



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento: Ingeniería Eléctrica

Área de Conocimiento: Ingeniería Eléctrica

## TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio del modelo de negocio de comercializadoras  
que gestionan comunidades energéticas

---

**Autor:** Álvaro Merino Carrero

**Tutor:** Sebastián Martín Rivas

**Titulación:** Grado en Ingeniería Eléctrica

Málaga, 24 de mayo de 2025



Estudio del modelo de negocio de comercializadoras que  
gestionan comunidades energéticas

Álvaro Merino Carrero



# Agradecimientos

*A mi madre y mi hermana, por estar siempre ahí cuando más lo he necesitado. Gracias por levantarme el ánimo durante estos años y enseñarme a no rendirme nunca. Este logro también es vuestro.*

*A mi pareja, por apoyarme incluso en los días más difíciles. Gracias por creer en mí, incluso cuando yo dudaba.*

*A mis compañeros de carrera, sin vosotros no habría sido lo mismo. Todo esfuerzo tiene su recompensa.*

*A mi tutor, por su guía, su tiempo y su apoyo constante a lo largo de este proceso. No habría llegado hasta aquí sin vuestro apoyo.*

*Este trabajo es para vosotros.*







## RESUMEN

Las comunidades energéticas se están convirtiendo en una opción real dentro del proceso de cambio del modelo energético. Este tipo de proyectos permite que grupos de personas puedan generar y usar energía renovable de forma conjunta. Uno de los puntos clave para que funcionen es diseñar modelos que, además de ser viables técnicamente, también lo sean económicamente, sobre todo en los casos en los que los usuarios no pueden asumir una inversión inicial. Esto plantea algunas cuestiones importantes, como por ejemplo, cómo se reparten los beneficios, cómo se aprovecha la energía disponible o cómo se gestiona todo cuando hay una comercializadora al frente.

Aunque hay bastante trabajo previo sobre el lado técnico o normativo de estas comunidades, no es tan habitual encontrar estudios que las analicen desde una perspectiva de negocio. Este Trabajo Fin de Grado se centra justo en eso: en evaluar un modelo en el que una comercializadora gestiona la comunidad y los usuarios acceden a la energía renovable a través de una cuota fija.

Para hacer el análisis, se ha creado un modelo de optimización lineal que permite calcular tanto las capacidades óptimas a instalar como su operación en el tiempo. El problema de optimización se resuelve con el software GAMS. Este modelo permite calcular cuánta capacidad fotovoltaica, almacenamiento y conexión a red conviene instalar, y simula el comportamiento del sistema, tanto a nivel de energía como de costes. Se han tenido en cuenta limitaciones técnicas, precios horarios y condiciones económicas ajustadas a la realidad.

El modelo se ha aplicado en tres situaciones distintas: un edificio en Málaga, una casa rural en Llanes y una industria agrícola en El Ejido. Esto ha servido para ver cómo cambia el rendimiento del sistema según la zona, la demanda energética y la radiación solar disponible.

Los resultados han sido positivos en todos los casos. Se observa que los usuarios pueden ahorrar dinero y que la comercializadora también puede obtener beneficios. Además, en lugares con más demanda y mejor recurso solar, como el caso industrial, el potencial económico es mayor. Al final del trabajo se recogen algunas propuestas de mejora y posibles líneas de investigación futuras, como aplicar el modelo a otros tipos de comunidad o validarlo con datos reales de instalaciones ya en marcha.

**Palabras clave:** Comunidad energética, generación fotovoltaica, batería, optimización de capacidades y operación, coste de inversión, coste de operación.





## ABSTRACT

Energy communities are becoming a real option as part of the shift towards a more sustainable energy model. These projects let people work together to produce and use renewable energy. For them to work well, it's important to come up with models that make sense not only from a technical point of view, also economically. This matters especially for people who can't afford to invest in their own systems. It also brings up questions like how to share the benefits, how to use the energy in the best way, and what happens when a company manages everything.

There is a fair amount of research that looks at the technical and legal sides of energy communities, but not that many studies go into how they might work as a business. This final project focuses on that point by exploring the case where an energy company runs the system and users get access to share solar power by paying a fixed fee.

The approach used in this work was to build a linear optimization model for the optimal sizing (rated capacities) and operation of the energy community. The problems was solved using the software GAMS. As a result it provides the optimal sizes for the photovoltaic generation, batteries, and grid connection. The model also simulates how energy moves around and how the costs add up for both the users and the company. It takes into account realistic prices, technical limits, and economic conditions.

To test the model, three different case studies where considered: an apartment building in Málaga, a rural house in Llanes, and an agricultural facility in El Ejido (Almería). These case studies illustrate how the results change depending on location, energy use, and how much solar power (solar radiation) is available.

In all three cases, the results were good. Users saved money, and the company was also able to earn a profit. Places with higher demand and better solar conditions, like the industrial case, showed more potential for making the system profitable. In the last part of the work, there are a few suggestions for improving the model and ideas for future research, like trying it with more complex setups or using real data from working systems.

**Keywords:** Energy Community, photovoltaic generation, battery, optimization of rated capacities and operation, investment cost, operation cost.



# Índice general

	Página
Agradecimientos . . . . .	5
Declaración de Originalidad . . . . .	7
Resumen . . . . .	9
Abstract . . . . .	11
Índice General . . . . .	12
Índice de Figuras . . . . .	17
Índice de Tablas . . . . .	19
<b>1. Introducción</b>	<b>21</b>
1.1. Marco Normativo del Autoconsumo en España . . . . .	22
1.1.1. Real Decreto 244/2019 . . . . .	22
1.1.2. Incentivos y programas de apoyo a comunidades energéticas . . . . .	24
1.1.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en el desarrollo de comunidades energéticas . . . . .	24
1.1.4. Estrategias de apoyo y regulación para comunidades energéticas . . . . .	25
1.2. Objetivos . . . . .	26
1.3. Metodología . . . . .	27
1.4. Revisión de la Literatura . . . . .	28
1.4.1. Democratización y descentralización del sistema energético . . . . .	29
1.4.1.1. Beneficios de la descentralización energética . . . . .	29
1.4.1.2. Desafíos de la descentralización energética . . . . .	29
1.4.1.3. Gobernanza y participación ciudadana . . . . .	30
1.4.1.4. Rol de la tecnología en la descentralización . . . . .	30
1.4.2. Optimización de recursos y modelización de datos en comunidades energéticas . . . . .	31
1.4.2.1. Sistemas de gestión de datos energéticos . . . . .	31
1.4.2.2. Modelos de predicción de demanda y generación . . . . .	32
1.4.2.3. Optimización del autoconsumo y almacenamiento . . . . .	32
1.4.2.4. Mercados de energía y comercio peer-to-peer . . . . .	33
1.4.3. Desafíos técnicos y operativos en comunidades energéticas . . . . .	34
1.4.3.1. Sistemas de gestión de energía . . . . .	34
1.4.3.2. Algoritmos de optimización en la gestión energética . . . . .	35
1.4.3.3. Integración de EMS y algoritmos de optimización en comunidades energéticas . . . . .	36

1.4.3.4.	Desafíos y futuras direcciones . . . . .	36
1.4.4.	Modelos de negocio y viabilidad económica . . . . .	37
1.4.5.	Conclusión . . . . .	39
<b>2.</b>	<b>Metodología</b>	<b>41</b>
2.1.	Modelo de Diagrama de Bloques de la Comunidad Energética . . . . .	42
2.2.	Modelo Simplificado . . . . .	44
2.2.1.	Discusión del Modelo Simplificado . . . . .	47
2.3.	Modelo Base: Notación y Definición de Variables . . . . .	50
2.4.	Ecuaciones del modelo . . . . .	53
2.5.	Modelos de Negocio para la Comercializadora . . . . .	55
2.5.1.	Modelo de negocio con tarifa fija y limitación por disponibilidad fotovoltaica . . . . .	55
<b>3.</b>	<b>Casos de Estudio</b>	<b>59</b>
3.1.	Edificio Urbano en Zona Densa (Málaga) . . . . .	60
3.1.1.	Cálculo de la Potencia Fovovoltaica Máxima ( $PV_{max}$ ) . . . . .	60
3.1.2.	Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fovovoltaicos	61
3.1.3.	Cálculo de la Generación Fovovoltaica Anual . . . . .	61
3.1.4.	Cálculo de la Capacidad de la Batería . . . . .	62
3.1.5.	Configuración del Modelo para el Caso Urbano . . . . .	63
3.1.6.	Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Edificio Zona Urbana Densa . . . . .	64
3.1.7.	Justificación de selección del Caso de Estudio Urbano . . . . .	66
3.2.	Casa Rural Norte España . . . . .	66
3.2.1.	Cálculo de la Potencia Fovovoltaica Máxima ( $PV_{max}$ ) . . . . .	67
3.2.2.	Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fovovoltaicos	68
3.2.3.	Cálculo de la Generación Fovovoltaica Anual . . . . .	68
3.2.4.	Cálculo de la Capacidad de la Batería . . . . .	69
3.2.5.	Configuración del Modelo para el Caso Rural . . . . .	70
3.2.6.	Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Vivienda Rural . . . . .	71
3.2.7.	Justificación de selección del Caso de Estudio Rural . . . . .	73
3.3.	Industria agroalimentaria en Almería . . . . .	74
3.3.1.	Cálculo de la Potencia Fovovoltaica Máxima ( $PV_{max}$ ) . . . . .	74
3.3.2.	Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fovovoltaicos	75
3.3.3.	Cálculo de la Generación Fovovoltaica Anual . . . . .	75
3.3.4.	Cálculo de la Capacidad de la Batería . . . . .	76
3.3.5.	Configuración del Modelo para el Caso Industrial . . . . .	77
3.3.6.	Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Industria Agroalimentaria . . . . .	78
3.3.7.	Justificación del Rango de Potencia FV Instalado . . . . .	80
3.3.8.	Justificación de selección del Caso de Estudio Industrial . . . . .	82

<b>4. Discusión de Resultados</b>	<b>83</b>
4.1. Caso de estudio: Edificio urbano en zona densa (Málaga)	84
4.1.1. Capacidades instaladas	84
4.1.2. Análisis económico del caso	85
4.1.2.1. Costes de inversión y operación	85
4.1.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora	85
4.1.2.3. Comparativa de costes para los usuarios	86
4.1.2.4. Evolución del coste total diario	87
4.1.2.5. Conclusión del análisis económico	88
4.1.3. Comportamiento energético del sistema	89
4.1.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda	89
4.1.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red	90
4.1.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería	92
4.1.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual	94
4.1.3.5. Perfil horario del ahorro energético	95
4.1.3.6. Conclusión del análisis energético	97
4.2. Caso de estudio: Vivienda rural (Llanes, Asturias)	98
4.2.1. Capacidades instaladas	98
4.2.2. Análisis económico del caso	99
4.2.2.1. Costes de inversión y operación	99
4.2.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora	99
4.2.2.3. Comparativa de costes para los usuarios	100
4.2.2.4. Evolución del coste total diario	101
4.2.2.5. Conclusión del análisis económico	102
4.2.3. Comportamiento energético del sistema	103
4.2.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda	103
4.2.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red	104
4.2.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería	106
4.2.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual	108
4.2.3.5. Perfil horario del ahorro energético	109
4.2.3.6. Conclusión del análisis energético	111
4.3. Caso de estudio: Industria agrícola (El Ejido, Almería)	112
4.3.1. Capacidades instaladas	112
4.3.2. Análisis económico del caso	113
4.3.2.1. Costes de inversión y operación	113
4.3.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora	114
4.3.2.3. Comparativa de costes para los usuarios	115
4.3.2.4. Evolución del coste total diario	116
4.3.2.5. Conclusión del análisis económico	117
4.3.3. Comportamiento energético del sistema	118
4.3.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda	118
4.3.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red	119
4.3.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería	121
4.3.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual	123

4.3.3.5.	Perfil horario del ahorro energético . . . . .	124
4.3.3.6.	Conclusión del análisis energético . . . . .	126
<b>5.</b>	<b>Análisis de sensibilidad</b>	<b>127</b>
5.1.	Análisis de la correlación entre demanda y generación fotovoltaica ( $\gamma$ )	128
5.2.	Análisis del límite de inyección a red ( $CI$ ) . . . . .	132
5.3.	Análisis del precio de compra de energía en el mercado ( $NAPEC_c$ ) .	135
5.4.	Análisis del precio de venta de excedentes en el mercado ( $PMX_c$ ) . .	138
<b>6.</b>	<b>Conclusiones Finales</b>	<b>141</b>
6.1.	Valoración global de los resultados . . . . .	141
6.2.	Síntesis del cumplimiento de los objetivos . . . . .	142
6.3.	Comparación crítica entre los casos de estudio . . . . .	143
6.4.	Recomendaciones finales . . . . .	144
6.4.1.	Para los usuarios . . . . .	144
6.4.2.	Para las comercializadoras . . . . .	144
6.4.3.	Para las administraciones públicas . . . . .	144
6.5.	Líneas futuras de trabajo . . . . .	145
<b>7.</b>	<b>Anexos</b>	<b>147</b>
7.1.	Anexo 1: Código GAMS para el Modelo Industrial . . . . .	147
	<b>Bibliografía</b> . . . . .	<b>160</b>

# Índice de figuras

	Página
2.1. Diagrama de bloques para el modelo de la comunidad energética. . .	43
3.1. Evolución de autosuficiencia, autoconsumo y ratio de producción FV respecto a la demanda en función de la potencia fotovoltaica instalada.	80
4.1. Evolución del coste total diario para la comercializadora a lo largo del año. . . . .	87
4.2. Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética a lo largo del año. . . . .	89
4.3. Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red. . . . .	90
4.4. Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red (VR). .	91
4.5. Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año. . . . .	92
4.6. Distribución anual del estado de carga ( <i>soc</i> ) de la batería. . . . .	93
4.7. Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en la comunidad energética. . . . .	94
4.8. Ahorro energético anual estimado por usuario en distintos escenarios de suministro. . . . .	95
4.9. Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la comunidad (VC). . . . .	96
4.10. Evolución del coste total diario para la comercializadora en el caso rural. . . . .	101
4.11. Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética en la vivienda rural. . . . .	103
4.12. Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red. . . . .	104
4.13. Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red ( <i>vr</i> ). .	105
4.14. Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año. . . . .	106
4.15. Distribución anual del estado de carga ( <i>soc</i> ) de la batería. . . . .	107
4.16. Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en la vivienda rural. . . . .	108
4.17. Ahorro energético anual estimado por usuario en la vivienda rural. . .	109

4.18. Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la vivienda rural ( <i>vc</i> ). . . . .	110
4.19. Evolución del coste total diario para la comercializadora en el caso industrial. . . . .	116
4.20. Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética en el caso industrial. . . . .	118
4.21. Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red. . . . .	119
4.22. Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red en el caso industrial. . . . .	120
4.23. Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año. . . . .	121
4.24. Distribución anual del estado de carga ( <i>soc</i> ) de la batería en el caso industrial. . . . .	122
4.25. Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en el caso industrial. . . . .	123
4.26. Ahorro energético anual estimado por la industria en distintos escenarios de suministro. . . . .	124
4.27. Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la industria ( <i>VC</i> ). . . . .	125
5.1. Capacidad FV y capacidad de red en función de la correlación $\gamma$ . . .	129
5.2. Coste total del sistema en función de la correlación $\gamma$ (€/año) . . . .	130
5.3. Capacidad de la batería instalada en función de la correlación $\gamma$ . . .	131
5.4. Capacidades técnicas del sistema en función del parámetro <i>CI</i> . . . .	133
5.5. Beneficio total anual del sistema en función del parámetro <i>CI</i> . . . .	134
5.6. Capacidades técnicas del sistema en función de <i>NAPEC<sub>c</sub></i> . . . . .	136
5.7. Beneficio total anual del sistema en función de <i>NAPEC<sub>c</sub></i> . . . . .	137
5.8. Capacidades técnicas del sistema en función de <i>PMX<sub>c</sub></i> . . . . .	139
5.9. Beneficio total anual del sistema en función de <i>PMX<sub>c</sub></i> . . . . .	140

# Índice de cuadros

	<b>Página</b>
3.1. Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso urbano. . . . .	<a href="#">63</a>
3.2. Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso rural. . . . .	<a href="#">70</a>
3.3. Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso industrial. . .	<a href="#">77</a>



# Capítulo 1

## Introducción

El desarrollo de las energías renovables y la creciente necesidad de descarbonización han impulsado nuevos modelos de generación y consumo energético. Entre ellos, las comunidades energéticas han cobrado especial relevancia, permitiendo a ciudadanos, empresas y administraciones locales gestionar de forma colectiva la producción y el consumo de energía. Estas iniciativas buscan fomentar la sostenibilidad, mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales [1].

Las comunidades energéticas permiten compartir recursos energéticos renovables, lo que conlleva beneficios tanto económicos como técnicos. Los participantes pueden reducir sus costes energéticos, mejorar su independencia de la red eléctrica y optimizar el uso de la energía generada. Sin embargo, la implementación y gestión de estos sistemas a nivel colectivo presenta desafíos, especialmente en términos de coordinación, inversión inicial y mantenimiento. En este contexto, se han desarrollado comercializadoras dedicadas al manejo de comunidades energéticas que se encargan de facilitar su desarrollo asumiendo la compra de equipos, la entrega de energía y la administración de recursos compartidos [2].

Este trabajo se centra en el análisis del modelo de negocio de estas comercializadoras, evaluando su papel en la expansión de las comunidades energéticas y los beneficios que pueden aportar a los usuarios. Además, se estudia cómo afecta este modelo a la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas y al rendimiento energético en distintos entornos, desde áreas urbanas hasta zonas rurales [3].

En el siguiente capítulo, se aborda el marco normativo vigente en España, el cual ha evolucionado en los últimos años para favorecer el desarrollo de comunidades energéticas, estableciendo un marco regulador que define su funcionamiento y los incentivos disponibles para su implementación.

## 1.1. Marco Normativo del Autoconsumo en España

En España, las leyes sobre autoconsumo han cambiado mucho en los últimos años. Antes, solo las grandes compañías podían producir y vender electricidad, lo que dificultaba que los pequeños usuarios pudieran generar su propia energía. Pero con el paso del tiempo, y buscando un sistema más sostenible y menos centralizado, se han ido aprobando normas que apoyan el autoconsumo y permiten que más personas participen en la producción energética.

Uno de los primeros intentos de regular este tipo de instalaciones fue el Real Decreto 900/2015. Esta norma incluía varios obstáculos, como el conocido “impuesto al sol”, que obligaba a pagar cargos extra a quienes producían energía para su propio consumo. Con la publicación del Real Decreto-ley 15/2018, se eliminaron esas barreras, y eso permitió que el autoconsumo fuera más accesible.

A partir de ahí, se aprobó el Real Decreto 244/2019 [4], que define las condiciones técnicas, económicas y administrativas que deben cumplir las instalaciones de autoconsumo. Esta nueva norma también simplificó los trámites, permitió modalidades más flexibles, como el autoconsumo compartido, y ayudó a que se desarrollaran comunidades energéticas donde los vecinos pueden compartir la energía que generan. Esto ha hecho más fácil que los ciudadanos se impliquen en el cambio hacia un modelo energético más limpio.

### 1.1.1. Real Decreto 244/2019

El Real Decreto 244/2019 define la normativa actual sobre el autoconsumo de energía eléctrica en España. Su objetivo es facilitar que cada vez más usuarios puedan generar su propia energía y, con ello, avanzar hacia un modelo energético más sostenible. El texto incorpora cambios relevantes en cuanto a la flexibilidad de las instalaciones, los costes y los trámites necesarios para legalizarlas.

Entre los puntos más destacados del decreto se encuentran los siguientes:

- **Modalidades de autoconsumo:** Se establecen dos tipos principales:
  - *Autoconsumo sin excedentes:* La instalación no puede verter energía a la red eléctrica. Para ello, debe contar con un sistema que impida la inyección de electricidad.
  - *Autoconsumo con excedentes:* Permite que la energía sobrante se inyecte a la red. Dentro de esta modalidad hay dos opciones:
    - *Acogido a compensación:* El excedente se descuenta directamente en la factura eléctrica para instalaciones de hasta 100 kW.
    - *No acogido a compensación:* La energía que no se consume se vende al mercado eléctrico, según las normas vigentes.
- **Autoconsumo compartido:** Se permite que varios usuarios compartan una misma instalación, lo que abre la puerta a la creación de comunidades energéticas locales y a un mejor uso de la energía producida.

- **Menos trámites:** Para instalaciones pequeñas, se eliminan varios requisitos administrativos que antes eran obligatorios, lo que hace más fácil su legalización y registro.
- **Sin cargos por la energía autoconsumida:** Desaparecen los peajes y cargos adicionales por usar la energía generada, lo que mejora la rentabilidad de las instalaciones y acorta el tiempo de recuperación de la inversión.
- **Sistema de compensación simplificada:** Para instalaciones pequeñas, se aplica una fórmula sencilla que permite descontar el excedente de la factura sin necesidad de vender directamente la energía al mercado.

Gracias a estas medidas, el autoconsumo ha crecido de forma notable en España. Han aumentado tanto las instalaciones individuales como las colectivas, y se han creado nuevos modelos donde los ciudadanos producen y comparten energía de forma más eficiente.

Desde que entró en vigor este decreto, se ha observado un aumento claro en el número de sistemas fotovoltaicos instalados. Este crecimiento se debe, en parte, a la bajada de precios en la tecnología solar, a una regulación más clara y a las ayudas públicas disponibles. Todo este marco normativo está alineado con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que impulsa la generación distribuida y refuerza el papel de las comunidades energéticas en la transición hacia un sistema sin emisiones.

### 1.1.2. Incentivos y programas de apoyo a comunidades energéticas

El desarrollo de comunidades energéticas en España ha sido impulsado por diversos programas de incentivos y ayudas dirigidos a fomentar su creación y consolidación. Entre estos, destaca el Programa CE Implementa [5], enmarcado dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), financiado por la Unión Europea a través del fondo Next Generation EU. Este programa busca facilitar la financiación de proyectos piloto singulares de comunidades energéticas, permitiendo su despliegue en diferentes entornos geográficos y promoviendo la innovación en la gestión de recursos energéticos renovables.

Desde su lanzamiento, el Programa CE Implementa ha sido clave para la creación de nuevas comunidades energéticas, asegurando apoyo financiero a entidades jurídicas, tanto públicas como privadas, que fomenten la participación de actores no tradicionales en el sector energético. Además, la iniciativa ha permitido la formalización de líneas de ayuda para la inversión en infraestructuras renovables y eficiencia energética, contribuyendo a la transición hacia un modelo más sostenible y descentralizado.

### 1.1.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en el desarrollo de comunidades energéticas

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [6] recoge los pasos que se quieren seguir en España para avanzar en la transición energética. Uno de sus principales objetivos es alcanzar la neutralidad de emisiones antes del año 2050 y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Dentro del plan, se reconoce el papel clave que pueden tener las comunidades energéticas para modernizar el sistema eléctrico, y se plantean medidas que las apoyen tanto desde el punto de vista económico como normativo.

El PNIEC también impulsa la participación de la ciudadanía, las pequeñas empresas y los ayuntamientos en la generación distribuida con fuentes renovables. Para ello, propone incentivos que ayuden a invertir en instalaciones de autoconsumo, sistemas de almacenamiento y herramientas para gestionar mejor la demanda. Además, se plantean acciones para que estos modelos puedan competir con el sistema energético tradicional, facilitando el acceso a una energía más limpia y a un coste razonable.

#### **1.1.4. Estrategias de apoyo y regulación para comunidades energéticas**

Para que las comunidades energéticas puedan crecer y consolidarse, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, junto con el IDAE [7], ha puesto en marcha distintas medidas y programas de apoyo. Una de las iniciativas más importantes es la creación de las Oficinas de Transformación Comunitaria, que están pensadas para ofrecer ayuda técnica y acompañamiento en la puesta en marcha y gestión de nuevas comunidades energéticas.

También se han hecho cambios en la legislación para facilitar que estas comunidades puedan participar en el mercado eléctrico. Esto incluye un marco normativo más estable y la existencia de vías específicas de financiación. Con estas medidas se busca no solo que haya más comunidades en funcionamiento, sino también que puedan mantenerse en el tiempo y ser viables tanto desde el punto de vista económico como ambiental.

## 1.2. Objetivos

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Grado es estudiar el modelo de negocio de las comercializadoras que gestionan comunidades energéticas, comparándolo con el de las instalaciones individuales de autoconsumo. Se analiza el impacto técnico, económico y social de estas iniciativas para entender mejor cómo funcionan, qué efectos tienen sobre los usuarios y de qué forma pueden contribuir a un sistema energético más sostenible y eficiente.

Para abordar esta cuestión general, el trabajo se basa en una serie de preguntas que cubren aspectos económicos, técnicos y relacionados con la sostenibilidad:

1. **Beneficios económicos y sociales:** ¿Qué ventajas tiene para un usuario formar parte de una comunidad energética gestionada por una comercializadora frente a instalar un sistema individual? Se examinan aspectos como el coste inicial, el tiempo que tarda en recuperarse la inversión y el ahorro en la factura energética a largo plazo.
2. **Rendimiento energético:** ¿Cómo cambia la producción y eficiencia de los sistemas fotovoltaicos según el tipo de escenario? Se estudian casos como edificios en zonas urbanas, viviendas aisladas en zonas rurales y otras configuraciones, teniendo en cuenta elementos como la orientación, el clima y la localización.
3. **Viabilidad técnica:** ¿Qué elementos técnicos afectan al rendimiento en cada contexto? Se consideran factores como la radiación solar, las sombras, la inclinación de los paneles o la eficiencia de los inversores, entre otros.
4. **Impacto en la sostenibilidad del sistema eléctrico:** ¿Qué efecto tienen las comunidades energéticas sobre el uso de energías renovables y la relación con la red eléctrica? Se estudia si ayudan a reducir el uso de fuentes no renovables y si mejoran la estabilidad del sistema.
5. **Beneficios para las comercializadoras:** ¿Qué ganan estas empresas al encargarse de gestionar comunidades energéticas? Se analiza qué parte del beneficio queda para la comercializadora y cuál para el usuario, teniendo en cuenta los ahorros operativos y las nuevas oportunidades que surgen de gestionar la energía de forma compartida.

Con este análisis se busca tener una visión completa sobre cómo funcionan estos modelos de negocio en el contexto de las comunidades energéticas y cuál es su efecto sobre la rentabilidad, la sostenibilidad y la eficiencia energética para todos los que participan.

### **1.3. Metodología**

La metodología que se sigue en este Trabajo de Fin de Grado combina distintos enfoques: se estudian las normas aplicables, se analiza el funcionamiento técnico de los sistemas y se evalúa la parte económica de algunos modelos de negocio relacionados con comunidades energéticas gestionadas por comercializadoras.

Lo primero que se hace es revisar la normativa vigente en España y en Europa. En esta parte se presta especial atención al Real Decreto 244/2019 y a otras reglas que afectan al autoconsumo y a cómo se organizan las comunidades energéticas. Esta revisión sirve para entender cuál es el papel que pueden tener las comercializadoras en el contexto actual.

Después, se comparan instalaciones fotovoltaicas individuales con otras que funcionan dentro de comunidades energéticas. Para la comparación se tienen en cuenta aspectos como el rendimiento energético, si el sistema es viable técnicamente y qué rentabilidad puede ofrecer. Todo esto se analiza en distintos escenarios, incluyendo edificios en ciudad, casas en zonas rurales y configuraciones industriales.

Para ver cómo rinden los sistemas fotovoltaicos, se usan herramientas de simulación que ayudan a representar cómo se genera la energía según factores como la orientación de los paneles, la cantidad de sol disponible o si hay sombras que afectan. Con esos resultados, se hace un análisis económico que incluye cuánto cuesta la instalación, cuánto se puede ahorrar, en cuánto tiempo se recupera la inversión y qué beneficios pueden obtener tanto los usuarios como las comercializadoras.

Por último, se repasan los resultados y se comentan los puntos fuertes y débiles de cada modelo analizado. A partir de ahí, se plantean algunas conclusiones que pueden servir para mejorar la gestión de comunidades energéticas desde un punto de vista técnico y económico.

## 1.4. Revisión de la Literatura

El estudio de las comunidades energéticas ha cobrado gran relevancia debido a su potencial para transformar el modelo energético hacia uno más sostenible, descentralizado y participativo. Estas comunidades permiten a ciudadanos, empresas y administraciones locales gestionar colectivamente la producción y el consumo de energía renovable, promoviendo así la transición hacia un sistema energético más resiliente.

Diversos estudios han analizado los beneficios y desafíos asociados a la implementación de comunidades energéticas, abordando cuestiones como la democratización del acceso a la energía y la descentralización de la producción eléctrica. La literatura destaca el papel de la gobernanza y la participación ciudadana como factores clave para su éxito, así como la necesidad de un marco regulador que facilite su integración en los sistemas eléctricos convencionales.

Desde una perspectiva económica, los modelos de negocio aplicables a comunidades energéticas han sido objeto de análisis con el fin de identificar estrategias que garanticen su viabilidad y sostenibilidad. Factores como la optimización del autoconsumo, la gestión eficiente de la flexibilidad energética y la existencia de incentivos económicos determinan el éxito de estas iniciativas.

En términos técnicos, los estudios han explorado el impacto de la generación distribuida en la estabilidad de la red, así como el papel de los sistemas de gestión de energía (EMS) y los algoritmos de optimización en la mejora de la eficiencia operativa. Además, la modelización de datos y las herramientas digitales han sido identificadas como elementos clave para la planificación energética y la optimización del uso de los recursos renovables.

Esta sección revisa la literatura existente sobre estos aspectos, abordando estudios que analizan la democratización y descentralización del sistema energético, los desafíos técnicos y operativos, los modelos de negocio y la viabilidad económica, y el papel de la digitalización en la optimización de los recursos energéticos dentro de comunidades energéticas.

### 1.4.1. Democratización y descentralización del sistema energético

Diversos estudios destacan el papel fundamental de las comunidades energéticas en la democratización del acceso a la energía. Ambole et al. (2021) [8] analizan la descentralización de la producción energética en contextos emergentes y destacan la importancia de la participación ciudadana y la gobernanza democrática como factores clave para el éxito de estas comunidades. Uno de los principales beneficios señalados en el estudio es la capacidad de empoderar a los consumidores, permitiéndoles adoptar un rol más activo en la generación y gestión de su propia energía. Esto representa un cambio significativo con respecto al modelo tradicional de suministro eléctrico, donde los consumidores han desempeñado históricamente un papel pasivo.

#### 1.4.1.1. Beneficios de la descentralización energética

La descentralización del sistema energético favorece la creación de redes energéticas locales, lo que permite reducir las pérdidas en la transmisión y mejorar la eficiencia en la distribución de la electricidad. En sistemas energéticos emergentes, este enfoque ayuda a aliviar la carga sobre infraestructuras centralizadas y facilita el acceso a fuentes renovables en comunidades con disponibilidad limitada de energía.

Otro de los aspectos clave de este modelo es la autonomía energética, que permite a las comunidades reducir su dependencia de grandes proveedores y mejorar su acceso a servicios eléctricos. Además, el uso de fuentes renovables locales contribuye a la sostenibilidad y la resiliencia del sistema, disminuyendo la huella de carbono y aumentando la seguridad del suministro.

#### 1.4.1.2. Desafíos de la descentralización energética

A pesar de sus ventajas, la descentralización también enfrenta importantes barreras. Entre los principales desafíos se encuentra la falta de infraestructura adecuada para integrar generación distribuida en la red existente. Además, la escasez de inversión en almacenamiento energético limita la capacidad de las comunidades para gestionar eficientemente la energía generada y mantener un suministro estable.

Otro obstáculo relevante es la necesidad de políticas que faciliten la integración de las comunidades energéticas en los mercados eléctricos. En muchos casos, los marcos regulatorios actuales siguen favoreciendo modelos centralizados, lo que dificulta el crecimiento de iniciativas locales de generación renovable.

#### **1.4.1.3. Gobernanza y participación ciudadana**

El éxito de las comunidades energéticas no solo depende de la tecnología, sino también de su estructura de gobernanza. La toma de decisiones debe ser inclusiva, permitiendo la participación activa de los miembros en la planificación y operación del sistema energético. Cuando la gestión es colaborativa y transparente, se fortalece la cohesión social y se garantiza una distribución equitativa de los beneficios.

En algunas experiencias analizadas, la implementación de estructuras organizativas claras ha permitido maximizar la eficiencia y la sostenibilidad de los proyectos. No obstante, en ausencia de mecanismos adecuados de gestión, pueden surgir conflictos internos que dificulten la operatividad y la viabilidad de las comunidades energéticas a largo plazo.

#### **1.4.1.4. Rol de la tecnología en la descentralización**

El acceso a tecnologías adecuadas es un factor determinante en la descentralización energética. Herramientas como los sistemas de monitoreo remoto, las plataformas digitales de gestión y la automatización de redes permiten optimizar la eficiencia de los sistemas energéticos descentralizados.

La integración de modelos predictivos para la demanda y el consumo energético facilita una mejor planificación, minimizando los desperdicios y mejorando la estabilidad de la red. Sin embargo, la adopción de estas soluciones requiere inversiones significativas y capacitación técnica, lo que puede representar un desafío adicional para algunas comunidades.

## 1.4.2. Optimización de recursos y modelización de datos en comunidades energéticas

El uso de datos abiertos y herramientas de análisis es un factor clave en la gestión eficiente de comunidades energéticas. Aguayo et al. (2023) [9] destacan la necesidad de modelos de negocio adaptativos que optimicen el autoconsumo, minimicen el coste armonizado de la energía (LCOE) e integren las energías renovables en redes locales. Su estudio enfatiza la importancia de herramientas avanzadas para mejorar la toma de decisiones estratégicas dentro de estas comunidades, permitiendo gestionar la generación, el almacenamiento y el consumo energético de manera más eficiente.

La digitalización del sector energético ha facilitado la implementación de plataformas de gestión basadas en el análisis de datos en tiempo real, lo que permite una optimización dinámica del uso de los recursos energéticos. En este sentido, Aguayo et al. [9] identifican diversas herramientas y metodologías clave utilizadas en la modelización y gestión de comunidades energéticas:

### 1.4.2.1. Sistemas de gestión de datos energéticos

Las comunidades energéticas requieren de sistemas de información capaces de recopilar, procesar y analizar grandes volúmenes de datos provenientes de múltiples fuentes, como sensores inteligentes, medidores de consumo, estaciones meteorológicas y sistemas de almacenamiento de energía. Según Aguayo et al. [9], los sistemas más utilizados incluyen:

- Plataformas de gestión de energía basadas en la nube, que permiten la recopilación y análisis centralizado de datos de generación y consumo en tiempo real. Estas plataformas facilitan la toma de decisiones basada en datos y mejoran la previsión de la producción renovable.
- Bases de datos de acceso abierto para la recopilación de información histórica sobre consumo, irradiación solar y patrones de demanda eléctrica. La disponibilidad de datos en abierto favorece el desarrollo de modelos predictivos y la planificación energética a largo plazo.
- Interfaces de programación de aplicaciones (API), que permiten la integración de múltiples dispositivos y sistemas dentro de la comunidad energética, facilitando la interoperabilidad entre plataformas de distintos proveedores.

#### 1.4.2.2. Modelos de predicción de demanda y generación

Aguayo et al. [9] explican que, para que una comunidad energética funcione bien, es importante poder saber con cierta antelación cuánta energía se va a producir y cuánta se va a consumir. Para eso se están usando diferentes herramientas basadas en aprendizaje automático y modelos matemáticos. Algunas de las más comunes son:

- Las redes neuronales artificiales (ANN, “Artificial Neural Networks”), que se usan para hacer estimaciones de la producción solar y del consumo eléctrico, a partir de datos anteriores y actuales. Esto ayuda a organizar mejor el uso de la energía disponible.
- Los algoritmos de regresión y las series temporales, que sirven para ver cómo suele comportarse la demanda y así ajustar el almacenamiento y la distribución de la energía.
- Los modelos estocásticos, que permiten tener en cuenta que la producción solar o eólica puede variar. Con ellos se pueden probar distintos escenarios y ver qué pasaría en cada caso.

#### 1.4.2.3. Optimización del autoconsumo y almacenamiento

Una de las metas más importantes en las comunidades energéticas es consumir la mayor parte posible de la energía que se genera localmente. Esto ayuda a depender menos de la red eléctrica tradicional. Aguayo et al. [9] describen varias técnicas de optimización que se usan para lograrlo:

- El control predictivo basado en modelos (MPC, “Model Predictive Control”) se encarga de gestionar la carga y descarga de las baterías según la previsión de producción solar y el consumo que se espera. Gracias a esto, se puede aprovechar mejor el almacenamiento y evitar pérdidas innecesarias.
- Los algoritmos genéticos (GA, “Genetic Algorithms”) y la optimización por enjambre de partículas (PSO, “Particle Swarm Optimization”) se aplican para decidir cómo repartir la energía dentro de la comunidad de forma que se reduzcan los costes de funcionamiento.
- También se utilizan métodos heurísticos y programación dinámica. Estas técnicas ayudan a ajustar el uso de la energía en tiempo real, adaptándose a lo que necesita cada usuario en cada momento.

#### 1.4.2.4. Mercados de energía y comercio peer-to-peer

Aguayo et al. [9] estudian cómo la digitalización está influyendo en la creación de mercados energéticos descentralizados. En este tipo de sistemas, los propios miembros de una comunidad pueden intercambiar electricidad entre ellos sin necesidad de intermediarios. Para hacerlo posible, se usan varias herramientas digitales, entre las que destacan:

- Plataformas que utilizan tecnología “blockchain”, que permiten llevar un registro seguro y transparente de las transacciones de energía dentro de la comunidad.
- Contratos inteligentes (“smart contracts”), que ejecutan automáticamente la compraventa de electricidad según las condiciones que se hayan establecido de antemano.
- Sistemas de precios variables, que cambian el coste de la energía dependiendo de la oferta y la demanda del momento. Esto anima a consumir más cuando hay abundante generación renovable.

### 1.4.3. Desafíos técnicos y operativos en comunidades energéticas

En el plano técnico, uno de los retos más importantes que tienen las comunidades energéticas es mantener la estabilidad de la red eléctrica y gestionar bien los recursos energéticos distribuidos (DERs). Hatta et al. (2016) [10] analizan cómo afecta el funcionamiento autónomo de comunidades inteligentes que utilizan sistemas de almacenamiento con baterías (BESS). A través de simulaciones, muestran que cuando hay mucha generación distribuida, pueden aparecer problemas como inestabilidad en la red, variaciones en el voltaje y dificultades para controlar la demanda. Esto se nota sobre todo en redes con muchas fuentes renovables como la solar o la eólica, que no siempre generan de forma constante.

