



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Evaluación de las comunidades energéticas basadas en instalaciones fotovoltaicas como medida de mitigación de la pobreza energética. Caso de estudio en pérgolas preexistentes del Parque del Oeste, València, para abastecer a 46 hogares vulnerables reales.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Tapia Sinesio, Nerea

Tutor/a: Ribó Pérez, David Gabriel

Cotutor/a: Manso Burgos, Álvaro

CURSO ACADÉMICO: 2024/2025

Agradecimientos

Gracias a la Cátedra de Transición Energética Urbana y al Instituto de Ingeniería Energética por brindarme un espacio de aprendizaje y crecimiento, especialmente quiero agradecer a Álvaro y David por su dedicación, orientación y cercanía a lo largo de todo el proceso. Además, gracias a mi familia por su apoyo incondicional y a mis amigos por estar siempre presentes y compartir conmigo cada etapa de este camino.

Resumen

En este Trabajo de Fin de Grado se evaluará el potencial de las comunidades energéticas para mitigar la vulnerabilidad energética y favorecer la descarbonización del sistema energético. Para ello, se estudia la instalación de un sistema fotovoltaico sobre dos pérgolas preexistentes en el Parque del Oeste, València, para abastecer un grupo de 46 hogares vulnerables. Los resultados obtenidos mediante la comunidad energética se compararán con el rédito económico de las actuales ayudas municipales para mitigar la vulnerabilidad energética.

A partir de los datos de consumo horario reales de los hogares, se modelarán y evaluarán distintos escenarios: el modelo actual de ayudas públicas mediante subvenciones económicas directas; la integración de los hogares en una comunidad energética basada en autoconsumo colectivo mediante generación fotovoltaica. Se estudiará también la incorporación de un sistema de almacenamiento con baterías en la CE. Se aplicará el modelo matemático para optimizar la operación y reducir la factura eléctrica de una CE, desarrollado en la Cátedra de Transición Energética Urbana de la UPV.

A partir de esta modelización, el trabajo abordará un análisis cuantitativo del impacto económico y energético de cada escenario, con especial atención a la reducción del gasto público y a la mejora del ahorro energético en los hogares. Posteriormente, se evaluará la rentabilidad socioeconómica de la integración en comunidades energéticas.

Asimismo, se analizará el papel del almacenamiento energético en la mejora de la autosuficiencia y la gestión de la demanda, especialmente en perfiles de consumo desplazados fuera del periodo de generación solar. El estudio permitirá identificar los factores técnicos y económicos que afectarán al funcionamiento del modelo, así como su capacidad para reducir la pobreza energética y contribuir a la descarbonización del sistema energético en las ciudades.

Palabras Clave: Comunidad energética; pobreza energética; descarbonización; autoconsumo colectivo; energía fotovoltaica; descarbonización urbana; almacenamiento energético; optimización energética.

Resum

En este Treball de Fi de Grau s'avaluarà el potencial de les comunitats energètiques per a mitigar la vulnerabilitat energètica i afavorir la descarbonització del sistema energètic. Per a això, s'estudia la instal·lació d'un sistema fotovoltaic sobre dos pèrgoles preexistents al Parc de l'Oest, València, per a proveir un grup de 46 llars vulnerables. Els resultats obtinguts mitjançant la comunitat energètica es compararan amb el rèdit econòmic de les actuals ajudes municipals per a mitigar la vulnerabilitat energètica.

A partir de les dades de consum horari reals de les llars, es modelaran i avaluaran diferents escenaris: el model actual d'ajudes públiques mitjançant subvencions econòmiques directes; la integració de les llars en una comunitat energètica basada en autoconsum col·lectiu mitjançant generació fotovoltaica. S'estudiarà també la incorporació d'un sistema d'emmagatzematge amb bateries en la CE. S'aplicarà el model matemàtic per a optimitzar l'operació i reduir la factura elèctrica d'una CE, desenrotllat en la Càtedra de Transició Energètica Urbana de la UPV.

A partir d'esta modelització, el treball abordarà una anàlisi quantitativa de l'impacte econòmic i energètic de cada escenari, amb especial atenció a la reducció del gasto públic i a la millora de l'estalvi energètic en les llars. Posteriorment, s'avaluarà la rendibilitat socioeconòmica de la integració en comunitats energètiques.

Així mateix, s'analitzarà el paper de l'emmagatzematge energètic en la millora de l'autosuficiència i la gestió de la demanda, especialment en perfils de consum desplaçats fora del període de generació solar. L'estudi permetrà identificar els factors tècnics i econòmics que afectaran el funcionament del model, així com la seua capacitat per a reduir la pobresa energètica i contribuir a la descarbonització del sistema energètic a les ciutats.

Paraules clau: Comunitat energètica; pobresa energètica; descarbonització; autoconsum col·lectiu; energia fotovoltaica; descarbonització urbana; emmagatzematge energètic; optimització energètica.

Abstract

This Final Degree Project will evaluate the potential of energy communities to mitigate energy vulnerability and promote the decarbonization of the energy system. To this end, the installation of a photovoltaic system on two pre-existing pergolas in Parque del Oeste, Valencia, to supply a group of 46 vulnerable households will be studied. The results obtained through the energy community will be compared with the economic benefits of current municipal aid to mitigate energy vulnerability.

Based on actual hourly household consumption data, different scenarios will be modeled and evaluated: the current model of public aid through direct financial subsidies; and the integration of households into an energy community based on collective self-consumption through photovoltaic generation. The incorporation of a battery storage system in the energy community will also be studied. A mathematical model developed by the Chair of Urban Energy Transition at the UPV (University of Valencia) will be applied to optimize operation and reduce the electricity bill of a energy community.

Based on this modeling, the study will address a quantitative analysis of the economic and energy impact of each scenario, with particular attention to reducing public spending and improving energy savings in households. The socioeconomic profitability of integration into energy communities will then be assessed.

The role of energy storage in improving self-sufficiency and demand management will also be analyzed, especially in consumption profiles shifted outside the solar generation period. The study will identify the technical and economic factors that will affect the model's performance, as well as its ability to reduce energy poverty and contribute to the decarbonization of the energy system in cities.

Keywords:Energy community; energy poverty; decarbonization; collective self-consumption; photovoltaic energy; urban decarbonization; energy storage; energy optimization.

Tabla de contenido

Agradecimientos	2
Resumen	3
Resum	4
Abstract	5
 I MEMORIA	 14
1. INTRODUCCIÓN	15
1.1. CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL	15
1.2. PROBLEMA SOCIAL DE LA ENERGÍA	17
1.3. CONTEXTO EUROPEO Y PAQUETE ENERGÍAS LIMPIAS	17
1.4. OBJETIVO DEL PROYECTO	19
1.5. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN	19
1.6. ALCANCE	20
 2. ESTADO DEL ARTE	 22
2.1. COMUNIDADES ENERGÉTICAS	22
2.1.1. BENEFICIOS Y VENTAJAS DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS	22
2.1.2. BARRERAS DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS	24
2.1.3. DESARROLLO Y ESTADO ACTUAL DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA	25
2.1.4. MARCO LEGAL DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA	26
2.1.5. MODELADO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS	28
2.2. EL PROBLEMA DE LA POBREZA ENERGÉTICA	29
2.2.1. INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA EN EUROPA Y ESPAÑA	30
2.2.2. FACTORES CAUSANTES DE LA POBREZA ENERGÉTICA	32
2.2.3. ESTRATEGIAS MITIGACIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA	33
2.2.4. ROL DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS PARA MITIGAR LA POBREZA ENERGÉTICA	34
 3. METODOLOGÍA	 35
3.1. MODELADO MATEMÁTICO	36
3.1.1. MODELADO DE COMPONENTES	36
3.1.2. COEFICIENTES DE REPARTO	37
3.1.3. RESTRICCIONES DEL SISTEMA	37
3.1.4. ANÁLISIS FINANCIERO	39
3.1.5. ANÁLISIS CON DIFERENTES USUARIOS DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA	39
 4. CASO DE ESTUDIO	 40
4.1. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS	40

