudas que se han tenido en cuenta dada la instalación que se va a llevar a cabo:

Actuaciones de generación	Módulo generación [Ayuda (€/kW)]	Módulo generación Autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kW)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	600	710
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	650	775
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	1.950	2.250
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	2.900	3.350

Figura 3-9. Programa de incentivos para instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovables en el sector residencial [21]

Actuaciones de almacenamiento	Módulo almacenamiento [Ayuda (€/kWh)]
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las Administraciones Públicas y el tercer sector (5.000 kWh < Cap).	140
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las Administraciones Públicas y el tercer sector (100 kWh < Cap ≤ 5.000 kWh).	245
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las Administraciones Públicas y el tercer sector (10 kWh < Cap ≤ 100 kWh).	350
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las Administraciones Públicas y el tercer sector (Cap ≤ 10 kWh).	490

Figura 3-10. Programa de incentivos en el caso de incorporar un sistema de almacenamiento [21]

Al igual que se realizó en el apartado 3.7, se calcula el número de paneles y las características del sistema de almacenamiento imponiendo una serie de restricciones, desarrolladas en el apartado 2.7, teniendo en cuenta que la función objetivo a minimizar es la del coste total.

Tras la ejecución del código, los valores obtenidos de las variables mencionadas anteriormente son:

Tabla 3-19. Características del SAE y de la instalación PV

Potencia máxima (kW)	SOC máximo (kWh)	Número de paneles
14.3	35.5	31.78

Por otro lado, los resultados conseguidos se muestran en la siguiente tabla, en la cual se muestra un análisis de los costes totales. En la tabla 3-20, se puede consultar el desglose de los costes obtenidos del caso que se está estudiando:

Tabla 3-20. Desglose de los costes obtenidos

	Coste Potencia (€)	Coste Energía (€)	Amort InstPV (€)	Amort SAE (€)	Coste Total (€)
Sept21-Sept22	2672.35	2194.09	748.01	353.38	5967.83

Con respecto a la tasa interna del retorno (TIR) de la inversión, se ha obtenido un valor de 16.2. Al aplicar las ayudas anteriormente presentadas en las figuras 3-9 y 3-10, este valor disminuiría debido a la reducción del valor de la inversión inicial. En las tablas anteriores, se encuentran marcados los valores de las ayudas que se han tenido en cuenta dada la instalación.

Para finalizar, se muestra en la tabla siguiente la actualización de la TIR al aplicar las ayudas anteriormente mencionadas:

Tabla 3-21. Actualización del valor de la TIR

<i>TIR</i>	16.16
<i>TIR'</i> (Subvención PV)	13.5
<i>TIR''</i> (Subvención PV + Subvención SAE)	9.26

Como se puede comprobar, el valor de la TIR disminuye tras la aplicación de las distintas ayudas, tal y como se ha expresado anteriormente.

4 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado un estudio basado en la integración de una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento en un bloque de viviendas. Dicho estudio se ha enfocado en la gestión eficiente de la energía generada por los paneles solares y consumida por el edificio, la cual provenía de la red o de la batería. Para ello, se han desarrollado dos algoritmos de optimización cuyo objetivo es minimizar el coste total del edificio o la tasa interna del retorno (TIR) de la inversión.

En un primer caso, se ha considerado solo una instalación fotovoltaica constituida por 20 módulos con una potencia pico de 450 Wp (apartado 3.2) y se ha obtenido una reducción del 18% con respecto al caso inicial sin PV ni SAE. Si se optimiza el número de módulos (apartado 3.3), la reducción sería del 22%. Si se considera la misma instalación fotovoltaica y, además, un sistema de almacenamiento caracterizado por una potencia máxima de 5 kW y una capacidad máxima de 10 kWh (apartado 3.4), la reducción obtenida es del 24% respecto a la situación inicial. Al optimizar las características de la batería y fijando el número de paneles (apartado 3.5), se obtiene un coste total de un 27% inferior respecto al caso inicial. Si se impone las características del SAE del apartado anterior, el cual ya ha sido optimizado, y se libera el número de módulos (apartado 3.6), la reducción obtenida es del 35%. Para finalizar, la reducción del coste total que se obtiene al optimizar el número de módulos y las características de la batería (apartado 3.7) es del 37%. Estos resultados se han alcanzado teniendo como objetivo la minimización del coste total. Si se establece el objetivo de minimizar la TIR para el último apartado (apartado 3.8), se obtiene un coste total de un 17% inferior al caso inicial. Se puede comprobar que el resultado alcanzado es peor que en los otros casos que se han estudiado en referencia al coste total, no obstante, el valor de la TIR ha mejorado.

A continuación, se muestra una representación gráfica de la evolución del coste total tomando como función objetivo minimizar el mismo.