Para hacer frente a estos problemas, se han planteado distintas soluciones. Entre ellas, el uso de sistemas de gestión energética (EMS) y algoritmos de optimización ha demostrado ser útil. Estas herramientas ayudan a ajustar de forma continua la producción, el almacenamiento y el consumo dentro de la comunidad, lo que permite mantener un buen equilibrio y evitar sobrecargas en la red.

#### 1.4.3.1. Sistemas de gestión de energía

Los sistemas de gestión de energía (EMS) son plataformas de control que supervisan y optimizan el flujo de energía dentro de una comunidad energética, integrando múltiples recursos como paneles solares, baterías de almacenamiento, vehículos eléctricos y la red eléctrica convencional. Según Hatta et al. [10], estos sistemas pueden clasificarse en dos grandes categorías:

- EMS centralizados: Un único sistema controla la gestión energética de toda la comunidad, optimizando el consumo y la generación en función de las necesidades agregadas. Este enfoque facilita la toma de decisiones globales y la integración con mercados eléctricos, pero puede presentar limitaciones en cuanto a la flexibilidad y la adaptabilidad a cambios rápidos en la demanda o generación.
- EMS descentralizados: Cada usuario o subsistema de la comunidad cuenta con su propio sistema de gestión energética, permitiendo decisiones más localizadas e independientes. Aunque esto mejora la resiliencia y flexibilidad del sistema, puede generar desafíos en la coordinación global de la comunidad energética.

Uno de los principales avances en los EMS es la integración de tecnologías de predicción de demanda y generación, que permiten anticipar patrones de consumo y adaptar la operación del sistema en consecuencia. Hatta et al. [10] destacan que la combinación de modelos predictivos y control en tiempo real mejora significativamente la estabilidad de la red y optimiza el uso de los recursos energéticos disponibles.

### 1.4.3.2. Algoritmos de optimización en la gestión energética

Además de los EMS, los algoritmos de optimización juegan un papel crucial en la eficiencia operativa de las comunidades energéticas. Hatta et al. [10] analizan varias técnicas de optimización utilizadas en la gestión de energía, incluyendo:

- Optimización basada en programación lineal y no lineal: Se emplea para minimizar costes de operación, maximizar la eficiencia del uso de baterías y optimizar la compra y venta de energía en mercados eléctricos.
- Algoritmos evolutivos y metaheurísticos: Métodos como los algoritmos genéticos (GA) y la optimización por enjambre de partículas (PSO, “Particle Swarm Optimization”) han demostrado ser efectivos en la gestión dinámica de energía dentro de comunidades. Estos enfoques permiten encontrar soluciones óptimas en sistemas altamente complejos y con múltiples restricciones.
- Control predictivo basado en modelos (MPC, “Model Predictive Control”): Esta técnica permite anticipar fluctuaciones en la demanda y generación de energía mediante el uso de modelos matemáticos. Hatta et al. [10] destacan que el MPC es especialmente útil en comunidades energéticas con alta variabilidad en la generación renovable, ya que permite una respuesta rápida a cambios en las condiciones del sistema.
- Redes neuronales artificiales (ANN, “Artificial Neural Networks”) y aprendizaje automático: Se han comenzado a aplicar para mejorar la precisión en la predicción de la demanda y generación energética, permitiendo optimizar la operación de los sistemas de almacenamiento y distribución dentro de la comunidad.

### 1.4.3.3. Integración de EMS y algoritmos de optimización en comunidades energéticas

La integración de EMS avanzados con algoritmos de optimización mejora la eficiencia operativa de las comunidades energéticas, permitiendo la coordinación entre generación renovable, almacenamiento energético y demanda de los usuarios. Según Hatta et al. [10], los beneficios principales de esta integración incluyen:

- Reducción de costes operativos: Mediante la optimización del uso de baterías y la gestión inteligente del autoconsumo, se minimiza la compra de electricidad de la red en momentos de precios elevados.
- Mejora en la estabilidad de la red: La gestión inteligente de la carga y la generación distribuida reduce la congestión en la red y previene fluctuaciones de voltaje.
- Mayor resiliencia energética: En situaciones de emergencia o fallos en la red, los EMS pueden reconfigurar el flujo de energía dentro de la comunidad para garantizar el suministro a usuarios prioritarios.
- Se facilita el comercio de energía “peer-to-peer” (P2P): Algunos EMS permiten la implementación de mercados locales de energía, donde los miembros de la comunidad pueden intercambiar electricidad de manera descentralizada.

### 1.4.3.4. Desafíos y futuras direcciones

A pesar de los avances en EMS y algoritmos de optimización, Hatta et al. [10] identifican algunos desafíos clave que aún deben abordarse para maximizar el rendimiento de las comunidades energéticas:

- Interoperabilidad y estandarización: Actualmente, existen múltiples plataformas de EMS con protocolos propietarios, lo que dificulta la integración entre diferentes sistemas. Es necesario el desarrollo de estándares abiertos que faciliten la comunicación entre dispositivos y plataformas de gestión energética.
- Ciberseguridad y protección de datos: A medida que las comunidades energéticas dependen más de sistemas digitales, aumenta el riesgo de ataques cibernéticos. La implementación de medidas de seguridad robustas es esencial para garantizar la integridad y confiabilidad de los sistemas de gestión.
- Adaptabilidad a distintos marcos regulatorios: Cada país o región tiene normativas específicas en cuanto a la gestión de la energía. Es necesario desarrollar EMS flexibles que puedan adaptarse a diferentes contextos regulatorios y facilitar su integración en el mercado eléctrico.
- Costes de implementación: Aunque los EMS avanzados pueden generar ahorros a largo plazo, su implementación inicial puede ser costosa, lo que dificulta su adopción en comunidades con recursos limitados.

#### 1.4.4. Modelos de negocio y viabilidad económica

Reis et al. (2021) [11] presentan varias formas de poner en marcha comunidades energéticas y explican qué aspectos pueden ayudar a que estas iniciativas sigan funcionando con el tiempo. Entre los más importantes están la participación directa de los usuarios, aprovechar bien la energía generada y tener reglas que hagan más fácil invertir en instalaciones renovables. Estos elementos son clave para que el modelo tenga sentido económico tanto para quienes lo gestionan como para quienes lo usan.

Uno de los enfoques más comunes es el autoconsumo compartido. Aquí, un grupo de personas aprovecha la electricidad de una instalación solar que utilizan en conjunto. Esto permite repartir los costes y aprovechar mejor lo que se produce, evitando que sobre demasiada energía que acabe en la red. Para que funcione bien, es necesario tener claro cómo se reparte la energía entre los que participan.

Otro caso es el del agregador energético. Se trata de una persona o empresa que coordina el consumo y la producción de varias comunidades, y se encarga de representarlas en el mercado. Así, pueden acceder a servicios de ajuste o vender su capacidad de respuesta, lo que aporta ingresos extra. Este modelo encaja bien en zonas con mucha generación renovable y donde la demanda varía bastante.

También existe el modelo cooperativo. En este, quienes forman parte de la comunidad son los que gestionan directamente las instalaciones. Esto suele implicar una mayor participación. El dinero para ponerlo en marcha puede venir de los propios miembros, de ayudas o de préstamos. Pero para que todo funcione, hace falta organizarse bien y contar con una forma clara de tomar decisiones entre todos.

Otro modelo es el PPA, o acuerdo de compra de energía. En este caso, una empresa se encarga de instalar los equipos y de vender la electricidad a la comunidad a un precio fijo durante un periodo de tiempo. Esto da estabilidad y reduce el riesgo para quienes consumen. Eso sí, la comunidad tiene que poder garantizar cierta demanda y negociar unas condiciones que le resulten justas.

También hay modelos que mezclan varias de estas ideas. Lo habitual es combinar el autoconsumo con baterías y herramientas para gestionar el consumo. Esta opción se adapta bien a sitios con poco espacio o donde haya límites técnicos para conectarse. Reis et al. [11] explican que este enfoque puede funcionar muy bien en entornos urbanos.

Además de cómo se organiza cada modelo, también influye el contexto. Contar con subvenciones o ventajas fiscales puede facilitar mucho que se inicie un proyecto de este tipo. Los autores remarcan que la colaboración entre ciudadanos, administraciones y empresas ayuda a reducir los riesgos y conseguir financiación. Y para que estas comunidades se mantengan en el tiempo, también hace falta un marco legal que dé estabilidad y confianza.

### **1.4.5. Conclusión**

Tras revisar distintas fuentes, se puede entender mejor qué son las comunidades energéticas, qué aportan y qué problemas tienen. Muchas coinciden en que repartir la gestión de la energía y facilitar el acceso a nivel local puede cambiar la forma en que se produce y consume. También se destaca que la participación de la ciudadanía y una buena organización son claves, además de contar con leyes que permitan que estos proyectos funcionen dentro del sistema eléctrico actual.

Desde el lado económico, se han propuesto varios modelos. La mayoría combina autoconsumo, agrupación de demanda y venta de excedentes. Para que estas comunidades se mantengan en el tiempo, es importante aprovechar bien los recursos y contar con ayudas o incentivos que apoyen su desarrollo.

En lo técnico, uno de los principales retos es integrar la producción distribuida sin poner en riesgo la estabilidad de la red. Controlar la demanda, evitar problemas de tensión y mantener un funcionamiento estable son tareas complejas. Para resolverlo, se han usado sistemas de gestión que ayudan a tomar decisiones de forma automática y mejoran el uso de la energía renovable.

También se ha visto que la digitalización está ayudando a planificar y gestionar estas comunidades. Con el análisis de datos y algunas tecnologías nuevas, como la inteligencia artificial, blockchain o los intercambios directos entre usuarios, se están probando formas de hacer los sistemas más eficientes y autónomos.

Aunque ha habido avances, aún quedan barreras. Las normas, el coste de las infraestructuras y el uso de nuevas tecnologías siguen siendo un reto. Para que estos proyectos sigan creciendo, hace falta que trabajen juntos los vecinos, las instituciones públicas y las empresas del sector, con el fin de lograr un sistema energético más justo, cercano y preparado para el futuro.



# Capítulo 2

## Metodología

En este capítulo se cuenta cómo se ha montado el modelo que organiza el uso de la energía en una comunidad. La idea es que, cuando se genera energía solar, se use en ese momento. Si no se necesita toda, se guarda en las baterías. Así se intenta evitar, en la medida de lo posible, tirar de la red eléctrica.

El sistema tiene cuatro partes: los paneles solares, las baterías, el consumo que hacen los usuarios y la conexión con la red. Lo importante es que todo esto funcione a la vez y se aproveche bien lo que hay disponible en cada momento.

Se incluye un esquema donde se ve cómo se conecta todo. También se explican las fórmulas que se han usado para que el modelo sepa en cada instante qué hacer con la energía, según lo que se está generando y consumiendo.

## 2.1. Modelo de Diagrama de Bloques de la Comunidad Energética

En esta subsección, se describe el modelo propuesto para la gestión de la comunidad energética, que tiene como objetivo optimizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía dentro de una comunidad local. El modelo se compone de varios componentes clave que interactúan entre sí para garantizar que la energía se utilice de la manera más eficiente posible, maximizando la autosuficiencia de la comunidad y minimizando la dependencia de fuentes externas de energía.

El modelo incluye los siguientes componentes principales:

- **Generación de Energía PV ( $v$ ):** Este componente se refiere a la generación de energía a partir de paneles fotovoltaicos, que son la principal fuente de energía renovable en la comunidad. Los paneles fotovoltaicos convierten la luz solar en electricidad, lo que permite a la comunidad generar su propia energía de forma sostenible.
- **Batería ( $b$ ):** La energía generada por los paneles fotovoltaicos puede no ser consumida en tiempo real, por lo que se almacena en baterías para su uso posterior. Este componente garantiza que la comunidad tenga acceso a energía incluso cuando la generación fotovoltaica es baja, como durante la noche o en días nublados.
- **Consumo Local ( $c$ ):** Este bloque representa el consumo de energía dentro de la comunidad. El consumo local es la demanda de electricidad de los usuarios dentro de la comunidad, que puede ser alimentada por la energía generada localmente (ya sea directamente desde los paneles solares o desde la batería) o, en caso de ser necesario, por la red eléctrica.
- **Conexión a la Red ( $r$ ):** La conexión a la red permite a la comunidad intercambiar energía con el sistema eléctrico externo. Esto puede implicar tanto la inyección de excedentes de energía hacia la red cuando la generación local supera el consumo, como la extracción de energía de la red cuando la generación local no es suficiente para satisfacer la demanda.

Los bloques del sistema están conectados para que la energía que se genera y se guarda se pueda usar de la mejor forma posible. Esto permite reducir pérdidas y mejorar la eficiencia. Que estos flujos se gestionen bien es clave para que el sistema funcione como debe y también para que sea viable a nivel económico.

En el esquema que viene a continuación se muestran estos bloques y cómo están relacionados. Ahí se puede ver que la energía que generan los paneles solares ( $v$ ) puede ir directamente al Consumo Local ( $c$ ) o pasar antes por la Batería ( $b$ ) para guardarse. Más tarde, esa energía almacenada puede ir de nuevo al Consumo Local o, si sobra, mandarse a la Red ( $r$ ), dependiendo de cuánta energía haya disponible y de lo que se necesite en ese momento.

Los flujos que van de un bloque a otro se nombran con las letras que identifican cada uno. Por ejemplo, si la energía pasa de la Red ( $r$ ) al Consumo ( $c$ ), se llama  $rc_t^k$ . Si pasa de la Generación PV ( $v$ ) a la Batería ( $b$ ), se escribe  $vb_t^k$ . El orden de las letras indica siempre en qué dirección va la energía.

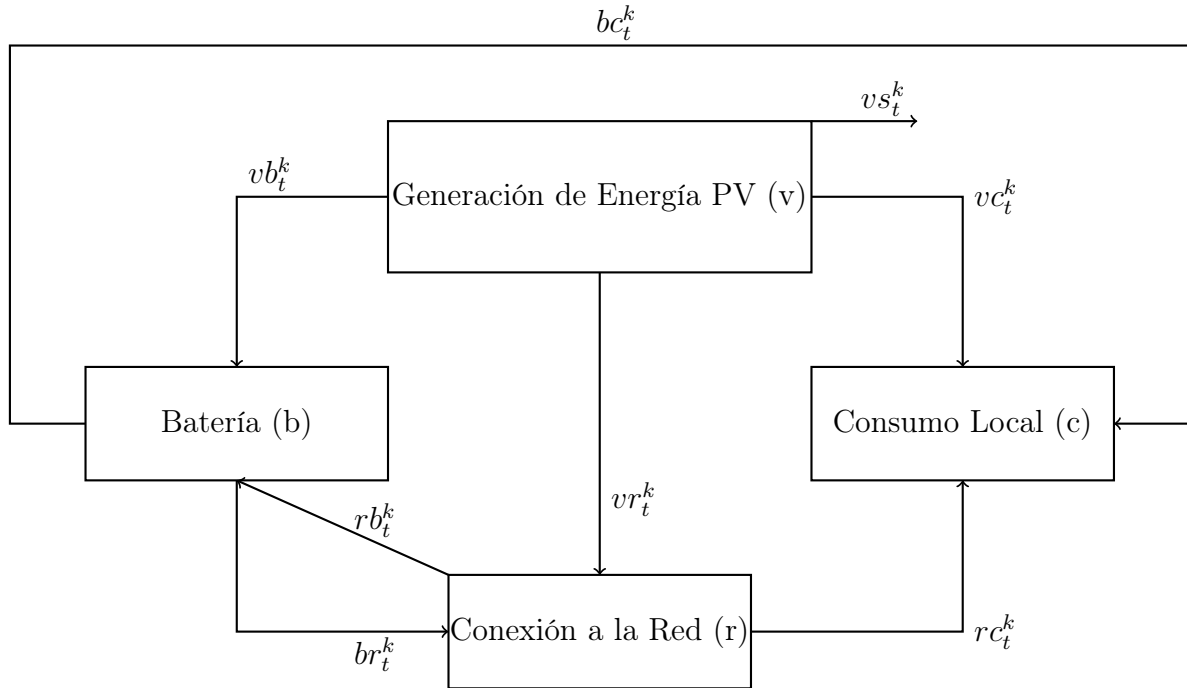


Figura 2.1: Diagrama de bloques para el modelo de la comunidad energética.

Este diagrama muestra la interacción entre los componentes de la comunidad energética, desde la generación fotovoltaica hasta la gestión de excedentes y la energía almacenada en la batería.

## 2.2. Modelo Simplificado

Con el objetivo de establecer unas cotas, y unos valores orientativos de referencia para los parámetros principales que definen el modelo de negocio para la comercializadora, se plantea aquí un modelo simplificado. Para realizar los cálculos en este modelo simplificado se utilizan estimaciones de valores de los parámetros, como por ejemplo: la fracción de demanda que se cubre con generación propia, un precio medio para la energía que se consume de la red (un único valor y no un vector que tiene un valor para cada hora), un precio medio para la energía que se vende como excedente, etc.. Para esos parámetros se considera un rango de valores, se les asigna un valor dentro de ese rango y se calculan los índices. Esto nos permite obtener cotas y valores de referencia orientativos para definir las regiones donde buscar con el problema de optimización. El problema de optimización permite calcular esos parámetros a partir de información básica, como los valores horarios de: demanda, generación fotovoltaica y precios de compra / venta de energía. Las principales ventajas del problema de optimización son:

- Permite representar la información (datos del problema) de forma mucho más realista que el modelo simplificado.
- Permite calcular todos los parámetros que en el modelo simplificado simplemente se estiman (en un rango razonable).

La principal desventaja del problema de optimización es que requiere un planteamiento matemático relativamente sofisticado, con algoritmos específicos de resolución, y que la relación entre los resultados y los datos no es directa. Con el modelo simplificado tenemos una relación entre los datos y los resultados, pero los resultados son sólo aproximaciones (más alejadas de la realidad que los valores que proporciona el problema de optimización).

El modelo de negocio debe definir claramente:

- Los conceptos por los que se paga: en nuestro caso, como mínimo serían: i) la potencia máxima que puede consumir en cada período de tiempo, ii) la energía que está consumiendo en los diferentes períodos que considere la tarifa.
- Las reglas para asignar un coste a esos conceptos, de forma que el consumidor pueda realizar una estimación de cuánto va a pagar y la comercializadora una estimación de cuánto va a obtener de beneficio.

Para que el modelo de negocio sea de aplicación práctica, debe resultar de interés tanto para el consumidor como para la comercializadora. Para cuantificar ese interés de cada una de las partes, calculamos el valor de los siguientes conceptos, que en todos los casos se calcula para un año completo:

- 1) Estimación del coste para el usuario sin ningún tipo de instalación adicional, sólo con conexión a red.
- 2) Estimación del coste para el usuario con una instalación de auto-consumo propia: Generación PV, batería y Conexión a red.
- 3) Estimación del coste para el usuario como miembro de la comunidad energética gestionada por la comercializadora.
- 4) Estimación de los costes para la comercializadora:
  - Coste de inversión: construir la instalación de generación fotovoltaica, y tal vez baterías, en las comunidad.
  - Coste de operación: coste que tiene la comercializadora por comprar (en el mercado) parte de la energía que necesita para cubrir la demanda de sus clientes en la comunidad. Esta energía que compra sería la que no puede proporcionar con sus recursos propios (su generación PV y, si las ha instalado, baterías).
- 5) Estimación de ingresos para la comercializadora: cuantificar los ingresos (brutos) para la comercializadora por los diferentes conceptos que se describen en la tarifa aplicada al consumidor. Y lo que puede obtener de los excedentes. La Comercializadora tiene la ventaja, sobre los usuarios individuales, de que puede vender los excedentes a un mayor precio (que el precio al que podrían vender esos excedentes los propios usuarios).

Para que le interese al consumidor, el coste 3) debe ser menor que el coste 2) y también menor que el coste 1). Es decir:  $3) < 2)$  y  $3) < 1)$ .

Para que le interese a la Comercializadora: los ingresos 5) deben ser mayores que los costes en 4). Es decir:  $5) > 4)$ .

A continuación se describen las expresiones matemáticas para cada uno de estos conceptos 1) a 5). Primer definiremos la notación y después las ecuaciones que definen los conceptos utilizando esa notación.

$CC_u$  (CCu) Capacidad de conexión a red contratada por el usuario  $u$  cuando sólo tiene conexión a red (ni PV, ni batería), (kW).

$CCPV_u$  (CCPVu) Capacidad de conexión a red contratada por el usuario  $u$  cuando instala generación PV (sin batería), (kW).

$CTP_u$  (CTPu) Coste del término de potencia contratada para el usuario  $u$  cuando no está en comunidad, ( $\text{€}/(\text{kW}\cdot\text{año})$ ).

$CTP_c$	(CTPc) Coste del término de potencia contratada para el usuario $u$ cuando sí está en comunidad, ( $\text{€}/(\text{kW}\cdot\text{año})$ ).
$ETC_u$	(ETCu) Energía activa total consumida por el usuario $u$ , ( $\text{kWh}/\text{año}$ ).
$PMEC_u$	(PMECu) Precio medio de la energía de red consumida por el usuario $u$ (cuando no está en comunidad), ( $\text{€}/\text{kWh}$ ).
$PMX_u$	(PMXu) Precio medio de la energía que el usuario vende a la red (excedentes), ( $\text{€}/\text{kWh}$ ).
$PMX_c$	(PMXc) Precio medio de la energía que la comercializadora vende a la red (excedentes), ( $\text{€}/\text{kWh}$ ).
$CAPV_u$	(CAPVu) Coste de amortización de la instalación fotovoltaica para el usuario $u$ (cuando no está en comunidad), ( $\text{€}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$ ).
$CAPV_c$	(CAPVc) Coste de amortización de la instalación fotovoltaica para la comercializadora, ( $\text{€}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$ ).
$EPPV$	(EPPV) Valor de producción medio anual de la instalación fotovoltaica, ( $\text{kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$ ).
$\alpha$	(alpha) Fracción de la producción fotovoltaica que el usuario consume de forma directa (auto-consumo) (cuando no está en comunidad), (p.u.).
$\beta$	(beta) Fracción del consumo total del usuario cubierta con recursos propios (generación fotovoltaica) de la comunidad, (p.u.).
$PV_u$	(PVu) Capacidad de generación fotovoltaica instalada por el usuario $u$ cuando no está en comunidad, ( $\text{kWp}$ ).
$PV_c$	(PVc) Capacidad de generación fotovoltaica instalada por la comunidad para cubrir (en todo o parte) la demanda del usuario, ( $\text{kWp}$ ).
$NAPEC_c$	(NAPECc) Precio medio de compra de la energía para la comercializadora en el mercado (compra para consumo del usuario de la comunidad), ( $\text{€}/\text{kWh}$ ).
$NAPEV_c$	(NAPEVc) Precio medio de venta de la energía que la comercializadora puede conseguir (venta de excedentes), ( $\text{€}/\text{kWh}$ ).

1) Coste usuario sólo con red:

$$C_1 = CC_u \cdot CTP_u + ETC_u \cdot PMEC_u \quad (2.1)$$

2) Coste usuario con red y PV:

$$C_2 = CCPV_u \cdot CTP_u + CAPV_u \cdot PV_u + (ETC_u - \alpha \cdot EPPV \cdot PV_u) \cdot PMEC_u \quad (2.2)$$

3) Coste para el usuario en la comunidad:

$$C_3 = CTP_c \cdot CC_u + (1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot NAPEV_c \quad (2.3)$$

4) Coste para la comercializadora:

- Coste de inversión:  $CAPV_c \cdot PV_c$
- Coste de operación por compra de energía:  $(1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot NAPEC_c$

$$C_4 = CAPV_c \cdot PV_c + (1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot NAPEC_c \quad (2.4)$$

5) Ingresos para la comercializadora:

- Cuota por potencia contratada del usuario:  $CTP_c \cdot CC_u$ , se asume que el usuario contraría la misma potencia  $CC_u$  en la comunidad que cuando sólo tiene conexión a red.
- Cuota por energía adicional consumida por el usuario (fuera de la cuota de energía que cubre su potencia contratada):  $(1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot NAPEV_c$
- Ingresos adicionales por venta de excedentes de la comunidad:  $\text{máx}\{0, (EPPV \cdot PV_c - \beta \cdot ETC_u) \cdot PMX_c\}$ , se utiliza la función máximo entre cero y el valor calculado para que se aplique sólo si realmente hay excedentes (valor mayor que cero).

$$C_5 = CTP_c \cdot CC_u + (1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot NAPEV_c + \text{máx}\{0, (EPPV \cdot PV_c - \beta \cdot ETC_u) \cdot PMX_c\} \quad (2.5)$$

$$C_5 = C_3 + \text{máx}\{0, (EPPV \cdot PV_c - \beta \cdot ETC_u) \cdot PMX_c\} \quad (2.6)$$

### 2.2.1. Discusión del Modelo Simplificado

A continuación discutimos el valor y algunas cotas para algunos de los parámetros definidos en el modelo simplificado:

- Asumimos que el valor de la potencia contratada cuando se pertenece a la comunidad es el mismo que cuando se está conectado a red de forma individual,  $CC_c = CC_u$ .
- Se puede establecer una cota inferior para el precio al que se vende la energía producida con la generación fotovoltaica considerando que ese precio debe ser suficiente para cubrir los costes de amortización asociados a la instalación fotovoltaica, ese precio mínimo  $PMPV$  (€/kWh) es:

$$PMPV = \frac{CAPV_c}{EPPV} \quad (2.7)$$

- Se puede calcular una cota inferior para el precio del término de potencia en comunidad, considerando que los ingresos por ese concepto deben cubrir la parte proporcional (asociada a la fracción de auto-consumo) de la amortización de la instalación fotovoltaica.

$$CTP_c \geq \frac{\beta \cdot ETC_u \cdot PMPV}{CC_c} \quad (2.8)$$

- Para la capacidad fotovoltaica a instalar  $PV_c$  se puede establecer una cota inferior considerando que su producción debe ser consistente con las fracción de auto-consumo ( $\alpha$ ) y auto-suficiencia ( $\beta$ ) que estamos suponiendo.

$$PV_c \geq \frac{\beta \cdot ETC_u}{\alpha \cdot EPPV} \quad (2.9)$$

$$PV_u = \frac{\beta \cdot ETC_u}{\alpha \cdot EPPV} \quad (2.10)$$

A la comercializadora le interesa que el valor de  $PV_c$  sea lo mayor posible, porque así tiene más excedentes y por la tanto más ingresos. Pero ese valor  $PV_c$  está limitado por la superficie disponible para realizar la instalación y también por la potencia máxima admisible (por restricciones de red) de la instalación.

- El precio que los usuarios en comunidad pagan por la energía que consumen fuera de su cuota (lo incluido en el término de potencia de la comunidad), en principio es igual que el que pagan los usuarios que no están en comunidad,  $PMEC_u = NAPEV_c$ .
- El precio que la comercializadora que gestiona la comunidad recibe por los excedentes, en principio, es el mismo que pagan los usuarios que consumen de red y no están en la comunidad,  $PMX_c = NAPEV_c$ .
- Los valores de auto-consumo  $\alpha$  usualmente están en el rango  $0.3 \leq \alpha \leq 0.4$ .
- Los valores de auto-suficiencia  $\beta$  usualmente están en el rango  $0.3 \leq \beta \leq 0.6$ . Cuando mayor sea la autosuficiencia menor será el coste para el usuario. Si nos preguntamos ¿qué le interesa más a la comercializadora un valor alto de  $\beta$  o un valor bajo? Para responder vamos a calcular los ingresos netos que dependen de  $\beta$  asumiendo que la capacidad fotovoltaica instalada no cambia con  $\beta$ . De forma que no se considera explícitamente el coste de amortización de la instalación fotovoltaica en lo que sigue:

- Ingresos netos por consumos del usuario:  $INC_u = (1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot (NAPEV_c - NAPEC_c)$

- Ingresos por venta de excedentes:  $IVE = PMX_c \cdot (EPPV \cdot PV_c - \beta \cdot ETC_u)$

Y considerando lo comentado anteriormente,  $NAPEV_c = PMX_c = PMEC_u$  el ingreso “neto” total de los términos con  $\beta$  es:

$$\begin{aligned}
 INCU + IVE &= (1 - \beta) \cdot ETC_u \cdot (NAPEV_c - NAPEC_c) + \\
 &\quad + PMX_c \cdot (EPPV \cdot PV_c - \beta \cdot ETC_u) \\
 INCU + IVE &= PMEC_u \cdot (ETC_u + EPPV \cdot PV_c) - NAPEC_c \cdot ETC_u + \\
 &\quad + \beta \cdot ETC_u \cdot (NAPEC_c - 2 \cdot PMEC_u) \tag{2.11}
 \end{aligned}$$

Como el coeficiente que multiplica a  $\beta$  es menor que cero,  $NAPEC_c - 2 \cdot PMEC_u < 0$ , porque  $PMEC_u \geq NAPEC_c$ . En principio, si no cambia el valor de los otros parámetros con  $\beta$ , a mayor valor de  $\beta$  menor ingreso para la comercializadora.

## 2.3. Modelo Base: Notación y Definición de Variables

En esta parte se explican los índices, conjuntos, parámetros y variables que se usan para construir el modelo de la comunidad energética. El sistema está formado por varios bloques conectados entre sí: la parte de generación solar ( $v$ ), la batería ( $b$ ), el consumo local ( $c$ ) y la conexión con la red ( $r$ ).

El modelo se ha planteado como un problema donde hay que tomar decisiones en dos momentos distintos: unas antes de saber cómo se comporta la parte incierta del sistema, y otras después, cuando ya se conocen esos datos.

Los movimientos de energía entre los distintos bloques son importantes para que todo funcione bien. Optimizar esos flujos ayuda a que el sistema sea más eficiente y cueste menos.

A continuación, se presentan los índices, los conjuntos, los parámetros y las variables que forman parte del modelo.

### Índices y conjuntos

$t, T$  (t, T) Índice y conjunto para los períodos de tiempo,  $t \in T$ .

$k, K$  (k, K) Índice y conjunto para los escenarios,  $k \in K$ .

### Parámetros

$\Delta_t$  (Delta(t)) Duración del período  $t$ , (horas).

$CE_t^k$  (CE(t,k)) Coste de la energía comprada a la red (EUR/kWh).

$VE_t^k$  (VE(t,k)) Coste de la energía vendida a la red (EUR/kWh).

$CTP$  (CTP) Coste del término de potencia (EUR/(kW · día)).

$CAPV$  (CAPV) Coste de amortización de la instalación fotovoltaica (EUR/(kWp · día)). Un  $kWp$  es el llamado “kilovatio pico”, es decir, la potencia nominal que es capaz de generar la placa fotovoltaica.

$$CAPV = \frac{\text{Coste instalación PV (EUR)}}{(\text{Pot. nominal (kWp)}) \cdot (\text{Vida útil (días)})} \quad (2.12)$$

$CAB$  (CAB) Coste de amortización de la batería (EUR/(kWh · día)).

$$CAB = \frac{\text{Coste instalación batería (EUR)}}{(\text{Pot. nominal (kWh)}) \cdot (\text{Vida útil (días)})} \quad (2.13)$$

$PVA_t^k$  (PVA(t,k)) Disponibilidad de generación PV, en el período  $t$ , escenario  $k$  (p.u.). Resume la información sobre las características técnicas de la instalación PV (tipo de placa, orientación, rendimiento del inversor, etc..) y de las condiciones meteorológicas (nivel de radiación sobre la placa),  $0 \leq PVA_t^k \leq 1$ .

$$\text{producción} = pv \cdot PVA_t^k \quad (2.14)$$

Donde  $pv$  es la capacidad PV nominal instalada, (kWp).

$BCL, BDL$  (BCL, BDL) Capacidad de carga / descarga de la batería (kW/kWh). Es el valor de la potencia que puede entregar en función de la capacidad de la misma.

$\eta_C, \eta_D$  (etaC, etaD) Rendimiento de carga / descarga de la batería (p.u.). El valor habitual está en (para el caso de estudio hay que buscarlo en las referencias):

- Plomo/ácido: 0.85 - 0.88.
- Ion-Litio: 0.92 - 0.96.

$D_t^k$  (D(t,k)) Demanda de energía en el período  $t$ , escenario  $k$ , (kW).

$CI$  (CI) Fracción de capacidad de conexión disponible para inyectar, (p.u.). Como valor por defecto podemos tomar  $CI = 0.5$ .

$P_r^k$  (Pr(k)) Probabilidad del escenario  $k$ , (p.u.).

$PVmax$  (PVmax) Capacidad máxima de generación fotovoltaica instalada (kWp).

$CCmax$  (CCmax) Capacidad máxima de conexión a la red (kW), Límite superior para la capacidad de conexión a la red.

$BatteryMax$  (BatteryMax) Capacidad máxima de la batería (kWh). Límite superior de la capacidad de almacenamiento del sistema.

$CTP_c$  (CTPc) Coste del término de potencia que paga el usuario como cuota fija (€/kW·año).

$CC_u$  (CCu) Capacidad contratada por el usuario, parámetro fijo (kW).

### Variables positivas

$pv$  ( $pv$ ) Capacidad PV instalada, (kW).

$b$  ( $b$ ) Capacidad de la batería, (kWh).

$cc$  ( $cc$ ) Capacidad de conexión a red contratada, (kW).

$rc_t^k$	$(rc(t, k))$ Flujo de potencia de la Red ( $r$ ) al Consumo Local ( $c$ ) en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$rb_t^k$	$(rb(t, k))$ Flujo de potencia de la Red ( $r$ ) a la Batería ( $b$ ) en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$vr_t^k$	$(vr(t, k))$ Flujo de potencia de la Generación de Energía PV ( $v$ ) a la red en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$vc_t^k$	$(vc(t, k))$ Flujo de potencia de la Generación de Energía PV ( $v$ ) al Consumo Local ( $c$ ) en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$vb_t^k$	$(vb(t, k))$ Flujo de potencia de la Generación de Energía PV ( $v$ ) a la Batería ( $b$ ) en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$vs_t^k$	$(vs(t, k))$ Energía generada por PV que no se utiliza ni se almacena, en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$br_t^k$	$(br(t, k))$ Flujo de potencia de la Batería ( $b$ ) a la red en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$bc_t^k$	$(bc(t, k))$ Flujo de potencia de la Batería ( $b$ ) al Consumo Local ( $c$ ) en el período $t$ , escenario $k$ , (kWh).
$soc_t^k$	$(soc(t, k))$ Energía contenida en la Batería ( $b$ ) al final del período $t$ en el escenario $k$ , (kWh).
$socini^k$	$(socini(k))$ Energía contenida en la Batería ( $b$ ) antes del período inicial (antes de $t = 1$ ), en el escenario $k$ , (kWh).

## 2.4. Ecuaciones del modelo

El modelo se formula como un problema de optimización estocástica en dos etapas, donde la función objetivo abarca ambas fases y se complementa con un conjunto de restricciones. Ambas etapas se resuelven de manera simultánea en el modelo. A continuación, se exponen las ecuaciones, seguidas de su descripción detallada.

Función Objetivo:

$$\begin{aligned} \min_{vars} \left\{ & pv \cdot CAPV + b \cdot CAB + cc \cdot CTP \right. \\ & - CC_u \cdot CTP_c - \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) \\ & \left. + \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot \left[ CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) - VE_t^k \cdot (br_t^k + vr_t^k) \right] \right\} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Sujeto a:

$$rc_t^k + bc_t^k + vc_t^k = D_t^k; \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.16)$$

$$vc_t^k + vr_t^k + vb_t^k + vs_t^k = pv \cdot PVA_t^k, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.17)$$

$$soc_t^k = soc_{t-1}^k + \eta_C \cdot \Delta_t \cdot (rb_t^k + vb_t^k) - \frac{\Delta_t}{\eta_D} \cdot (bc_t^k + br_t^k), \quad \forall t > 1, \forall k \in K \quad (2.18)$$

$$soc_1^k = socini^k + \eta_C \cdot \Delta_1 \cdot (rb_1^k + vb_1^k) - \frac{\Delta_1}{\eta_D} \cdot (bc_1^k + br_1^k), \quad \forall k \in K \quad (2.19)$$

$$soc_t^k \leq b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.20)$$

$$soc_{|T|}^k = socini^k, \quad \forall k \in K \quad (2.21)$$

$$rb_t^k + vb_t^k \leq BCL \cdot b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.22)$$

$$bc_t^k + br_t^k \leq BDL \cdot b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.23)$$

$$rc_t^k + rb_t^k \leq cc, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.24)$$

$$vr_t^k + br_t^k \leq CI \cdot cc, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.25)$$

$$cc \leq CCmax, \quad (2.26)$$

$$b \leq BatteryMax, \quad (2.27)$$

La ecuación (2.15) representa la función objetivo, la cual establece el criterio para identificar la solución más óptima. El término *vars* hace referencia al conjunto de todas las variables definidas previamente en la sección de notación. Cabe destacar que la función objetivo abarca tanto los costes de instalación como los costes operativos asociados al sistema:

- 1<sup>a</sup> Etapa: Costes asociados a la instalación, correspondientes a las variables  $pv$ ,  $b$ ,  $cc$ . Estas variables representan las capacidades que se deben instalar en el sistema. Cabe destacar que no incluyen un índice de escenario.

$$pv \cdot CAPV + b \cdot CAB + cc \cdot CTP \quad (2.28)$$

- 2<sup>a</sup> Etapa: Costes operativos, que incluyen tanto los costes como los ingresos generados por la operación de las capacidades instaladas. Las variables de esta etapa tienen índices tanto de período  $t$  como de escenario  $k$ . Específicamente, el valor utilizado en la función objetivo corresponde a la esperanza matemática (promedio aritmético) de los costes operativos durante un día (el intervalo de simulación).

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot \left[ CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) - VE_t^k \cdot (br_t^k + vr_t^k) \right] \quad (2.29)$$

Con estas definiciones, la función objetivo se presenta como un valor escalar que tiene unidades de EUR/día.