4.2. ELEMENTOS DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA	41
4.2.1. Consumo eléctrico	42
4.2.2. Red eléctrica	45
4.2.3. Cálculo potencial FV	46
4.2.4. Instalación fotovoltaica	49
4.2.5. Baterías estacionarias	49
4.3. SITUACIÓN INICIAL	50
4.3.1. Potencia contratada inicial	51
4.3.2. Coste energético inicial	51
5. RESULTADOS	53
5.1. ESCENARIO 1: Comunidad Energética sin batería	53
5.2. ESCENARIO 2: Comunidad Energética con batería	58
5.3. Comparación de los diferentes usuarios de la Comunidad Energética	64
6. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	67
7. CONCLUSIONES	70
8. REFERENCIAS	72
9. ANEXOS	75
9.1. ANEXO I: Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030	75
9.2. ANEXO II: Análisis Fotovoltaico PVGIS	77
9.3. ANEXO III: Coeficientes de reparto	80
9.4. ANEXO IV: Balance energético Escenario 2	81
II PRESUPUESTO	83
10.OBSERVACIONES PREVIAS	84
10.1.Recursos humanos	84
10.2.Costes de amortización de software y hardware	84
10.3.Costes indirectos	85
10.4.Resumen del presupuesto de la ingeniería previa	85

Índice de tablas

Tabla 1.	Beneficios de las Comunidades Energéticas.	23
Tabla 2.	Barreras de las Comunidades Energéticas.	25
Tabla 3.	Tabla resumen de consumo y potencia.	42
Tabla 4.	Especificaciones de la gráfica de correlación de Pearson.	44
Tabla 5.	Tabla resumen del coste de la electricidad adquirida de la red.	46
Tabla 6.	Especificaciones de las zonas de la instalación fotovoltaica.	47
Tabla 7.	Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.	47
Tabla 8.	Especificaciones instalación fotovoltaica.	48
Tabla 9.	Especificaciones producción anual FV.	48
Tabla 10.	Relación entre la potencia del sistema fotovoltaico y la potencia del inversor (CTE)	49
Tabla 11.	Especificaciones del inversor.	49
Tabla 12.	Especificaciones técnicas de la batería.	50
Tabla 13.	Resumen parámetros del sistema fotovoltaico utilizados en el modelo.	50
Tabla 14.	Inversión de la instalación FV para el escenario sin batería.	53
Tabla 15.	Resultados energéticos del escenario sin batería por estaciones	55
Tabla 16.	Resultados energéticos en valor porcentual por estaciones y anual.	56
Tabla 17.	Resultados económicos del Escenario 1.	58
Tabla 18.	Inversión de componentes instalación FV para el escenario con batería.	58
Tabla 19.	Resultados del balance energético del escenario con batería.	61
Tabla 20.	Resultados energéticos en valor porcentual según capacidad de la batería.	61
Tabla 21.	Resultados económicos del Escenario 2.	62
Tabla 22.	Periodo de retorno de la inversión bajo distintas capacidades del BESS.	62
Tabla 23.	Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).	75
Tabla 24.	Coeficientes de reparto para los puntos de consumo de la comunidad energética en función de la capacidad total de la batería.	80
Tabla 25.	Costes de recursos humanos	84
Tabla 26.	Costes de software y hardware	85
Tabla 27.	Presupuesto final	86

Índice de figuras

Figura 1.	Emisiones de dióxido de carbono procedentes de combustibles fósiles y de la industria, (Our World in Data., 2024).	15
Figura 2.	Consumo energético total (Mtoe), (Enerdata, 2023)	16
Figura 3.	Objetivos Paquete Energía Limpia.	18
Figura 4.	ODS correspondientes a una CE.	20
Figura 5.	Comunidades Energéticas (Comisión Europea, 2021b).	22
Figura 6.	Número de Comunidades Energéticas en España (Veridika, 2023).	26
Figura 7.	Número Comunidades Energéticas en la Comunitat Valenciana (Veridika, 2023).	26
Figura 8.	Tasa de pobreza y desviación del objetivo, (EAPN, 2024).	30
Figura 9.	Indicadores primarios de la pobreza energética de acuerdo con el Observatorio Europeo de Pobreza Energética.	30
Figura 10.	La pobreza energética en Europa.	31
Figura 11.	Evolución de los cuatro indicadores de pobreza energética desde el año 2018 hasta 2021.	32
Figura 12.	Estrategias Nacionales y/o Planes contra la PE (Países destacados en azul).	33
Figura 13.	Clasificación de medidas en la lucha contra la pobreza energética en la UE según enfoque (Proyecto ODYSSEE-MURE, 2024).	33
Figura 14.	Diagrama de flujo de la metodología seguida para el análisis de rentabilidad de la CE.	35
Figura 15.	Localización geográfica del Parque del Oeste, València.	40
Figura 16.	Localización de de la zona de lectura (amarillo).	40
Figura 17.	Pérgolas del Parque del Oeste.	40
Figura 18.	Irradiancia global mensual sobre el plano inclinado de 2023 (European Commission, 2025).	41
Figura 19.	Elementos de la Comunidad Energética.	41
Figura 20.	Curva de carga agregada del consumo eléctrico de la CE.	42
Figura 21.	Correlación de Pearson entre la generación fotovoltaica y la demanda energética, siendo las rectas horizontal y vertical las medianas de los datos.	43
Figura 22.	Consumo energético anual de cada vivienda de la CE.	45
Figura 23.	Precios de la energía comprada y vendida en 2024.	45
Figura 24.	Histograma precios de la energía comprada en 2024.	46
Figura 25.	Histograma precios de compensación de excedentes en 2024.	46
Figura 26.	Vista lateral pérgolas del Parque del Oeste.	47
Figura 27.	Zonas de la instalación fotovoltaica.	47
Figura 28.	Diseño planteado de la instalación fotovoltaica.	48
Figura 29.	Potencia contratada inicial en los puntos de consumo.	51
Figura 30.	Coste eléctrico anual de cada punto de consumo y coste cubierto por los Servicios Sociales (SS).	52
Figura 31.	Coeficientes de reparto del autoconsumo colectivo.	54
Figura 32.	Balance energético horario de la CE el 10 de enero 2024 (entre semana) sin BESS.	54

Figura 33. Balance energético horario de la CE el 14 de enero 2024 (fin de semana) sin BESS.	54
Figura 34. Balance energético horario de la CE el 15 de agosto 2024 (entre semana) sin BESS.	55
Figura 35. Balance energético horario de la CE el 17 de agosto 2024 (fin de semana) sin BESS.	55
Figura 36. Potencia contratada en cada hogar antes y después de la formación de la CE para el Escenario 1.	57
Figura 37. Análisis anual de la energía de la Comunidad Energética (kWh).	59
Figura 38. Balance mensual energético para capacidades de batería de 45 y 60 kWh. . .	60
Figura 39. Balance mensual energético para capacidad de batería de 75 kWh.	60
Figura 40. Coste eléctrico inicial anual y ahorro eléctrico SS anual para 45 kWh de capacidad. .	63
Figura 41. Ahorro de la Comunidad Energética según la capacidad del BESS.	64
Figura 42. VAN de la Comunidad Energética según la capacidad del BESS.	64
Figura 43. TIR según la capacidad del BESS.	64
Figura 44. Análisis anual de la energía de la Comunidad Energética por cuadrante (kWh). .	65
Figura 45. Ahorro de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.	65
Figura 46. VAN de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.	65
Figura 47. TIR de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.	66
Figura 48. Verano 15 kWh.	81
Figura 49. Invierno 15 kWh.	81
Figura 50. Verano 45 kWh.	81
Figura 51. Invierno 15 kWh.	81
Figura 52. Verano 60 kWh.	81
Figura 53. Invierno 60 kWh.	81
Figura 54. Verano 75 kWh.	82
Figura 55. Invierno 75 kWh.	82
Figura 56. Verano 90 kWh.	82
Figura 57. Invierno 90 kWh.	82

Lista de abreviaciones

Índices	
j	Índice de curva de carga
n	Índice de año de operación [año]
e	Índice de escenario de simulación
t	Índice de la hora del año[h]
Sets	
J	Set de todos los puntos de consumo
N	Set de los años de operación [años]
E	Set de todos los escenarios de simulación
T	Set de todos los periodos de tiempo [h]
Parámetros	
C^{RED}	Coste anual de la electricidad adquirida de la red [€/yr]
C^{FIJ}	Coste anual del término de potencia de la electricidad de la red [€/yr]
d	Tasa de descuento del mercado
E_{CAP}^B	Capacidad de almacenamiento de energía de la BESS [kWh]
OM	Coste anual de operación y mantenimiento [€/yr]
$P_{MAX}^{B,C}$	Potencia máxima de carga de la BESS [kW]
$P_{MAX}^{B,D}$	Potencia máxima de descarga de la BESS [kW]
POT_j	Potencia contratada en la carga j [kW]
P_{NOM}^{FV}	Potencia nominal del sistema FV [kW]
Π^{POT}	Precio del término de potencia [€/kW]
Variables	
β	Variable de coeficientes de reparto de la energía
CF_t	Factor de capacidad de FV en el período t
C_t^{ENE}	Coste de la electricidad adquirida de la red en el período t [€]
C_t^{RVAR}	Coste del término variable de la electricidad adquirida de la red en el período t [€]
C_t^{VEN}	Coste de la electricidad vendida a la red en el período t [€]
E_t^B	Energía almacenada en la BESS en el período t [kWh]
$P_{j,t}^A$	Potencia asignada a la curva j en el período t [kW]
$P_t^{B,C}$	Potencia cargada a la BESS en el período t [kW]