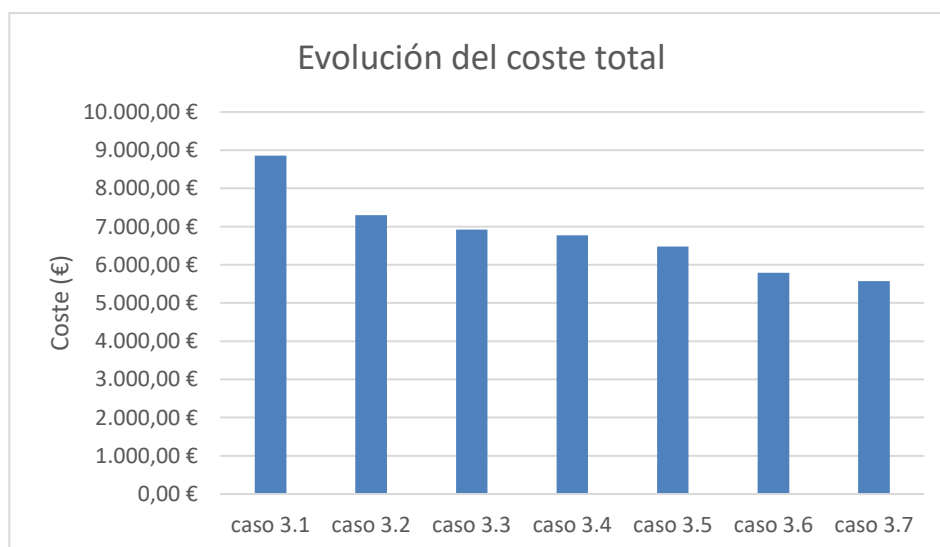


Figura 4-1. Evolución del coste total

Es necesario mencionar que la rentabilidad de la inversión que se ha propuesto mejora al considerar las medidas que propone el Estado para fomentar el uso de las energías renovables, en concreto, la energía fotovoltaica como forma de autoconsumo en los hogares. Además, existen medidas para la implementación de sistemas de almacenamiento. Todo esto, se ha tenido en cuenta en un último caso de estudio (apartado 3.9), en el cual se ha podido comprobar la notable disminución de la tasa interna del retorno de la inversión. Se debe, principalmente, a la reducción del coste de la inversión inicial debido a las ayudas que se otorgan por la adquisición de estos nuevos equipos.

Para concluir, sería interesante, de cara a un futuro proyecto, la implementación del vehículo eléctrico, dada que es otra de las medidas que se están fomentando en esta transición energética para la reducción de los gases de efecto invernadero. Además, este trabajo se enfoca en el concepto de la “comunidad energética local” que está muy ligada al vehículo eléctrico debido a que uno de los servicios que ofrecen estas comunidades es la disposición de estaciones de recarga para dichos vehículos.

REFERENCIAS

- [1] «¿Qué es el cambio climático?,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>.
- [2] «Transición energética en las ciudades,» [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/eu-regional-and-urban-development/topics/cities-and-urban-development/priority-themes-eu-cities/energy-transition-cities_es.
- [3] Acciona, «Las energías renovables serán el motor económico que mueva el mundo post COVID-19,» [En línea]. Available: https://www.sostenibilidad.com/energias-renovables/las-energias-renovables-seran-el-motor-que-mueva-el-mundo-post-covid-19/?_adin=02021864894.
- [4] «Un Pacto Verde Europeo,» [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es.
- [5] «Programa para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía,» [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/financiacion/incentivos-2017-2020/programa-para-el-desarrollo-energetico-sostenible-de-andalucia>.
- [6] Iberdrola, «Subvenciones para placas solares: ayudas para su instalación en cada comunidad autónoma,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/smart-solar/subvenciones>.
- [7] IDAE, «¿Qué es el autoconsumo?,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo>.
- [8] «BOE-A-2020-6621,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-6621-consolidado.pdf>.
- [9] Inarquia, «¿Qué es una comunidad energética local? Características y beneficios,» [En línea]. Available: <https://inarquia.es/comunidad-energetica-local-caracteristicas/>.
- [10] Proske, Frederik ; Westermann, Lutz;, «GAMS - An Introduction,» 2018.
- [11] «PVWatts Calculator,» [En línea]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>.
- [12] IDAE, «Consumos del Sector Residencial en España,» [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf.
- [13] «Guía-BT-10,» [En línea]. Available: http://www.f2i2.net/documentos/IsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_10_sep03R1.pdf.

-
- [14] SESLab; , TEC, Tecnológico de Costa Rica; «Especialización en Sistemas Fotovoltaicos,» [En línea]. Available: http://seslab.org/fotovoltaico/11_el_efecto_fotoelctrico.html.
- [15] R. S. Technology. [En línea]. Available: https://www.asunim.co/wp-content/uploads/2020/10/Risen_mono_perc445_144cell.pdf.
- [16] Endesa, «Sistemas de almacenamiento de energía: los mejores aliados cuando el sol y el viento nos dejan,» 01 Febrero 2023. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/sistemas-almacenamiento-energia-aliados-descarbonizacion>.
- [17] Endesa, «Baterías solares: ¿es posible almacenar energía renovable?,» 12 Enero 2023. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/baterias-solares-almacenar-energia-renovable>.
- [18] BloombergNEF, «Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh,» 6 December 2022. [En línea]. Available: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>.
- [19] CNMC, «Precios mercado 2022,» [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2022>.
- [20] R. E. E. REE, «e·sios,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [21] «BOE-A-2022-8122,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2022/05/18/pdfs/BOE-A-2022-8122.pdf>.
- [22] «Imagen de una comunidad energética local,» [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/busqueda?cx=partner-pub-7794467828055047%3A8625729659&cof=FORID%3A9&ie=UTF-8&q=comunidad+energetica+local#>.