Las restricciones definen las operaciones permitidas en el sistema y las condiciones que deben cumplirse para su correcto funcionamiento. Las restricciones son las siguientes:

- (2.16): Balance de potencia. Establece que la demanda debe ser cubierta por los flujos de energía provenientes de la red, la batería y la generación fotovoltaica.
- (2.17): Balance de generación fotovoltaica (PV). La energía producida por los paneles solares se distribuye entre el consumo local, la red, la batería y las pérdidas (energía no aprovechada,  $vs_t^k$ ).
- (2.18) y (2.19): Balance de energía en la Batería. Determinan cómo varía la energía almacenada en la batería, teniendo en cuenta las eficiencias de carga y descarga.
- (2.20): Relación entre la energía almacenada en la batería y su capacidad máxima.
- (2.21): Establece que la energía en la batería al final del último período debe ser igual a la inicial.
- (2.22) y (2.23): Limita la potencia máxima de carga y descarga de la batería.
- (2.24) y (2.25): Limita la potencia máxima que se puede consumir de/inyectar a la red.
- (2.26): Restricción de capacidad de conexión a la red.
- (2.27): Restricción de capacidad máxima de la batería.

## 2.5. Modelos de Negocio para la Comercializadora

En esta sección se describe como se modifican las ecuaciones del modelo base, (2.15)-(2.27) para representar varios modelos de negocio para la comercializadora gestionando comunidades de energía renovable.

### 2.5.1. Modelo de negocio con tarifa fija y limitación por disponibilidad fotovoltaica

Este planteamiento parte de una tarifa fija que se paga en función de la potencia contratada. El pago cubre tanto el derecho a utilizar una cierta potencia en cada franja horaria como una cantidad limitada de energía, cuyo precio ya está incluido en esa cuota.

Ahora bien, esa energía solo puede utilizarse si en ese momento se está produciendo mediante generación solar. Si no hay suficiente producción en el instante del consumo, la energía que se demande por encima de lo disponible se factura aparte, al precio del mercado eléctrico.

Así, si en una hora determinada hay 0.8 kWh disponibles y el consumo es de 1.2 kWh, la diferencia de 0.4 kWh no cubierta por la fotovoltaica se considera fuera del paquete incluido y genera un coste adicional.

Adicionalmente el cliente también paga por la energía que consume fuera de esa cuota. Y esa energía se paga al precio de la energía de red.

Para representar matemáticamente este modelo de negocio se realizan los siguientes cambios en el problema base (2.15)-(2.27):

- Se consideran dos valores de potencia de conexión a red, por una parte la potencia contratada del cliente  $CC_u$  que en este modelo de negocio es un parámetro (dato), y por otra parte la potencia de conexión a red implementada por la comercializadora  $cc_c$  que es una variable. En las ecuaciones del modelo se cambia  $cc$  por  $cc_c$  en la función objetivo (2.15), en (2.26) y en (2.25); y se cambia  $cc$  por  $CC_u$  en la ecuación (2.24). Esto se hace para limitar el posible consumo del usuario a su potencia contratada  $CC_u$  mientras que la comercializadora puede instalar una potencia mayor si le interesa para inyectar los excedentes a la red, (2.25).
- La interpretación del Coste del Término de Potencia  $CTP$  en  $cc_c \cdot CTP$  es el coste que paga la Comercializadora por el acceso a red, que es un coste inferior al que paga el cliente (cuando sólo está conectado a red).
- El problema de optimización se plantea desde el punto de vista de la comercializadora, y la interpretación de las variables de dimensionamiento de la instalación es:  $cc_c$  capacidad de conexión a red instalada por la comercializadora,  $pv$  capacidad de generación fotovoltaica instalada por la comercializadora,  $b$  capacidad de batería instalada por la comercializadora. De esas capacidades instaladas la comercializadora gestionará cuánto usa el cliente.

- Se añade una cota superior  $MaxCuota$  para representar la cuota de energía incluida en el término de potencia de la comunidad. Para esta cuota consideramos sólo el consumo directo de la generación fotovoltaica a la demanda (sin pasar por la batería). Se añade la siguiente restricción al modelo:

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot vc_t^k = MaxCuota, \quad (2.30)$$

Donde  $MaxCuota$  es una fracción de la demanda, por ejemplo si es un 30 %,  $MaxCuota = 0.3 \cdot \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot D_t^k$ .

- Se ha añadido a la función objetivo el término  $-CC_u \cdot CTP_c$ , que representa los ingresos que recibe la comercializadora por la cuota fija que pagan los usuarios en función de la potencia contratada. Ambos valores,  $CC_u$  y  $CTP_c$ , se consideran datos conocidos.

También se incluye el término  $-\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k)$ , con el que se recogen los ingresos asociados al consumo de energía que realiza el usuario fuera de la cuota fija. Este consumo adicional genera ingresos para la comercializadora, ya que se factura al precio correspondiente.

Además, se han actualizado algunos precios utilizados en la función objetivo. En lugar de usar  $CE_t^k$  como precio de compra de energía, se emplea  $NAPEC_{c,t}^k$ , que refleja el precio real que paga la comercializadora por adquirir esa energía en el mercado. Este valor es más bajo que el precio final facturado al cliente. Del mismo modo, el parámetro  $VE_t^k$  se sustituye por  $PMX_{c,t}^k$ , que representa el precio al que la comercializadora puede vender los excedentes de energía. En este caso, se considera que  $PMX_{c,t}^k$  coincide con  $CE_t^k$ , ya que se asume que los excedentes se destinan a otros consumidores finales.

Con todos estos cambios las ecuaciones completas del problema de optimización a resolver son:

$$\begin{aligned} \min_{vars} \left\{ & pv \cdot CAPV + b \cdot CAB + cc_c \cdot CTP - CC_u \cdot CTP_c \right. \\ & - \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) + \\ & \left. + \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot \left[ NAPEC_{c,t}^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) - PMX_{c,t}^k \cdot (br_t^k + vr_t^k) \right] \right\} \end{aligned} \quad (2.31)$$

Sujeto a:

$$rc_t^k + bc_t^k + vc_t^k = D_t^k; \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.32)$$

$$vc_t^k + vr_t^k + vb_t^k + vs_t^k = pv \cdot PVA_t^k, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.33)$$

$$soc_t^k = soc_{t-1}^k + \eta_C \cdot \Delta_t \cdot (rb_t^k + vb_t^k) - \frac{\Delta_t}{\eta_D} \cdot (bc_t^k + br_t^k), \quad \forall t > 1, \forall k \in K \quad (2.34)$$

$$soc_1^k = socini^k + \eta_C \cdot \Delta_1 \cdot (rb_1^k + vb_1^k) - \frac{\Delta_1}{\eta_D} \cdot (bc_1^k + br_1^k), \quad \forall k \in K, t = 1 \quad (2.35)$$

$$soc_t^k \leq b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.36)$$

$$soc_{|T|}^k = socini^k, \quad \forall k \in K \quad (2.37)$$

$$rb_t^k + vb_t^k \leq BCL \cdot b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.38)$$

$$bc_t^k + br_t^k \leq BDL \cdot b, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.39)$$

$$rc_t^k + rb_t^k \leq CC_u, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.40)$$

$$vr_t^k + br_t^k \leq CI \cdot cc_c, \quad \forall t \in T, \forall k \in K \quad (2.41)$$

$$cc_c \leq CCmax, \quad (2.42)$$

$$b \leq BatteryMax, \quad (2.43)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot vc_t^k = MaxCuota, \quad (2.44)$$

Del problema de optimización (2.31)-(2.44) destacamos los siguientes resultados de interés:

- Coste para el cliente:

$$CostCliente = CC_u \cdot CTP_c + \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) \quad (2.45)$$

- Coste de inversión para la comercializadora:

$$CAPEX_c = pv \cdot CAPV + b \cdot CAB + cc_c \cdot CTP \quad (2.46)$$

- Coste de operación para la comercializadora:

$$OPEX_c = \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot NAPEC_{c,t}^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) \quad (2.47)$$

- Ingresos por operación de la comercializadora (cuota cliente, consumo adicional cliente, y venta de excedentes):

$$IOC_c = CC_u \cdot CTP_c + \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot CE_t^k \cdot (rc_t^k + rb_t^k) + \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot \Delta_t \cdot PMX_{c,t}^k \cdot (br_t^k + vr_t^k) \quad (2.48)$$

- Auto-consumo del usuario:

$$\alpha = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot v c_t^k}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot p v \cdot P V A_t^k} \quad (2.49)$$

- Auto-suficiencia del usuario:

$$\beta = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot v c_t^k}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_r^k \cdot D_t^k} \quad (2.50)$$

# Capítulo 3

## Casos de Estudio

En este capítulo se explican los casos de estudio que se van a usar para ver cómo funciona una comunidad energética gestionada por una comercializadora. Lo que se quiere ver es si el sistema funciona bien tanto en lo técnico como en lo económico. Cada caso representa un tipo distinto de lugar y de edificio, para ver cómo cambia el resultado según la zona y las condiciones.

Se han preparado ejemplos en zonas urbanas, rurales y también semiurbanas. En cada uno se tienen en cuenta cosas como la energía solar que se puede generar, cuánta electricidad se consume y si hay baterías o no. Los valores que se usan vienen de datos reales, como los que da la Agencia Andaluza de la Energía.

Con estos resultados se podrá comparar entre los diferentes casos. Así se podrá ver en qué situaciones el sistema funciona mejor, y si tiene sentido aplicarlo en sitios parecidos.

### 3.1. Edificio Urbano en Zona Densa (Málaga)

En este caso de estudio se simula un edificio de varias plantas situado en una zona con mucha población. Para la parte solar, se van a usar datos medios de radiación sacados de la Agencia Andaluza de la Energía [12].

Los datos que se usan son los siguientes:

- **Número de usuarios:** 8
- **Tipo de edificio:** Un bloque de varias plantas, con 2 apartamentos en cada una.
- **Generación fotovoltaica:** Paneles solares con una eficiencia del 15 % y unos 6 m<sup>2</sup> por cada kWp.
- **Demanda energética:** Curvas de consumo basadas en datos reales de viviendas urbanas.

El consumo total del año para los 8 usuarios se ha calculado usando las curvas individuales de cada uno. La media por hora durante todo el año es de 3.515 kW.

La parte de generación solar se va a calcular con la siguiente fórmula, que sirve para obtener la potencia máxima disponible en el edificio:

$$PV_{\text{disp}} = \frac{SOL_c}{6} \quad (3.1)$$

donde  $SOL_c$  es la superficie disponible para instalar paneles fotovoltaicos.

#### 3.1.1. Cálculo de la Potencia Fotovoltaica Máxima ( $PV_{\text{max}}$ )

Para determinar la capacidad máxima de generación fotovoltaica ( $PV_{\text{max}}$ ), se utiliza un rango de 5 a 8 veces la demanda media horaria. Como la demanda media horaria calculada es de 3.515 kW, la potencia fotovoltaica máxima se calcula como:

$$PV_{\text{max}} = \text{Demanda media horaria} \times \text{Rango de multiplicación}$$

- Para el límite inferior (5 veces la demanda media):

$$PV_{\text{max}} = 3.515 \text{ kW} \times 5 = 17.575 \text{ kWp}$$

- Para el límite superior (8 veces la demanda media):

$$PV_{\text{max}} = 3.515 \text{ kW} \times 8 = 28.12 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la capacidad fotovoltaica máxima que se puede instalar en este edificio se encuentra entre 17.575 kWp y 28.12 kWp.

### 3.1.2. Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fotovoltaicos

La superficie necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos se calcula utilizando la fórmula:

$$SOLc = \text{Potencia Fotovoltaica Máxima } (PV_{max}) \times \text{Potencia por m}^2 \text{ de panel}$$

Sabemos que por cada 6 m<sup>2</sup> de paneles se genera 1 kWp. Así, para los valores de  $PV_{max}$  obtenidos previamente, el área necesaria se calcula de la siguiente manera:

- Para el límite inferior (17.575 kWp):

$$SOLc = 17.575 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 105.45 \text{ m}^2$$

- Para el límite superior (28.12 kWp):

$$SOLc = 28.12 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 168.72 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, el área necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos en este edificio estará entre 105.45 m<sup>2</sup> y 168.72 m<sup>2</sup>.

### 3.1.3. Cálculo de la Generación Fotovoltaica Anual

La generación fotovoltaica anual se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Generación anual} = PV_{max} \times \text{Radiación solar diaria promedio en kWh/m}^2 \times 365$$

Donde:

- Potencia fotovoltaica ( $PV_{max}$ ): El valor máximo de la potencia fotovoltaica instalada, calculado previamente, es de 17.575 kWp (límite inferior) y 28.12 kWp (límite superior).
- Radiación solar diaria promedio: La radiación solar media anual en Málaga es de 4.937 kWh/(kWp·día), obtenida de la Agencia Andaluza de la Energía [12].

Ahora calculamos la generación fotovoltaica anual para los dos límites de  $PV_{max}$ :

- Para el límite inferior (17.575 kWp):

$$\text{Generación anual} = 17.575 \text{ kWp} \times 4.937 \text{ (kWh/(kWp·día))} \times 365 \text{ (día/año)} = 31670.24 \text{ kWh/año}$$

- Para el límite superior (28.12 kWp):

$$\text{Generación anual} = 28.12 \text{ kWp} \times 4.937 \text{ (kWh/(kWp·día))} \times 365 \text{ (día/año)} = 50672.38 \text{ kWh/año}$$

Por lo tanto, la generación fotovoltaica anual en este edificio estará entre 31 670.24 kWh/año y 50 672.38 kWh/año.

### 3.1.4. Cálculo de la Capacidad de la Batería

Para saber qué tamaño debe tener la batería en la comunidad energética, primero hay que tener en cuenta cuánta energía se consume y cuántos días se quiere cubrir con esa batería. En este caso, se ha decidido que tenga capacidad para cubrir entre 1 y 2 días de consumo. Así se puede asegurar el suministro si hay días con poco sol y baja producción fotovoltaica.

La comunidad consume unos 84.36 kWh/día, calculado a partir de una media horaria de 3.515 kWh/h para un total de 8 usuarios. Con esos datos, se calculan las capacidades de batería necesarias para cubrir entre 1 y 2 días seguidos sin generación solar:

- Para 1 días de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 84.36 \text{ kWh/día} \times 1 = 84.36 \text{ kWh}$$

- Para 2 días de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 84.36 \text{ kWh/día} \times 2 = 168.72 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, optaremos por poner una capacidad de batería de 150 kWh, que se encuentra dentro de este rango. Esta capacidad de batería garantiza que, en caso de días nublados o sin producción fotovoltaica, la comunidad pueda seguir funcionando sin necesidad de recurrir a la red eléctrica.

### 3.1.5. Configuración del Modelo para el Caso Urbano

Una vez definidos los componentes y las condiciones para el caso de estudio (generación fotovoltaica, demanda, almacenamiento y superficie disponible), hay que poner los valores que se van a usar en el modelo de optimización.

En esta parte se escriben los números que se usan en el modelo base y también en el modelo de negocio pensado para la comercializadora. Todos esos valores se han elegido dentro de rangos que tienen sentido, usando datos de fuentes como la Agencia Andaluza de la Energía [12], CNMC [13], IRENA [14] y NREL [15].

Con estos datos se intenta mostrar cómo es, más o menos, la situación energética del edificio urbano que se ha estudiado. Estos valores sirven de entrada para poder resolver el modelo con GAMS. En la tabla 3.1 se resumen todos los que se han tenido en cuenta.

Parámetro	Descripción	Valor
$ETC_u$	Energía consumida por usuario	3000 kWh/año
$CC_u$	Potencia contratada por usuario	5.0 – 5.5 kW
$CCPV_u$	Potencia contratada con autoconsumo	4.5 – 5.0 kW
$PV_u, PV_c$	Capacidad fotovoltaica instalada por usuario / comunidad	3.0 – 5.0 kWp
$EPPV$	Producción anual por kWp instalado	1450.0 kWh/kWp·año
$CAPV_u$	Coste amortización FV usuario	50.0 – 60.0 €/kWp·año
$CAPV_c$	Coste amortización FV comunidad	35.0 – 45.0 €/kWp·año
$CTP_c$	Término de potencia en comunidad	10.0 – 20.0 €/kW·año
$PMEC_u$	Precio energía de red usuario	0.19 – 0.20 €/kWh
$NAPEC_c$	Precio de compra de energía (comercializadora)	0.14 – 0.16 €/kWh
$NAPEV_c$	Precio de venta energía (comercializadora)	0.19 – 0.20 €/kWh
$PMX_u$	Precio venta excedentes usuario	0.09 – 0.10 €/kWh
$PMX_c$	Precio venta excedentes comercializadora	0.19 – 0.20 €/kWh
$\alpha$	Fracción autoconsumo directo	0.35 – 0.50 p.u
$\beta$	Fracción autosuficiencia FV	0.50 – 0.65 p.u

Tabla 3.1: Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso urbano.

### 3.1.6. Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Edificio Zona Urbana Densa

Para analizar el comportamiento energético y económico de este edificio en una comunidad energética gestionada por una comercializadora, se ha implementado un modelo de optimización estocástica en el software GAMS. Este modelo permite determinar de forma óptima:

- La capacidad óptima de generación fotovoltaica ( $pv$ ).
- El tamaño de la batería ( $b$ ).
- La capacidad de conexión a la red ( $cc$ ).
- Los flujos energéticos entre la red, la batería, el consumo local y la generación.

El objetivo del modelo es minimizar el coste total diario del sistema, considerando amortizaciones, compras de energía y ventas de excedentes. El modelo se resolvió para 8760 horas y un único escenario representativo de comportamiento anual.

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- $CAPV = 40 \text{ EUR}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la instalación fotovoltaica, [14])
- $CAB = 50 \text{ EUR}/(\text{kWh}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la batería, valor típico para sistemas residenciales, [15])
- $CTP = 40 \text{ EUR}/(\text{kW}\cdot\text{año})$   
(Coste del término de potencia de acceso para la comercializadora, según estimaciones medias de contrato, [13])
- $CE(t, k)$  y  $VE(t, k)$   
(Precios de compra y venta de energía por hora del año, obtenidos del sistema ESIOS de Red Eléctrica de España con datos correspondientes a 2024, [16])
- $\eta_C = \eta_D = 0.95$   
(Rendimiento de carga y descarga de la batería, valor típico para baterías de litio modernas, [14])
- $BCL = BDL = 0.5$   
(Límites de carga y descarga de la batería en p.u., estimado según capacidades comerciales, [17])
- $CI = 0.1$   
(Fracción de capacidad de conexión inyectable, valor conservador adoptado para limitar exportaciones a red, [17])

- $PV_{\min} = 17.575$  kWp  
(Capacidad mínima instalada según la demanda media horaria del edificio, [12])
- $PV_{\max} = 28.12$  kWp  
(Capacidad máxima fotovoltaica según espacio disponible en cubierta, [12])

Los datos de demanda y radiación utilizados se han importado a GAMS a partir de los archivos `demanda.inc` y `radiacion.inc`, contruidos a partir de fuentes reales.

### 3.1.7. Justificación de selección del Caso de Estudio Urbano

Se ha elegido un edificio en una zona urbana muy densa de Málaga como caso de estudio porque cumple varios criterios que lo hacen útil para analizar cómo funcionaría una comunidad energética gestionada por una comercializadora.

Málaga es una de las ciudades con más sol de toda Europa continental. Según la Agencia Andaluza de la Energía [12], la radiación solar media sobre una superficie horizontal en esta ciudad es de unos 4.9 kWh/(kWp·día). Esto hace que las condiciones para producir energía solar sean muy buenas. Gracias a eso, se pueden estudiar escenarios realistas de autoconsumo compartido con una alta generación local, algo que apoyan tanto las políticas europeas como las nacionales.

El edificio representa una situación bastante habitual en las ciudades: un bloque de pisos con varios vecinos, una cubierta limitada para poner paneles y conexión común a la red. Este tipo de configuración plantea varios retos, como cómo repartir bien la energía solar, cómo almacenar de forma compartida o cómo gestionar la energía de forma eficiente. Todos estos puntos se abordan con el modelo de optimización que se ha planteado.

Otro motivo para usar este caso es que en las zonas urbanas hay mucha gente viviendo en poco espacio, lo que hace que tenga sentido buscar soluciones de generación local. Así se puede aprovechar más la energía solar que se produce cerca y depender menos de la red. Como este tipo de edificio es común, los resultados también se pueden aplicar a otros casos parecidos en otras ciudades.

También se ha podido usar información real sobre cómo es el consumo horario de energía en este tipo de edificio, junto con datos reales de radiación solar. Los datos vienen de fuentes oficiales como ESIOS y la Agencia Andaluza de la Energía. Usar datos reales por horas ayuda a que las simulaciones sean más precisas, y permite analizar mejor cómo se mueve la energía, cuánto se puede ahorrar y cómo de eficiente es el sistema.

Por último, este caso permite ver bien cómo actúa la comercializadora dentro del modelo. Se puede analizar si es capaz de repartir bien la energía solar con una cuota fija por usuario, y qué efectos tiene eso en el beneficio de la empresa y en el ahorro de los vecinos. Por eso, este entorno urbano es útil para probar si el modelo funciona bien en la práctica y si se puede aplicar en otras situaciones parecidas.

## 3.2. Casa Rural Norte España

En este caso de estudio, se simula una casa rural aislada situada en una zona montañosa del norte de España, concretamente en el entorno de Llanes (Asturias). Para la generación fotovoltaica, se han utilizado datos horarios de irradiación media anual obtenidos del sistema PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [18].

Los parámetros utilizados son los siguientes:

- **Número de usuarios:** 1

- **Tipo de edificio:** Vivienda unifamiliar aislada en entorno rural y montañoso.
- **Generación fotovoltaica:** Utilización de paneles solares con eficiencia del 15 % y 6 m<sup>2</sup> por kWp.
- **Demanda energética:** Curva de demanda horaria basada en datos reales de una vivienda rural.

La demanda total anual para esta vivienda se ha calculado en base a un perfil horario de 8760 valores. La demanda media horaria anual es de 0.631 kW.

### 3.2.1. Cálculo de la Potencia Fotovoltaica Máxima ( $PV_{\max}$ )

Para determinar la capacidad máxima de generación fotovoltaica,  $PV_{\max}$ , se utiliza un rango de 5 a 8 veces la demanda media horaria. Como la demanda media horaria calculada es de 0.631 kW, la potencia fotovoltaica máxima se calcula como:

$$PV_{\max} = \text{Demanda media horaria} \times \text{Rango de multiplicación}$$

- Para el límite inferior (5 veces la demanda media):

$$PV_{\max} = 0.631 \text{ kW} \times 5 = 3.155 \text{ kWp}$$

- Para el límite superior (8 veces la demanda media):

$$PV_{\max} = 0.631 \text{ kW} \times 8 = 5.048 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la capacidad fotovoltaica máxima que se puede instalar en esta vivienda se encuentra entre 3.155 kWp y 5.048 kWp.

### 3.2.2. Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fotovoltaicos

La superficie necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos se calcula utilizando la fórmula:

$$SOLc = \text{Potencia Fotovoltaica Máxima } (PV_{max}) \times \text{Superficie por kWp instalado}$$

Sabemos que por cada 6 m<sup>2</sup> de paneles se genera 1 kWp. Así, para los valores de  $PV_{max}$  obtenidos previamente, el área necesaria se calcula de la siguiente manera:

- Para el límite inferior (3.155 kWp):

$$SOLc = 3.155 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 18.93 \text{ m}^2$$

- Para el límite superior (5.048 kWp):

$$SOLc = 5.048 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 30.29 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, el área necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos en esta vivienda estará entre 18.93 m<sup>2</sup> y 30.29 m<sup>2</sup>.

### 3.2.3. Cálculo de la Generación Fotovoltaica Anual

La generación fotovoltaica anual se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Generación anual} = PV_{max} \times \text{Radiación solar diaria promedio en kWh/m}^2 \times 365$$

Donde:

- Potencia fotovoltaica ( $PV_{max}$ ): El valor máximo de la potencia fotovoltaica instalada, calculado previamente, es de 3.155 kWp (límite inferior) y 5.048 kWp (límite superior).
- Radiación solar diaria promedio: La radiación solar media diaria en Llanes (Asturias), calculada a partir de datos horarios reales obtenidos de PVGIS, es de 3.368 kWh/(kWp·día).

Ahora calculamos la generación fotovoltaica anual para los dos límites de ( $PV_{max}$ ):

- Para el límite inferior (3.155 kWp):

$$\text{Generación anual} = 3.155 \text{ kWp} \times 3.368 \text{ (kWh/(kWp.día))} \times 365 \text{ (día/año)} = 3875.81 \text{ kWh/año}$$

- Para el límite superior (5.048 kWp):

$$\text{Generación anual} = 5.048 \text{ kWp} \times 3.368 \text{ (kWh/(kWp.día))} \times 365 \text{ (día/año)} = 6202.98 \text{ kWh/año}$$

Por lo tanto, la generación fotovoltaica anual en esta vivienda estará entre 3875.81 kWh/año y 6202.98 kWh/año.

### 3.2.4. Cálculo de la Capacidad de la Batería

Para saber qué capacidad debe tener la batería en la vivienda rural, primero hay que ver cuánta energía se consume cada día y cuántos días de autonomía se quieren cubrir. En este caso, se ha decidido que la batería pueda cubrir entre 1 y 2 días de consumo. Esto permite tener energía suficiente cuando hay varios días seguidos con poca producción solar.

El consumo diario de la vivienda es de 15.14 kWh/día, y ese valor sale de una media horaria de 0.631 kWh/h. A partir de ahí, se calcula cuánta batería haría falta para cubrir entre 1 y 2 días seguidos sin producción solar:

- Para 1 día de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 15.14 \text{ kWh/día} \times 1 = 15.14 \text{ kWh}$$

- Para 2 días de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 15.14 \text{ kWh/día} \times 2 = 30.28 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, se considera razonable una capacidad de batería en torno a 30 kWh, que permitiría una cobertura parcial y flexible, ajustada al perfil de consumo de la vivienda. Esta capacidad contribuye a reducir la dependencia de la red eléctrica en periodos de baja producción fotovoltaica.

### 3.2.5. Configuración del Modelo para el Caso Rural

Una vez definidos los componentes y condiciones específicas para la vivienda rural (generación fotovoltaica, demanda, almacenamiento y superficie disponible), toca concretar los valores que se usarán en el modelo de optimización.

Aquí se indican los números que se aplican en el modelo base y también en el modelo de negocio para la comercializadora, en el caso de una sola vivienda. Todos ellos se han elegido dentro de rangos que tienen sentido, tomando datos de fuentes como PVGIS [18], CNMC [13], IRENA [14] y NREL [15].

Estos valores ayudan a representar de forma aproximada cómo sería la situación energética de una casa rural en el norte de España. A partir de ahí, se usan como entrada para ejecutar el modelo en GAMS. En la tabla 3.2 se resumen todos los parámetros usados.

Parámetro	Descripción	Valor
$ETC_u$	Energía consumida por usuario	5500 – 5600 kWh/año
$CC_u$	Potencia contratada por usuario	5.5 – 7.5 kW
$PV_u, PV_c$	Capacidad fotovoltaica instalada por usuario / comercializadora	3.0 – 5.0 kWp
$EPPV$	Producción anual por kWp instalado	1229 kWh/kWp·año
$CAPV_u$	Coste amortización FV usuario	50.0 – 60.0 €/kWp·año
$CAPV_c$	Coste amortización FV comercializadora	35.0 – 45.0 €/kWp·año
$CTP_c$	Término de potencia en comunidad	10.0 – 20.0 €/kW·año
$PMEC_u$	Precio energía de red usuario	0.19 – 0.20 €/kWh
$NAPEC_c$	Precio de compra de energía (comercializadora)	0.14 – 0.16 €/kWh
$NAPEV_c$	Precio de venta energía (comercializadora)	0.19 – 0.20 €/kWh
$PMX_u$	Precio venta excedentes usuario	0.09 – 0.10 €/kWh
$PMX_c$	Precio venta excedentes comercializadora	0.19 – 0.20 €/kWh
$\alpha$	Fracción autoconsumo directo	0.35 – 0.50 p.u
$\beta$	Fracción autosuficiencia FV	0.50 – 0.65 p.u

Tabla 3.2: Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso rural.

### 3.2.6. Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Vivienda Rural

Para analizar el comportamiento energético y económico de esta vivienda rural dentro de un esquema de comunidad energética gestionada por una comercializadora, se ha implementado un modelo de optimización estocástica en el software GAMS. Este modelo permite determinar de forma óptima:

- La capacidad óptima de generación fotovoltaica ( $pv$ ).
- El tamaño de la batería ( $b$ ).
- La capacidad de conexión a la red ( $cc$ ).
- Los flujos energéticos entre la red, la batería, el consumo local y la generación.

El objetivo del modelo es minimizar el coste total diario del sistema, considerando amortizaciones, compras de energía y ventas de excedentes. El modelo se resolvió para 8760 horas y un único escenario representativo de comportamiento anual.

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- $CAPV = 40 \text{ EUR}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la instalación fotovoltaica por parte de la comercializadora, [14])
- $CAB = 50 \text{ EUR}/(\text{kWh}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la batería, valor típico para sistemas residenciales, [15])
- $CTP = 40 \text{ EUR}/(\text{kW}\cdot\text{año})$   
(Coste del término de potencia de acceso gestionado por la comercializadora, según valores medios estimados, [13])
- $CE(t, k)$  y  $VE(t, k)$   
(Precios de compra y venta de energía por hora del año, obtenidos del sistema ESIOS con datos correspondientes a 2024, [16])
- $\eta_C = \eta_D = 0.95$   
(Rendimiento de carga y descarga de la batería, valor típico para baterías de litio, [14])
- $BCL = BDL = 0.5$   
(Límites de carga y descarga de la batería en p.u., asumidos según diseño de operación conservador, [17])
- $CI = 0.3$   
(Fracción de capacidad de conexión inyectable, fijado para limitar exportaciones a red, [17])

- $PV_{\min} = 3.155$  kWp  
(Capacidad mínima fotovoltaica, basada en 5 veces la demanda media horaria real de la vivienda)
- $PV_{\max} = 5.048$  kWp  
(Capacidad máxima fotovoltaica asumida, basada en 8 veces la demanda media horaria y espacio disponible, [18])

Los datos de demanda y radiación utilizados se han importado a GAMS a partir de los archivos `demandarural.inc` y `radiacionrural.inc`, contruidos a partir de datos reales horarios. La radiación horaria se obtuvo mediante el sistema PVGIS para la ubicación de Llanes (Asturias).

### 3.2.7. Justificación de selección del Caso de Estudio Rural

Este caso de estudio se basa en una vivienda unifamiliar situada en una zona rural y montañosa del norte de España, cerca de Llanes, en Asturias. Se ha elegido este lugar porque permite ver cómo funciona el modelo de comunidad energética en zonas con poca población y viviendas dispersas.

En esta parte del país, la cantidad de sol es menor que en otras zonas. Por eso, sirve para analizar lo que pasa cuando las condiciones no son tan buenas para producir energía solar. Según los datos de PVGIS [18], la radiación media diaria en Llanes es de unos 3.37 kWh/(kWp·día). Aunque no sea mucha, sigue siendo útil para probar si una comunidad energética rural puede funcionar en sitios con menos sol.

El caso representa una vivienda aislada, como las que hay en muchas zonas rurales de Asturias. No está conectada a redes urbanas ni tiene grandes superficies compartidas. Esto ayuda a estudiar bien cómo funciona el autoconsumo individual y qué papel puede tener una comunidad energética cuando todo está más separado. Aquí, tanto el almacenamiento como el uso eficiente de la energía son aún más importantes.

Como en las zonas rurales suele haber más espacio y menos vecinos cerca, se pueden plantear soluciones diferentes a las de ciudad. Por ejemplo, se pueden poner más baterías o más paneles solares para intentar cubrir buena parte del consumo. También se puede analizar mejor qué pasa cuando se quiere depender menos de la red eléctrica, algo útil en lugares donde conectarse a la red es caro o complicado.

Otro motivo por el que se ha elegido este caso es porque se pueden usar datos reales de consumo y radiación solar, sacados de PVGIS y de perfiles típicos de viviendas rurales. Esto hace que el análisis sea más realista y se parezca más a una situación real.

Por último, este caso sirve para ver si el modelo que gestiona la comercializadora también funciona en un entorno pequeño. Aquí, la gestión conjunta y la posibilidad de sumar recursos puede ayudar a que todo sea más eficiente y rentable. Así, este caso rural permite comprobar si el modelo se puede adaptar a distintos tipos de usuarios y lugares.

### 3.3. Industria agroalimentaria en Almería

Este caso de estudio se centra en una industria agroalimentaria que está en la provincia de Almería. Tiene un consumo eléctrico muy alto y está conectada a la red en alta tensión. Se dispone de datos reales de consumo hora a hora durante un año completo, lo que permite ver con bastante detalle cómo es su demanda.

Los datos usados son los siguientes:

- **Número de usuarios:** 1
- **Tipo de edificio:** Industria agroalimentaria con mucha potencia contratada y un perfil de consumo muy alto.
- **Generación fotovoltaica:** Paneles solares con una eficiencia del 15 % y unos 6 m<sup>2</sup> por cada kWp.
- **Demanda energética:** Curva de demanda horaria basada en datos reales, con un total de 8760 horas.

La media de consumo por hora durante el año es de 198.06 kW, lo que da un consumo total de unos 1.73 GWh al año.

#### 3.3.1. Cálculo de la Potencia Fotovoltaica Máxima ( $PV_{\max}$ )

Para determinar la capacidad máxima de generación fotovoltaica,  $PV_{\max}$ , se utiliza un rango de 5 a 8 veces la demanda media horaria anual. En el caso de esta industria, dicha demanda es de 198.06 kW. A partir de esta base, se establecen los límites de potencia fotovoltaica que podrían instalarse:

$$PV_{\max} = \text{Demanda media horaria} \times \text{Rango de multiplicación}$$

- Para el límite inferior (5 veces la demanda media):

$$PV_{\max} = 198.06 \text{ kW} \times 5 = 990.3 \text{ kWp}$$

- Para el límite superior (8 veces la demanda media):

$$PV_{\max} = 198.06 \text{ kW} \times 8 = 1584.48 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la capacidad fotovoltaica máxima que se puede instalar en esta industria se encuentra entre 990.3 kWp y 1584.5 kWp.

### 3.3.2. Cálculo de la Superficie Necesaria para los Paneles Fotovoltaicos

La superficie necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$SOLc = \text{Potencia Fotovoltaica Máxima } (PV_{max}) \times \text{Superficie por kWp instalado}$$

Sabemos que por cada 6 m<sup>2</sup> de paneles se genera 1 kWp. Así, para los valores de  $PV_{max}$  obtenidos previamente, el área necesaria se calcula de la siguiente manera:

- Para el límite inferior (990.3 kWp):

$$SOLc = 990.3 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 5941.8 \text{ m}^2$$

- Para el límite superior (1584.5 kWp):

$$SOLc = 1584.5 \text{ kWp} \times 6 \text{ m}^2/\text{kWp} = 9507.0 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, el área necesaria para instalar los paneles fotovoltaicos en esta industria estaría entre 5941.8 m<sup>2</sup> y 9507.0 m<sup>2</sup>, dependiendo del tamaño final de la instalación.

### 3.3.3. Cálculo de la Generación Fotovoltaica Anual

La generación fotovoltaica anual se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Generación anual} = PV_{max} \times \text{Radiación solar diaria promedio en kWh/m}^2 \times 365$$

Donde:

- **Potencia fotovoltaica** ( $PV_{max}$ ): El valor de la potencia fotovoltaica instalada, calculado previamente, es de 990.3 kWp (límite inferior) y 1584.5 kWp (límite superior).
- **Radiación solar diaria promedio**: Valor obtenido a partir de PVGIS para la ubicación de El Ejido, con inclinación óptima y orientación sur, igual a 6.37 kWh/(kWp.día).

Ahora se calcula la generación fotovoltaica anual para los dos valores de  $PV_{max}$ :

- Para el límite inferior (990.3 kWp):

$$\text{Generación anual} = 990.3 \text{ kWp} \times 6.37 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{día}) \times 365 \text{ día/año} = 2302497.02 \text{ kWh/año}$$

- Para el límite superior (1584.5 kWp):

$$\text{Generación anual} = 1584.5 \text{ kWp} \times 6.37 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{día}) \times 365 \text{ (día/año)} = 3684041.73 \text{ kWh/año}$$

Por lo tanto, la generación fotovoltaica anual esperada se encuentra entre 2.30 GWh/año y 3.68 GWh/año, en función de la capacidad instalada.

### 3.3.4. Cálculo de la Capacidad de la Batería

En el contexto industrial, el dimensionamiento de la batería se realiza con el objetivo de suavizar la demanda, aprovechar excedentes fotovoltaicos y reducir picos de consumo de red. Para este caso, se plantea una capacidad de almacenamiento capaz de cubrir entre 0.5 y 1 días de demanda, en línea con estrategias de respaldo parcial y optimización del autoconsumo.

La demanda media diaria se calcula a partir de la demanda media horaria anual:

$$\text{Demanda diaria} = 198.06 \text{ kWh/h} \times 24 = 4753.44 \text{ kWh/día}$$

A partir de esta demanda diaria, se estiman las siguientes capacidades de batería:

- Para 0.5 días de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 4753.44 \times 0.5 = 2376.72 \text{ kWh}$$

- Para 1 día de autonomía:

$$\text{Capacidad de la batería} = 4753.44 \times 1 = 4753.44 \text{ kWh}$$

Existen múltiples soluciones comerciales que permiten alcanzar capacidades de almacenamiento de varios MWh, adecuadas para aplicaciones industriales como la analizada. Por lo tanto, se considera razonable una capacidad de batería entre 2.4 MWh y 4.8 MWh, que permite una gestión energética eficiente en un entorno industrial de gran consumo.

### 3.3.5. Configuración del Modelo para el Caso Industrial

Una vez definidos los elementos clave para el caso de la industria agroalimentaria (la producción solar, la demanda, las baterías y el espacio disponible) hay que concretar los valores que se van a usar en el modelo de optimización.

En esta parte se recogen los números que se aplican en el modelo base y en el modelo de negocio pensado para la comercializadora, en el caso de una única industria con un consumo alto. Todos los valores se han elegido dentro de rangos realistas, tomando como referencia fuentes como PVGIS [18], CNMC [13], IRENA [14] y NREL [15].

Estos datos permiten representar de forma aproximada cómo es la situación energética de una industria ubicada en El Ejido (Almería). A partir de ahí, se usan como entrada para resolver el modelo de optimización en GAMS. En la tabla 3.3 se resumen todos los parámetros que se han considerado.