$P_t^{B,D}$	Potencia descarada de la BESS en el período t [kW]
$P_t^{B,RED}$	Potencia cargada a la BESS y adquirida de la red en el período t [kW]
$P_{j,t}^D$	Potencia demandada por la curva j en el período t [kW]
P_t^D	Potencia demandada por la CE en el período t [kW]
P_t^{RED}	Potencia comprada de la red en el período t
$P_{j,t}^{RED}$	Potencia comprada de la red por la curva j en el período t
P_t^{FV}	Potencia generada por el sistema FV en el período t [kW]
$P_{j,t}^{FV}$	Potencia consumida por la curva j desde el sistema FV en el período t [kW]
P_t^{VEN}	Potencia vendida a la red en el período t [kW]
P_t^{REG}	Potencia regalada en el período t [kW]
$\eta_t^{B,C}$	Eficiencia de carga de la BESS
$\eta_t^{B,D}$	Eficiencia de descarga de la BESS
Π_t^{RED}	Precio de la electricidad adquirida en el período t [€/kWh]
Π_t^{VEN}	Precio de la electricidad vendida en el período t [€/kWh]
SC	Grado de autoconsumo de la CE
VAN_n^{INV}	VAN de la inversión en el año n [€]
VAN_n^{CE}	VAN de la CE en el año n [€]
VAN_n^{OM}	VAN del OM en el año n [€]
VAN_n^{AHO}	VAN de los ahorros en el año n [€]
Acrónimos	
AHO	Ahorro en las facturas energéticas
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en batería (Battery Energy Storage System)
CE	Comunidad Energética
FV	Solar fotovoltaica
INV	Inversión económica
ODS	Objetivos para el desarrollo sostenible
RD	Real Decreto
TIR	Tasa interna de retorno
UE	Unión Europea
VAN	Valor actual neto
Subíndices	
0	Situación inicial
CE	Después de la implementación de la CE

Parte I

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

1.1. CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL

Nos encontramos en un momento crucial de la respuesta global ante las crisis del clima y la pérdida de biodiversidad. Diversos organismos internacionales advierten que esta década es decisiva para actuar a tiempo y cumplir los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París, en favor de la salud, el bienestar y la prosperidad de las generaciones presentes y futuras. La Unión Europea ha asumido un papel de liderazgo al establecer objetivos vinculantes para reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % para 2030 respecto a los niveles de 1990, y alcanzar la neutralidad climática en 2050. Estos objetivos, plasmados en la primera Ley Europea del Clima, han dejado de ser meras aspiraciones para convertirse en obligaciones legales que abren nuevas oportunidades para la innovación, la inversión y la creación de empleo (Comisión Europea, 2021a).

En 2023, según la Organización Meteorológica Mundial de las Naciones Unidas, la temperatura media anual global se acercará a 1,5 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales (Enel Green Power, 2023). El calentamiento global no solo está acelerando el derretimiento de los glaciares y elevando el nivel del mar, también está generando otros impactos climáticos graves, como la desertificación y el aumento de fenómenos meteorológicos extremos. Estos cambios en el clima pueden tener consecuencias devastadoras e incalculables.

La comunidad científica atribuye este fenómeno a las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por la actividad humana, desde la Revolución Industrial (fig. 1). El dióxido de carbono es el principal de estos gases, y su origen se encuentra principalmente en el sector energético.

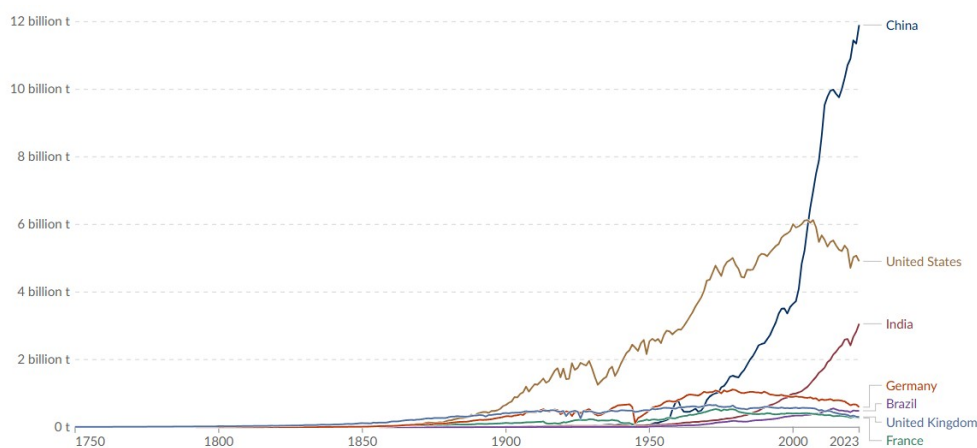


Figura 1: Emisiones de dióxido de carbono procedentes de combustibles fósiles y de la industria, (Our World in Data., 2024).

En diciembre de 2023, durante la COP28 celebrada en Dubái, se alcanzó un acuerdo para abandonar progresivamente el uso de combustibles fósiles. Sin embargo, no se establecieron metas concretas. El pacto también hizo un llamado a triplicar la capacidad global de energías renovables y a duplicar los avances en eficiencia energética para el año 2030.

El objetivo a largo plazo sigue siendo alcanzar la Neutralidad de Carbono para 2050, lo que implica reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero y compensar las que no puedan eliminarse mediante mecanismos como los créditos de carbono.

Para alcanzar este objetivo, la herramienta principal es la transición energética. Se refiere al proceso de descarbonización de la economía mundial para mitigar las consecuencias del cambio climático y reducir el consumo de energías fósiles (Comisión Europea, 2021a). Para ello, se deben emprender acciones y establecer nuevos retos que impulsan las energías renovables como fuente origen de la generación de energía eléctrica, y la mejora de la eficiencia energética con cambios en nuestros hábitos de consumo de energía (SotySolar, 2023).

La transición energética no es un fenómeno reciente, sino que forma parte de una serie de transformaciones históricas en el uso de las fuentes de energía. A lo largo de los siglos, la humanidad ha experimentado importantes cambios, como el paso de la madera al carbón en el siglo XIX o del carbón al petróleo en el siglo XX. Sin embargo, la transición actual presenta una característica fundamental que la distingue de las anteriores. Esta vez, el objetivo no es únicamente mejorar la eficiencia o responder a necesidades económicas, sino garantizar la sostenibilidad del planeta. Además, a diferencia de transiciones pasadas que se desarrollaron durante décadas, el contexto actual exige que este proceso se lleve a cabo en un plazo mucho más reducido.

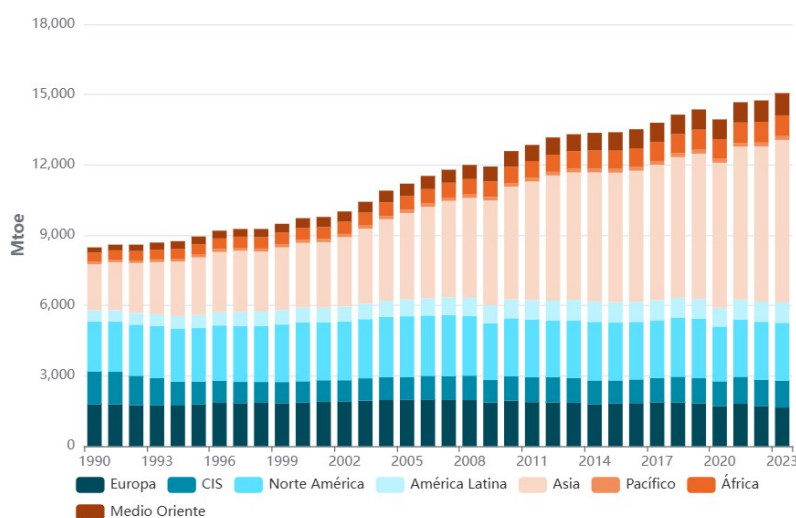


Figura 2: Consumo energético total (Mtoe), (Enerdata, 2023)

El planeta cada vez necesita y consume más energía, como se muestra en la fig. 2. El año pasado demandó un 2,2% más que en 2023, lo que supone un incremento significativamente más elevado al de la última década, cuando aumentó a una media del 1,3% interanual. Representa una aceleración de la demanda del 70%, datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energía (AIE). En su informe Global Energy Review, la AIE concluye que la energía disponible en el planeta es cada vez más renovable, pero sin que se detecte una reducción relevante en las energías contaminantes. Así, la demanda de gas natural creció el año pasado un 2,7% y el petróleo un 0,75% (Segovia, M., 2025).

1.2. PROBLEMA SOCIAL DE LA ENERGÍA

Es una realidad incuestionable que, bien avanzados en el siglo XXI, en una sociedad tan desarrollada el suministro energético básico que precisa cualquier familia se haya convertido en un bien de primera necesidad, como lo son el poder disponer de una vivienda digna, el acceso al agua corriente o la alimentación. Es también indudable y urgente que cualquier Estado avanzado ponga en práctica planes sociales destinados a cubrir dichas necesidades en los casos en los que determinadas familias o personas individuales no tienen acceso a los mismos.

No obstante, los problemas surgen a la hora de implementar de manera concreta estos planes. Un buen ejemplo de ello es la manera en que se aborda la denominada pobreza energética (Periódico de La Energía, 2018).

La disparidad global en el acceso a electricidad asequible y confiable es una preocupación apremiante. La Agencia Internacional de Energía (AIE) realizó un estudio en 2020 que encontró que aproximadamente 770 millones de personas carecían de acceso a la electricidad en 2019, a pesar de que más de 2.6 mil millones de personas tenían acceso a instalaciones de cocina limpias. Además, para fines de 2020, más de 110 millones de personas enfrentaban desafíos para costear los servicios básicos de energía (Kolati y Raghutla, 2025).

Los factores que inciden en los niveles de pobreza energética son: los ingresos familiares, el precio de la energía y el grado de eficiencia energética alcanzado en los hogares, entre otros. No existe un único indicador para medir la pobreza energética. Esta no solo afecta la funcionalidad de los hogares, sino también otros aspectos, como la salud y el estigma social que enfrentan los grupos afectados. La solidaridad y la participación son palancas que deben integrarse, junto con iniciativas para mejorar la calidad de vida de la población urbana en situación de pobreza energética.

Las entidades públicas pueden encontrar hoy en día en las comunidades energéticas (CE) una oportunidad para combatir la pobreza energética, fomentar la cooperación ciudadana y empoderarlas para que sean un actor más activo en el sector (Parreño-Rodríguez et al., 2023b). Es decir, resulta fundamental replantear el sistema energético no solo desde una perspectiva técnica y ambiental, sino también social. Iniciativas como las comunidades energéticas ofrecen una alternativa viable, al permitir que ciudadanos, pequeñas empresas y administraciones colaboren en la generación, gestión y uso de energía de forma descentralizada, participativa y equitativa. Este modelo promueve la autonomía, la resiliencia comunitaria y la distribución justa de los beneficios derivados de la transición energética.

1.3. CONTEXTO EUROPEO Y PAQUETE ENERGÍAS LIMPIAS

El Consejo Europeo, en 2014, acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030, es por ello que se estableció un objetivo de reducir las emisiones un 55 % respecto a los niveles de 1990 para el año 2030, objetivo que se ve reflejado en la Ley Europea del Clima. Se comienza a trabajar en estos objetivos realizando una serie de medidas legislativas encaminadas a actualizar y revisar la legislación de la UE.

En el ámbito de la seguridad energética, se fijan objetivos para aumentar la diversificación de fuentes de energía y suministro, así como la reducción de importación de energía. En el caso de España, dada la preponderancia de los combustibles fósiles en el sistema energético nacional, éste se caracteriza por una elevada dependencia energética, que alcanzó el 68,6 % en 2023. Con respecto al mercado interior, el objetivo de interconexión eléctrica de los Estados miembros se fija en el 15 % para el año 2030.

Además, la UE está embarcada en un ambicioso programa energético cuyo objetivo a alcanzar en 2030 es que Europa se convierta en el líder mundial en energía de origen renovable, y para ello se espera alcanzar los objetivos mostrados en la fig. 3:

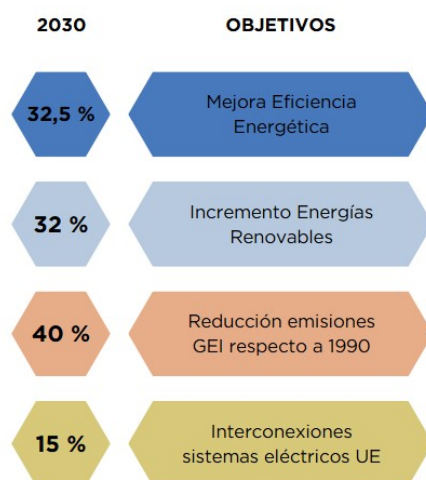


Figura 3: Objetivos Paquete Energía Limpia.

Para alcanzar estos objetivos, la UE se ha dotado de un “paquete jurídico” compuesto de cuatro directivas y cuatro reglamentos como instrumentos legales necesarios para convertirse en líder mundial de la eficiencia energética (Ecija en prensa, 2021).

El paquete «Energía limpia para todos los europeos» tiene como objetivo establecer el equilibrio adecuado entre la toma de decisiones a escala de la UE, nacional y local, ya que todos los niveles de gobierno están involucrados. Al hacerlo, descubrimos sinergias y ganancias de eficiencia que no se podrían encontrar si cada país de la UE actuara solo. Y, sin embargo, cada país conserva su independencia para elegir su propia combinación energética y el camino que tomará para alcanzar sus objetivos energéticos y climáticos, pero dentro de un contexto europeo y siguiendo un enfoque común. Este es el valor añadido europeo (Comisión Europea, 2019).

Entró en vigor en 2018/19 y abarca (EirGrid, 2016):

- Eficiencia energética en los edificios; Directiva (UE) 2018/844
- Energía renovable; Directiva (UE) 2018/2001
- Eficiencia Energética; Directiva (UE) 2018/2002

- Gobernanza de la Unión de la Energía; Reglamento (UE) 2018/1999
- Reglamento sobre la electricidad; Reglamento (UE) 2019/943
- Directiva sobre electricidad; Directiva (UE) 2019/944
- Preparación ante riesgos; Reglamento (UE) 2019/941
- ACER; Reglamento (UE) 2019/942

1.4. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es evaluar el potencial de las comunidades energéticas como herramienta para mitigar la pobreza energética y contribuir a la descarbonización del sistema energético urbano, mediante la integración de tecnologías renovables.

Se modelizan distintos escenarios de gestión energética para 46 hogares en situación de vulnerabilidad, considerando la integración de energía fotovoltaica y sistemas de almacenamiento con baterías. Para ello, se parte del análisis de los consumos energéticos de los puntos de consumo, lo que permite identificar patrones de demanda, optimizar las potencias contratadas y establecer comparaciones con las ayudas económicas actualmente proporcionadas por los servicios sociales. Asimismo, se estudia qué perfiles de consumo resultan más adecuados para su participación en comunidades energéticas, con el objetivo de maximizar tanto el beneficio colectivo como la rentabilidad individual.

De esta forma se comprobará si las comunidades energéticas pueden ser más eficaces y rentables que los subsidios tradicionales y si la incorporación de baterías mejora de manera significativa la rentabilidad y autosuficiencia energética. Además, se analizará si los hogares con mayor demanda se benefician más en términos de ahorro y rentabilidad económica al participar en una comunidad energética.

1.5. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

La transición energética en la Unión Europea implica establecer un nuevo modelo energético con menores emisiones y respeto por el medio ambiente. La pandemia de COVID-19 ha provocado una demanda energética global inusual y un aumento de los precios de la energía. Además, la crisis ucraniana ha agravado la situación, influyendo en cómo se genera, distribuye, gestiona y consume la energía. En este escenario, el movimiento de descarbonización hacia un modelo energético más limpio y descentralizado ha fomentado la integración de energías renovables en las redes eléctricas actuales (Parreño-Rodríguez et al., 2023a).

Un sistema compartido de autoconsumo de energía renovable para hogares con pobreza energética es una alternativa superior a los cheques energéticos (Zhang et al., 2024), pues contribuye así al bienestar social y a la transición energética. Además, integra siete de los diecisiete ODS definidos por la ONU (United Nations, 2025), fig. 4. En el apartado 9.1 se hace una descripción de la alineación del TFG con los ODS.



Figura 4: ODS correspondientes a una CE.

València es Capital Verde Europea durante 2024. Este reconocimiento de la Comisión Europea, pone en valor la mirada sostenible que ha aplicado València a sus políticas públicas durante las últimas décadas para dejar una ciudad más amable con las futuras generaciones y la sitúa como faro de las políticas verdes del Mediterráneo (Ajuntament de València, 2025b).