Parámetro	Descripción	Valor
$ETC_u$	Energía consumida por usuario	1.73 GWh/año
$CC_u$	Potencia contratada por usuario	300 - 555 kW
$PV_u, PV_c$	Capacidad fotovoltaica instalada por usuario / comercializadora	990 - 1 584 kWp
$EPPV$	Producción anual por kWp instalado	2 324.75 kWh/kWp·año
$CAPV_u$	Coste amortización FV usuario	50.0 - 60.0 €/kWp·año
$CAPV_c$	Coste amortización FV comercializadora	35.0 - 45.0 €/kWp·año
$CAB$	Coste amortización batería	30.0 - 50.0 €/kWh·año
$CTP_c$	Término de potencia en comunidad	10.0 - 20.0 €/kW·año
$PMEC_u$	Precio energía de red usuario	0.19 - 0.20 €/kWh
$NAPEC_c$	Precio de compra de energía (comercializadora)	0.14 - 0.16 €/kWh
$NAPEV_c$	Precio de venta energía (comercializadora)	0.18 - 0.20 €/kWh
$PMX_u$	Precio venta excedentes usuario	0.09 - 0.10 €/kWh
$PMX_c$	Precio venta excedentes comercializadora	0.18 - 0.20 €/kWh
$\eta_C = \eta_D$	Rendimiento de carga y descarga batería	0.95
$BCL = BDL$	Límite de carga/descarga batería	0.5
$CI$	Fracción de capacidad de conexión inyectable	0.3
$\alpha$	Fracción autoconsumo directo	0.30 - 0.50 p.u
$\beta$	Fracción autosuficiencia FV	0.40 - 0.60 p.u

Tabla 3.3: Rangos de parámetros utilizados en el modelo del caso industrial.

### 3.3.6. Simulación del Modelo de Comunidad Energética en Industria Agroalimentaria

Para analizar el comportamiento energético y económico de esta industria agroalimentaria dentro de un esquema de comunidad energética gestionada por una comercializadora, se ha implementado un modelo de optimización estocástica en el software GAMS. Este modelo permite determinar de forma óptima:

- La capacidad óptima de generación fotovoltaica ( $pv$ ).
- El tamaño de la batería ( $b$ ).
- La capacidad de conexión a la red ( $cc$ ).
- Los flujos energéticos entre la red, la batería, el consumo local y la generación.

El objetivo del modelo es minimizar el coste total diario del sistema, considerando amortizaciones, compras de energía y ventas de excedentes. El modelo se resolvió para 8760 horas y un único escenario representativo de comportamiento anual.

Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- $CAPV = 40 \text{ EUR}/(\text{kWp}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la instalación fotovoltaica por parte de la comercializadora, [14])
- $CAB = 40 \text{ EUR}/(\text{kWh}\cdot\text{año})$   
(Coste de amortización de la batería, ajustado para aplicaciones industriales, [15])
- $CTP = 20 \text{ EUR}/(\text{kW}\cdot\text{año})$   
(Coste del término de potencia de acceso gestionado por la comercializadora, según valores orientativos para alta tensión, [13])
- $CE(t, k)$  y  $VE(t, k)$   
(Precios de compra y venta de energía por hora del año, obtenidos del sistema ESIOS con datos correspondientes a 2024, [16])
- $\eta_C = \eta_D = 0.95$   
(Rendimiento de carga y descarga de la batería, valor típico para sistemas industriales de litio, [14])
- $BCL = BDL = 0.5$   
(Límites de carga y descarga de la batería en p.u., asumidos según diseño de operación conservador, [17])
- $CI = 0.3$   
(Fracción de capacidad de conexión inyectable, fijado para limitar exportaciones a red, [17])

- $PV_{\min} = 990.3 \text{ kWp}$   
(Capacidad mínima fotovoltaica, basada en 5 veces la demanda media horaria real de la industria)
- $PV_{\max} = 1\,584.5 \text{ kWp}$   
(Capacidad máxima fotovoltaica asumida, basada en 8 veces la demanda media horaria y disponibilidad de superficie, [18])

Los datos de demanda y radiación utilizados se han importado a GAMS a partir de los archivos `demandaindustria.inc` y `radiacionindustria.inc`, contruidos a partir de datos reales horarios. La radiación horaria se obtuvo mediante el sistema PVGIS para la ubicación de El Ejido (Almería).

### 3.3.7. Justificación del Rango de Potencia FV Instalado

Para analizar la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico en el entorno industrial de El Ejido, se ha realizado un estudio preliminar centrado en tres indicadores clave según la potencia instalada:

- Autosuficiencia: proporción de la demanda cubierta con energía solar (p.u.).
- Autoconsumo: parte de la energía generada que se consume directamente (p.u.).
- Relación entre producción total y demanda: permite detectar si se genera más energía de la que se consume anualmente (p.u.).

La Figura 3.1 muestra cómo evolucionan estos indicadores al aumentar la potencia fotovoltaica entre 0 y 4000 kWp. La autosuficiencia tiende a estabilizarse en torno a 0.5 p.u., mientras que el autoconsumo desciende con rapidez, reflejando un mayor volumen de excedente vertido a la red. La línea negra indica cuándo la generación anual supera el consumo total, marcando el inicio de la sobreproducción.

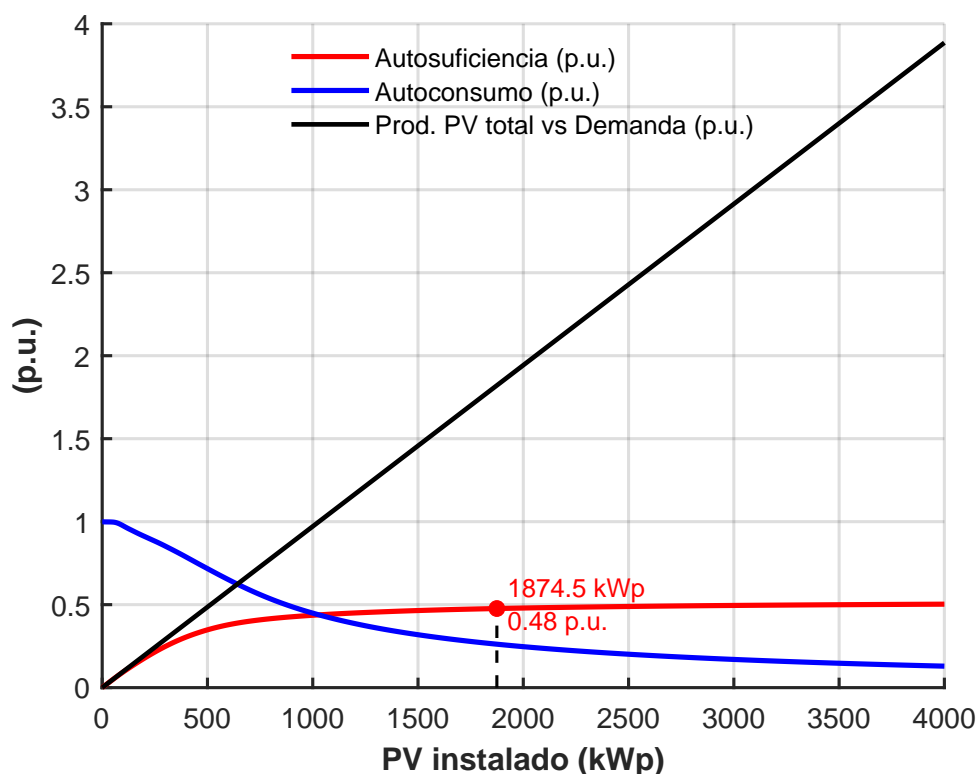


Figura 3.1: Evolución de autosuficiencia, autoconsumo y ratio de producción FV respecto a la demanda en función de la potencia fotovoltaica instalada.

En el caso industrial analizado, se ha fijado una potencia fotovoltaica instalada de 1874.5 kWp, valor que se sitúa dentro del rango técnicamente razonable y cercano al punto de inflexión de las curvas. Este valor da lugar a una autosuficiencia

de 0.48 p.u., que representa la fracción de la demanda cubierta directamente con energía solar. Aunque dicho valor marca el máximo alcanzable en ese punto de operación, se ha optado por fijar una cuota de autoconsumo (MaxCuota) ligeramente inferior, concretamente 0.45 p.u., como referencia para el diseño del modelo. Esta elección permite mantener un margen de seguridad y coherencia con las condiciones de flexibilidad de operación definidas. Por tanto, la gráfica justifica tanto la elección de la potencia FV instalada como el valor adoptado para la cuota de autoconsumo en la formulación del caso industrial.

### 3.3.8. Justificación de selección del Caso de Estudio Industrial

Se ha elegido una industria agroalimentaria situada en la provincia de Almería como caso de estudio para ver cómo se comporta el modelo de comunidad energética en un entorno con un consumo eléctrico muy alto, instalaciones grandes y mucho recurso solar disponible.

Almería es una de las zonas con más sol de toda Europa continental. Según datos de PVGIS [18], la radiación solar diaria media en la zona de El Ejido ronda los 6.37 kWh/(kWp·día). Por eso, es un lugar muy adecuado para instalar sistemas fotovoltaicos grandes. Gracias a esa cantidad de sol, se puede estudiar si es viable usar energía renovable en un entorno industrial, donde se consume mucha energía durante todo el año.

En cuanto a la demanda, esta industria tiene un perfil horario con una media de 198.06 kW y un consumo total que supera los 1.7 GWh al año. Es un buen ejemplo de lo que necesita un consumidor que usa mucha energía. Este tipo de carga permite analizar bien el autoconsumo y cómo se puede ajustar el tamaño de las baterías. También sirve para probar formas de reducir la dependencia de la red y aprovechar mejor la energía solar.

Además, esta industria tiene espacio suficiente para montar una instalación grande, con hasta 1.58 MWp de paneles y una superficie de casi 10 000 m<sup>2</sup>. Esto permite ver cómo se comporta el sistema cuando se escala en tamaño, tanto en la parte de generación como en la de almacenamiento, y probar su funcionamiento en condiciones reales a gran escala.

Otro punto importante es que se han podido usar datos reales, tanto de consumo horario como de radiación solar, tomados de fuentes oficiales como PVGIS y del propio historial de la empresa. Esto hace que el análisis sea más realista y útil, porque se puede ver con precisión cuánto se puede ahorrar, qué pérdidas hay, si la inversión compensa y qué papel tiene la comercializadora en todo eso.

Por último, este caso permite ver cómo funciona el modelo de comunidad energética con gestión centralizada en un entorno diferente al residencial o rural. En industrias con mucho consumo, donde se pueden sumar capacidades de producción, almacenamiento y gestión, el modelo tiene aún más sentido. Por eso, este caso industrial es clave para ver si el modelo realmente sirve en otros sectores.

# Capítulo 4

## Discusión de Resultados

En este capítulo se muestran los resultados de los casos de estudio que se vieron antes. A partir de los datos y las gráficas del modelo, se explican cosas como cuánta capacidad se instala, cómo cambia la producción solar según el mes, cómo se usa la batería, y qué niveles de autoconsumo y autosuficiencia se consiguen. También se mira cuánta energía se ahorra y qué impacto económico tiene el sistema, tanto para la comercializadora como para los usuarios.

La idea es ver si estos resultados cumplen con los objetivos que se marcaron al principio. Se mira si el sistema funciona bien desde el punto de vista técnico y económico. Con esto también se puede comparar entre distintos casos y ver si el modelo tiene sentido en situaciones parecidas.

## 4.1. Caso de estudio: Edificio urbano en zona densa (Málaga)

El primer caso de estudio es un edificio residencial de varias plantas que está en una zona muy poblada de la ciudad de Málaga. Este tipo de entorno urbano tiene algunas particularidades, como una demanda de energía bastante alta, poco espacio para instalar placas solares y un consumo que se reparte sobre todo entre el día y la noche.

El análisis se ha hecho usando el modelo de optimización en GAMS, con un conjunto de parámetros que son realistas tanto desde el punto de vista técnico como económico. El objetivo es ver si el modelo de comunidad energética, gestionado por una comercializadora, funciona bien tanto a nivel energético como económico.

A continuación se presentan los resultados para este caso. Primero se explican las capacidades óptimas que se han instalado.

### 4.1.1. Capacidades instaladas

En este apartado se revisan las capacidades óptimas que se instalan para generar energía solar, guardar esa energía en baterías y conectarse a la red. Estas decisiones salen del modelo de optimización y muestran cómo se invierte para que el sistema sea rentable según los parámetros que se han definido.

En el caso que se analiza, el modelo da como resultado una capacidad de generación solar de 28.12 kWp. Esta cifra hay que verla en relación con la demanda total anual de la comunidad, que es de 30792.92 kWh. Con esos datos, se estima una producción solar específica de unos 1792.8 kWh por kWp y por año, que es un valor razonable para una zona del sur de España con niveles de sol medios.

La capacidad de almacenamiento en batería es de 34.16 kWh. Es un tamaño que permite guardar el excedente que se genera durante el día y usar parte de esa energía por la noche. No busca desconectarse del todo de la red, pero sí reducir la dependencia. Una batería más grande no saldría a cuenta económicamente.

En cuanto a la conexión a red, el modelo da una capacidad de 59.01 kW. Esto le permite a la comercializadora cubrir los picos de consumo y también vender excedentes cuando se genera más de lo que se consume. Aunque esa cifra es alta si se compara con la media de consumo horario, que es de 3.52 kWh/h, se justifica porque da más flexibilidad al sistema y ayuda a aprovechar mejor la energía disponible, sobre todo cuando hay mucha producción solar o alguna demanda puntual alta.

En resumen, las capacidades que da el modelo buscan un equilibrio entre lo que cuesta invertir y lo que se puede ganar, adaptándose bien al perfil de consumo que tiene este caso concreto.

### 4.1.2. Análisis económico del caso

En este apartado se mira si el sistema propuesto para la comunidad energética es viable desde el punto de vista económico. Se tienen en cuenta los costes de inversión al principio y también los gastos que hay cada año por operar el sistema. Además, se revisan los ingresos y los pagos que se generan con su funcionamiento.

También se compara cuánto costaría a los usuarios si eligieran otras formas de suministro de energía. Con todo eso, se puede ver si el sistema es sostenible a nivel económico y si resulta interesante tanto para quien lo gestiona como para las personas que lo usan.

#### 4.1.2.1. Costes de inversión y operación

Para poner en marcha el sistema que se plantea, hace falta una inversión inicial de 37954.07 euros. Esa cantidad cubre los paneles solares, las baterías y todo lo necesario para conectarlo a la red. Es el gasto que tiene que hacer la comercializadora al principio para que todo empiece a funcionar.

Para saber si el sistema es viable, se calcula un coste equivalente al año. En este caso, es de 5577.67 euros. Ese valor incluye lo que toca de la inversión cada año, más los gastos de operación y mantenimiento. Tenerlo en formato anual ayuda a compararlo mejor con los ingresos y el resto de costes.

Con esos números, el modelo dice que se tardan unos 8.975 años en recuperar lo que se ha invertido. Es decir, en menos de 9 años ya se habría cubierto el gasto inicial. Teniendo en cuenta que una instalación solar puede durar entre 20 y 25 años, es un plazo bastante razonable.

Con todo esto se puede ver si el sistema es sostenible desde el punto de vista económico. También sirve para entender si los ingresos y los gastos están bien equilibrados para todos los que forman parte del proyecto.

#### 4.1.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora

El modelo sirve para calcular los costes que tiene la comercializadora durante el año, y también los ingresos que va obteniendo. Con esa información se puede ver si el sistema funciona bien desde el punto de vista económico.

Aparte del coste de inversión y operación, que ya se explicó antes, la comercializadora también gasta 2155.50 euros al año en energía de la red. Ese gasto está relacionado con la parte de la demanda que no se puede cubrir ni con la producción solar ni con lo que hay en la batería. Si se suman los dos conceptos, el coste total al año es de 7733.17 euros.

Por el lado de los ingresos, la venta de excedentes a la red aporta 4868.07 euros al año. A eso hay que sumarle los 600.00 euros de las cuotas fijas que pagan los usuarios, y otros 3316.25 euros por la energía que consumen fuera de cuota. En total, los ingresos al año llegan a 8784.31 euros.

Con estas cifras, el modelo deja un resultado positivo para la comercializadora. Esto muestra que el sistema puede ser rentable. Además, los usuarios no tienen

que asumir un coste alto, lo que hace que el modelo de comunidad energética sea interesante para todos.

#### 4.1.2.3. Comparativa de costes para los usuarios

Uno de los aspectos clave a evaluar es el impacto económico que tiene para los usuarios participar en la comunidad energética frente a otras alternativas posibles. El modelo contempla tres escenarios distintos:

- **Escenario 1:** el usuario consume exclusivamente energía de la red, sin instalación propia ni participación en comunidad.
- **Escenario 2:** el usuario dispone de una instalación de autoconsumo individual y gestiona su generación fotovoltaica.
- **Escenario 3:** el usuario participa en una comunidad energética gestionada por una comercializadora.

Los resultados muestran que el coste anual en el escenario 1 es de 4025.99 euros. En el escenario 2 es bastante más alto, llega a 7325.54 euros. En el escenario 3, que es el del modelo comunitario, el coste baja a 3916.25 euros al año.

Con estos datos se ve que el modelo de comunidad energética permite ahorrar frente a las otras dos opciones. El autoconsumo individual es más caro porque el usuario tiene que poner todo el dinero de la inversión. Usar solo la red evita esa inversión, pero hace que se dependa totalmente del sistema eléctrico, y los precios de la energía pueden ir subiendo con el tiempo.

Aunque al principio la diferencia con la red no sea muy grande, el modelo comunitario tiene una ventaja con los años. Una vez que la comercializadora recupera lo que gastó al principio, los usuarios solo pagan por el mantenimiento y por usar el sistema. Eso hace que la factura baje bastante.

Además, el precio de la energía se vuelve más estable. También se evitan subidas grandes del mercado. Estar en una comunidad energética no solo ayuda a ahorrar desde el primer año, sino que también da más seguridad con el paso del tiempo. A medida que pasa el tiempo y se paga la inversión, la energía sale más barata, cambia menos de precio y se tiene más control sobre cómo se produce y se usa.

En resumen, el modelo comunitario es una opción más sostenible y con ventajas económicas claras a lo largo de los años.

#### 4.1.2.4. Evolución del coste total diario

La Figura 4.1 muestra la evolución del coste total diario asumido por la comercializadora a lo largo del año. Este valor incluye tanto los costes derivados de la inversión amortizada como los asociados a la compra de energía a la red.

Se observa una cierta regularidad en la mayoría del año, aunque con ligeras oscilaciones relacionadas principalmente con la variabilidad de la demanda y la disponibilidad de generación fotovoltaica. Al final del año se aprecia una mayor variabilidad diaria, coincidiendo con los meses de menor producción solar y mayor dependencia de la red, lo que provoca que el sistema recurra con más frecuencia a la compra de energía externa.

En conjunto, esta evolución refleja una operación económicamente estable del sistema durante gran parte del año, sin grandes fluctuaciones, lo cual es positivo para la planificación financiera de la comercializadora.

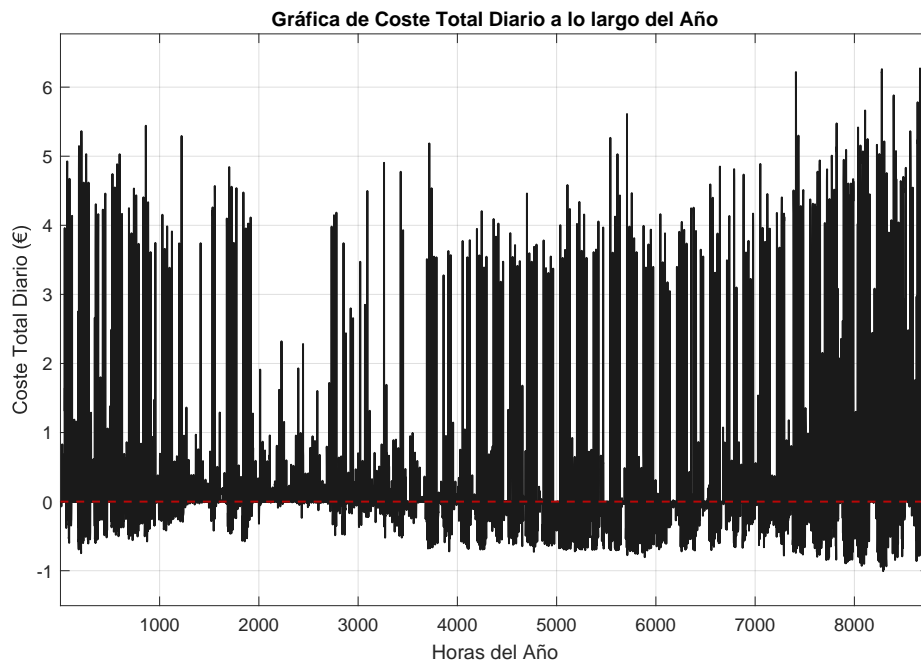


Figura 4.1: Evolución del coste total diario para la comercializadora a lo largo del año.

#### 4.1.2.5. Conclusión del análisis económico

El análisis económico muestra que el modelo de comunidad energética funciona bien en un entorno urbano como el del edificio estudiado en Málaga. La comercializadora ingresa 8784.31 euros al año, mientras que sus costes son de 7733.17 euros. Esto le deja un beneficio neto de 1051.14 euros anuales.

Este resultado se consigue con una mezcla equilibrada de ingresos por venta de excedentes, cuotas fijas y consumo extra. A eso se suman unos costes bajos de inversión y operación. El buen nivel de sol en la zona y el consumo concentrado del edificio ayudan a aprovechar más la energía solar, lo que mejora la rentabilidad del sistema.

Los usuarios también se benefician. En vez de pagar 4025.99 euros al año si usaran solo la red, con el modelo comunitario el coste baja a 3916.25 euros. Eso supone un ahorro de unos 110 euros. Además, cuando se haya recuperado la inversión, algo que se estima en unos 9 años, el gasto será aún menor. Solo quedarían los costes de mantenimiento y operación.

En resumen, este modelo ofrece una forma de producir y usar energía que resulta útil, rentable y fácil de aplicar en otros casos parecidos. Tanto la comercializadora como los usuarios salen ganando.

### 4.1.3. Comportamiento energético del sistema

Para evaluar la eficiencia del sistema energético propuesto, es necesario analizar la relación entre la generación fotovoltaica, la demanda, el uso de la batería y los niveles de autoconsumo y autosuficiencia. A continuación, se comentan distintas gráficas obtenidas del modelo que permiten examinar estos aspectos con mayor detalle.

#### 4.1.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda

La Figura 4.2 muestra la evolución horaria anual de la generación fotovoltaica y la demanda energética de la comunidad. La generación presenta una alta variabilidad diaria y estacional, con picos en los meses de mayor irradiación solar y mínimos en invierno. La demanda, en cambio, es más estable, aunque con ciertas oscilaciones por el patrón de consumo residencial. Esta desincronización entre producción y consumo justifica el uso de baterías para desplazar energía hacia horas sin generación solar. La gráfica confirma que, aunque la generación no cubre toda la demanda, su contribución es significativa durante el día, reforzando la necesidad de una gestión eficiente de la batería y el consumo. En diciembre, la demanda supera claramente a la generación debido a la baja irradiación y al aumento del consumo residencial, lo que subraya la importancia de mantener una conexión a red adecuada en los meses menos favorables.

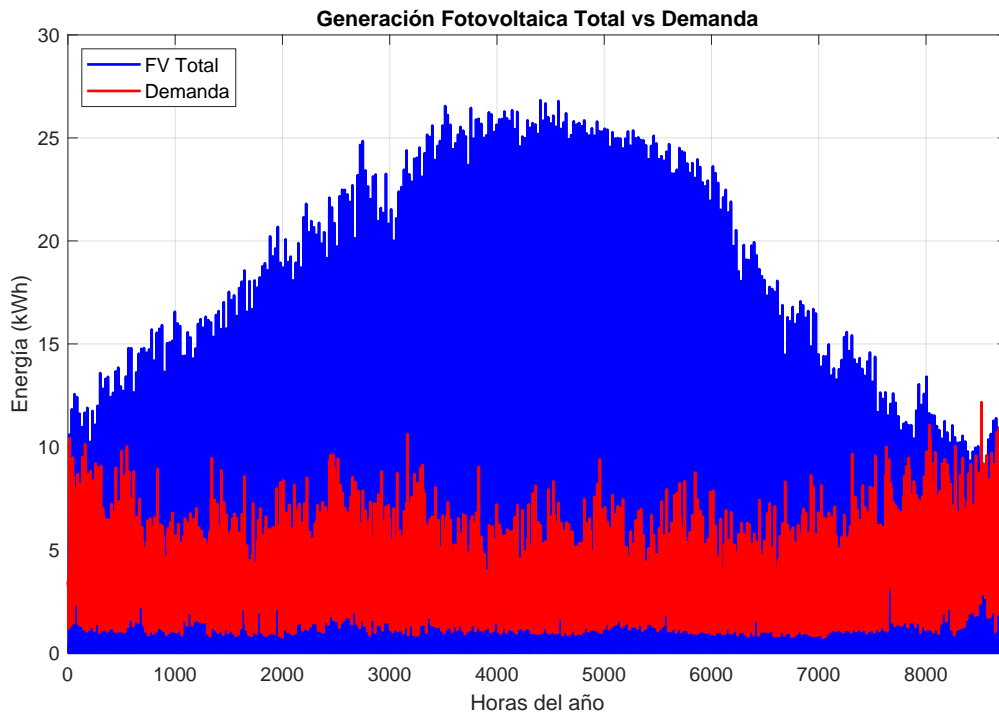


Figura 4.2: Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética a lo largo del año.

#### 4.1.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red

La Figura 4.3 enseña cómo cambia a lo largo del año la producción de energía solar y cuánto de esa energía se acaba enviando a la red. Al comparar ambas cosas, se puede ver cuánto se aprovecha dentro de la comunidad.

La diferencia entre las dos curvas muestra la parte de la energía que se usa directamente o que se guarda en la batería para más adelante. Eso ayuda a entender si el sistema está bien pensado y si se está usando la batería de forma útil.

En los meses con más sol, sobre todo entre primavera y verano, se produce más de lo que se necesita. En esos momentos, como ya se ha cubierto la demanda y se ha llenado la batería, lo que sobra se vierte a la red.

En invierno pasa lo contrario. La producción baja, y también los excedentes. En esa época, la comunidad necesita más energía de la red porque lo que se genera no es suficiente.

En general, el sistema consigue que una buena parte de la energía se consuma directamente. Además, los excedentes se pueden vender, lo que ayuda a mejorar los resultados económicos del modelo.

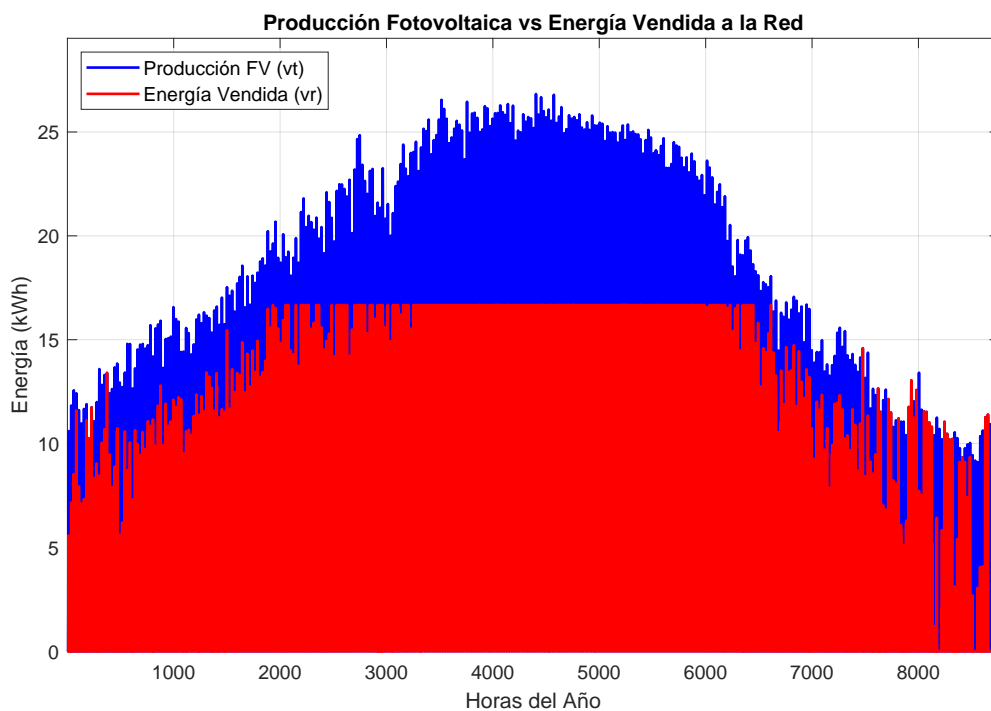


Figura 4.3: Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red.

La Figura 4.4 representa la distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red a lo largo del año. Se observa que, en una gran parte del tiempo, el vertido es nulo o muy bajo, lo que refleja un buen aprovechamiento local de la generación mediante autoconsumo o almacenamiento. Sin embargo, también se identifican muchas horas con vertidos superiores a 2 kWh, concentrados principalmente en los meses con alta irradiación solar, cuando la producción supera tanto la demanda como la capacidad de almacenamiento. Esta distribución confirma que, aunque el sistema está bien dimensionado para maximizar el autoconsumo, los excedentes son una fuente relevante de ingresos para la comercializadora.

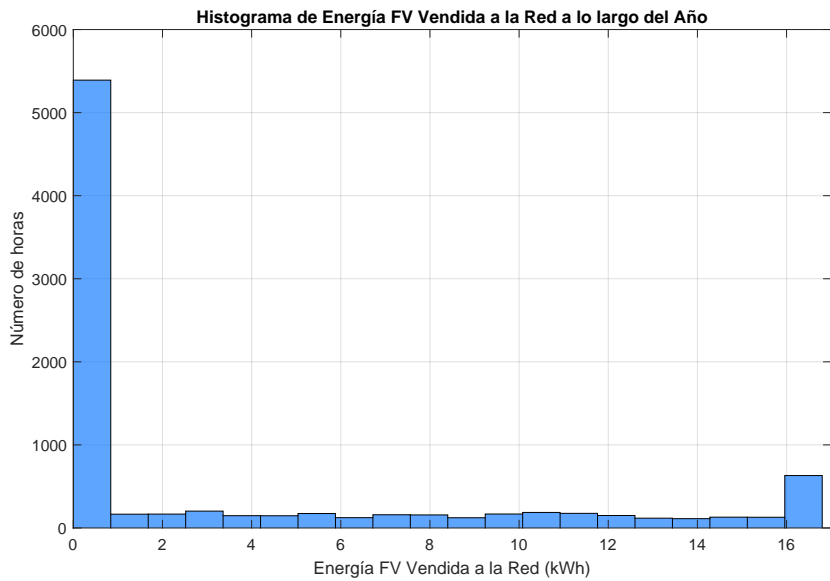


Figura 4.4: Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red (VR).

#### 4.1.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería

En la Figura 4.5 se puede ver cómo va funcionando la batería durante el año. Lo que se muestra es cuánta energía solar se usa para cargarla y cuánta se descarga después para cubrir lo que necesitan los usuarios.

En la parte central del año, más o menos entre las horas 2000 y 6000, hay más movimiento. Es cuando hay más sol y se genera más de lo que se consume, así que se guarda lo que sobra y se usa más tarde, cuando ya no se produce.

Esto cambia según la época. En los meses con más sol, la batería se carga bastante. Pero al final del año, desde la hora 7000 en adelante, se descarga más de lo que se carga. En esos momentos, se produce menos y la demanda sigue ahí, así que la batería cubre esa diferencia.

En resumen, la batería ayuda bastante, pero su uso depende mucho del mes en el que estemos y de lo que se consuma.

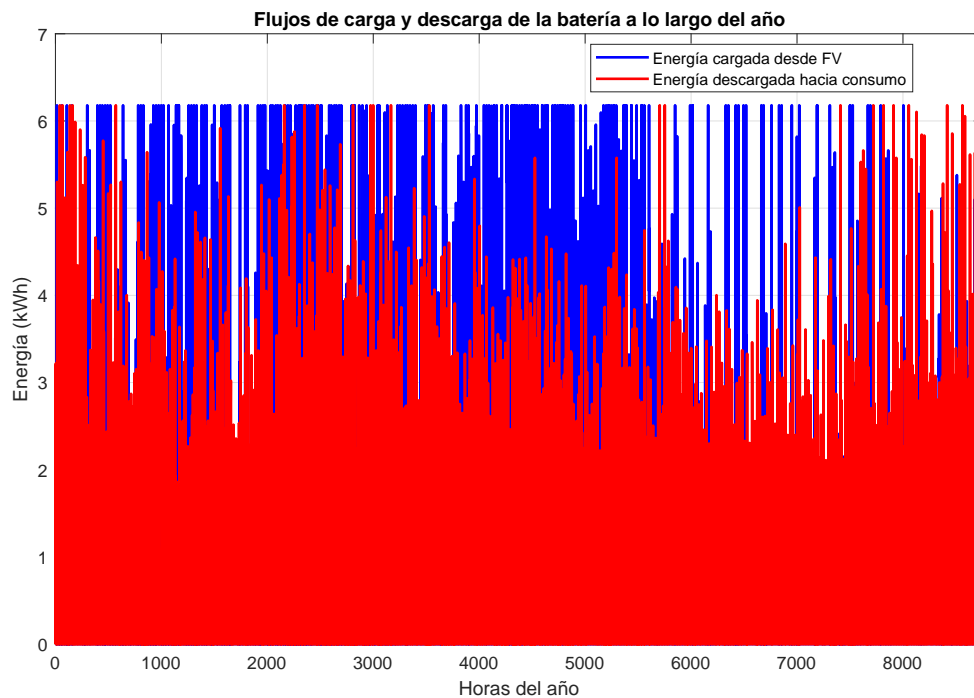


Figura 4.5: Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año.

Además, la Figura 4.6 muestra cómo varía a lo largo del año el estado de carga de la batería. Se puede ver que los valores se acumulan sobre todo en los extremos: o la batería está bastante vacía, o casi llena.

Esto tiene relación directa con las estaciones del año. En los meses con poca producción solar, como en invierno, la energía que se genera se destina principalmente al consumo, así que apenas queda para cargar la batería. Por eso, en ese periodo, suele estar en niveles bajos. En cambio, cuando hay más sol, la producción supera al consumo con frecuencia, lo que permite cargar la batería de forma más constante y mantenerla con carga alta.

En general, esto indica que la batería ayuda a estabilizar el sistema, aunque su funcionamiento depende mucho del momento del año y de cuánta energía solar se pueda aprovechar.

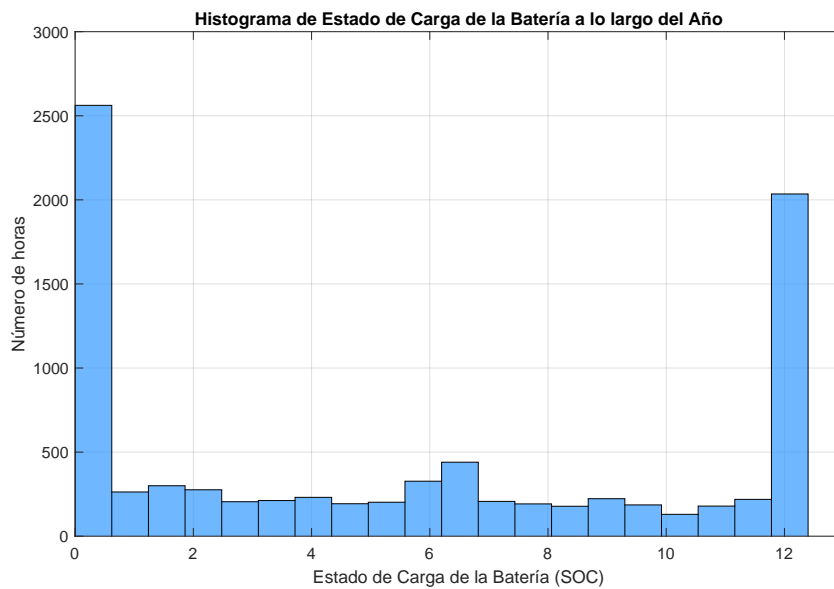


Figura 4.6: Distribución anual del estado de carga (*soc*) de la batería.

#### 4.1.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual

La Figura 4.7 muestra cómo cambian mes a mes dos aspectos clave del sistema. El primero es la autosuficiencia, que indica cuánta parte de la demanda se cubre con energía solar. El segundo es el autoconsumo, que refleja qué parte de esa energía generada se usa directamente en casa.

La autosuficiencia se mueve entre un 30 % y algo más del 50 %. Sube en los meses con más sol, cuando hace falta menos apoyo de la red. En cambio, baja cuando hay menos radiación. El autoconsumo se mantiene bastante estable a lo largo del año, entre el 50 % y el 60 %, aunque en verano suele caer un poco. Esto pasa porque, aunque se genera más electricidad, no toda se consume en el momento y el resto se inyecta a la red.

En diciembre, el autoconsumo es el más alto del año. La producción baja, pero como la demanda sube, se aprovecha casi toda la energía solar disponible. En junio ocurre lo contrario: se produce mucho, pero la demanda no crece igual. En sitios como Málaga, por ejemplo, todavía no se usa mucho el aire acondicionado, así que parte de la energía generada no se consume directamente.

En resumen, el sistema aprovecha bien la energía solar, aunque el resultado depende bastante del mes y del comportamiento del consumo.