A través de la Fundació València Clima i Energia se quiere ampliar la constitución de comunidades energéticas, pues generan beneficios medioambientales, económicos y sociales para el barrio en el que funciona y para toda la ciudad (Ajuntament de València, 2025a). Además, la Cátedra de Transición Energética Urbana de la Universitat Politècnica de València colabora activamente con el Ayuntamiento de València con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en términos de emisiones de carbono.

1.6. ALCANCE

Este Trabajo de Fin de Grado desarrolla y aplica una metodología generalizable para evaluar CE que integren generación fotovoltaica, almacenamiento con baterías y múltiples puntos de consumo. El modelo ha sido diseñado en el marco de la Cátedra de Transición Energética Urbana de la Universitat Politècnica de València y ha sido optimizado y adaptado durante la realización del presente trabajo. Además, esta metodología se basa en investigaciones previas que han servido como referencia, centradas en el análisis y simulación de comunidades energéticas, las cuales han demostrado que integrar hogares vulnerables en CE es una solución más rentable para las instituciones públicas y aporta beneficios ambientales adicionales (Aparisi-Cerdá et al., 2024).

La herramienta principal de modelización se ha implementado en el lenguaje de programación Julia. El modelo considera datos reales de consumo eléctrico con resolución horaria para el año 2024, así como perfiles de generación solar obtenidos a partir de la herramienta PVGIS y precios reales de mercado para cada hora del año. El sistema permite simular distintos escenarios variando variables clave del sistema, como la capacidad de generación, la presencia de almacenamiento o la estrategia de reparto de energía. El modelo optimiza tanto el reparto energético entre los usuarios como los ciclos de carga y descarga de las baterías, y calcula el coste total del sistema en cada caso.

Los resultados obtenidos se analizan posteriormente en MATLAB para evaluar la viabilidad económica y la influencia de las variables críticas identificadas. Esta aproximación permite comparar el impacto de cada escenario sobre el ahorro económico, el aprovechamiento de la energía renovable y la eficiencia del sistema.

El alcance del estudio se ha limitado al análisis de consumo eléctrico real, sin considerar las necesidades energéticas completas para alcanzar condiciones de confort térmico en cada hogar. Además, el modelo emplea exclusivamente baterías de ion-litio como sistema de almacenamiento, sin incluir otras tecnologías.

2. ESTADO DEL ARTE

En esta sección se estudian las comunidades energéticas, analizando sus beneficios, barreras y el estado actual de desarrollo. Se examina el marco legal que las regula, tanto a nivel europeo como nacional. Además, se presenta un modelado de sus posibles configuraciones para entender su funcionamiento y potencial.

2.1. COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Las CE, fig. 5, son agrupaciones de personas, empresas, industrias y entidades públicas que se forman para generar, gestionar y consumir energía de manera colectiva y sostenible. Este concepto abarca desde pequeñas comunidades vecinales hasta grandes agrupaciones de instituciones que se centran en el uso de fuentes de energía renovable y en la implementación de prácticas de eficiencia energética. Su objetivo es llegar a un modelo energético más democrático y participativo, donde los miembros tengan voz y voto en las decisiones sobre cómo se produce y se utiliza la energía.

Representa un paso hacia la autosuficiencia energética, reduciendo la dependencia de los suministros externos y fomentando un enfoque más consciente y responsable del consumo energético (Inycom Energy, 2024).



Figura 5: Comunidades Energéticas (Comisión Europea, 2021b).

2.1.1. BENEFICIOS Y VENTAJAS DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Las CE se presentan como una alternativa innovadora y descentralizada para la producción y gestión de energía, basada en la participación activa de la ciudadanía. Más allá de sus aspectos técnicos, generan ventajas que abarcan ámbitos económicos, sociales, medioambientales y educativos. En este apartado se analizan los principales beneficios asociados a las CE, (Brunner, 2018).

- Económicos: las CE generan ingresos mediante la venta de energía, alquiler de terrenos o techos, y contribuciones fiscales. Además, impulsan la economía local creando empleo, especialmente en mantenimiento de instalaciones renovables. También mejoran la financiación de servicios comunitarios y promueven medidas sociales y medioambientales.

- Educación y Aceptación: participar en una CE mejora el conocimiento sobre energías renovables, fomenta hábitos de ahorro energético y conciencia ambiental. Además, favorece la aceptación social, especialmente si la comunidad participa en la planificación y se beneficia directamente.

- Participación Ciudadana: las CE promueven la participación activa, tanto financiera como organizativa. También fortalecen la implicación política y la concienciación sobre sostenibilidad, facilitando la transición hacia una sociedad baja en carbono.

- Protección del clima y sostenibilidad: las CE apoyan la lucha contra el cambio climático al fomentar un estilo de vida más sostenible y responsable con el medio ambiente. Los participantes suelen mostrar una mayor conciencia ecológica y compromiso con la transición energética.

- Construcción de comunidad y autorrealización: las CE refuerzan la capacidad de las comunidades para tomar decisiones propias y construir una identidad colectiva. Favorecen la implicación en actividades locales y permiten a los participantes alcanzar un alto grado de autorrealización.

- Objetivos de generación de energía renovable: contribuyen a alcanzar los objetivos de generación renovable al instalar tecnologías limpias y crear un entorno favorable a políticas energéticas.

- Innovación: fomentan la innovación técnica y social, permitiendo que los ciudadanos pasen de ser consumidores a "prosumidores". Este cambio de rol contribuye a transformar el sistema energético y las estructuras sociales.

Beneficio	Descripción
Económico	Ingresos por venta de energía; creación de empleo local; mejora de la financiación municipal; impulso a la economía local.
Educación y Aceptación	Aumento conocimiento de energía renovable; fomento hábitos de ahorro energético; conciencia ambiental; aceptación social.
Participación Ciudadana	Participación financiera y organizativa; mayor implicación política; concienciación sobre sostenibilidad.
Sostenibilidad y Clima	Fomento de estilos de vida sostenibles; compromiso con la protección del medio ambiente.
Comunidad y Autorrealización	Refuerzo del tejido social local; fortalecimiento de la identidad comunitaria.
Generación Renovable	Contribución a la instalación de tecnologías renovables; creación de un entorno favorable a políticas energéticas.
Innovación	Transición del consumidor al prosumidor; transformación del sistema energético y estructuras sociales.

Tabla 1: Beneficios de las Comunidades Energéticas.

2.1.2. BARRERAS DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS

A pesar de sus múltiples beneficios, las CE enfrentan diversas barreras que dificultan su implementación y desarrollo. Estas pueden agruparse en las siguientes categorías, (Brummer, 2018):

- Cuestiones organizativas, legales y de planificación: las CE suelen depender del trabajo voluntario y contar con estructuras pequeñas, lo que dificulta su sostenibilidad organizativa. La complejidad legal, la elevada carga administrativa y los requisitos de planificación representan obstáculos importantes. A esto se suma la falta de resiliencia organizativa debido a la dependencia de factores externos y la dificultad para acceder a formas de financiación adecuadas.

- Discriminación frente a grandes operadores energéticos: el mercado energético favorece a las grandes empresas, tanto en regulación como en acceso a incentivos. Las CE enfrentan dificultades de conexión a la red, altos costes y, en algunos casos, acciones activas de bloqueo por parte de los grandes operadores.

- Falta de apoyo institucional y político: las políticas energéticas en muchos países no contemplan adecuadamente las necesidades de las CE. La inseguridad jurídica, los marcos normativos cambiantes y la retirada de apoyos clave (como la CRI en Reino Unido) generan incertidumbre. Además, en algunas ocasiones, estas iniciativas pierden legitimidad comunitaria al crecer y parecerse a las empresas tradicionales.

- Escepticismo frente a la oposición RE/NIMBY: la resistencia social a las instalaciones renovables, el escepticismo frente a las CE y la falta de interés por parte de ciertos grupos sociales (especialmente población mayor) obstaculizan la participación. Este tipo de barreras conductuales, difíciles de contrarrestar, limitan el alcance y aceptación de los proyectos.

- Falta de recursos: la escasez de financiación inicial, la ausencia de personal con experiencia y la dificultad para acceder a información técnica, legal o administrativa son factores limitantes. Además, el mantenimiento a largo plazo y los costes asociados pueden ser insostenibles sin apoyo externo o ingresos constantes.

- Efecto de saturación: en algunos países se observa una saturación en cuanto a espacios adecuados para nuevas instalaciones y en el número de ciudadanos dispuestos a implicarse. Esto representa una barrera menos tangible pero igualmente limitante para el crecimiento futuro de las CE.