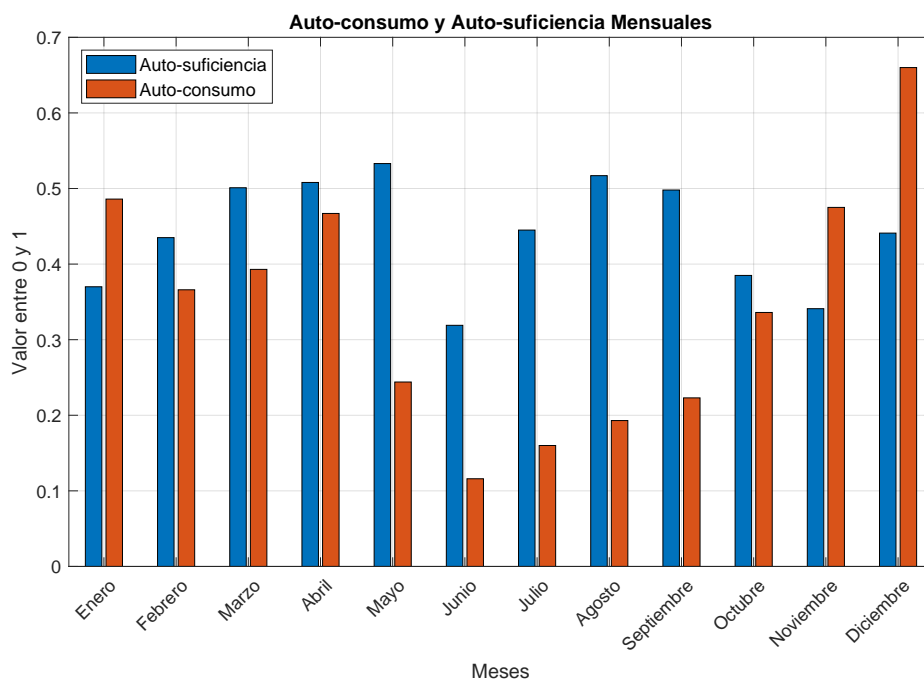


Figura 4.7: Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en la comunidad energética.

#### 4.1.3.5. Perfil horario del ahorro energético

La Figura 4.8 muestra el ahorro energético a lo largo del año, hora por hora. Este ahorro es la parte de la energía que se consume directamente desde los paneles solares, sin pasar por la red. Es decir, la que se usa en el momento en que se genera.

El gráfico muestra que estos valores se mantienen bastante constantes durante todo el año. Incluso cuando hay menos sol, el nivel de ahorro no cambia mucho. Eso quiere decir que el sistema está bien ajustado y que la producción solar suele coincidir con el consumo en muchas horas del día.

Ver ese comportamiento tan estable es una buena señal. Indica que la comunidad energética consigue aprovechar de forma continua la energía solar, y así reduce bastante su necesidad de usar la red eléctrica.

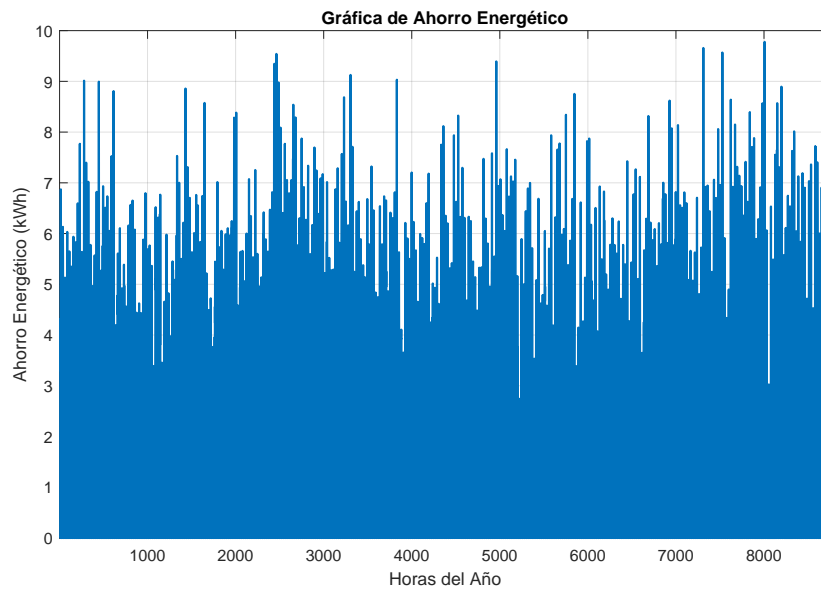


Figura 4.8: Ahorro energético anual estimado por usuario en distintos escenarios de suministro.

La Figura 4.9 muestra la distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la comunidad a lo largo del año. Se observa que una gran parte del tiempo el valor de autoconsumo directo es bajo, concentrándose principalmente entre 0 y 1.5 kWh. Esto se debe a que en muchas horas del año la producción fotovoltaica no coincide plenamente con los picos de demanda, lo que limita el consumo directo. Aun así, existen también muchas horas con aportes significativos, especialmente en días con alta irradiación y demanda simultánea, lo que demuestra que el sistema logra aprovechar una parte sustancial de la generación sin necesidad de almacenamiento o vertido.

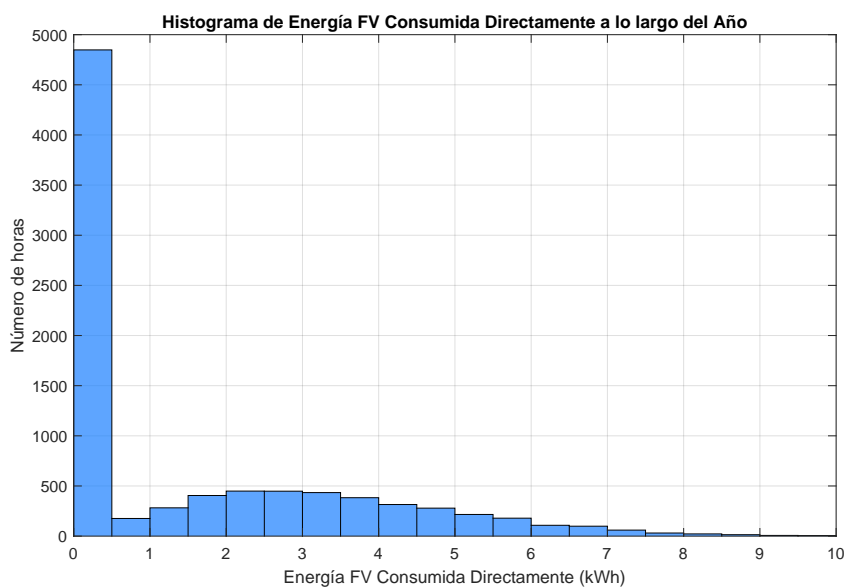


Figura 4.9: Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la comunidad (VC).

#### **4.1.3.6. Conclusión del análisis energético**

El análisis de los resultados energéticos permite comprobar que el sistema planteado para la comunidad logra un buen nivel de rendimiento técnico a lo largo del año. La generación fotovoltaica, si bien presenta una estacionalidad evidente, se aprovecha de forma eficiente mediante una combinación equilibrada de consumo directo y almacenamiento. La batería desempeña un papel clave en el desplazamiento temporal de la energía, mejorando el autoconsumo y la autosuficiencia durante los meses con mayor producción.

Los indicadores mensuales muestran una capacidad constante del sistema para cubrir una parte significativa de la demanda y reducir la dependencia de la red. Además, el perfil de ahorro energético mantiene valores estables durante todo el año, lo que refleja una operación eficiente y una buena correspondencia entre producción y consumo.

En conjunto, estos resultados refuerzan la viabilidad técnica del modelo propuesto y justifican su potencial como solución energética sostenible para entornos urbanos con características similares.

## 4.2. Caso de estudio: Vivienda rural (Llanes, Asturias)

Este segundo caso de estudio se basa en una vivienda unifamiliar situada en una zona rural del concejo de Llanes, en Asturias. Es un entorno con poca densidad de población, más espacio disponible para instalar renovables y un patrón de consumo que suele ser más estable, repartido entre el día y la noche. Además, los picos de demanda no son tan marcados como en zonas urbanas.

Para hacer el análisis, se ha utilizado el modelo de optimización desarrollado en GAMS, con parámetros técnicos y económicos que encajan con este tipo de entorno rural. El objetivo es comprobar si una comunidad energética, gestionada por una comercializadora, puede funcionar bien en lugares donde la densidad energética es más baja, teniendo en cuenta tanto el rendimiento como la parte económica.

A continuación, se muestran los resultados que se han obtenido para este caso, empezando por las capacidades óptimas que se deberían instalar en la vivienda.

### 4.2.1. Capacidades instaladas

En este apartado se analizan las capacidades óptimas resultantes del modelo en términos de generación fotovoltaica, almacenamiento energético mediante batería, y capacidad contratada de red por parte de la comercializadora. Estas decisiones se derivan directamente del modelo de optimización y reflejan el punto de equilibrio entre coste de inversión y rentabilidad esperada para el caso rural.

Para este escenario, el modelo ha determinado una capacidad óptima instalada de generación fotovoltaica de 5.05 kWp. Dado que la demanda total anual de la vivienda es de 7105.1 kWh, esto implica una producción fotovoltaica específica de aproximadamente 1228.8 kWh/(kWp·año), un valor razonable para condiciones de radiación en zonas del norte peninsular, que en este caso genera una energía fotovoltaica total anual de 6202.5 kWh.

La capacidad óptima de almacenamiento en batería ha resultado ser de 2.37 kWh, lo que permite gestionar parte de los excedentes solares y desplazar consumo hacia las horas sin generación. Esta dimensión es inferior a la del caso urbano, lo que puede interpretarse como una estrategia más ajustada en entornos donde la generación es menor y la inversión debe ser más contenida.

En cuanto a la capacidad contratada con la red, el modelo ha estimado un valor de 4.79 kW. Esta potencia permite cubrir los picos de demanda que no pueden ser atendidos con la generación local, y garantiza el suministro en periodos prolongados sin radiación solar suficiente. Aunque la demanda media horaria es de 0.81 kW, esta reserva de capacidad ofrece una operación flexible y segura.

En conjunto, estas capacidades reflejan una solución adaptada a una vivienda rural: se optimiza la generación local sin sobredimensionar la batería ni la conexión a red, asegurando una integración eficiente con una inversión moderada.

## 4.2.2. Análisis económico del caso

Este apartado sirve para ver si el sistema pensado para la comunidad energética puede funcionar bien desde el punto de vista económico. Se tienen en cuenta los costes que hay que asumir al principio y los que aparecen cada año para operar el sistema. También se miran los ingresos y gastos que se generan cuando está en marcha. Además, se compara con otras formas de obtener energía, para ver cómo afecta a los usuarios en cada caso. Todo esto ayuda a entender si el modelo se puede mantener en el tiempo y si tiene sentido tanto para quien lo gestiona como para los que lo usan.

### 4.2.2.1. Costes de inversión y operación

Para poner en marcha el sistema energético, hace falta una inversión inicial de 4902.08 euros. Esta cantidad cubre la instalación de los paneles solares, el sistema de baterías y también lo necesario para conectarlo a la red. Es el gasto que tiene que asumir la comercializadora al principio para que arranque la comunidad energética.

Para poder analizar si esto es viable desde el punto de vista económico, se usa un coste anual equivalente a esa inversión, que se calcula en 523.693 euros. Ahí se incluyen tanto la parte correspondiente a la amortización como los costes que tiene el sistema cada año por funcionar y mantenerse. Al convertirlo en un coste anual, se puede comparar más fácilmente con los ingresos y con otros gastos del sistema.

Según el modelo, harían falta unos 8.336 años para recuperar esa inversión inicial con los ingresos que se generan año tras año. Es un plazo razonable teniendo en cuenta que este tipo de sistemas suelen durar entre 20 y 25 años. Así que desde el punto de vista económico, el modelo también tiene sentido.

Estos datos ayudan a tener una base clara para ver si el sistema puede sostenerse a lo largo del tiempo. También sirven para entender cómo se reparten los costes, lo que se gana y el ahorro que puede haber para cada parte que participa.

### 4.2.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora

Este modelo ayuda a calcular los costes que tiene la comercializadora durante el año y también lo que ingresa por cada parte del sistema. Con esta información se puede ver si el modelo es rentable desde el punto de vista de quien lo gestiona.

Además del gasto anual por inversión y operación, hay que añadir 387.18 euros por la energía que se compra a la red. Esa parte cubre la demanda que no se puede atender con lo que se genera o con la batería. Sumando todo, los costes totales al año son de 910.873 euros.

En cuanto a los ingresos, se reciben 569.134 euros por vender excedentes solares. También hay 82.5 euros de cuotas fijas que pagan los usuarios, y otros 511.397 euros por la energía que consumen fuera de su cuota. En total, los ingresos al año llegan a 1163.031 euros.

Con estos números, el balance para la comercializadora es positivo. Aunque el entorno sea rural y se consuma o genere menos, el modelo sigue funcionando bien.

Además, los usuarios no tienen que pagar cantidades altas, lo que hace que la opción sea interesante también desde el lado empresarial.

#### 4.2.2.3. Comparativa de costes para los usuarios

Uno de los aspectos clave a evaluar es el impacto económico que tiene para los usuarios participar en la comunidad energética frente a otras alternativas posibles. El modelo contempla tres escenarios distintos:

- Escenario 1: el usuario consume exclusivamente energía de la red, sin instalación propia ni participación en comunidad.
- Escenario 2: el usuario dispone de una instalación de autoconsumo individual y gestiona su generación fotovoltaica.
- Escenario 3: el usuario participa en una comunidad energética gestionada por una comercializadora.

Los resultados indican que el coste anual en el escenario 1 llega a 693.815 euros. En el escenario 2, donde el usuario tiene su propio sistema de autoconsumo, la cifra sube hasta 893.307 euros. En el escenario 3, que corresponde al modelo de comunidad energética, el gasto baja a 593.897 euros al año.

Esto deja claro que el modelo comunitario permite ahorrar frente a las otras dos opciones. La diferencia es bastante grande si se compara con el autoconsumo individual, ya que ahí el usuario tiene que asumir toda la inversión desde el principio. Si se usa solo energía de red, no hay inversión inicial, pero sí una mayor dependencia del mercado, con precios que suelen subir con el tiempo.

Aunque el ahorro frente a la red pueda parecer pequeño al principio, este modelo tiene una ventaja más a largo plazo. Una vez que la comercializadora ha recuperado su inversión, lo que pagan los usuarios se reduce a los costes de operación, lo que ayuda a mantener una factura más estable con los años.

En resumen, participar en una comunidad energética es una opción más equilibrada. Se accede a energía renovable con un coste menor y se reduce la exposición a los cambios de precio del mercado, lo que da más tranquilidad a quienes forman parte del sistema.

#### 4.2.2.4. Evolución del coste total diario

La Figura 4.10 muestra la evolución del coste total diario asumido por la comercializadora a lo largo del año. Este valor incluye tanto los costes derivados de la inversión amortizada como los asociados a la compra de energía a la red, así como el balance de ingresos por venta de excedentes y cobros a los usuarios.

En este caso rural, se observa que el coste diario es positivo de forma sostenida durante la mayor parte del año, lo que indica que los ingresos superan a los costes y se mantiene una operación rentable para la comercializadora. No obstante, existen ciertas oscilaciones que coinciden con periodos de menor generación fotovoltaica, en los que se incrementa la dependencia de la red y se reducen los excedentes aprovechables.

Estas variaciones no son especialmente abruptas, lo que sugiere una operación financieramente estable incluso en los meses menos favorables desde el punto de vista solar. El modelo muestra así su capacidad para mantener un rendimiento económico positivo también en un entorno con irradiación solar más limitada como el del norte de España.

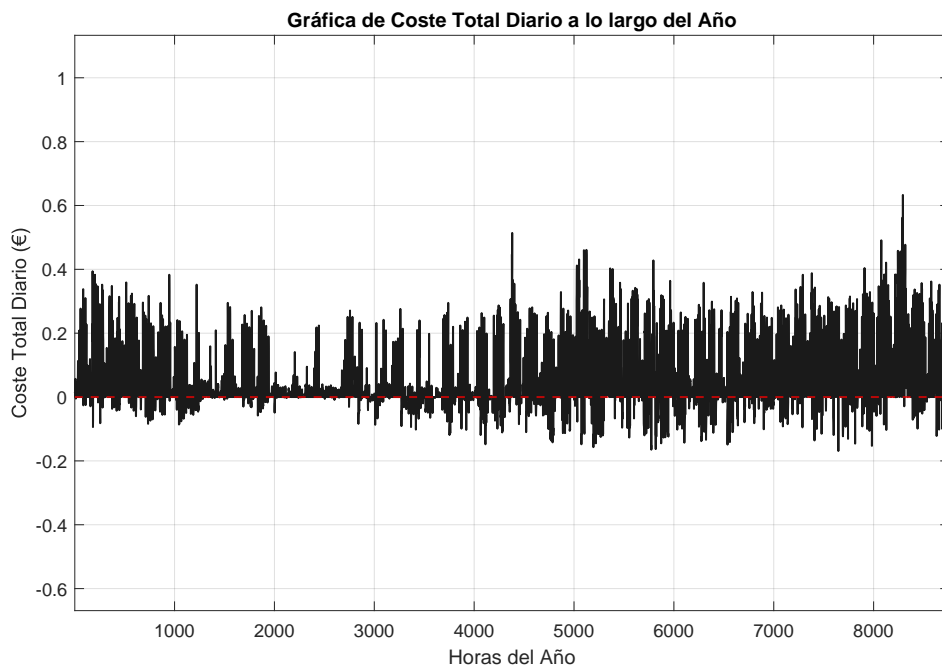


Figura 4.10: Evolución del coste total diario para la comercializadora en el caso rural.

#### 4.2.2.5. Conclusión del análisis económico

Este análisis económico muestra que el modelo de comunidad energética también puede funcionar bien en un entorno rural como el de Llanes, en Asturias. En este caso, la comercializadora gana unos 1163.031 euros al año, mientras que los gastos llegan a 910.873 euros. Eso deja un beneficio de unos 252.158 euros.

Aunque es rentable, la ganancia es más baja que en el caso urbano. En zonas como esta hay menos consumo y también menos producción solar, así que hay menos energía extra que se pueda vender. Por eso el margen para la comercializadora es más pequeño, aunque el modelo sigue funcionando.

Para los usuarios, el ahorro sí se nota. Con este sistema, el gasto total al año es de 593.897 euros. Si usaran solo la red, pagarían 693.815 euros. La diferencia es de casi 100 euros por persona. Ese ahorro puede ser mayor cuando se recupere la inversión inicial, porque después solo hay que cubrir el mantenimiento y los gastos de operación.

En resumen, este modelo ayuda a reducir la factura y da más control sobre el consumo. Y aunque las condiciones en el norte no sean tan buenas como en otras zonas, sigue siendo útil para los usuarios y deja beneficios razonables a la comercializadora.

### 4.2.3. Comportamiento energético del sistema

Para evaluar la eficiencia del sistema energético propuesto, es necesario analizar la relación entre la generación fotovoltaica, la demanda, el uso de la batería y los niveles de autoconsumo y autosuficiencia. A continuación, se comentan distintas gráficas obtenidas del modelo que permiten examinar estos aspectos con mayor detalle.

#### 4.2.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda

La Figura 4.11 muestra cómo cambian a lo largo del año la generación fotovoltaica y la demanda energética en una vivienda rural. La producción solar varía bastante, con picos en los meses con más sol y caídas notables en invierno. Esto es normal en zonas del norte, donde la radiación baja en los meses fríos. La demanda, en cambio, se mantiene más o menos estable, aunque hay momentos puntuales con consumos más altos. En verano podrían estar relacionados con una depuradora de piscina o con riego. En invierno, lo más probable es que se deban al uso de calefacción. Al ser una vivienda rural en el norte, no parece probable que tenga aire acondicionado. El gráfico muestra claramente que la producción y el consumo no siempre coinciden. En invierno, sobre todo, hay bastante diferencia entre lo que se genera y lo que se necesita. Por eso hace falta contar con baterías y con conexión a la red, para no depender solo del sol. En los periodos con poca generación, la energía solar no cubre toda la demanda. En esos casos, es imprescindible la red eléctrica para poder mantener el suministro sin interrupciones.

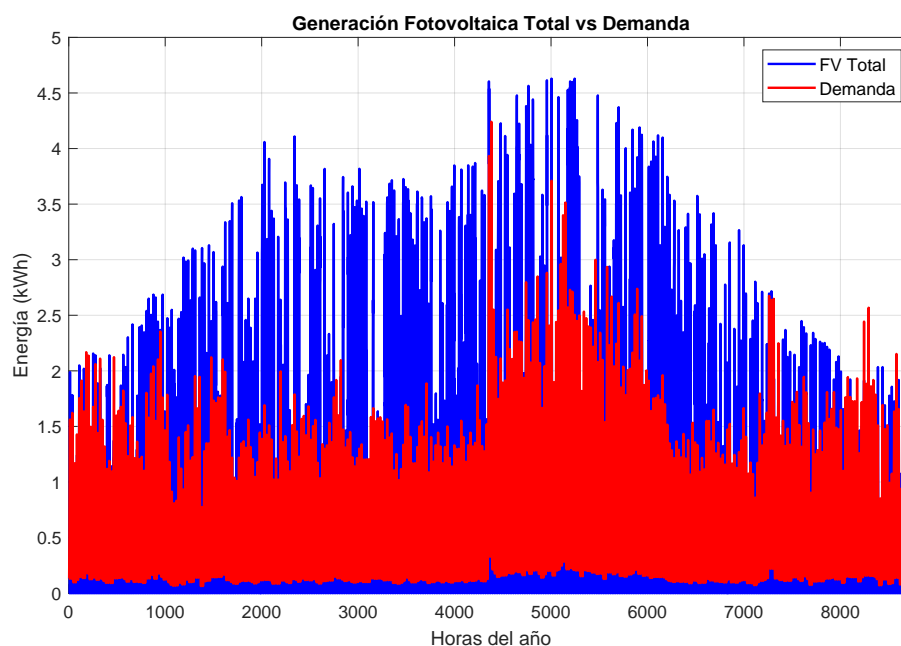


Figura 4.11: Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética en la vivienda rural.

#### 4.2.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red

La Figura 4.12 compara la producción total de energía fotovoltaica con la cantidad de energía excedente vertida a la red en la vivienda rural. Esta comparación permite valorar el grado de aprovechamiento económico de la energía generada y la contribución del vertido a los ingresos de la comercializadora.

A pesar de que la generación fotovoltaica es más limitada que en el caso urbano, se observa un vertido a red relativamente constante durante todo el año. Esto indica que el modelo de optimización ha conseguido dimensionar el sistema de forma que, una vez cubierta la demanda y cargada la batería, se mantenga un flujo estable de excedentes. Esta estrategia resulta clave en este tipo de comunidad energética, ya que permite a la comercializadora generar ingresos continuos a partir de la venta de excedentes.

Durante los meses de mayor irradiación, entre primavera y verano, se alcanzan los valores más altos de producción y vertido. En invierno, aunque ambos valores disminuyen, el sistema sigue aportando energía a la red en muchas horas, lo que refleja un diseño robusto incluso bajo condiciones menos favorables.

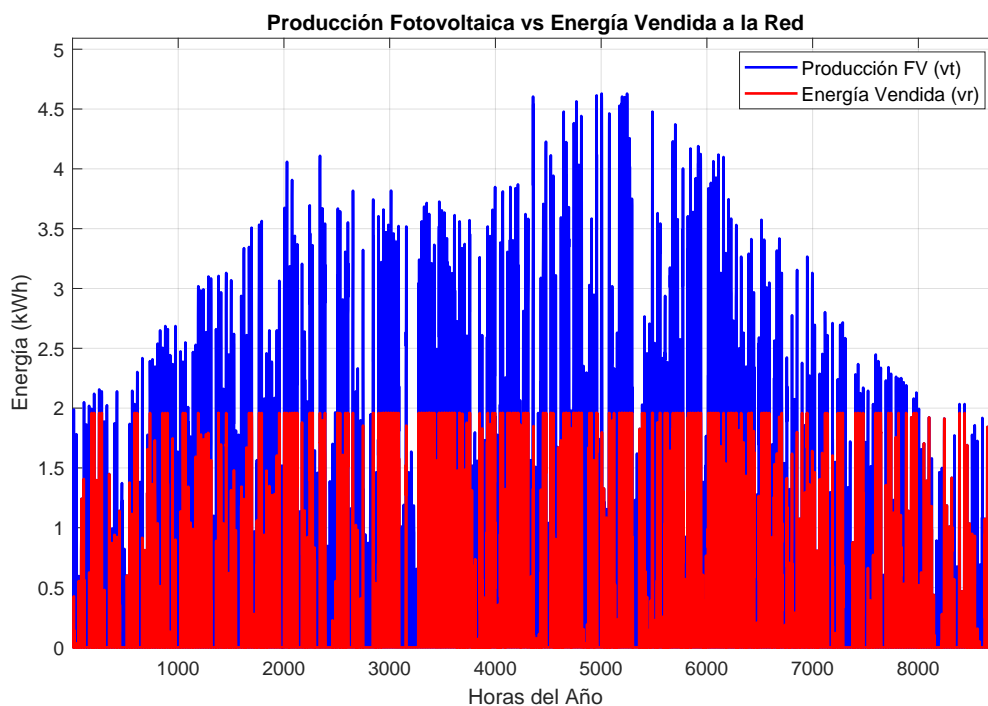


Figura 4.12: Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red.

La Figura 4.13 muestra cómo se distribuyen, hora a hora, los vertidos fotovoltaicos a la red a lo largo del año. En la mayoría de las horas, los vertidos son muy bajos, sobre todo entre 0 y 0.1 kWh. Esto significa que el sistema suele priorizar el autoconsumo y el uso de la batería, y solo vierte a la red lo que no puede aprovechar en ese momento.

Este patrón indica que se busca sacar el máximo partido a la energía generada dentro del propio sistema. Así se evitan pérdidas y se asegura que lo que se vierte sea realmente un excedente. Aun así, también hay bastantes horas con vertidos más altos, cercanos a los 2 kWh. Esto suele coincidir con días de mucha irradiación, sobre todo en primavera y verano, cuando se produce más de lo que se puede consumir o almacenar.

En general, la gráfica muestra que el sistema combina un nivel alto de autoconsumo con una forma eficiente de gestionar los vertidos. Así se puede obtener algo de ingreso por excedentes sin afectar al consumo ni sobredimensionar la instalación.

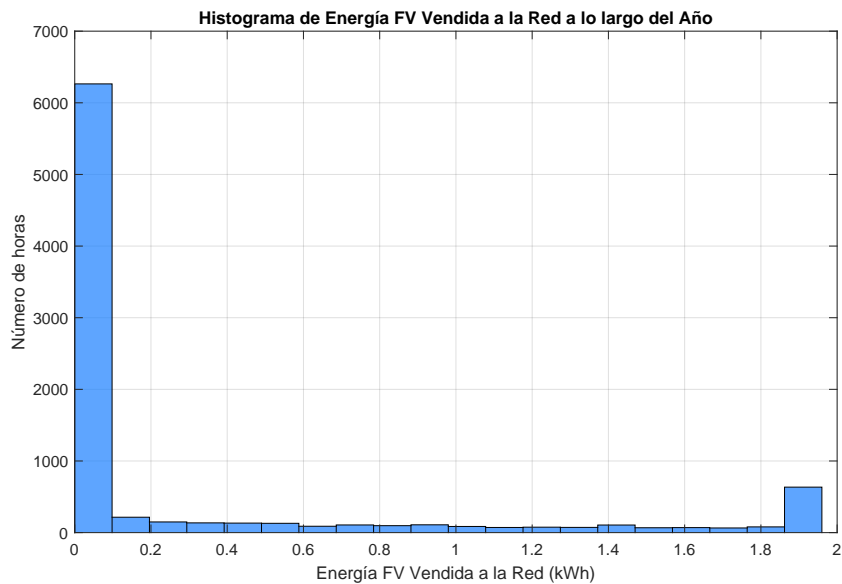


Figura 4.13: Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red (*vr*).

#### 4.2.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería

La Figura 4.14 muestra cómo cambian los flujos de energía entre la instalación fotovoltaica, la batería y el consumo a lo largo del año. Se representan dos variables: la energía solar que carga la batería y la que se descarga para cubrir la demanda.

En el entorno rural, estos flujos son más bajos que en el urbano. La batería es más pequeña y también hay menos generación. Aun así, se usa de forma bastante constante entre las horas 2000 y 6000, que coinciden con los meses con más sol. Durante ese tiempo, el sistema guarda excedentes en la batería y los usa después, cuando no hay producción.

A partir de la hora 7000, que corresponde al final del año, la descarga es mayor que la carga. Es cuando la batería se utiliza para compensar la baja generación del invierno. Aunque tenga menos capacidad, sigue ayudando a mejorar el autoconsumo y a depender menos de la red.

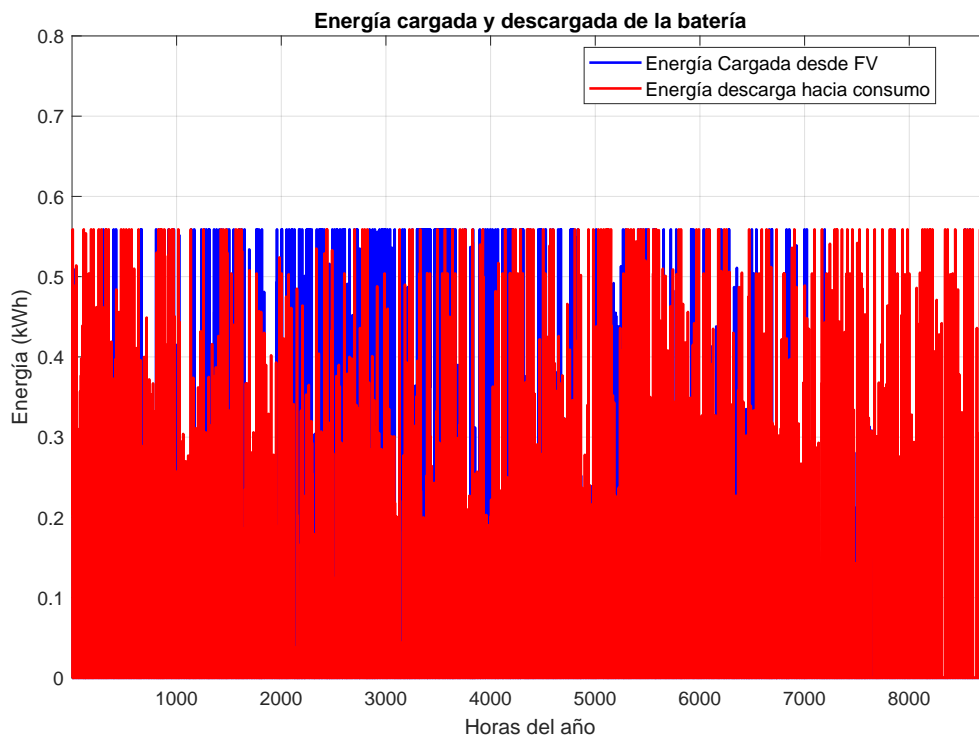


Figura 4.14: Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año.

La Figura 4.15 muestra cómo ha sido el estado de carga (*soc*) de la batería durante el año, en kWh acumulados. En la mayoría de las horas, la batería casi no tiene carga, con valores por debajo de 0.05 kWh. Esto quiere decir que muchas veces no se genera suficiente energía como para empezar a cargarla de verdad.

También hay muchas horas en las que el *soc* se sitúa entre 1.2 y 1.3 kWh, más o menos la mitad de su capacidad total (2.372 kWh). Aun así, es raro que llegue a llenarse del todo. Esto muestra que en este entorno rural del norte hay muy poca disponibilidad solar.

El gráfico deja ver que el uso de la batería depende mucho de la época del año. En invierno, la carga es baja casi siempre. En cambio, cuando hay más sol, se alcanzan niveles medios más a menudo. En resumen, la batería funciona como apoyo, pero con un rendimiento limitado por la baja producción solar en esta zona.

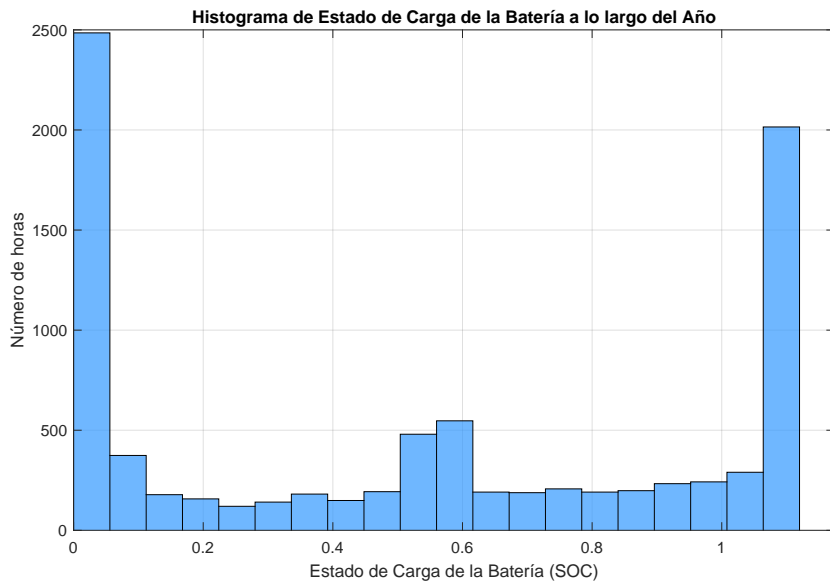


Figura 4.15: Distribución anual del estado de carga (*soc*) de la batería.

#### 4.2.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual

La Figura 4.16 muestra cómo varían cada mes dos indicadores del sistema: la autosuficiencia y el autoconsumo. El primero dice cuánta parte de la demanda se cubre con energía solar, y el segundo, qué porcentaje de esa energía se usa directamente por los propios usuarios.

En el entorno rural, se nota bastante la influencia del cambio de estación. En mayo, la autosuficiencia alcanza el valor más alto, un 74 %. Coincide con buena producción solar y una demanda que todavía no es muy alta. A partir de ahí, baja poco a poco hasta diciembre, donde llega al mínimo: un 15 %. En ese mes hay muy poca radiación solar y sube la demanda, sobre todo por la calefacción.

El autoconsumo es más estable, con valores entre el 37 % y el 57 %. El pico se da en julio, cuando se aprovecha bien la producción, ya sea al instante o almacenada. En diciembre vuelve a caer, pero como se genera tan poco, prácticamente se consume todo.

En resumen, aunque esta zona del norte no tiene mucha generación solar, el sistema saca bastante partido de lo que hay. La batería y la forma de gestionar la energía ayudan a adaptarse al año, con más autosuficiencia en los meses soleados y más apoyo de la red en invierno.

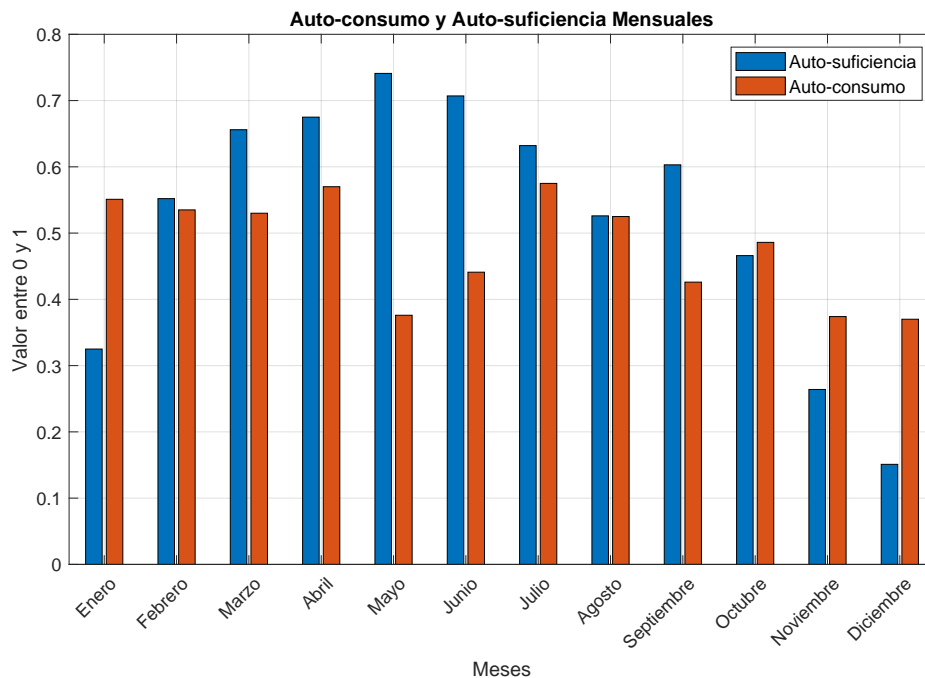


Figura 4.16: Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en la vivienda rural.

#### 4.2.3.5. Perfil horario del ahorro energético

La Figura 4.17 muestra el perfil horario del ahorro energético anual, entendido como la energía consumida directamente desde la instalación fotovoltaica sin pasar por la red. Este indicador refleja el impacto directo del autoconsumo en la reducción de la energía adquirida a la red.

En el caso rural, el gráfico presenta un perfil más irregular que en el entorno urbano, con ahorros que rara vez superan los 2 kWh por hora. La mayoría de los valores se concentran por debajo de 1.5 kWh, y aunque existe una cierta constancia en el comportamiento diario, se observan zonas con menor intensidad en los meses de invierno y mayor presencia de ahorro entre primavera y otoño.

Este comportamiento responde a una menor coincidencia entre la generación fotovoltaica y los momentos de consumo, y a una capacidad de batería más limitada. Aun así, el sistema logra reducir de forma significativa la dependencia de la red durante una buena parte del año, especialmente en horas centrales del día, confirmando la utilidad del autoconsumo directo incluso en un contexto con recursos solares más limitados.

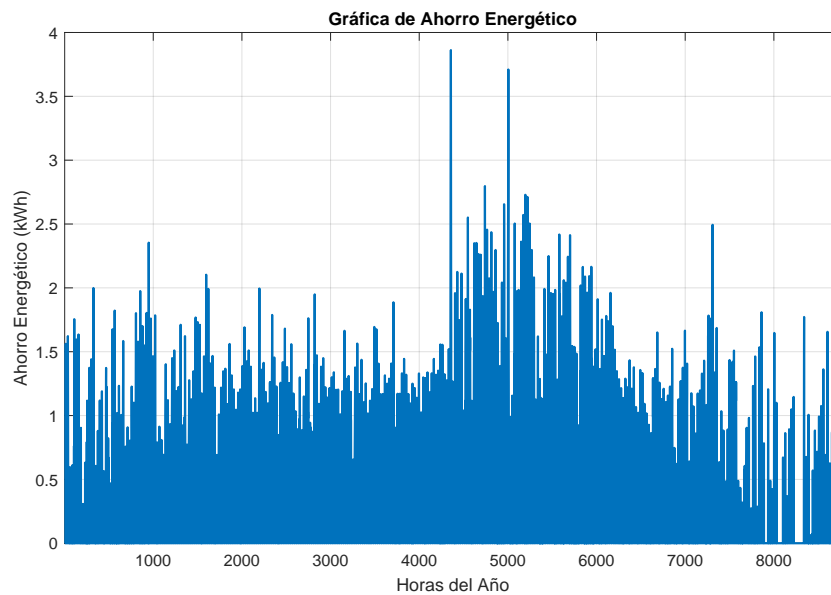


Figura 4.17: Ahorro energético anual estimado por usuario en la vivienda rural.

La Figura 4.18 representa la distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente a lo largo del año. Se observa que la mayor parte de las horas presentan un autoconsumo directo inferior a 1 kWh, con una alta concentración especialmente en el rango de 0 a 0.2 kWh. Esto indica que, en muchas horas del año, la producción fotovoltaica es baja o no coincide con la demanda, limitando el consumo directo.

Las horas con consumos superiores a 1.5 kWh son poco frecuentes, lo que refleja que los momentos de coincidencia elevada entre generación y demanda son puntuales. Aun así, el sistema logra un cierto grado de aprovechamiento directo en una fracción importante del tiempo, evitando el uso de batería o red en esas situaciones concretas.

Este patrón es coherente con el contexto rural del norte peninsular, donde la generación es moderada y el perfil de demanda está más repartido a lo largo del día.

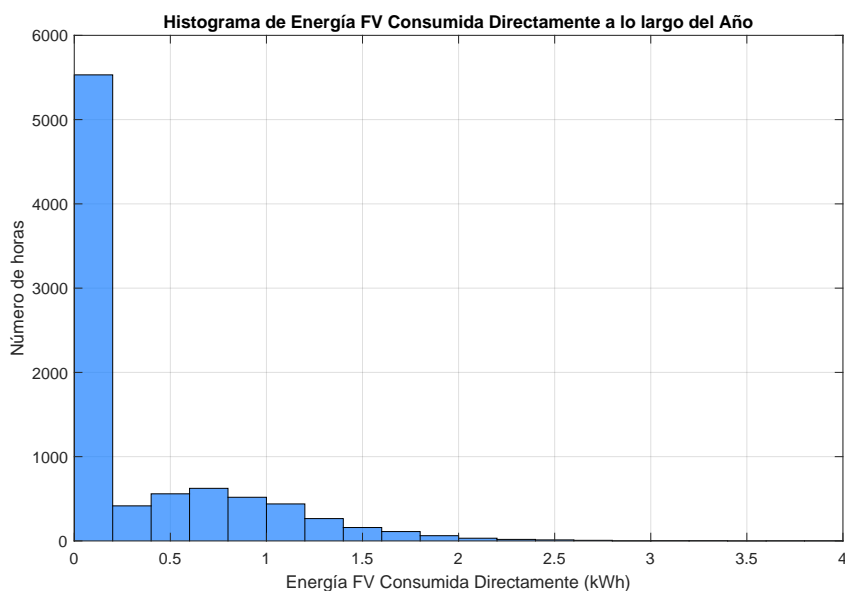


Figura 4.18: Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la vivienda rural (*vc*).

#### **4.2.3.6. Conclusión del análisis energético**

El análisis de los resultados energéticos permite comprobar que el sistema planteado para la vivienda rural logra un aprovechamiento razonable de la generación fotovoltaica a lo largo del año, a pesar de operar en un entorno con menor irradiación solar. La producción presenta una fuerte estacionalidad, con valores máximos en primavera y mínimos en invierno, pero el sistema responde con una gestión eficaz basada en consumo directo y apoyo puntual del almacenamiento.

La batería, aunque de capacidad limitada, contribuye a mejorar el autoconsumo y la autosuficiencia en los meses con mayor generación, permitiendo desplazar parte de la energía a horas sin producción. En invierno, su uso es más residual debido a la escasa energía disponible.

Los indicadores mensuales reflejan una autosuficiencia que alcanza hasta el 74 % en mayo y cae a un 15 % en diciembre, mientras que el autoconsumo se mantiene en torno al 50 % con cierta estabilidad. El perfil horario del ahorro energético confirma que el sistema consigue reducir de forma constante la dependencia de la red en muchas horas del año, y el análisis del autoconsumo directo muestra un uso eficaz de la energía sin necesidad de almacenamiento en gran parte del tiempo.

En conjunto, los resultados energéticos demuestran que el modelo es técnicamente viable también en entornos rurales, ofreciendo un rendimiento equilibrado que permite mejorar la autonomía energética del usuario y reducir su exposición a la red, adaptándose a las limitaciones del recurso solar local.

### 4.3. Caso de estudio: Industria agrícola (El Ejido, Almería)

Este tercer caso de estudio se centra en una industria agrícola localizada en El Ejido, un municipio de Almería. Es un entorno con algunas particularidades: la demanda de energía es bastante alta, sobre todo por el tipo de actividad agrícola que se realiza, hay suficiente espacio para colocar paneles solares y, además, la zona tiene una irradiación solar muy favorable, típica del sureste de España.

Para el análisis, se ha utilizado el modelo de optimización desarrollado en GAMS, adaptándolo con datos técnicos y económicos que encajan con el contexto agroindustrial. El objetivo es ver si una comunidad energética, gestionada por una comercializadora, puede ser una opción válida tanto a nivel energético como económico, teniendo en cuenta el papel que este tipo de industria puede tener en el paso hacia un modelo más sostenible.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para este caso, empezando por las capacidades óptimas que se deberían instalar.

#### 4.3.1. Capacidades instaladas

En este apartado se analizan las decisiones óptimas del modelo en cuanto a generación fotovoltaica, almacenamiento energético y capacidad contratada de red. Estas decisiones reflejan el compromiso entre costes de inversión y beneficios obtenidos por la comercializadora dentro del marco de comunidad energética.

Para el caso de la industria agrícola, el modelo ha determinado una capacidad óptima instalada de generación fotovoltaica de 1584.50 kWp. Considerando que la energía total anual generada asciende a 2670532.1 kWh, esto implica una producción fotovoltaica específica de aproximadamente 1685.1 kWh/(kWp·año), un valor elevado y coherente con las excelentes condiciones solares de la región de Almería.

En cuanto a almacenamiento, se ha optimizado una capacidad de batería de 2344.06 kWh. Esta dimensión permite una gestión eficiente de excedentes diarios y contribuye a desplazar parte del consumo hacia franjas horarias más favorables económicamente, especialmente en procesos agrícolas con cierta flexibilidad operativa o consumo constante.

La capacidad contratada de red alcanza los 600 kW, lo que permite a la comercializadora atender picos de demanda relevantes y asegurar el suministro durante periodos de baja generación. Esta potencia contratada se adapta a la magnitud de la demanda agroindustrial y respalda la estrategia de maximizar el autoconsumo sin comprometer la continuidad de los procesos.

Estas capacidades reflejan un diseño técnico adaptado al contexto agroindustrial: elevada generación renovable aprovechando el recurso solar disponible, una batería de gran capacidad para modulación energética, y una conexión a red robusta para garantizar la operatividad del sistema en todo momento.

### 4.3.2. Análisis económico del caso

En este apartado se revisa si el sistema pensado para la comunidad energética puede ser viable económicamente. Para eso, se tienen en cuenta los costes iniciales de inversión, los gastos anuales de operación y los ingresos y pagos que se generan durante su funcionamiento. También se compara el efecto económico que tendría para los usuarios elegir otras formas de suministro de energía. Con todo esto, se puede valorar si el sistema es sostenible desde el punto de vista financiero y si resulta atractivo tanto para quien lo gestiona como para los usuarios.

#### 4.3.2.1. Costes de inversión y operación

Poner en marcha el sistema energético propuesto requiere una inversión inicial de 2206718.95 euros. Esta cantidad cubre la instalación de los paneles fotovoltaicos, el sistema de baterías y toda la infraestructura necesaria para conectarse a la red en el entorno de una industria agrícola. Es el coste que asume la comercializadora para poder iniciar la comunidad energética.

Este valor es bastante más alto que en los casos urbano y rural, algo esperable por el tamaño de la instalación y el nivel de consumo que tiene este tipo de entorno. A diferencia de lo que ocurre en zonas residenciales, donde se necesita menos capacidad y una red más sencilla, aquí hace falta un sistema más grande y con mayor robustez.

Para poder analizar bien si el modelo es viable, se calcula un coste anual equivalente asociado a esta inversión. En este caso es de 186221.084 euros, y recoge tanto la amortización como los gastos de operación y mantenimiento. Expresarlo así permite compararlo directamente con los ingresos y con el resto de costes operativos.

Según el modelo, el tiempo necesario para recuperar la inversión es de 8.22 años. Es un valor parecido al de los otros casos, lo que muestra que el sistema sigue siendo rentable incluso en instalaciones más grandes, dentro del periodo de vida útil normal de los equipos fotovoltaicos, que suele ir de 20 a 25 años.

Con estos datos se puede tener una base clara para analizar la sostenibilidad económica del sistema a largo plazo, y también ver cómo se reparten los costes y beneficios entre las partes implicadas.

#### 4.3.2.2. Costes e ingresos para la comercializadora

Este modelo permite calcular los costes que asume la comercializadora y los ingresos que obtiene a lo largo del año. Tener claro este balance es importante para ver si el sistema puede ser rentable desde el punto de vista económico.

En cuanto a costes, hay dos partidas principales: 186221.08 euros por inversión y operación, y 133591.77 euros por la compra de energía a la red. En total, suman 319812.85 euros al año.

Por el lado de los ingresos, la comercializadora obtiene 227009.33 euros por vender los excedentes. A eso se suman 11100.00 euros de cuotas fijas pagadas por los usuarios, y 175950.94 euros por la energía que consumen fuera de la cuota. En conjunto, los ingresos llegan a 414060.27 euros.

La diferencia entre ingresos y gastos da un beneficio neto de 94247.42 euros. Esta cifra muestra que el sistema no solo cubre costes, sino que deja un margen muy positivo, en un entorno industrial con alta demanda.

También se ve que los importes que se manejan aquí son más altos que en los otros casos analizados. Esto tiene sentido, ya que en un entorno agrícola industrial hay más consumo y una instalación de mayor tamaño, lo que permite sacar más partido a la venta de excedentes y al uso de energía adicional.

#### 4.3.2.3. Comparativa de costes para los usuarios

Uno de los aspectos clave a evaluar es el impacto económico que tiene para los usuarios participar en la comunidad energética frente a otras alternativas posibles. El modelo contempla tres escenarios distintos:

- **Escenario 1:** el usuario consume exclusivamente energía de la red, sin instalación propia ni participación en comunidad.
- **Escenario 2:** el usuario dispone de una instalación de autoconsumo individual y gestiona su generación fotovoltaica.
- **Escenario 3:** el usuario participa en una comunidad energética gestionada por una comercializadora.

En el escenario 1, el coste anual para los usuarios es de 224659.01 euros. Si optaran por autoconsumo individual, como en el escenario 2, ese coste sube a 279020.80 euros, ya que el usuario tiene que asumir la inversión. En el modelo de comunidad energética, que es el escenario 3, el coste baja a 187050.94 euros.

Esto supone un ahorro de más de 37608 euros respecto a depender solo de la red, y de casi 91970 euros si se compara con instalar un sistema propio. Aunque los costes en este caso son más altos que en los otros dos por el nivel de consumo, el ahorro sigue siendo importante, así que el modelo sigue saliendo a cuenta.

También hay una ventaja a largo plazo. Cuando la comercializadora termina de recuperar la inversión, lo que queda para los usuarios son solo los gastos de mantenimiento, lo que ayuda a no depender tanto de los cambios de precio en el mercado eléctrico.

En resumen, este modelo funciona bien también en entornos industriales. Ofrece energía renovable a buen precio y con menos riesgos para los usuarios a lo largo del tiempo.

#### 4.3.2.4. Evolución del coste total diario

La Figura 4.19 muestra la evolución del coste total diario asumido por la comercializadora a lo largo del año en el caso industrial. Se incluyen tanto los costes de inversión y red como los ingresos por excedentes y consumos.

La gráfica presenta una alta variabilidad diaria, con beneficios mayoritariamente positivos y frecuentes picos superiores a los 100 €/día. Llama la atención que algunos de los valores más altos, por encima de 160 €, se concentran en invierno, lo que indica una coincidencia favorable entre generación y demanda.

En el resto del año, especialmente a partir de la primavera, se mantiene una rentabilidad sostenida con márgenes positivos bien distribuidos. En conjunto, el sistema demuestra una buena capacidad de adaptación al perfil industrial, con resultados económicos sólidos a lo largo del año.

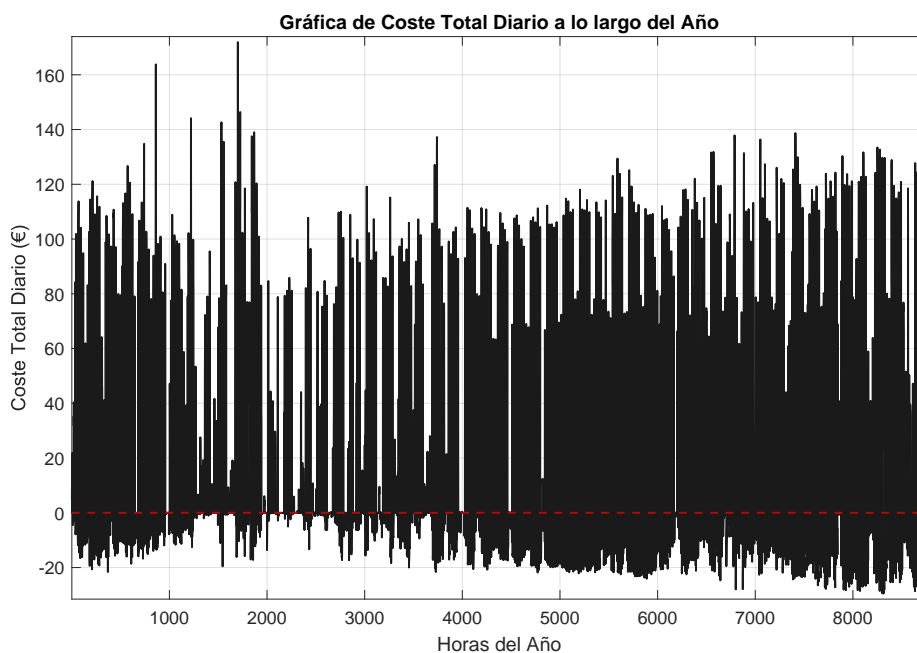


Figura 4.19: Evolución del coste total diario para la comercializadora en el caso industrial.

#### **4.3.2.5. Conclusión del análisis económico**

El análisis económico muestra que el modelo de comunidad energética funciona muy bien en un entorno industrial agrícola como el de El Ejido. En este caso, la comercializadora genera unos ingresos de 414060.27 euros al año, frente a unos costes de 319812.85 euros. Esto da como resultado un beneficio anual de 94247.42 euros.

Este beneficio es más alto que en los otros dos casos, sobre todo por la gran cantidad de energía que se mueve y por la buena irradiación solar de la zona. Aun así, se notan algunas variaciones en el funcionamiento diario, causadas por el alto consumo y por momentos puntuales en los que todavía se necesita tirar de red.

Para el usuario, el modelo también resulta bastante ventajoso. El gasto anual con la comunidad energética es de 187050.94 euros. Si se usara solo la red, el coste subiría a 224659.01 euros, y si se optara por instalar un sistema propio de autoconsumo, llegaría a 279020.80 euros. En total, el ahorro respecto a la red es de unos 37608 euros, y comparado con el autoconsumo individual, de unos 91970 euros.

En resumen, este modelo encaja muy bien en entornos industriales con alta demanda y buena radiación. Aporta beneficios tanto para la comercializadora como para los usuarios..

### 4.3.3. Comportamiento energético del sistema

Para evaluar la eficiencia del sistema energético propuesto, es necesario analizar la relación entre la generación fotovoltaica, la demanda, el uso de la batería y los niveles de autoconsumo y autosuficiencia. A continuación, se comentan distintas gráficas obtenidas del modelo que permiten examinar estos aspectos con mayor detalle.

#### 4.3.3.1. Generación fotovoltaica frente a demanda

La Figura 4.20 muestra la evolución horaria anual de la generación fotovoltaica y la demanda energética en el caso industrial. La generación alcanza picos en primavera y verano, y en invierno se mantiene en niveles relevantes gracias al clima favorable del sur peninsular.

La demanda es elevada, constante y con poca variación estacional, reflejo de la actividad continua de la industria agrícola. Esta estabilidad favorece un mejor aprovechamiento de la generación y una operación más eficiente.

A diferencia de los otros casos, apenas se observan puntos donde la demanda supere a la generación, ni siquiera en invierno. Esto sugiere un sistema sobredimensionado o un uso muy eficaz del almacenamiento, que permite cubrir desfases horarios y maximizar la autosuficiencia.

En conjunto, el perfil de consumo constante y la alta producción fotovoltaica permiten cubrir la demanda local de forma continua y generar excedentes valiosos que pueden ser vertidos a red, aportando ingresos adicionales a la comercializadora.

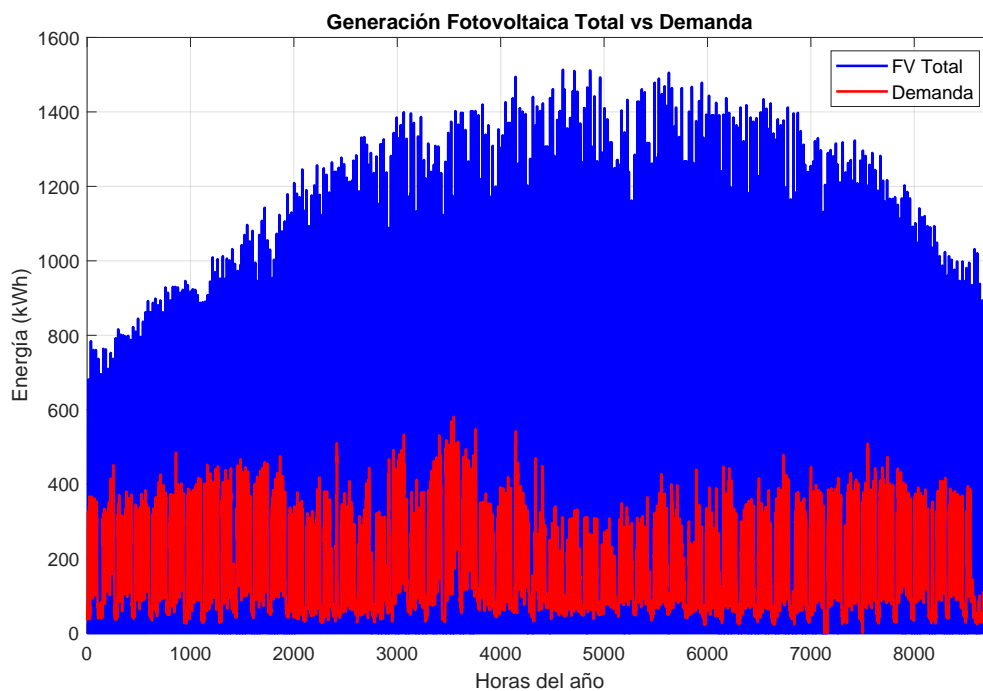


Figura 4.20: Comparación horaria entre generación fotovoltaica y demanda energética en el caso industrial.

#### 4.3.3.2. Producción fotovoltaica y excedentes vendidos a red

La Figura 4.21 compara la producción total de energía fotovoltaica con la cantidad de energía excedente vendida a la red en el caso industrial. Esta comparación permite evaluar la rentabilidad del sistema y el grado de aprovechamiento de la generación local por parte de la industria agrícola.

Se observa que, durante gran parte del año, la producción fotovoltaica es elevada y constante, con valores máximos concentrados entre los meses de primavera y verano. A diferencia de los casos urbano y rural, donde en invierno la producción cae significativamente y los vertidos se reducen, en este caso los excedentes se mantienen incluso en los meses menos favorables, lo que evidencia el buen rendimiento de la instalación y el potencial económico del sistema.

La diferencia entre ambas curvas representa la energía consumida directamente por la industria o almacenada para su uso posterior. En este caso, el modelo prioriza la venta de excedentes como fuente clave de ingresos, asegurando al mismo tiempo el suministro local gracias a la demanda estable y a un dimensionamiento generoso del sistema.

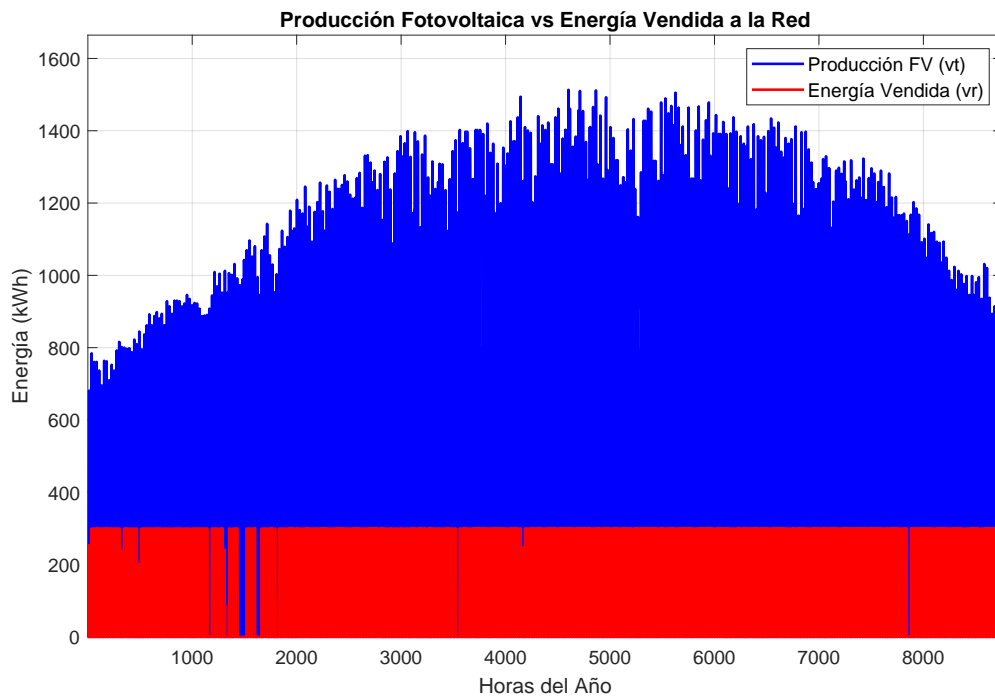


Figura 4.21: Producción total de energía fotovoltaica frente a la energía excedente vendida a la red.

La Figura 4.22 muestra la distribución horaria de la energía vertida a la red. Se observa que la mayor parte de las horas del año concentran vertidos bajos, en el rango de 0 a 15 kWh, lo que indica un buen aprovechamiento de la energía generada, mediante consumo directo o almacenamiento.

No obstante, también se identifica un número significativo de horas con vertidos muy elevados, cercanos a 300 kWh, concentrados previsiblemente en los meses de máxima producción fotovoltaica. Estos valores reflejan la capacidad del sistema para generar grandes excedentes cuando la irradiación es más alta, superando simultáneamente la demanda local y la capacidad de almacenamiento.

Este comportamiento contrasta con los casos urbano y rural, donde los vertidos eran más limitados tanto en magnitud como en frecuencia. Aquí, el diseño está claramente orientado a maximizar la venta de excedentes como vía principal de ingresos para la comercializadora, manteniendo al mismo tiempo un suministro fiable para la industria agrícola.

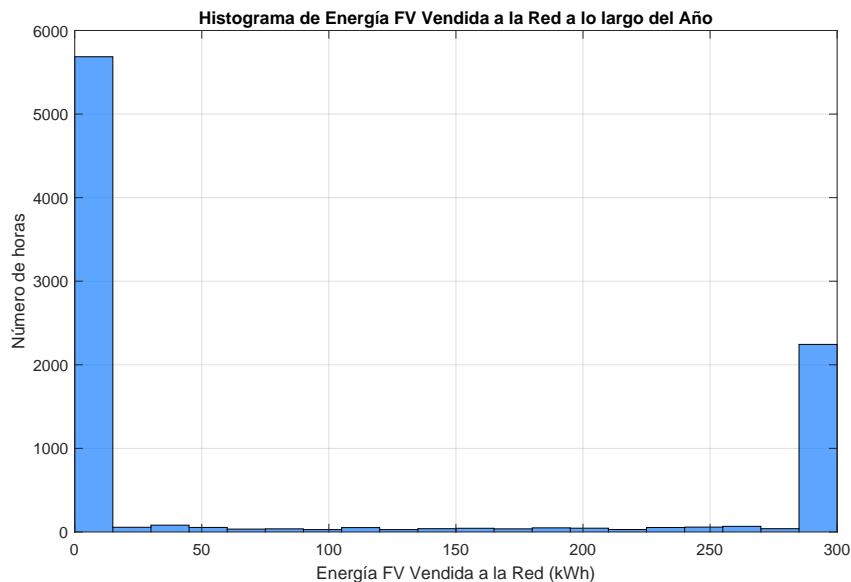


Figura 4.22: Distribución horaria de la energía fotovoltaica vertida a la red en el caso industrial.

#### 4.3.3.3. Flujos de carga y descarga de la batería

La Figura 4.23 enseña cómo han sido los intercambios de energía entre la fotovoltaica, la batería y el consumo durante el año en el caso industrial. Se puede ver cuánta energía solar se ha usado para cargar la batería y cuánta se ha descargado luego para cubrir la demanda.

Lo que más llama la atención es que la batería se usa bastante todo el año. Hay mucho movimiento sobre todo entre las horas 2000 y 7000, que coinciden con los meses de más sol. En ese periodo, los flujos llegan a superar los 1000 kWh, lo que indica que el sistema guarda energía cuando puede y la usa más tarde cuando no hay sol.

A diferencia de los otros casos, donde la batería se usaba más en ciertas épocas, aquí está funcionando casi todo el tiempo. Incluso en invierno hay bastante uso. Esto pasa porque hay más capacidad instalada y porque el consumo de la industria es bastante constante, así que se puede sacar provecho del almacenamiento en cualquier momento.

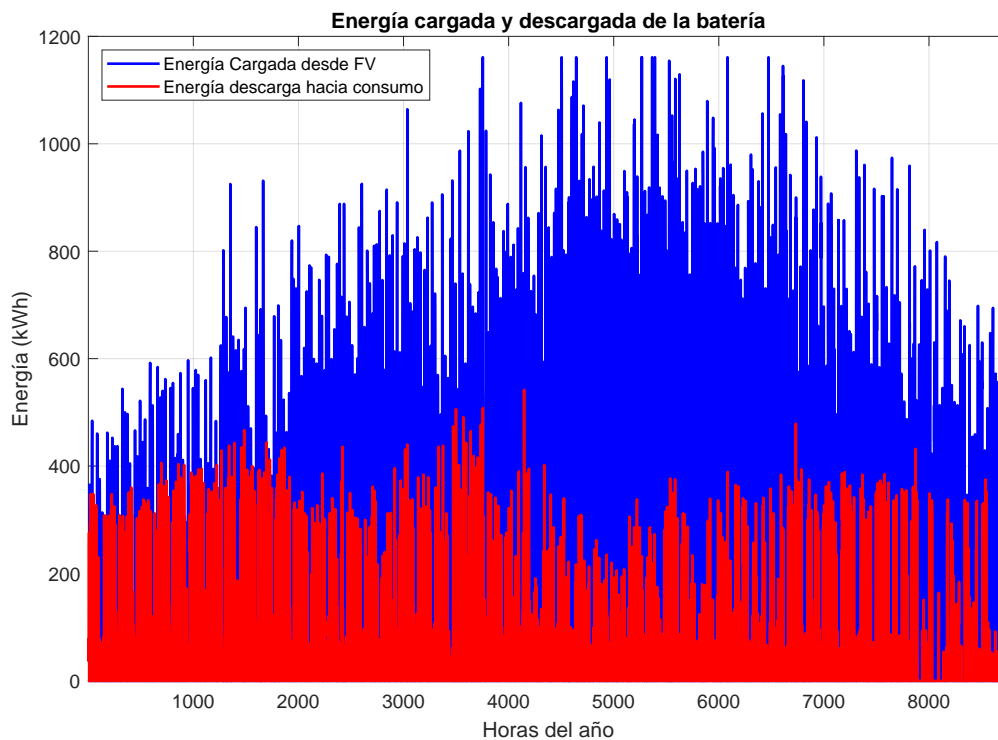


Figura 4.23: Evolución horaria de los flujos de energía cargada y descargada por la batería a lo largo del año.

La Figura 4.24 muestra cómo ha sido el estado de carga (*soc*) de la batería a lo largo del año en el caso industrial. A diferencia de lo que pasaba en los casos urbano y rural, donde los valores solían estar muy bajos o muy altos, aquí hay una mayor variedad de niveles de carga.

Aunque muchas horas se concentran en los extremos —entre 0–100 kWh y 2300–2400 kWh—, también se registran bastantes momentos con cargas intermedias. Esto indica que la batería no solo se usa cuando está casi vacía o casi llena, sino que entra en funcionamiento de forma más continua y repartida.

Este tipo de uso refleja que la batería no está solo como apoyo puntual, sino que forma parte de la gestión diaria del sistema. La alta capacidad instalada, junto con el tipo de consumo industrial, permite que se almacene y reutilice energía de forma eficiente durante todo el año.

En resumen, el sistema industrial aprovecha bien la batería, que trabaja en un rango de carga más dinámico. Esto contribuye a mantener más estable el autoconsumo, a depender menos de la red y a gestionar mejor los excedentes solares cuando los hay.

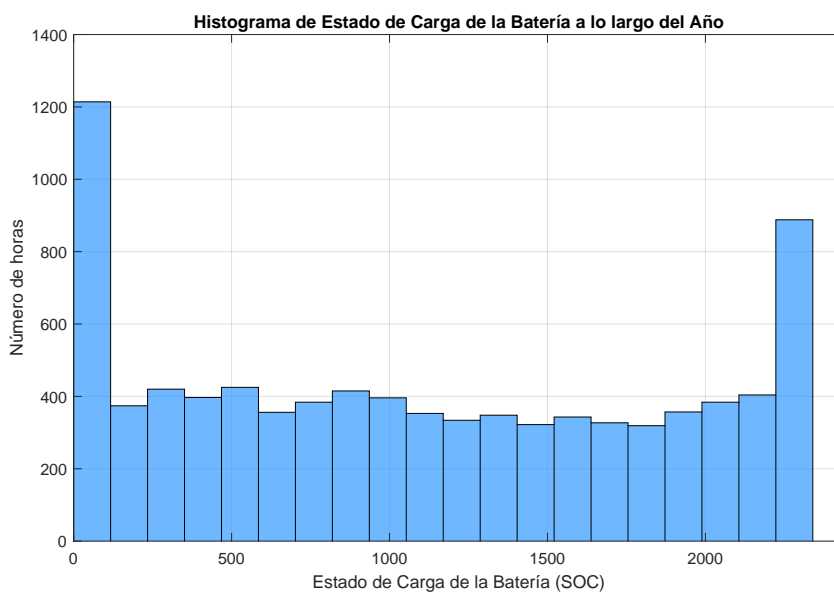


Figura 4.24: Distribución anual del estado de carga (*soc*) de la batería en el caso industrial.

#### 4.3.3.4. Autosuficiencia y autoconsumo mensual

La Figura 4.25 muestra la evolución mensual de la autosuficiencia y el autoconsumo en el escenario industrial. La autosuficiencia representa qué proporción de la demanda total se cubre con generación solar propia, mientras que el autoconsumo indica cuánta de esa energía generada se consume directamente en la instalación sin pasar por la red.

En este caso, la autosuficiencia se sitúa entre un 37 % en enero y un 57 % en julio, lo que refleja una buena capacidad del sistema para cubrir parte de la demanda industrial, especialmente en los meses con mayor radiación solar.

Por su parte, el autoconsumo muestra una evolución más regular, con valores que oscilan entre el 27 % y el 42 %. Este último se alcanza en los primeros meses del año, cuando, a pesar de la menor producción solar, se logra aprovechar más directamente la energía generada debido a la coincidencia con la demanda.

En conjunto, los resultados evidencian una adaptación eficiente del sistema fotovoltaico al perfil de consumo industrial, con un aprovechamiento renovable significativo en un entorno de alta demanda.

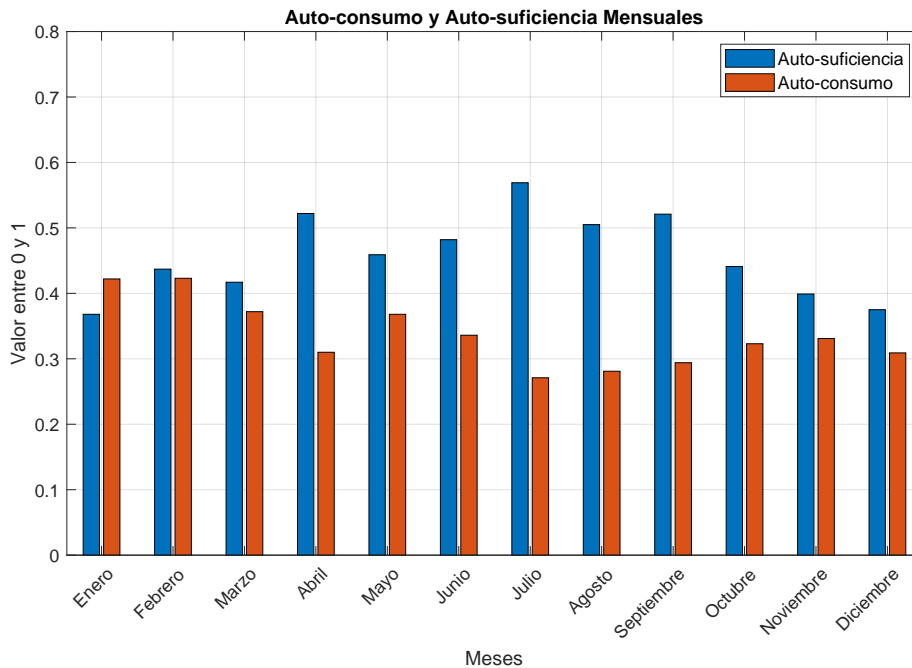


Figura 4.25: Porcentaje mensual de autoconsumo y autosuficiencia en el caso industrial.

#### 4.3.3.5. Perfil horario del ahorro energético

En la Figura 4.26 podemos observar el perfil horario anual del ahorro energético en el caso industrial, que es la energía consumida directamente desde la instalación fotovoltaica sin pasar por la red. En este contexto, se representa el impacto directo del autoconsumo en la disminución del uso de energía externa.

EL gráfico muestra un perfil muy estable y elevado a lo largo de todo el año, con valores horarios que cercanos a 600 kWh. En comparación con los casos urbano y rural, donde el ahorro rara vez superaba los 7 kW o 2 kW respectivamente, aquí se observa una magnitud bastante superior, lo cual es coherente con la escala del sistema y la alta demanda de la industria. La estabilidad horaria confirma una buena relación entre la producción solar y el perfil de consumo, especialmente en los meses con mayor irradiación solar.

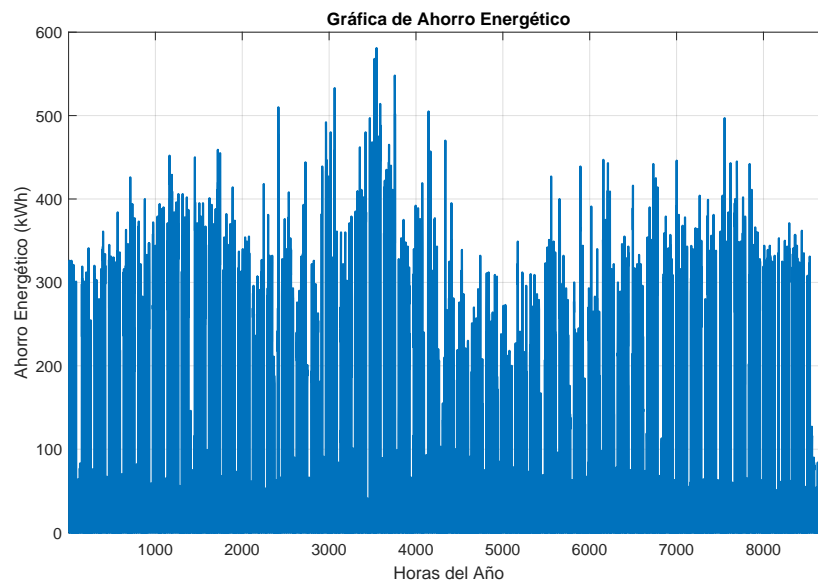


Figura 4.26: Ahorro energético anual estimado por la industria en distintos escenarios de suministro.

La Figura 4.27 representa cómo se distribuye, a lo largo del día, el consumo directo de energía fotovoltaica en el entorno industrial. En la mayoría de las horas del año, los valores se sitúan entre 0 y 30 kWh, lo que sugiere un aprovechamiento constante pero moderado de la generación solar en términos de autoconsumo directo.

No obstante, también se observan picos que alcanzan los 400 kWh, coincidiendo con momentos de alta radiación solar y una demanda energética significativa. En esas condiciones, la energía generada puede ser utilizada de forma inmediata en volúmenes mucho mayores.

La forma de la distribución guarda cierto paralelismo con lo visto en los casos urbano y rural, predominando los valores bajos y registrándose con menor frecuencia los más altos. La diferencia clave está en la escala: en el ámbito industrial, tanto los mínimos como los máximos son considerablemente superiores, lo que refleja el mayor tamaño de la instalación y la capacidad del sistema para cubrir consumos elevados directamente con energía renovable.