Barrera	Descripción
Cuestiones organizativas	Dependencia del trabajo voluntario, pequeñas estructuras organizativas, altos costes, dificultad para obtener licencias y financiación.
Discriminación	Mercado e incentivos diseñados para grandes operadores. Las CE enfrentan altos costes de conexión a red, escaso apoyo político y oposición de grandes empresas energéticas.
Falta de apoyo	Políticas no adaptadas a las CE, marcos normativos cambiantes e inseguridad jurídica.
Escepticismo y oposición	Desconfianza hacia las CE, baja participación y actitudes conservadoras ante nuevas iniciativas.
Falta de recursos	Dificultad de financiación, escasez de personal cualificado, falta de conocimientos, y problemas de sostenibilidad.
Efecto de saturación	Falta de espacio y menor interés de nuevos ciudadanos en participar, especialmente en contextos ya maduros.

Tabla 2: Barreras de las Comunidades Energéticas.

2.1.3. DESARROLLO Y ESTADO ACTUAL DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA

La creación de una comunidad energética es un proceso lento y el contexto, hasta ahora, no ha sido el más favorable. A lo largo de estos años, el oligopolio energético y las políticas energéticas del gobierno anterior han dificultado la implantación de las renovables a pequeña escala. A esto se suma la falta de legislación específica, las trabas burocráticas y la escasez de conocimiento sobre el sistema eléctrico, así como el gran abanico de opciones jurídicas o técnicas que se presentan. No obstante, la situación está cambiando y la implantación de las comunidades energéticas está tomando fuerza. Ya hay ejemplos pioneros en estado avanzado en nuestro territorio (Amigas de la Tierra, 2022).

Como ejemplo, el proyecto Energía Común de ECODES con Redeia mantiene actualizado un mapa con 355 comunidades de energías renovables y 49 iniciativas públicas de autoconsumo colectivo, segregadas por provincias, fig. 6. Lo interesante de esta herramienta son los indicadores para cada comunidad, así como sus participantes, los aspectos sociales que aborda (pobreza energética, tercera edad, igualdad de género), el rol de las instituciones locales o cómo se ha financiado.

- Comunidad de Energía Renovable, CER (Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22).

Las CCE se orientan a asegurar los derechos y libertades de acceso a la red en condiciones de igualdad y no discriminación, así como a facilitar la participación de la ciudadanía en el mercado interior de la electricidad (Cambio Energético, 2023).

Por su parte, las CER están dirigidas a fomentar el uso de energía procedente de fuentes renovables. Es decir, ya sea a través de compras colectivas o de autoconsumos, van asociadas a instalaciones de energías renovables, principalmente fotovoltaicas.

Las diferencias entre una CEE y una CER tienen que ver con la orientación de las mismas, el tipo de empresas que pueden participar y con la existencia de una distancia máxima entre lugar de producción y de consumo, entre otras cuestiones.

En España, el marco regulatorio para las CE permite el autoconsumo compartido y prioriza los beneficios sociales, económicos y medioambientales. Algunas normativas clave incluyen (Equipo, 2024):

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

- Real Decreto-Ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.

- Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

- Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las Comunidades de Energías Renovables y las Comunidad Ciudadanas de Energía (Abril 2023). Tiene como objetivo establecer un marco regulatorio flexible que permita a estas comunidades desarrollarse y competir en igualdad de condiciones con los actores tradicionales del mercado eléctrico.

- Real Decreto-Ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores.

- Orden TED/764/2024, de 22 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas del nuevo programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas.

España introdujo el concepto de autoconsumo compartido en los Reales Decretos 244/2019 y

23/2020 tras eliminar el controvertido marco legal de autogeneración, que desincentivaba el autoconsumo al establecer condiciones muy restrictivas y económicamente perjudiciales para dichas instalaciones. El Real Decreto 244/2019 introdujo un mecanismo de compensación para los prosumidores con potencia instalada de hasta 100 kWp, estableciendo un precio de compensación para los excedentes de autoconsumo suministrados a la red nacional. En 2020, el Real Decreto 23/2020 introdujo el concepto de REC en la regulación española. Esta regulación estableció que los miembros del REC debían estar a menos de 500 metros del punto de generación y que la energía generada debía asignarse empleando coeficientes fijados en el tiempo. Esta distancia limitada se amplió posteriormente a 2000 metros con el Real Decreto 20/2022 (Aparisi-Cerdá et al., 2024).

La distribución de la energía autoconsumida entre los miembros de la comunidad se realiza mediante coeficientes de asignación que determinan la cantidad de energía facturada al precio interno de la comunidad a cada miembro. La normativa española solo permite coeficientes de asignación fijos (ex-ante) o proporcionales (dinámicos o ex-post). Los coeficientes fijos se mantienen sin cambios a lo largo del año, asignando a cada participante una parte fija de la energía generada, mientras que los proporcionales están vinculados a la potencia contractual de los miembros, pues distribuyen la energía según el consumo real de cada usuario en el momento en que se genera (Spertino et al., 2025).

2.1.5. MODELADO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Diversos trabajos han abordado la modelización y optimización del autoconsumo colectivo. Como ejemplo, Awad y Gül (Awad y Gül, 2018) concluyen que, a diferencia de los sistemas fotovoltaicos individuales, la energía solar compartida por la comunidad mejora el autoconsumo. Otro trabajo realizado, en este caso por Di Lorenzo (Di Lorenzo et al., 2021), propone un modelo innovador de distribución de energía, es decir, una arquitectura de sistema de energía para la agregación de usuarios capaces de compartir la energía producida por generadores comunes y servicios energéticos.

En cuanto a la incorporación de baterías en las comunidades energéticas, según concluyen Sousa y otros (Barata et al., 2025), al almacenar el exceso de energía, las comunidades pueden evitar la restricción energética, que se produce cuando la generación de energía renovable supera la demanda inmediata. Se mejoran los ahorros de costos en el contexto de CE, ya que las capacidades de almacenamiento de energía de los miembros se comparten dentro de la comunidad junto con la generación de energía renovable.

En la Cátedra de Transición Energética Urbana y el Instituto Universitario de Investigación en Ingeniería Energética de la UPV, en concreto, las investigaciones realizadas por Álvaro Manso, David Ribó, Tomás Gómez y Manuel Alcázar también se han centrado en el análisis y simulación de una CE. Se evalúa que futuros marcos regulatorios deberían aspirar a promover e incentivar aún más a las CE, ya que ofrecen beneficios que los mercados energéticos actualmente no están captando (Manso-Burgos et al., 2021). Estos cambios normativos hacia las CE permiten mejorar la rentabilidad hasta un 25 %. También se ha desarrollado un modelo y una metodología para optimizar CE considerando distintos tamaños, perfiles de consumo, estrategias de distribución y opciones de almacenamiento, en el que se muestra que una CE bien diseñada puede alcanzar objetivos económicos, ambientales o de

autoconsumo (Manso-Burgos et al., 2022). El almacenamiento solo se recomienda para aumentar el autoconsumo, y los mejores resultados se obtienen en comunidades grandes con un 75 % de consumo residencial.

En otro estudio realizado recientemente (Manso-Burgos et al., 2025) se evalúa el rendimiento económico de comunidades energéticas en ciudades mediterráneas, integrando generación solar, almacenamiento en baterías y tecnologías eléctricas como vehículos y bombas de calor. desarrollan un modelo matemático y una metodología, concluyéndose que la flexibilidad tecnológica mejora la viabilidad económica y que el nivel de electrificación influye en la rentabilidad. Los resultados ofrecen orientación para diseñar comunidades energéticas más eficientes y sostenibles.

Como último ejemplo, se destaca un estudio que sirve de base para el presente trabajo, pero sin la incorporación de baterías. En él se analiza la participación de hogares en pobreza energética en comunidades energéticas con inversión pública. Al comparar esta opción con las subvenciones tradicionales, los resultados muestran que integrar a estos hogares en CE es más rentable para las instituciones públicas y ofrece beneficios ambientales adicionales (Aparisi-Cerdá et al., 2024).

2.2. EL PROBLEMA DE LA POBREZA ENERGÉTICA

La pobreza energética, caracterizada por la incapacidad de acceder a servicios energéticos asequibles, fiables y seguros, es un problema complejo y multidimensional. El Observatorio de Pobreza Energética de la UE (el proyecto predecesor del Energy Poverty Advisory Hub) proporciona una definición completa: “La pobreza energética es una forma distinta de pobreza asociada con una serie de consecuencias adversas para la salud y el bienestar de las personas, con enfermedades respiratorias y cardíacas, y la salud mental, exacerbadas debido a las bajas temperaturas y el estrés asociado con facturas de energía inasequibles. La pobreza energética afecta indirectamente a muchas áreas de política, incluidas la salud, el medio ambiente y la productividad. Abordar la pobreza energética puede traer múltiples beneficios, incluyendo menos dinero que los gobiernos gastan en salud, reducción de la contaminación del aire, mayor comodidad y bienestar, mejores presupuestos familiares y mayor actividad económica” (Aparisi-Cerdá et al., 2024).

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética (ENPE) surge con la aprobación del Real Decreto 15/2018 y marca el objetivo de reducir el 25 % del porcentaje de población que está expuesta a las circunstancias de la pobreza energética para 2025, esperando poder alcanzar el 50 % de los valores actuales.

En España, fig. 8, la pobreza energética se ha convertido en un problema estructural que se agrava cada año, y aunque en 2024 descendió más de 3 puntos -el 17,6 % de la población no pudo permitirse mantener la vivienda con una temperatura adecuada según el Avance de Resultados del XV Informe sobre el Estado de la Pobreza de EAPN-ES-, la pobreza energética ha aumentado un 65,9 % respecto a 2014 y prácticamente se triplica desde 2008 (sube un 196,3 %) (España, 2025).



Figura 8: Tasa de pobreza y desviación del objetivo, (EAPN, 2024).

2.2.1. INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA EN EUROPA Y ESPAÑA

Hay dos maneras de cuantificar el número de personas en situación de pobreza energética. El enfoque objetivo está basado en el gasto energético e ingresos del hogar, donde a través de una serie de umbrales de estos dos elementos se estima la situación energética. Por otro lado, el enfoque subjetivo parte de indicadores obtenidos a partir de las percepciones y declaraciones del hogar a través de encuestas homogeneizadas (Llopis et al., 2021).

El uso de múltiples indicadores se debe a que las principales causas pueden venir explicadas por distintos factores, desde la existencia de bajos ingresos, pasando por la escasa eficiencia energética de las viviendas hasta el mismo precio de la energía. En esta línea se posiciona el Observatorio Europeo de la Pobreza Energética; ante la imposibilidad de capturar la pobreza energética a través de un único indicador, fig. 9.

Indicadores objetivos	Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional
	Pobreza energética escondida (HEP): porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional
Indicadores subjetivos	Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada
	Retraso en el pago de las facturas: porcentaje de población que tiene retrasos en el pago de facturas de los suministros de la vivienda

Fuente: Observatorio Europeo de la Pobreza Energética

Figura 9: Indicadores primarios de la pobreza energética de acuerdo con el Observatorio Europeo de Pobreza Energética.

Los indicadores de carácter subjetivo muestran mayores niveles de incidencia en los países del sur y este de Europa en comparación con los países nórdicos, a pesar que éstos tienen inviernos más

severos, fig. 10. En 2019, encabezan el ranking, con mayor número de hogares incapaces de mantener una temperatura adecuada, Bulgaria (30,1 %), seguida de Lituania (26,7 %), Chipre (21,0 %), Portugal (18,9 %), Grecia (17,9 %) e Italia (11,1 %). Por el contrario, las cuotas más bajas (alrededor del 2 %) se registraron en Finlandia, Austria, Suecia, Eslovenia, Luxemburgo, Estonia y Alemania. El caso particular de España en 2019, un 7,5 % de la población consideró que no podía mantener su vivienda a una temperatura adecuada durante el invierno, y el 6,5 % tuvo retrasos en el pago de las facturas de los suministros de su vivienda cifras ligeramente superiores a la media de la Unión Europea, que se ubicó en 6,9 % y 6,2 % respectivamente.

En cambio, de acuerdo con los indicadores objetivos de 2015 se configura una situación distinta, ya que se muestra mayores niveles de incidencia en países menos afectados según el criterio subjetivo (Suecia, Finlandia). Divergencias que pueden venir explicadas por las diferencias metodológicas en cada uno de los enfoques. Con respecto al caso español, los indicadores basados en el enfoque de gastos e ingresos muestran una menor incidencia de pobreza energética respecto a la media europea. El indicador de gasto desproporcionado (2M) se situó en un 14,2 % de los hogares españoles frente al 16,2 % de la media de la Unión Europea. Del mismo modo, el indicador de pobreza energética escondida fue de 13,0 % para los hogares españoles mientras que la media europea se ubicaba en el 14,6 %.

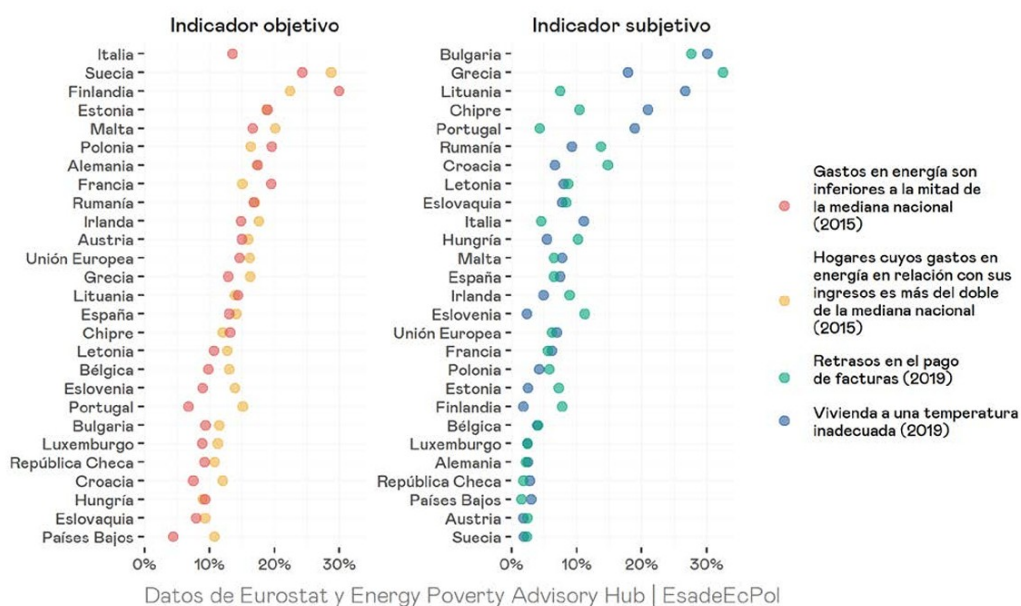


Figura 10: La pobreza energética en Europa.

El informe de Actualización de Indicadores de 2022 explica y analiza la evolución en 2021 de la pobreza energética en España respecto a años anteriores. En 2021 tres de los cuatro indicadores primarios de pobreza energética han mejorado respecto a los de 2020, reflejando una paulatina recuperación frente al impacto negativo que la pandemia provocada por la COVID-19 ha tenido en el ámbito de la pobreza energética (Miteco, 2022).

Como se puede observar en la fig. 11, la pobreza energética disminuye en comparación con 2020,

el gasto desproporcionado y el retraso en el pago de facturas de suministros de la vivienda descienden ligeramente con respecto al año anterior y la temperatura inadecuada en la vivienda en invierno experimenta un incremento significativo.

Indicador primario	2018	2019	2020	2021
Gasto desproporcionado 2M¹ (% hogares)	16,9	16,7	16,8	16,4
Pobreza energética escondida HEP² (% hogares)	11,0	10,6	10,3	9,3
Temperatura inadecuada en la vivienda en invierno³ (% población)	9,1	7,6	10,9	14,3
Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda⁴ (% población)	7,2	6,6	9,6	9,5

Figura 11: Evolución de los cuatro indicadores de pobreza energética desde el año 2018 hasta 2021.

El buen comportamiento de estos tres indicadores podría apuntar a la eficacia de las medidas del escudo social y las medidas fiscales puestas en marcha por el Gobierno durante buena parte del año 2020 y que se han visto si cabe más reforzadas durante 2021, sin las que estos indicadores hubieran arrojado valores distintos a los observados finalmente.

2.2.2. FACTORES CAUSANTES DE LA POBREZA ENERGÉTICA

El concepto de pobreza energética difiere en función del grado de desarrollo de los países. En los países desarrollados se trata de un problema de sobreesfuerzo o capacidad de pago de las facturas de la energía. Mientras que, en los países en vías de desarrollo se trata de un problema de acceso a fuentes de energía modernas como el gas o la electricidad, más que a la incapacidad de asumir su pago.

En ambos casos existe una dificultad de acceso a la energía y se ven afectadas las condiciones de vida de las personas. Las causas que generan esta precariedad energética son diversas, aunque tradicionalmente han existido tres factores fundamentales:

- Bajos ingresos del hogar.
- Insuficiente calidad energética de la vivienda.
- Precios elevados de la energía.

En la actualidad se suman otros factores como la falta de políticas de apoyo o la diversidad de necesidades de los hogares. Todos ellos pueden darse separadamente entre casos de pobreza energética, o a la vez en un mismo hogar. Se trata de una forma de privación material con una dimensión de género explícita e impactos adversos demostrados en la salud física y mental.