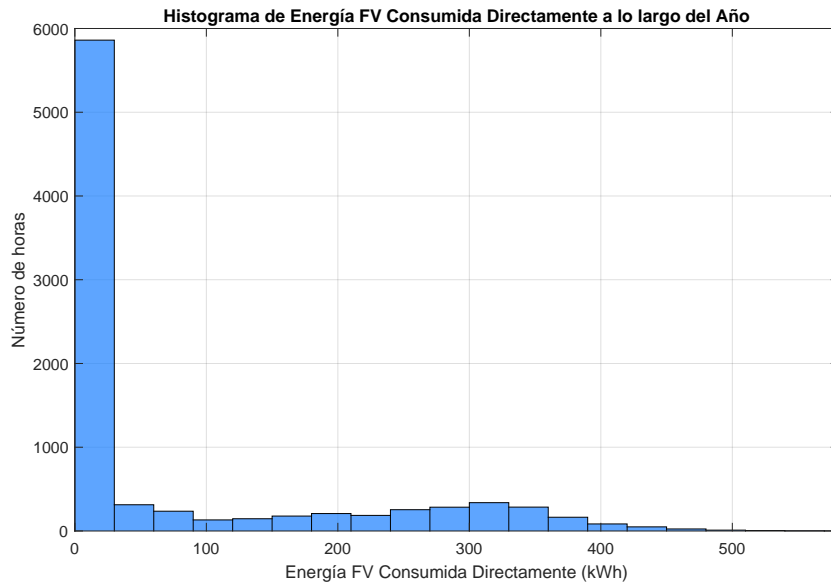


Figura 4.27: Distribución horaria de la energía fotovoltaica consumida directamente por la industria (VC).

#### 4.3.3.6. Conclusión del análisis energético

El análisis de los resultados energéticos confirma que el sistema implantado en el entorno industrial presenta un rendimiento técnico muy elevado, adaptado a la escala y perfil de demanda de una instalación agrícola de gran consumo. La generación fotovoltaica es aprovechada de forma intensiva, con una combinación eficiente de consumo directo, almacenamiento y vertido a red.

El sistema destaca por su capacidad para mantener un ahorro energético elevado y constante a lo largo del año, incluso en los meses con menor irradiación. Esto se debe a la coincidencia entre producción y consumo, favorecida por la demanda continua de la industria, que permite un uso directo muy superior al de los casos urbano y rural.

Los indicadores mensuales muestran una autosuficiencia moderada, limitada por la gran demanda, pero con volúmenes absolutos de energía renovable muy superiores. El autoconsumo directo se mantiene activo durante buena parte del año, lo que reduce la dependencia de la red y refuerza la rentabilidad económica del sistema.

En conjunto, este escenario demuestra que el modelo de comunidad energética es técnicamente viable y muy eficaz también en contextos industriales. Su éxito radica en un diseño bien dimensionado, capaz de integrar generación renovable a gran escala en un entorno de alta demanda, combinando sostenibilidad energética y rentabilidad operativa.

# Capítulo 5

## Análisis de sensibilidad

En este capítulo se recogen varios análisis de sensibilidad realizados sobre los principales parámetros del modelo de optimización aplicado a la comunidad energética. El propósito es entender hasta qué punto influyen ciertas variables técnicas, económicas o normativas en las decisiones de diseño del sistema y en sus resultados finales.

Cada apartado se centra en un parámetro concreto, manteniendo el resto constante, y analiza cómo cambian aspectos clave del sistema, como la capacidad fotovoltaica instalada, el tamaño de la batería, la potencia contratada o el coste anual. A partir de estos resultados, es posible identificar qué relaciones son más relevantes entre los datos de entrada y el comportamiento del sistema, así como detectar zonas donde se producen cambios bruscos que podrían comprometer la viabilidad del proyecto.

## 5.1. Análisis de la correlación entre demanda y generación fotovoltaica ( $\gamma$ )

Este análisis busca ver cómo influye el nivel de relación entre la demanda de los usuarios y la producción solar en las decisiones técnicas y en los resultados económicos del sistema energético comunitario.

En el caso industrial analizado, como solo se dispone de un perfil de usuario, se han generado curvas de demanda artificiales  $D_\gamma$  a partir del perfil base, modulándolas en función de la forma de la producción fotovoltaica horaria. El parámetro  $\gamma$  representa el grado de correlación entre consumo y generación, variando de 0 a 1 en 40 pasos uniformes. Cada curva  $D_\gamma$  se construye de forma que, cuanto mayor es  $\gamma$ , más parecido es el perfil de demanda al de producción solar.

Estas curvas se generaron en MATLAB y se introdujeron en el modelo de optimización en GAMS para resolver el sistema bajo diferentes niveles de correlación.

El análisis estudia cómo cambian algunas variables técnicas y económicas importantes cuando se modifica el valor de  $\gamma$ :

- Capacidad de generación solar instalada ( $pv$ ).
- Capacidad contratada con la red ( $cc\_c$ ).
- Capacidad de batería ( $b$ ).
- Coste total anualizado del sistema ( $z$ ).

Las siguientes figuras muestran los resultados del análisis.

En la Figura 5.1 se representa la evolución de la capacidad fotovoltaica instalada y de la capacidad contratada de red en función del parámetro  $\gamma$ . Se observa que ambas capacidades se mantienen constantes en todo el rango de correlación. Esto se debe a que el modelo instala directamente el máximo permitido tanto de generación FV como de conexión a red, ya que la demanda anual es elevada y la instalación fotovoltaica resulta rentable en todos los escenarios.

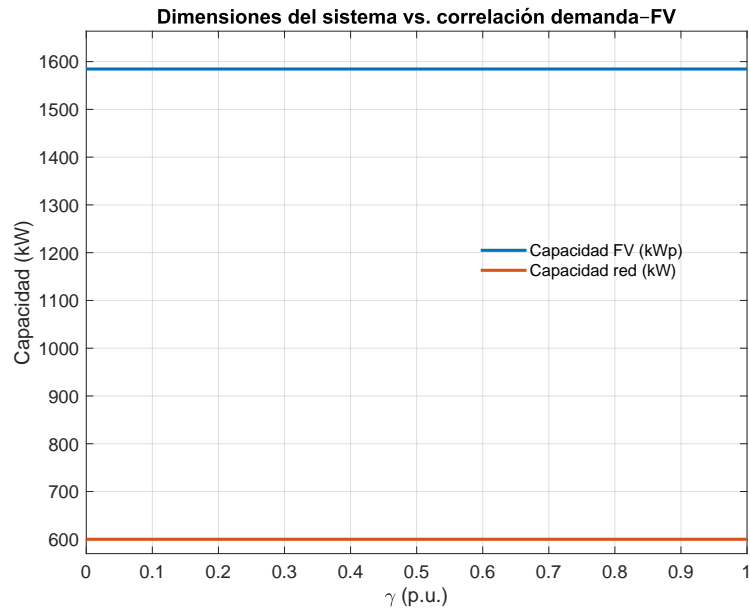


Figura 5.1: Capacidad FV y capacidad de red en función de la correlación  $\gamma$

La Figura 5.2 muestra la evolución del coste total del sistema (en euros por año) en función de la correlación  $\gamma$ . A medida que aumenta la correlación, el coste del sistema disminuye inicialmente porque se aprovecha mejor la energía solar justo cuando se genera, reduciendo la necesidad de almacenamiento y el consumo desde red. Sin embargo, a valores muy altos de  $\gamma$  (por encima de 0.9), el coste vuelve a incrementarse ligeramente. Esto se debe a que, aunque se autoconsume más, se reducen los excedentes que podrían venderse a la red. Además, como se impone una cuota fija sobre la curva  $D_\gamma$ , cuando esta curva está muy alineada con la producción, esa cuota equivale a una mayor fracción de la energía generada, limitando la venta de excedentes.

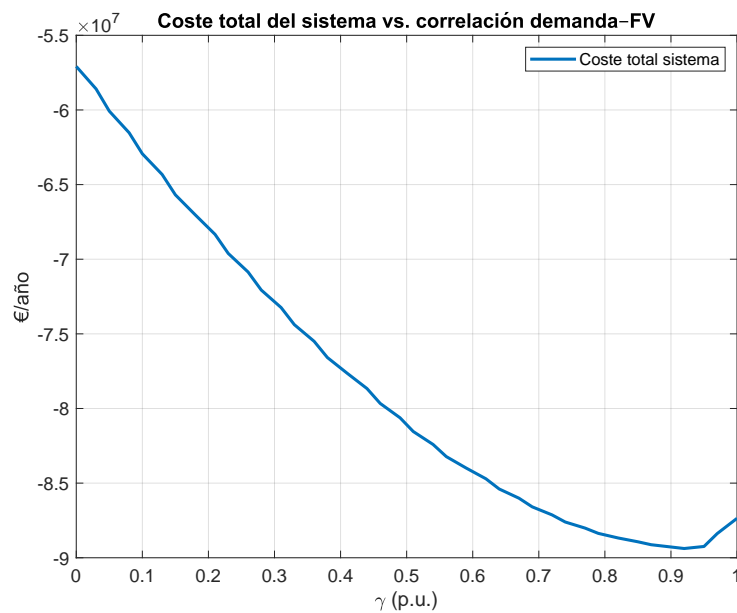


Figura 5.2: Coste total del sistema en función de la correlación  $\gamma$  (€/año)

Por último, en la Figura 5.3 se observa que la capacidad de la batería disminuye progresivamente hasta alcanzar un mínimo alrededor de  $\gamma = 0.55$  y  $\gamma = 0.85$ , y luego vuelve a crecer ligeramente. Este comportamiento es coherente con la lógica del modelo: cuando la demanda se parece mucho a la producción, no hace falta tanta batería para desplazar energía entre horas. Pero si la curva es demasiado parecida, se pierde la posibilidad de vender excedentes, y el modelo puede volver a apoyarse en la batería para ajustar mejor el sistema.

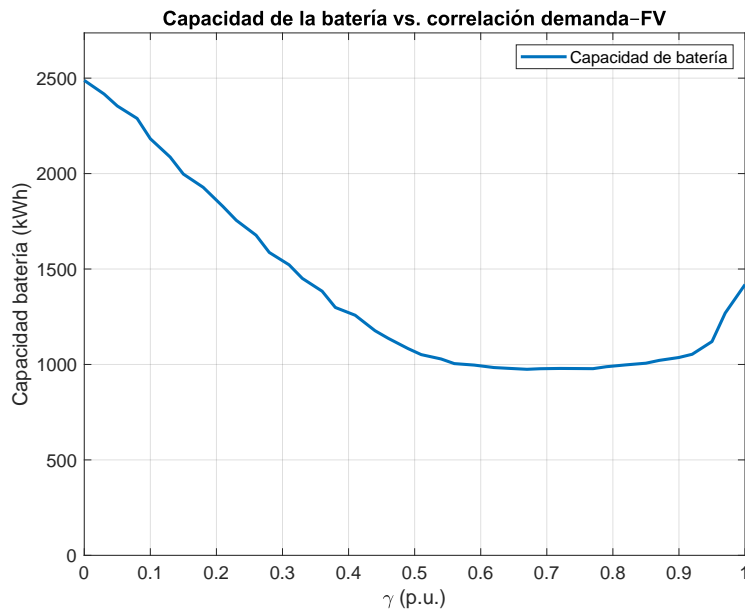


Figura 5.3: Capacidad de la batería instalada en función de la correlación  $\gamma$

En conjunto, este análisis muestra que la relación entre la demanda y la producción solar tiene un efecto significativo sobre la operación del sistema, incluso si la capacidad FV y de red no cambian. Cuando  $\gamma$  es intermedio (alrededor de 0.4), el sistema logra un buen equilibrio entre autoconsumo, excedentes y necesidad de almacenamiento. En cambio, con correlaciones muy altas, se pierde margen de venta y aumenta el coste, aunque se autoconsume más.

Este tipo de análisis es útil para entender cómo el perfil de consumo afecta al aprovechamiento de la energía solar, y cómo el modelo se adapta para equilibrar rentabilidad y flexibilidad técnica.

## 5.2. Análisis del límite de inyección a red ( $CI$ )

Este análisis estudia cómo influye el valor del parámetro  $CI$ , que representa la fracción de la capacidad de conexión que puede destinarse a la inyección de energía fotovoltaica a la red. Valores bajos de  $CI$  suponen una restricción técnica importante, mientras que valores altos permiten una mayor flexibilidad para exportar excedentes solares.

Se ha realizado un barrido de sensibilidad entre  $CI = 0.10$  y  $CI = 0.45$ , en 40 pasos equiespaciados. Para cada valor, se han optimizado las decisiones técnicas del sistema bajo el modelo de gestión de generación por parte de la comercializadora. Las variables analizadas han sido:

- Capacidad de generación fotovoltaica instalada ( $pv$ ).
- Capacidad de batería ( $b$ ).
- Capacidad contratada de red por la comercializadora ( $cc_c$ ).
- Beneficio total anual del sistema (inverso del coste  $z$ ).

En la Figura 5.4 se representan las capacidades técnicas del sistema en función del parámetro  $CI$ . La capacidad contratada de red se mantiene constante en su valor máximo (600 kW) en todos los escenarios, lo que refleja la necesidad de mantener un acceso firme a la red independientemente del límite de inyección.

La capacidad fotovoltaica parte de unos 1300 kWp en los valores iniciales de  $CI$  y comienza a incrementarse a partir de  $CI = 0.12$ . A partir de  $CI = 0.22$  alcanza el valor máximo permitido (1584.5 kWp), manteniéndose estable en ese nivel durante el resto del intervalo. Este comportamiento indica que el modelo solo aprovecha todo el potencial solar cuando existe suficiente margen de inyección a red.

La batería crece progresivamente desde unos 1070 kWh hasta un máximo de aproximadamente 2350 kWh entre  $CI = 0.34$  y  $0.36$ . A partir de ese punto, su capacidad se reduce ligeramente y se estabiliza en torno a 2250 kWh. Este patrón sugiere que, una vez que la red permite absorber adecuadamente los excedentes, el modelo reduce la inversión en almacenamiento y opta por priorizar la venta directa de energía a la red.

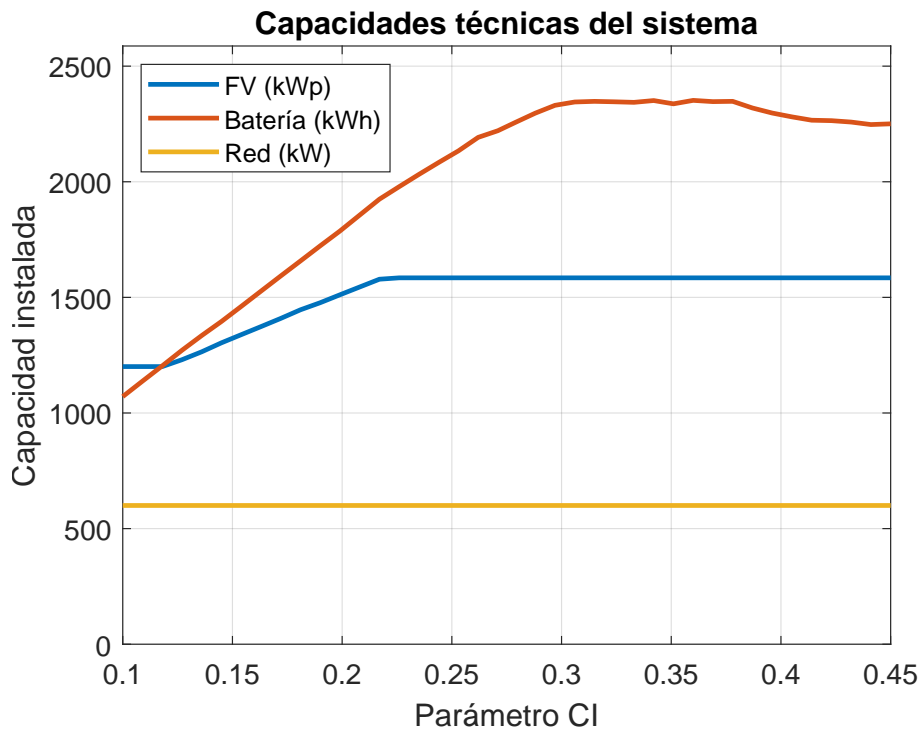


Figura 5.4: Capacidades técnicas del sistema en función del parámetro  $CI$

La Figura 5.5 representa el beneficio total anual del sistema en función del parámetro  $CI$ . La curva es completamente suave y creciente, con un comportamiento que refleja adecuadamente la lógica económica del sistema: a mayor capacidad de inyección, mayores ingresos por venta de excedentes y, por tanto, mayor beneficio para la comercializadora.

El beneficio anual parte de unos 24000 €/año en los escenarios con  $CI = 0.10$ , y se incrementa de forma continua hasta alcanzar casi 150000 €/año con  $CI = 0.45$ . Esta evolución progresiva refuerza la idea de que el parámetro  $CI$  actúa como una palanca de rentabilidad directa en sistemas con fuerte componente fotovoltaico, y que su flexibilización normativa puede ser clave para viabilizar la inversión.

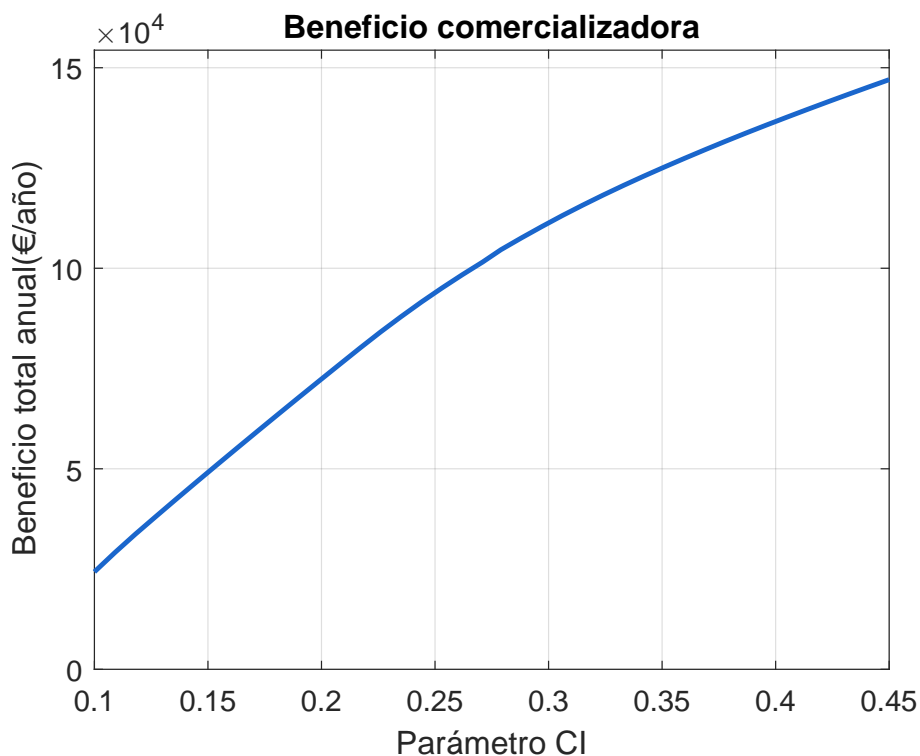


Figura 5.5: Beneficio total anual del sistema en función del parámetro  $CI$

En resumen, el análisis pone de manifiesto que permitir una mayor inyección a red tiene un impacto positivo tanto en el diseño técnico del sistema como en su rentabilidad. A medida que aumenta el valor de  $CI$ , el modelo responde incrementando la capacidad de batería y logrando beneficios anuales significativamente mayores. La curva de beneficio es suave y sin saltos, lo que indica una respuesta estable del sistema ante este parámetro. Estos resultados refuerzan la importancia de contar con un marco normativo flexible que permita aprovechar los excedentes fotovoltaicos, ya que su limitación no solo reduce la eficiencia técnica, sino que también compromete la viabilidad económica del proyecto.

### 5.3. Análisis del precio de compra de energía en el mercado ( $NAPEC_c$ )

Este apartado analiza cómo influye el precio de compra de energía por parte de la comercializadora en el mercado mayorista ( $NAPEC_c$ ) sobre el diseño técnico del sistema y su rentabilidad. Este parámetro representa el precio al que la comercializadora adquiere energía de la red para cubrir la demanda no satisfecha con producción local, por lo que condiciona directamente el equilibrio económico del sistema.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para valores de  $NAPEC_c$  entre 0.14 y 0.16 €/kWh, utilizando 40 valores equiespaciados. Para cada uno, se ha optimizado la configuración técnica del sistema bajo el modelo de gestión por parte de la comercializadora. Las variables analizadas han sido:

- Capacidad de generación fotovoltaica instalada ( $pv$ ).
- Capacidad de batería ( $b$ ).
- Capacidad contratada de red por la comercializadora ( $cc_c$ ).
- Beneficio total anual del sistema (inverso del coste  $z$ ).

En la Figura 5.6 se muestran las capacidades técnicas del sistema en función del parámetro  $NAPEC_c$ . A lo largo de todo el intervalo analizado, las tres capacidades permanecen constantes: 1584.5 kWp de generación fotovoltaica, 2250.5 kWh de batería y 600 kW de conexión a red. Este resultado indica que el diseño técnico óptimo no se ve afectado por pequeñas variaciones en el precio de compra de energía, lo cual refuerza la estabilidad del sistema frente a incertidumbre de precios de mercado.

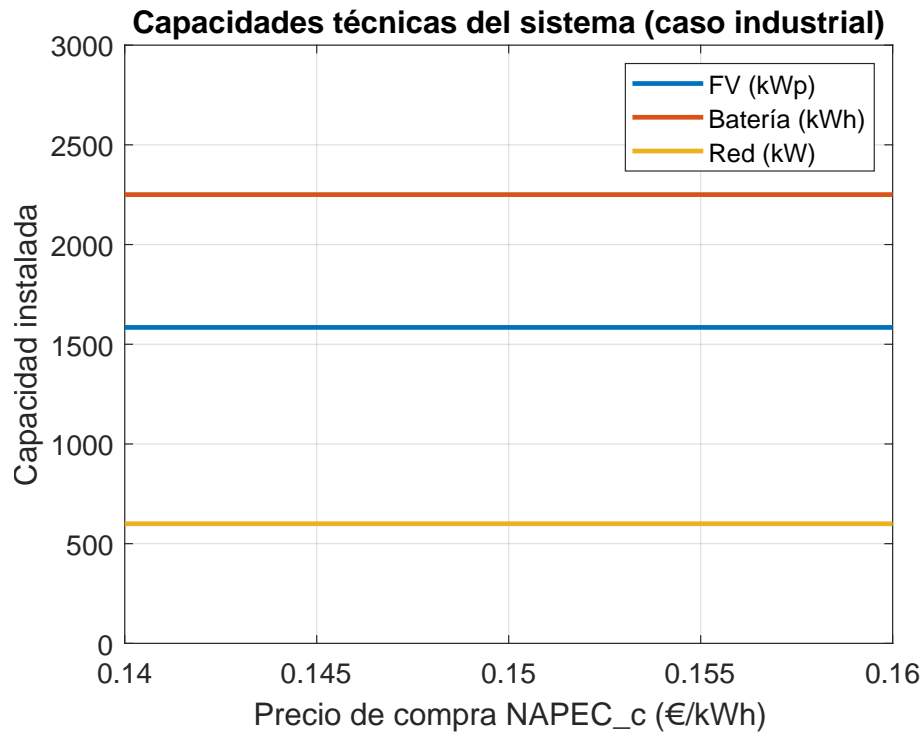


Figura 5.6: Capacidades técnicas del sistema en función de  $NAPEC_c$

La Figura 5.7 representa el beneficio total anual del sistema en función del parámetro  $NAPEC_c$ . En este caso, se observa una relación claramente decreciente: a medida que aumenta el precio de compra de energía, el beneficio de la comercializadora se reduce de forma progresiva y suave. El beneficio anual pasa de unos 147000 €/año cuando  $NAPEC_c = 0.14$  a cerca de 127000 €/año en  $NAPEC_c = 0.16$ .

Esta evolución lógica confirma que el modelo responde de forma coherente a las variaciones en el precio de mercado. El descenso del beneficio refleja el mayor coste asociado a la compra de energía de red, y pone de manifiesto la importancia que tiene este parámetro en la viabilidad económica del sistema.

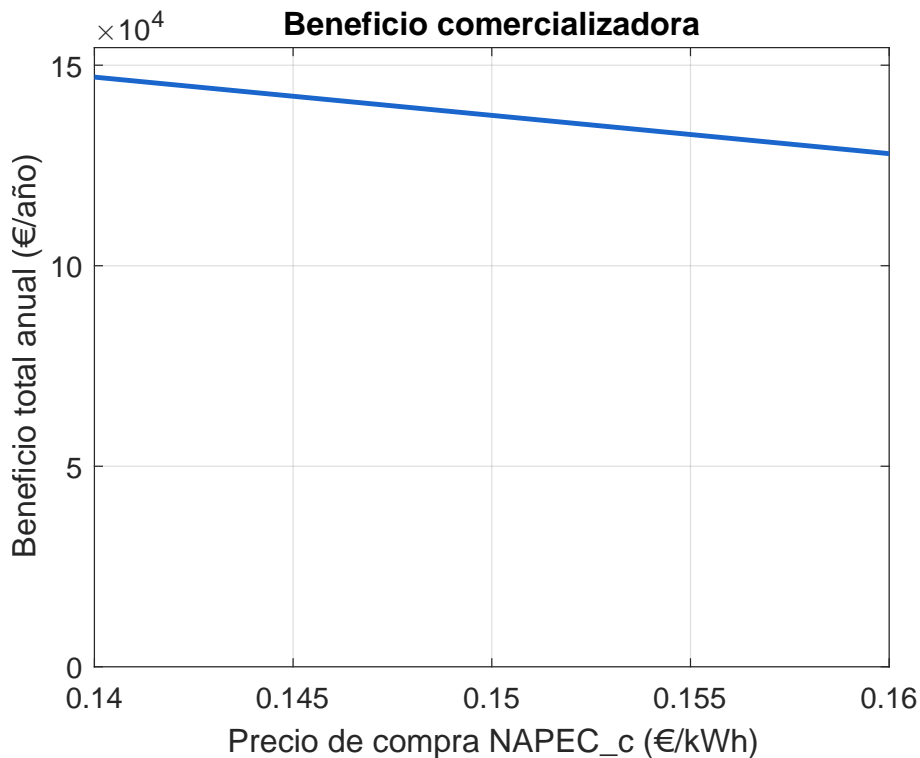


Figura 5.7: Beneficio total anual del sistema en función de  $NAPEC_c$

En conjunto, este análisis muestra que el diseño técnico del sistema es robusto frente a variaciones moderadas del precio de energía, pero que el resultado económico sí es sensible. Aunque el modelo mantiene las mismas decisiones técnicas, el beneficio se ve directamente afectado por el precio de compra de red, lo que subraya la necesidad de tener en cuenta escenarios de mercado realistas al dimensionar comunidades energéticas.

## 5.4. Análisis del precio de venta de excedentes en el mercado ( $PMX_c$ )

Este apartado analiza cómo afecta el precio de venta de los excedentes solares ( $PMX_c$ ) a la configuración técnica del sistema y a su rentabilidad. Este parámetro representa el ingreso que recibe la comercializadora por la energía no consumida localmente y vertida a la red, por lo que tiene un impacto directo sobre los ingresos y la estrategia de inversión del sistema.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para valores de  $PMX_c$  entre 0.19 y 0.20 €/kWh, distribuidos en 40 valores equiespaciados. Para cada uno, se ha optimizado la configuración técnica del sistema bajo el modelo de gestión por parte de la comercializadora. Las variables analizadas han sido:

- Capacidad de generación fotovoltaica instalada ( $pv$ ).
- Capacidad de batería ( $b$ ).
- Capacidad contratada de red por la comercializadora ( $cc_c$ ).
- Beneficio total anual del sistema (inverso del coste  $z$ ).

En la Figura 5.8 se representan las capacidades técnicas del sistema en función del parámetro  $PMX_c$ . A lo largo de todo el intervalo, la capacidad fotovoltaica se mantiene constante en su valor máximo permitido (1584.5 kWp), lo que refleja que la estrategia óptima apuesta por aprovechar al máximo la generación solar, independientemente del precio de venta de excedentes.

La capacidad de batería, en cambio, muestra una evolución creciente con  $PMX_c$ . Parte de unos 2386 kWh para los valores más bajos y alcanza cerca de 2488 kWh en el extremo superior del rango. Esto indica que, cuando los excedentes solares se valoran mejor, el sistema invierte más en almacenamiento para disponer de mayor flexibilidad y aprovechar los momentos de precio alto. La capacidad contratada de red se mantiene constante en 600 kW, como en los análisis anteriores.

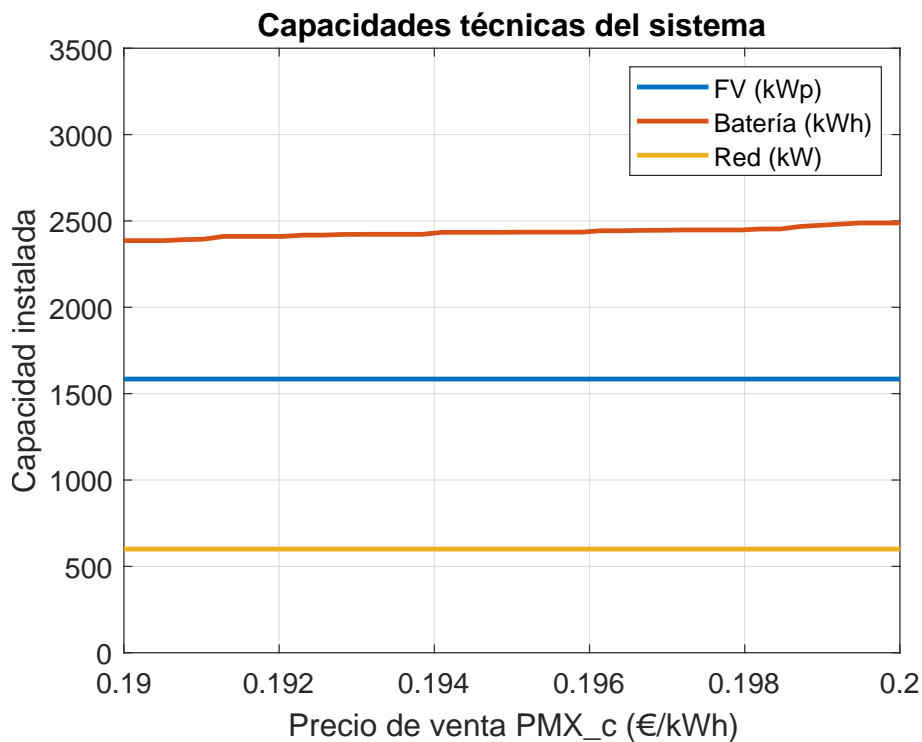


Figura 5.8: Capacidades técnicas del sistema en función de  $PMX_c$

La Figura 5.9 muestra el beneficio total anual del sistema en función del parámetro  $PMX_c$ . Se observa una relación claramente creciente: conforme el precio de venta de los excedentes se incrementa, el beneficio de la comercializadora aumenta de forma progresiva y sin saltos. Este comportamiento es coherente, ya que una mejora en los ingresos por energía exportada refuerza la viabilidad del modelo y compensa parte de los costes de inversión.

El beneficio anual parte de unos 142000 €/año con  $PMX_c = 0.19$  y alcanza aproximadamente 156000 €/año cuando  $PMX_c = 0.20$ . La pendiente de la curva no es abrupta, pero sí sostenida, lo que indica que incluso pequeñas variaciones en el precio de venta pueden generar impactos relevantes en el resultado económico.

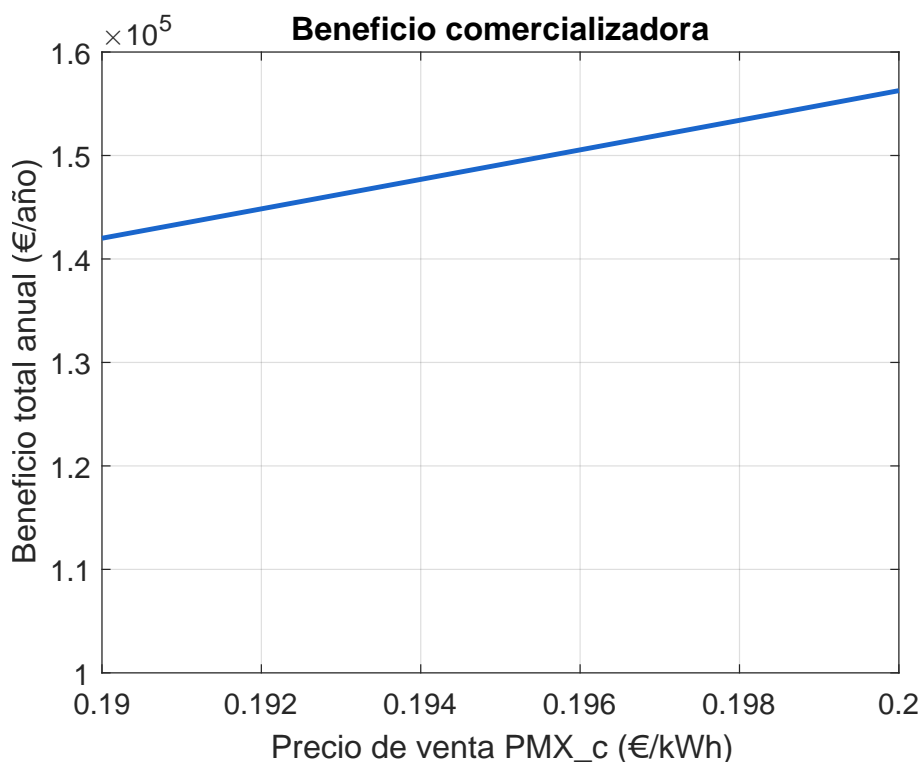


Figura 5.9: Beneficio total anual del sistema en función de  $PMX_c$

En conjunto, este análisis evidencia que el precio de venta de excedentes, aunque suele estar fuera del control directo de la comunidad, puede ser un factor determinante para la rentabilidad del sistema. Un entorno regulatorio que favorezca la valorización de la energía exportada no solo incentiva la inversión en tecnologías renovables y almacenamiento, sino que también mejora la sostenibilidad económica de las comunidades energéticas.

# Capítulo 6

## Conclusiones Finales

### 6.1. Valoración global de los resultados

El desarrollo de este trabajo ha permitido mostrar que el modelo de negocio basado en comunidades energéticas gestionadas por una comercializadora es capaz de adaptarse a diferentes tipos de ambientes residenciales, rurales e industriales sin perder efectividad. A través del modelo de optimización propuesto, se ha comprobado que es factible lograr un equilibrio en la rentabilidad económica, sostenibilidad de la energía y los beneficios sociales, al modular las decisiones de inversión y operación en relación a las particularidades del entorno.

Los resultados obtenidos en los tres casos de estudio muestran que la comercializadora puede adecuadamente dimensionar la generación fotovoltaica, el almacenamiento y la interconexión, controlando de manera óptima la demanda y la viabilidad financiera del sistema. Adicionalmente, muestra que este modelo es capaz de transformar la oferta energética, de modo que los usuarios cuenten con una solución más asequible, estable y predecible que las alternativas individuales, reduciendo las barreras económicas y técnicas.

Sin embargo, también se señala que la rentabilidad del modelo cambia significativamente dependiendo del contexto. Sectores con alta demanda de energía, como el caso industrial analizado, permiten la instalación de mayores cantidades de capacidad fotovoltaica, lo que conduce a una generación de excedentes. Esto se traduce en ganancias mucho mayores para la comercializadora. De igual manera, la radiación solar disponible en cada región tiene un efecto en la generación renovable y, por lo tanto, en los ingresos relacionados con el sistema. Aunque en todos los escenarios el modelo es viable y atractivo, está claro que hay algunos muy favorables en los que el retorno económico para la empresa gestora y los usuarios se maximiza.

En general, el modelo de negocio estudiado aquí presenta una viabilidad técnica completa teniendo en cuenta las principales restricciones que se dan en los sistemas reales. De esta forma podría utilizarse como herramienta para fomentar la aceleración de la transición energética al involucrar activamente a los ciudadanos y hacer un uso eficiente de los recursos renovables.

## 6.2. Síntesis del cumplimiento de los objetivos

A lo largo del trabajo se ha estudiado si una comunidad energética gestionada por una comercializadora puede ser una solución viable en distintos contextos. Los resultados apuntan a que sí, ya que en general se observan beneficios tanto para los usuarios como para la empresa que lidera el proyecto.

Desde el punto de vista económico, se ha visto que los usuarios que participan en este modelo consiguen reducir su gasto anual en energía. Esta diferencia, en comparación con el consumo convencional o el autoconsumo individual, es significativa. Además, el hecho de no tener que hacer una inversión inicial y de contar con pagos más predecibles aporta tranquilidad y facilita el acceso al sistema.

En el aspecto técnico, el modelo ha demostrado capacidad de adaptación. Según el nivel de consumo y las condiciones solares de cada caso, se han ido ajustando aspectos como la potencia fotovoltaica instalada, el uso de baterías y la conexión a red. Esta flexibilidad ha permitido un aprovechamiento razonable de los recursos disponibles.

También hay mejoras en sostenibilidad. Con niveles más altos de autoconsumo y autosuficiencia, se reduce la necesidad de recurrir a la red eléctrica, lo que da lugar a un sistema más equilibrado. El uso directo de la energía generada, su almacenamiento o la posibilidad de vender excedentes da al modelo una ventaja adicional en términos de eficiencia.

En cuanto a la comercializadora, el análisis muestra que puede obtener beneficios si se gestiona bien. Su capacidad para vender la energía sobrante en condiciones más favorables que las de un consumidor individual le permite cubrir sus gastos y lograr un margen razonable.

En conjunto, los datos reflejan que este modelo es funcional, flexible y capaz de adaptarse a distintas situaciones. Por lo tanto, se presenta como una alternativa real y útil para avanzar hacia un sistema energético más distribuido y accesible.

### 6.3. Comparación crítica entre los casos de estudio

El análisis realizado en los tres casos de estudio ha demostrado que el contexto influye de manera importante en cómo funciona el modelo de comunidad energética gestionado por una comercializadora, tanto en términos técnicos como económicos. Aunque en los tres casos los resultados han sido positivos para la empresa y para los usuarios, se observan diferencias que permiten extraer conclusiones útiles.

En zonas industriales, como en el caso de El Ejido, la alta demanda y la buena irradiación solar permiten instalar más potencia fotovoltaica. Esto genera un volumen elevado de excedentes, lo que se traduce en beneficios mayores para la comercializadora. Además, al tener un perfil de consumo bastante estable, es más fácil gestionar tanto el almacenamiento como el uso directo de la energía generada.

En el caso de zonas rurales, el potencial es algo más limitado. Suele haber menos radiación solar (según la zona rural) y la demanda está más dispersa y es menor. Aun así, el modelo sigue funcionando bien, aunque con márgenes económicos más ajustados. En este tipo de contextos, es clave ajustar muy bien el sistema para que la inversión tenga sentido y sea rentable a largo plazo.

Por otro lado, en entornos urbanos la situación es más equilibrada. Aunque no siempre se dispone de mucho espacio para instalar paneles solares, el modelo logra buenos niveles de autoconsumo y un funcionamiento estable. Gracias a la densidad de usuarios y la posibilidad de compartir infraestructuras, se puede aprovechar bien la energía disponible, sobre todo si hay una buena coincidencia entre producción y consumo.

En general, se puede decir que el modelo propuesto es sólido y puede aplicarse en contextos variados, siempre que se adapte a las condiciones concretas de cada lugar. Eso sí, hay casos en los que la rentabilidad es mayor, y eso puede ser un criterio importante para decidir dónde invertir primero.

## 6.4. Recomendaciones finales

### 6.4.1. Para los usuarios

Formar parte de una comunidad energética gestionada por una comercializadora puede ser una alternativa muy interesante, sobre todo para personas que no quieren o no pueden afrontar el coste inicial de una instalación solar propia. Este modelo permite acceder a energía renovable con precios más estables, lo que ayuda a evitar las subidas bruscas del mercado eléctrico. También facilita que los usuarios participen en la transición energética sin necesidad de tener conocimientos técnicos ni encargarse de trámites complicados.

Este tipo de solución es especialmente recomendable en lugares donde haya una buena cantidad de horas de sol, un número razonable de usuarios interesados o un consumo más o menos constante, ya que eso hace más fácil y eficiente montar una infraestructura común.

### 6.4.2. Para las comercializadoras

El modelo planteado abre la posibilidad de ofrecer nuevos servicios energéticos y, al mismo tiempo, de dar a las comercializadoras un papel más activo en el proceso de cambio del sistema energético. Al gestionar bien la generación distribuida, el uso de baterías y el reparto de energía, es posible obtener beneficios sin que eso implique subir el precio para quienes usan el servicio.

Para que el modelo funcione lo mejor posible, conviene prestar atención a varios puntos clave. Entre ellos, el diseño de las cuotas que se aplican, el tipo de consumo que tiene cada comunidad y la forma en que se gestionan los excedentes de energía. También es importante contar con mecanismos claros para comunicar cómo se reparten los beneficios. Esto ayuda a generar confianza entre los usuarios y a que el sistema pueda mantenerse en el tiempo sin perder estabilidad.

### 6.4.3. Para las administraciones públicas

Las comunidades energéticas tienen mucho potencial para transformar el sistema eléctrico actual y hacerlo más sostenible, cercano y participativo. Para que eso sea posible, es importante que las administraciones sigan apoyando este tipo de iniciativas.

Una manera de hacerlo sería mejorando el marco legal y simplificando los pasos necesarios para poner en marcha los proyectos, sobre todo en los casos más pequeños o que se organizan entre vecinos o colectivos. También sería útil que existieran más ayudas específicas, y que estas comunidades se incluyeran dentro de los planes locales relacionados con energía o sostenibilidad. Que la gente pueda participar directamente en el proceso es clave para que estos proyectos funcionen de verdad.

Además, si las normas son estables y claras, será más fácil que modelos como el estudiado aquí puedan aplicarse en distintos lugares y situaciones. Eso permitiría que

empresas, instituciones y ciudadanos trabajen juntos y que este tipo de soluciones se extiendan poco a poco por todo el territorio.

## 6.5. Líneas futuras de trabajo

A partir del modelo que se ha desarrollado y los resultados que se han obtenido, hay varias ideas que podrían explorarse más adelante para seguir profundizando en este enfoque.

Una opción sería probar el modelo en comunidades diferentes, por ejemplo aquellas en las que se comparten baterías o donde hay varios edificios conectados. También se podría incluir a usuarios distintos a los del caso base, como tiendas, cooperativas o edificios públicos. Eso permitiría ver si el modelo se adapta bien a otras configuraciones, más complejas o con perfiles distintos.

Otra línea posible tiene que ver con la introducción de servicios de flexibilidad. Estaría bien analizar cómo respondería la comunidad ante cambios en la demanda o cómo podría ofrecer servicios al mercado eléctrico, por ejemplo servicios auxiliares para mantenimiento de los niveles de tensión y frecuencia en el sistema. De esta forma las comunidades podrían ser agentes activos y contribuir a hacer el sistema más estable, en lugar de sólo consumir esos servicios (mantenimiento de tensión y frecuencia).

Además, sería útil comprobar cuáles son los resultados en un sistema real. Aunque hemos alimentado los modelos con datos reales de demanda, generación fotovoltaica, precios de la energía y costes de amortización. El modelo incluye algunas simplificaciones (operación en tiempo discreto, asumir que se repiten los valores históricos de un año previo, etc..) que hacen que puede haber diferencias entre los resultados en una implementación real y los resultados de las simulaciones. Aunque los resultados de las simulaciones deberían ser bastante próximos a los de un sistema real. En cualquier caso, sería interesante comparar los resultados del modelo con la realidad y ver si hay diferencias importantes o cosas que no se habían previsto.

También podría analizarse cómo influyen las ayudas (subvenciones por ejemplo), las normativas o los tipos de financiación en la viabilidad del modelo. Con esto podríamos ver qué condiciones son más favorables para que se implanten estas comunidades en distintos lugares.



# Capítulo 7

## Anexos

### 7.1. Anexo 1: Código GAMS para el Modelo Industrial

En este anexo se presenta el código completo del modelo GAMS implementado para simular la comunidad energética en un industrial.

```
1000 $inlinecom /* */
1002 $offlisting
1003 $offinclude
1004
1005 Option
1006   limrow = 0,
1007   limcol = 0,
1008   solprint = silent;
1009
1010 SETS
1011   t "Horas del año" / t1*t8760 /
1012   k "Escenarios" / k1 /
1013   i "Escenarios de sensibilidad para CAPV" / i1*i40 /
1014   j "Índice para resultados" / j1*j10 /
1015   g "Índices para curvas interpoladas Dgamma" / g0*g10 /;
1016
1017 SCALARS
1018   Delta "Duración del periodo (h)" / 1 /
1019   CAPV "Coste amortización FV (€/kWpÂúyear)" / 40 /
1020   CAPV_u "Coste amortización FV si la instala el usuario (€/
1021   kWpÂúyear)" / 55 /
1022   CAB "Coste amortización batería (€/kWhÂúyear)" / 40 /
1023   CTP "Coste término de potencia red (€/kWÂúyear)" / 20 /
1024   CTP_c "Término de potencia en comunidad (€/kWÂúyear)" / 20 /
1025   CC_u "Capacidad contratada por el conjunto de usuarios de la
1026   comunidad (kW)" / 555 /
1027   MaxCuota "Cuota de energía cubierta por FV directamente (kWh)"
1028   NAPEC_c "Precio de compra energía comercializadora en mercado (
```

```

1028   €/kWh) " /0.14/
      PMX_c      "Precio de venta de excedentes por comercializadora (€/
      kWh) " /0.18/
1030   CI        "Fracción de capacidad de conexión inyectable" / 0.3 /
      etaC      "Rendimiento de carga de batería" / 0.95 /
      etaD      "Rendimiento de descarga de batería" / 0.95 /
1032   BCL      "Límite de carga de batería (p.u.)" / 0.5 /
      BDL      "Límite de descarga de batería (p.u.)" / 0.5 /
1034   PVmax    "Capacidad máxima FV (kWp)" / 1584.5 /
      * PVmax    "Capacidad máxima FV (kWp)" / 3558 /
1036   CCmax    "Límite máximo de potencia contratada a red (kW)" / 600
      /
      BatteryMax "Capacidad máxima de la batería (kWh)" / 4800 /
1038   CostesAnualesPorc "Porcentaje de costes operativos anuales sobre la
      inversión inicial" / 0.1 /;

1040
PARAMETERS
1042   D(t,k)      "Demanda horaria en cada escenario (kWh)"
      PVA(t,k)    "Disponibilidad generación FV (p.u.)"
1044   CE(t,k)    "Precio de compra de energía resultante (€/kWh)"
      VE(t,k)    "Precio de venta de excedentes (€/kWh)"
1046   Pr(k)      "Probabilidad del escenario"
      Dgamma(t,g) "Curvas interpoladas entre Dmax y Dmin"
1048   *
      *****
1050   * Datos para la tarifa del usuario (Esto debería ser el valor de
      CTP_c)
      TarifaMensualPorUsuario "Tarifa fija (€/mes)" /100/
1052   *****
      SolModelstat(i) Valor de modelstat para cada iteracion en i en
      el analisis de sensibilidad
1054   SolSolvestat(i) Valor de solvestat para cada iteracion en i en
      el analisis de sensibilidad
      ;
1056   $include demandindustria.inc
1058   $include radiacionindustria.inc
      $include CE.inc
1060   $include VE.inc
      $include Dgamma.inc
1062
1064
1066   Pr(k) = 1;
      *MaxCuota como % de demanda total
1068   MaxCuota = 0.45 * sum((t,k), Pr(k) * Delta * D(t,k));
      *****
1070   * Parametros para analisis de sensibilidad
PARAMETERS
1072   CIini "Valor inicial de CI" /0.1/
      CIfin "Valor final de CI" /0.45/

```

```

1074      CIi(i) "Valores de CI en el análisis de sensibilidad"
      ResultadosCI(j, i) "Resultados de sensibilidad para CI: j=1: CI; j
          =2: z; j=3: pv; j=4: b; j=5: cc"
1076      *****
1078      NAPECini "Valor inicial de NAPEC_c (€/kWh)" /0.14/
      NAPECfin "Valor final de NAPEC_c (€/kWh)" /0.16/
      NAPECi(i) "Valores de NAPEC_c"
1080      ResultadosNAPEC(j, i) "Resultados de sensibilidad para NAPEC_c: j=1:
          NAPEC; j=2: z; j=3: pv; j=4: b; j=5: cc"
      *****
1082      PMXini "Valor inicial de PMX_c (€/kWh)" /0.19/
      PMXfin "Valor final de PMX_c (€/kWh)" /0.20/
1084      PMXi(i) "Valores de PMX_c"
      ResultadosPMX(j, i) "Resultados de sensibilidad para PMX_c: j=1: PMX
          ; j=2: z; j=3: pv; j=4: b; j=5: cc"
1086      *****
1088      CTP_c_ini "Valor inicial de PMX_c (€/kWh)" /17/
      CTP_c_fin "Valor final de PMX_c (€/kWh)" /25/
1090      CTPci(i) "Valores de CTP_c"
      ResultadosCTP_c(j, i) "Resultados de sensibilidad para CTP_c: j=1:
          CTP_c; j=2: z; j=3: pv; j=4: b; j=5: cc"
1092      ;
1094
1096      * Fin de carga de datos
1098      *****
1100      *****
      * Inicio comprobacion de datos
1102      * Para comprobar los datos vamos a calcular los siguientes valores
      Parameters
1104      DemandaTotalAnual          Valor total anual de la demanda de la
          comunidad (kWh)
      DemandaMedHorario           Valor promedio horario de la demanda (kWh\h)
1106      DemandaMedDiaria           Valor promedio diario de la demanda (kWh\dia)
      GenPVAnual                  Valor total anual de la posible gen. PV (kWh\((
          kWp. year))
1108      GenPVMedDiaria             Valor medio diari de la posible gen. PV (kWh\((
          kWp. day))
      CosteTotalDem_CE            Coste total de la demanda a precio CE (euros\
          year)
1110      ValorTotalGenPV_VE         Valor total de la gen. PV a precio VE (euros\
          year)
      ValorTotalGenPV_CE         Valor total de la gen. PV a precio CE (euros\
          year)
1112      ;
1114

```

```

DemandaTotalAnual = sum((t,k), Pr(k)*D(t,k));
1116 DemandaMedHorario = (1/card(t))*sum((t,k), Pr(k)*D(t,k));
DemandaMedDiaria = (24/card(t))*sum((t,k), Pr(k)*D(t,k));
1118 GenPVAnual = sum((t,k), Pr(k)*PVA(t,k));
GenPVMedDiaria = (24/card(t))*sum((t,k), Pr(k)*PVA(t,k));
1120 CosteTotalDem_CE = sum((t,k), Pr(k)*D(t,k)*CE(t,k));
ValorTotalGenPV_VE = sum((t,k), Pr(k)*PVA(t,k)*VE(t,k));
1122 ValorTotalGenPV_CE = sum((t,k), Pr(k)*PVA(t,k)*CE(t,k));

1124 * Mostramos los resultados en un Display
Display DemandaTotalAnual, DemandaMedHorario, DemandaMedDiaria,
        GenPVAnual, GenPVMedDiaria, CosteTotalDem_CE, ValorTotalGenPV_VE,
        ValorTotalGenPV_CE, MaxCuota;
1126

1128 * Fin de comprobacion de datos
*****

1130 VARIABLES
        z                "Coste total (EUR/día)"
1132 ;

1134 POSITIVE VARIABLES
        pv                "Capacidad FV instalada (kWp)"
1136        b                "Capacidad de la batería (kWh)"
        cc_c              "Capacidad de conexión a red instalada por la
        comercializadora (kW)"
1138 *****
        rc(t,k)          "Energía de red consumida (kWh)"
1140        rb(t,k)          "Energía de red almacenada en batería (kWh)"
        vr(t,k)          "Energía FV vendida a la red (kWh)"
1142        vc(t,k)          "Energía FV consumida directamente (kWh)"
        vb(t,k)          "Energía FV almacenada en batería (kWh)"
1144        vs(t,k)          "Energía FV no aprovechada (kWh)"
        br(t,k)          "Energía descargada de batería hacia red (kWh)"
1146        bc(t,k)          "Energía descargada de batería para consumo (kWh)"
        soc(t,k)         "Estado de carga de la batería (kWh)"
1148        socini(k)       "Estado inicial de la batería (kWh)";

1150 EQUATIONS
        FunObj            "Función objetivo"
1152        eq_001(t,k)     "Balance de potencia"
        eq_002(t,k)     "Balance de generación fotovoltaica"
1154        eq_003(t,k)     "Balance de energía en la batería (t > 1)"
        eq_004(k)       "Balance de energía en la batería (t = 1)"
1156        eq_005(t,k)     "SOC <= b"
        eq_006(k)       "SOC final = inicial"
1158        eq_007(t,k)     "Límite de carga batería"
        eq_008(t,k)     "Límite de descarga batería"
1160        eq_009(t,k)     "Límite conexión red"
        eq_010(t,k)     "Límite inyección red"
1162        eq_011            "Límite PVmax"

```

```

1164 eq_012 "Límite de capacidad contratada de conexión
      a red"
1165 eq_013 "Límite de capacidad de la batería"
1166 eq_013b "Límite para la energía adicional consumida
      por los usuarios"
      eq_014 "Límite de consumo anual de gen. PV por
      cuota contratada"
1168 ;
1170 FunObj..
1172 z =E= pv * CAPV + b * CAB + cc_c * CTP
      - CC_u * CTP_c
1174 - sum((t,k), Pr(k) * Delta * CE(t,k) * (rc(t,k) + rb(t,k)))
      + sum((t,k), Pr(k) * Delta * (
1176 NAPEC_c * (rc(t,k) + rb(t,k)) - PMX_c * (br(t,k) + vr(t,k))
      )
      ));
1178
1180 eq_001(t,k).. rc(t,k) + bc(t,k) + vc(t,k) =E= D(t,k);
eq_002(t,k).. vc(t,k) + vr(t,k) + vb(t,k) + vs(t,k) =E= pv * PVA(t,k);
1182 eq_003(t,k)$(ord(t) > 1).. soc(t,k) =E= soc(t-1,k) + etaC * Delta * (rb
      (t,k) + vb(t,k)) - (Delta / etaD) * (bc(t,k) + br(t,k));
eq_004(k).. soc('t1',k) =E= socini(k) + etaC * Delta * (rb('t1',k) + vb
      ('t1',k)) - (Delta / etaD) * (bc('t1',k) + br('t1',k));
1184 eq_005(t,k).. soc(t,k) =L= b;
eq_006(k).. soc('t8760',k) =E= socini(k);
1186 eq_007(t,k).. rb(t,k) + vb(t,k) =L= BCL * b;
eq_008(t,k).. bc(t,k) + br(t,k) =L= BDL * b;
1188 eq_009(t,k).. rc(t,k) + rb(t,k) =L= CC_u;
eq_010(t,k).. vr(t,k) + br(t,k) =L= CI * cc_c;
1190 eq_011.. pv =L= PVmax;
eq_012.. cc_c =L= CCmax;
1192 eq_013.. b =L= BatteryMax;
eq_013b.. sum((t,k), Pr(k)*Delta*(rc(t,k) + rb(t,k))) =L= sum((t,k), Pr
      (k) * Delta * D(t,k)) - MaxCuota;
1194 eq_014.. sum((t,k), Pr(k) * Delta * vc(t,k)) =E= MaxCuota;
1196 *****
* Definimos dos modelos:
1198 * a) Gestion de PV por comercializadora, tenemos la restriccion de que
      la suma de los consumos de PV por parte del cliente son iguales a
      su cuota
MODEL GestionPVComercializadora / all /;
1200 Display GestionPVComercializadora.ModelStat, GestionPVComercializadora.
      SolveStat;
1202
* b) El cliente consume tanto PV como le es posible hasta alcanzar su
      cuota de consumo (todas las ecuaciones menos la 14).
1204 MODEL GestionPVCliente
      /FunObj

```

```

1206 eq_001
      eq_002
1208 eq_003
      eq_004
1210 eq_005
      eq_006
1212 eq_007
      eq_008
1214 eq_009
      eq_010
1216 eq_011
      eq_012
1218 eq_013
      eq_013b
1220 /;
      * Fin de definicion de modelos
1222 *****
      Display GestionPVCliente.ModelStat , GestionPVCliente.SolveStat ;
1224
1226 *****
      * Parametros para guardar resultados
1228 PARAMETERS
          InversionIni    "Coste total de la inversión inicial para la
                          comercializadora (€/year)"
1230          CosteAnual    "Coste total anual de inversion para la
                          comercializadora (€/year)"
          *****
1232          * Resultados relacionados con el consumo y la inyeccion a red
          CosteVariable(t,k)    "Coste red (EUR/year)",
1234          IngresoVariable(t,k)    "Ingreso excedentes (EUR/year)",
          CosteVariablePromedio    "Coste medio red (EUR/year)"
1236          *****
          * Resultados relacionados con PV
1238          SumaEnerTotal    "Energía total FV (kWh)"
          CosteArmonizado    "Coste armonizado de la generacion PV (€/kWh)"
1240          *****
          CosteOMensual        "O&M mensual (€/mes)"
1242          TiempoAmortizacion    "Tiempo de amortización para la instalación
                          de PV y Batería (years)"
          *****
1244          *****
          InversionInicialTotal    "Inversion inicial total de la
                          comercializadora (euros)"
1246          CosteComercCompraRed    "Coste de la comercializadora por compra de
                          energia a red (euros/año)"
          IngresoComercVentaExce    "Ingresos de la comercializadora por venta
                          de excedentes (euros/año)"
1248          IngresoComercCuota    "Ingresos de la comercializadora por la
                          cuota de los clientes (euros/año)"
          IngresoComercEnergiaAd    "Ingresos de la comercializadora por la
                          energia adicional que consumen los usuario (euros/año)"
1250          CostesTotalesComerc    "Costes totales para la comercializadora (

```

```

euros\añó)"
IngresosTotalesComerc "Ingresos totales para la comercializadora
(euros\añó)"
1252 *****
CosteUsuariosSoloRed "Coste para los usuarios si consumieran
toda su energía de la red (euros\añó)"
1254 CosteUsuariosAutocon "Coste para los usuarios si ellos
gestionasen la generación PV (euros\añó)"
* El CosteUsuariosAuton puede salir mayor que CosteUsuariosSoloRed en
este caso porque las capacidades instaladas corresponden al punto
de vista de la comercializador, que instala mucho más de lo que
interesa a los usuarios si lo gestionasen ellos
1256 CosteUsuariosEnComun "Coste para los usuarios en comunidad (
euros\añó)"
*****
1258 EnergiaAdUsuarios "Energía Adicional Consumida por los
usuarios (kWh\añó)"
;
1260 * Fin de parametros para guardar resultados
*****
1262
1264
1266
1268 *****
* a) Gestión de PV por comercializadora, tenemos la restricción de que
la suma de los consumos de PV por parte del cliente son iguales a
su cuota
1270 SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;

1272 * RESULTADOS
InversionInicialTotal = pv.L*CAPV*20 + b.L*CAB*10;
1274 InversionIni = pv.L * CAPV + b.L * CAB + cc_c.L * CTP;
CosteAnual = InversionIni + CostesAnualesPorc * InversionIni;
1276 CosteVariable(t,k) = Delta * CE(t,k) * (rc.L(t,k) + rb.L(t,k));
IngresoVariable(t,k) = Delta * VE(t,k) * (br.L(t,k) + vr.L(t,k));
1278 CosteVariablePromedio = sum((t,k), Pr(k) * Delta * CE(t,k)*(rc.L(t
,k) + rb.L(t,k)));
*****
1280 CosteComercCompraRed = sum((t,k), Pr(k) * Delta * NAPEC_c * (rc.L(
t,k) + rb.L(t,k)));
IngresoComercVentaExce = sum((t,k), Pr(k) * Delta * PMX_c * (br.L(t,
k) + vr.L(t,k)));
1282 IngresoComercCuota = CC_u * CTP_c;
IngresoComercEnergiaAd = sum((t,k), Pr(k) * Delta * CE(t,k) * (rc.L(
t,k) + rb.L(t,k)));
1284 *****
CostesTotalesComerc = CosteAnual + CosteComercCompraRed;
1286 IngresosTotalesComerc = IngresoComercVentaExce + IngresoComercCuota
+ IngresoComercEnergiaAd;

```

```

1288 * Cálculo de energía total y coste armonizado
SumaEnerTotal = sum((t,k), pv.L*PVA(t,k));
1290 CosteArmonizado = pv.L * CAPV / SumaEnerTotal;

1292 * Cálculo del coste de operacion mensual y del periodo de amortizacion
* CosteOMensual = ((CosteAnual - InversionIni)*365)/(8*12);
1294 * TiempoAmortizacion = (InversionIni*365)/(TarifaMensualPorUsuario*8);

1296 * El tiempo de amortizacion en años
TiempoAmortizacion = InversionInicialTotal / (IngresosTotalesComerc -
CosteComercCompraRed - cc_c.L*CTP);
1298

1300 * Costes para los usuarios en 3 posibles consifuguraciones: solo red,
gestion propia de PV, en comunidad
CosteUsuariosSoloRed = sum((t,k), Pr(k)*Delta*CE(t,k)*D(t,k)); /*
Coste para los usuarios si consumieran toda su energia de la red (
euros/año) */
1302 CosteUsuariosAutocon = pv.L*CAPV_u + b.L*CAB + cc_c.L * CTP + sum((
t,k), Pr(k)*Delta*CE(t,k)*(rc.L(t,k) + rb.L(t,k))) - sum((t,k), Pr(
k)*Delta*VE(t,k)*(br.L(t,k) + vr.L(t,k))); /* Coste para los
usuarios si ellos gestionasen la generacion PV (euros/año) */
CosteUsuariosEnComun = CC_u*CTP_c + sum((t,k), Pr(k)*Delta*CE(t,k)
*(rc.L(t,k) + rb.L(t,k))); /* Coste para los usuarios en comunidad
(euros/año) */
1304 EnergiaAdUsuarios = sum((t,k), Pr(k)*Delta*(rc.L(t,k) + rb.L(t,k)
));

1306 Display InversionInicialTotal, CosteAnual, CosteComercCompraRed,
IngresoComercVentaExce, IngresoComercCuota;
1308 Display IngresoComercEnergiaAd, CostesTotalesComerc,
IngresosTotalesComerc;
Display SumaEnerTotal, CosteArmonizado, TiempoAmortizacion;
1310 Display CosteUsuariosSoloRed, CosteUsuariosAutocon,
CosteUsuariosEnComun, EnergiaAdUsuarios;

1312
1314
*****
1316 *****
*****

1318 *EL USUARIO VA CONSUMIENDO DE LA PV TANTO COMO LE ES POSIBLE HASTA
ALCANZAR SU CUOTA DE CONSUMO

1320 * 1. Calcular la generación fotovoltaica total en cada hora
Parameter GenFV(t,k) "Generación total FV (kWh)";
1322 GenFV(t,k) = pv.L * PVA(t,k);

```

```

1324 * 2. Calcular el autoconsumo potencial (mínimo entre demanda y generaci
      ón)
      Parameter AutoConsumo(t,k) "Autoconsumo potencial (kWh)";
1326 AutoConsumo(t,k) = min(D(t,k), GenFV(t,k));

1328 * 3. Acumulado horario del autoconsumo potencial
      Parameter AutoConsumoAc(t,k) "Autoconsumo acumulado (kWh)";
1330 AutoConsumoAc(t,k) = 0;

1332 Loop(k,
      AutoConsumoAc('t1',k) = AutoConsumo('t1',k);
1334   Loop(t$(ord(t) > 1),
      AutoConsumoAc(t,k) = AutoConsumoAc(t-1,k) + AutoConsumo(t,k);
1336   );
      );

1338 * 4. Cortar el autoconsumo una vez superada la cuota
      Parameter AutoConsumoFinal(t,k) "Autoconsumo final limitado por cuota";
1340 AutoConsumoFinal(t,k) = 0;

1342 Loop((t,k),
1344   AutoConsumoFinal(t,k) = yes$(AutoConsumoAc(t,k) <= MaxCuota) *
      AutoConsumo(t,k);
      );

1346 * 5. Fijar vc a ese valor calculado
1348 vc.fx(t,k) = AutoConsumoFinal(t,k);

1350 * 6. Resolver de nuevo el modelo con vc fijo
      SOLVE GestionPVCliente USING LP MINIMIZING z;
1352
      Display z.L, pv.L, b.L, cc_c.L, InversionIni, CosteAnual;
1354
      * Energía total generada por FV
      Parameter
1356   SumaEnerTotal_M2 "Energía total FV (kWh) – Modelo 2"
1358   CosteArmonizado_M2 "Coste armonizado (€/kWh) – Modelo 2";

1360 SumaEnerTotal_M2 = sum((t,k), pv.L * PVA(t,k));
      CosteArmonizado_M2 = CAPV*pv.L / SumaEnerTotal_M2;
1362
      * Indicadores económicos
      Scalar
1364   CosteOMensual_M2 "O&M mensual (€/mes) – Modelo 2"
1366   TiempoAmortizacion_M2 "Amortización (meses) – Modelo 2";

1368 CosteOMensual_M2 = ((CosteAnual - InversionIni)*365)/(12);
      TiempoAmortizacion_M2 = (InversionIni*365)/(TarifaMensualPorUsuario*12)
      ;
1370

1372 Display SumaEnerTotal_M2, CosteArmonizado_M2, CosteOMensual_M2,

```

```

    TiempoAmortizacion_M2;
1374 * Para voler a liberar la variable vc se pone vc.L y se le asigna
    cualquier valor (lo tomará simplemente como un valor inicial)
vc.up(t,k) = +inf;
1376 vc.lo(t,k) = 0;
1378
*****
1380 * ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO CI
CIini = 0.1;
1382 Cifin = 0.45;
1384 loop(i ,
    CI = CIini + (Cifin - CIini) * (ord(i)-1) / (card(i)-1);
1386 SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;
* SOLVE GestionPVCliente USING LP MINIMIZING z;
1388
    Display CI;
1390
    ResultadosCI('1', i) = CI;
1392 ResultadosCI('2', i) = z.L;
    ResultadosCI('3', i) = pv.L;
1394 ResultadosCI('4', i) = b.L;
    ResultadosCI('5', i) = cc_c.L;
1396 ResultadosCI('6', i) = GestionPVComercializadora.ModelStat;
    ResultadosCI('7', i) = GestionPVComercializadora.SolveStat;
1398 );
1400 Display ResultadosCI;
1402 * FIN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO CI
*****
1404
*****
1406 * ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO NAPEC
1408 NAPECini = 0.14;
NAPECfin = 0.16;
1410
Loop(i ,
1412 NAPEC_c = NAPECini + (NAPECfin - NAPECini) * (ord(i)-1) / (card(i)-1)
    ;
1414 SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;
1416 Display NAPEC_c;
1418 ResultadosNAPEC('1', i) = NAPECini + (NAPECfin - NAPECini) * (ord(i)
    -1) / (card(i)-1);

```

```

1420 ResultadosNAPEC('2', i) = z.L;
1421 ResultadosNAPEC('3', i) = pv.L;
1422 ResultadosNAPEC('4', i) = b.L;
1423 ResultadosNAPEC('5', i) = cc_c.L;
1424 ResultadosNAPEC('6', i) = GestionPVComercializadora.ModelStat;
1425 ResultadosNAPEC('7', i) = GestionPVComercializadora.SolveStat;
1426 );
1427 Display ResultadosNAPEC;
1428 * FIN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO NAPEC
*****
1430
1432 *****
* ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO PMX_c
1434 PMXini = 0.19;
1435 PMXfin = 0.20;
1436
1437 Loop(i,
1438   PMX_c = PMXini + (PMXfin - PMXini) * (ord(i)-1) / (card(i)-1);
1439
1440   SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;
1441   SolModelstat(i) = GestionPVComercializadora.Modelstat;
1442   SolSolvestat(i) = GestionPVComercializadora.Solvestat;
1443
1444   Display PMX_c;
1445
1446   ResultadosPMX('1', i) = PMXini + (PMXfin - PMXini) * (ord(i)-1) / (
1447     card(i)-1);
1448   ResultadosPMX('2', i) = z.L;
1449   ResultadosPMX('3', i) = pv.L;
1450   ResultadosPMX('4', i) = b.L;
1451   ResultadosPMX('5', i) = cc_c.L;
1452   ResultadosPMX('6', i) = GestionPVComercializadora.ModelStat;
1453   ResultadosPMX('7', i) = GestionPVComercializadora.SolveStat;
1454 );
1455 Display SolModelstat, SolModelstat;
1456
1457 Display ResultadosPMX;
1458 * FIN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO PMX_c
*****
1460 $ontext
1462 *****
* ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO CTP_c
1464 CTP_c_ini = 17;
1465 CTP_c_fin = 25;
1466

```

```

1468 loop(i ,
      CTP_c = CTP_c_ini + (CTP_c_fin - CTP_c_ini) * (ord(i)-1) / (card(i)
      -1);
1470
1472 * SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;
      SOLVE GestionPVComercializadora USING LP MINIMIZING z;
1474
      Display CTP_c;
1476
      ResultadosCTP_c('1',i) = CTP_c;
      ResultadosCTP_c('2',i) = z.L;
1478      ResultadosCTP_c('3',i) = pv.L;
      ResultadosCTP_c('4',i) = b.L;
1480      ResultadosCTP_c('5',i) = cc_c.L;
      ResultadosCTP_c('6',i) = GestionPVCliente.ModelStat;
1482      ResultadosCTP_c('7',i) = GestionPVCliente.SolveStat;
      );
1484
      Display ResultadosCI, ResultadosNAPEC, ResultadosPMX, ResultadosCTP_c;
1486
      * FIN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL PARÁMETRO CTP_c
1488 *****
      $offtext
1490
      Display
1492      vc.L, vr.L, vb.L, bc.L, soc.L, CosteVariable, IngresoVariable;
1494
      *****
1496 * ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO A LA CORRELACIÓN (Gamma)
      *****
1498
1500
1502 SCALAR epsilon /0.0001/;
      SCALAR
1504      InversionIni ,
      CosteAnual ,
1506      CosteComercCompraRed ,
      IngresoComercVentaExce ,
1508      IngresoComercCuota ,
      IngresoComercEnergiaAd ,
1510      IngresosTotalesComerc ,
      BeneficioComercializadora ,
1512      SumaEnerTotal ,
      CosteArmonizado;
1514
      PARAMETER
      gammai(g) "Valores de gamma (0 a 1)"

```

```

1516 ResultadosGamma(j,g) "Resultados: j=1 gamma, 2 z, 3 pv, 4 b, 5
    cc, 6 Beneficio, 7 SumaEnerTotal, 8 CosteArmonizado";
1518 * Valores gamma
    gammai('g0') = 0.0;
1520 gammai('g1') = 0.1;
    gammai('g2') = 0.2;
1522 gammai('g3') = 0.3;
    gammai('g4') = 0.4;
1524 gammai('g5') = 0.5;
    gammai('g6') = 0.6;
1526 gammai('g7') = 0.7;
    gammai('g8') = 0.8;
1528 gammai('g9') = 0.9;
    gammai('g10') = 1.0;
1530
loop(g,
1532 D(t,'k1') = Dgamma(t,g);
    MaxCuota = 0.45 * sum((t,k), Pr(k) * Delta * D(t,k));
1534 SOLVE GestionPVCliente USING LP MINIMIZING z;

1536 InversionIni = pv.L * CAPV + b.L * CAB + cc_c.L * CTP;
    CosteAnual = InversionIni + CostesAnualesPorc * InversionIni;
1538 CosteComercCompraRed = sum(t, Delta * NAPEC_c * (rc.L(t,'k1') + rb.L(
    t,'k1')));
    IngresoComercVentaExce = sum(t, Delta * PMX_c * (br.L(t,'k1') + vr.L(
    t,'k1')));
1540 IngresoComercCuota = CC_u * CTP_c;
    IngresoComercEnergiaAd = sum(t, Delta * CE(t,'k1') * (rc.L(t,'k1') +
    rb.L(t,'k1')));
1542 IngresosTotalesComerc = IngresoComercCuota + IngresoComercEnergiaAd +
    IngresoComercVentaExce;

1544 BeneficioComercializadora = IngresosTotalesComerc -
    CosteComercCompraRed - cc_c.L * CTP - CosteAnual;
    SumaEnerTotal = sum(t, pv.L * PVA(t,'k1'));
1546 CosteArmonizado = pv.L * CAPV / max(epsilon, SumaEnerTotal);

1548 ResultadosGamma('1', g) = gammai(g);
    ResultadosGamma('2', g) = z.L;
1550 ResultadosGamma('3', g) = pv.L;
    ResultadosGamma('4', g) = b.L;
1552 ResultadosGamma('5', g) = cc_c.L;
    ResultadosGamma('6', g) = BeneficioComercializadora;
1554 ResultadosGamma('7', g) = SumaEnerTotal;
    ResultadosGamma('8', g) = CosteArmonizado;
1556 );

1558 DISPLAY ResultadosGamma;

1560 * Exportar CSV para MATLAB
    FILE f /ResultadosGamma.csv /;
1562 PUT f;

```

```

1564 PUT 'gamma,z,pv,b,cc_c,beneficio_comerc,SumaEnerTotal,CosteArmonizado'
      /;
1566 loop(g,
      PUT gammai(g):0:2, ', ',
1568     ResultadosGamma('2',g):0:4, ', ',
1570     ResultadosGamma('3',g):0:4, ', ',
1572     ResultadosGamma('4',g):0:4, ', ',
1574     ResultadosGamma('5',g):0:4, ', ',
1576     ResultadosGamma('6',g):0:4, ', ',
1578     ResultadosGamma('7',g):0:4, ', ',
1580     ResultadosGamma('8',g):0:4 /;
      );
      PUTCLOSE;
      *****
      * FIN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO A LA CORRELACIÓN (Gamma)
      *****

```

Listing 7.1: CÃşdigo GAMS del modelo industrial

# Bibliografía

- [1] Lorenzo Bottaccioli, Edoardo Patti, Andrea Acquaviva, Enrico Macii, Matteo Jarre, and Michel Noussan. A tool-chain to foster a new business model for photovoltaic systems integration exploiting an Energy Community approach. In *2015 IEEE 20th Conference on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA)*, pages 1–4, 2015.
- [2] Beth Massey, Piyush Verma, and Shafi Khadem. Citizen Engagement as a Business Model for Smart Energy Communities. In *2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*, pages 1–6, 2018.
- [3] Sergio Motta, Kari Mäki, Marius Baranauskas, and Ville Ollikainen. Analysis of Economic Benefits from Load Shifting Services in Energy Communities. In *2024 Smart Systems Integration Conference and Exhibition (SSI)*, pages 1–4, 2024.
- [4] Gobierno de España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, 2019. Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 83, de 10 de abril de 2019.
- [5] IDAE. Bases reguladoras para la concesión de ayudas del Programa CE Implementa. *Boletín Oficial del Estado*, (179):95392–95397, 2024. Disponible en: <https://www.boe.es>.
- [6] IDAE. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, 2021. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es>.
- [7] IDAE. Estrategias de apoyo y regulación para comunidades energéticas en España. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*, 2024. Disponible en: <https://www.idae.es>.
- [8] A. Ambole, K. Koranteng, P. Njoroge, and D. L. Luhangala. Una revisión de las comunidades energéticas en África Subsahariana como vía de transición hacia la democracia energética. *Sustainability*, 13(4):2128, 2021.

- [9] Cristian Aguayo, Paula Carroll, and Evita Kairiša. Data, Analytics and Algorithms to support Local Energy Communities. In *2023 IEEE 64th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, pages 1–5, 2023.
- [10] Hiroyuki Hatta, Eitaro Omine, and Naoyuki Takahashi. Proposal of Impact Assessment Method for Autonomous Operation of Smart Community Using Battery Energy Storage Systems. In *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, pages 384–388, 2016.
- [11] Inês F. G. Reis, Ivo Gonçalves, Marta A. R. Lopes, and Carlos Henggeler Antunes. Business Models for Energy Communities: A Review of Key Issues and Trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144:111013, 2021.
- [12] Agencia Andaluza de la Energía, Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa. Radiación Solar, 2025. Consultado en 2025-03-29. Online en <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion3.php>.
- [13] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Informe sobre los precios de la electricidad en España. *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, 2020.
- [14] International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable power generation costs 2020. *International Renewable Energy Agency*, 2020.
- [15] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Battery energy storage cost benchmark. *National Renewable Energy Laboratory*, 2020.
- [16] Red Eléctrica de España (ESIOS). Precios horarios del mercado eléctrico (2024), 2024. Consultado en marzo de 2025. Disponible en <https://www.esios.ree.es/>.
- [17] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Real decreto-ley 15/2018 sobre autoconsumo y comunidades energéticas. *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, 2021.
- [18] European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2023. Consultado en mayo de 2025.