Ciertos hogares pueden encontrarse en una situación de pobreza energética sin estar en riesgo de exclusión, por lo que se trata de un fenómeno diferente al término más amplio de la pobreza o exclusión social. Sin embargo, esta situación puede ser un primer paso para llegar al estado de exclusión (Asociación de Ciencias Ambientales, 2023).

2.2.3. ESTRATEGIAS MITIGACIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA

Las estrategias contra la pobreza energética en varios países han demostrado que contar con definiciones claras e indicadores permite diagnosticar el problema y fijar metas a medio y largo plazo. En España, la Estrategia Nacional 2019-2024 ha marcado un cambio significativo al definir la PE y establecer líneas de acción. En países sin estrategia específica, la PE suele abordarse en planes energéticos (PNIECs) o políticas sociales. Actualmente, 22 países incluyen la PE en sus PNIECs, pero solo 9 de ellos tienen objetivos de reducción cuantitativos, y casi la mitad de estos provienen de estrategias nacionales, fig. 12.

País	Objetivo EP en términos cuantitativos
ES	2025: ≥ 25% reducción PE (base 2017) (*)
FR	2030: 0,5% reducción de la tasa EER (cc) comparada con 2022
PT	2030: 10% pob. Incapaz de mantener la temperatura de confort; 2040: 5%; 2050: <1%
GR	2025: ≥ 50% reducción PE (base 2016); 2030: 75% reducción PE (base 2016)
IT	2022-2030: 1% reducción anual EP (Tª)
UK	2040/2035: ≤ 5% hogares en EP (Escocia)/(Gales)
LV	2030: ≅ 5% pob. en riesgo de PE
LT	2030: 10% pob. Incapaz de mantener la temperatura de confort -17% de hogares con una proporción significativa de sus ingresos en gasto energético
SI	2026: 3,8-4,6% de hogares pobres energéticos

Figura 12: Estrategias Nacionales y/o Planes contra la PE (Países destacados en azul).

Las diferencias entre países determinan la variabilidad de medidas y recursos puestos a disposición, lo que explica que algunos países hayan sido más proactivos. Considerando los indicadores EPOV, las medidas orientadas a combatir la PE en el ámbito europeo se clasifican según su impacto en los ingresos y en los gastos energéticos de los hogares vulnerables. A esta clasificación se puede añadir una tercera categoría referida a actuaciones sobre el comportamiento energético. Las primeras medidas, en general, consisten en intervenciones financieras mediante transferencias de ingresos y tienen un impacto temporal limitado. Estas medidas han sido comúnmente utilizadas para paliar la PE, cobrando relevancia en situaciones de crisis como las recientes (COVID-19, inflación y escalada de precios tras la guerra en Ucrania). Sin embargo, no son suficientes y se requiere del acompañamiento de otras medidas estructurales (rehabilitaciones energéticas, campañas de concienciación energética, etc.), que aborden la raíz del problema. En línea con esto, las medidas centradas en el gasto energético, concretamente en la eficiencia, están ganando peso dentro de las políticas europeas de PE, fig. 13.

OBJETIVO	EPOV	INGRESO (Art. 21 DEE)	GASTO (Art. 5, 8 y 9 DEE)	COMPORTAMIENTO (Art. 22 y 24 DEE)
SOCIAL		Tarifas sociales (descuentos, bonos, cheques; reducción de IVA) Pago de facturas; Prohibición de desconexión de suministro energético		Información sobre precios, tarifas
EFICIENCIA ENERGÉTICA			Rehabilitación energética (envolvente, sistemas térmicos de confort) Electrodomésticos eficientes Certificados de ahorro energético	Auditorías/Asesoramiento sobre hábitos de consumo energético; Contadores de consumo

Figura 13: Clasificación de medidas en la lucha contra la pobreza energética en la UE según enfoque (Proyecto ODYSSEE-MURE, 2024).

España en los últimos años ha aprobado numerosas iniciativas, comenzando con la introducción del bono social de electricidad en 2009. Un avance posterior fue la aprobación del Real Decreto

897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección. Además, en 2018 se introdujo el bono social para usos térmicos. Desde la perspectiva del gasto destacan diferentes programas promovidos por los Ministerios para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) -PREE, PREE 5000-, y de Vivienda y Agenda Urbana (MIVAU) que tienen entre sus destinatarios a los hogares vulnerables, (Proyecto ODYSSEE-MURE, 2024).

Estos programas tratan de impulsar la eficiencia y sostenibilidad de la edificación. Cabe destacar el alcance social de los programas del MITERD al prestar especial atención a la concesión de ayudas a actuaciones en edificios que acogen a hogares vulnerables. El programa PREE 5000 se dirige a municipios de reto demográfico¹⁴, lo cual es interesante dada la incidencia de la PE en el ámbito rural. El nivel de ayudas de todos estos programas se eleva en el caso de hogares vulnerables, alcanzando el 100 % de los costes elegibles en alguno de los programas del MIVAU. Además, se cuenta con actuaciones de tipo informativo, que inciden en el comportamiento y empoderamiento energético.

2.2.4. ROL DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS PARA MITIGAR LA POBREZA ENERGÉTICA

La refundición de la Directiva sobre energías renovables (RED II) destaca el papel social de las CE en la transición energética y estipula “oportunidades para que las comunidades de energías renovables promuevan la eficiencia energética a nivel de los hogares y (...) combatan la pobreza energética” (Aparisi-Cerdá et al., 2024), fomentando así la cooperación ciudadana y empoderándolas para que sean un actor más activo en el sector. Además, reducen el consumo en presencia de precios de suministro más económicos, de acuerdo con la Directiva (UE) 2018/2001 (Parreño-Rodríguez et al., 2023c).

En este contexto, las CE surgen como una alternativa innovadora y respetuosa con el medio ambiente para combatir la pobreza energética. Se enfocan en generar y consumir energía renovable de manera local. La energía producida puede ser compartida entre los miembros para disminuir sus gastos en electricidad, o bien, venderse a la red eléctrica para generar ingresos adicionales.

El desempleo juega un papel crucial en el incremento de la pobreza energética, ya que limita los recursos disponibles para acceder a fuentes de energía renovable, satisfacer las necesidades energéticas básicas o afrontar los costos asociados a tecnologías energéticamente eficientes en los hogares afectados. Este factor, junto con la inversión extranjera directa, la eficiencia energética y el consumo per cápita de energía renovable, tiene un impacto significativo en la pobreza energética en los países de la Unión Europea (Simionescu et al., 2023).

Además de la producción de energía renovable, las CE también se enfocan en la eficiencia energética, la gestión inteligente de la energía y la optimización del consumo. De esta manera, se consigue la participación ciudadana, de forma directa, en el mercado eléctrico, así como un mejor aprovechamiento de la energía.

3. METODOLOGÍA

La fig. 14 presenta una visión general del proceso seguido para optimizar la operación de una CE. La optimización se lleva a cabo mediante un modelo de programación lineal (LP), desarrollado en el lenguaje Julia, utilizando el paquete JuMP y el solucionador Gurobi. Esta elección responde a la necesidad de realizar múltiples simulaciones de forma rápida y eficiente, ya que los modelos LP ofrecen tiempos de ejecución reducidos frente a otras alternativas. Los datos de entrada se proporcionan en formato .CSV o .XLSX y tienen una resolución horaria por hogar. Estos datos incluyen parámetros del caso de estudio, precios de la electricidad, factores de capacidad fotovoltaica, demandas eléctricas y uso de baterías. Como resultado de la optimización, se obtienen salidas horarias detalladas: facturas eléctricas, coeficientes de asignación, energía comprada, autoconsumida, vendida o cedida, estado de carga (SoC) y ciclos de carga/descarga de baterías. El reparto energético de la CE utiliza coeficientes estáticos, por lo que las tarifas de reparto se mantienen constantes durante todo el año.

Este método de asignación es más manejable para las autoridades públicas y más fácil de entender para los usuarios de energía, sin empeorar significativamente los resultados financieros. El objetivo de la optimización es minimizar las facturas de electricidad de la CE. Por lo tanto, no todos los hogares ahorrarán lo mismo con este esquema, y aquellos cuyo consumo se ajuste mejor a la generación de energía experimentarán reducciones de factura más significativas. Los datos generados se procesan en MATLAB, lo cual resulta especialmente adecuado debido al gran volumen de información estructurada en matrices. Finalmente, se comparan los resultados obtenidos con los costos energéticos iniciales de los participantes, con el fin de calcular los principales indicadores financieros clave, que incluyen los ahorros anuales, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

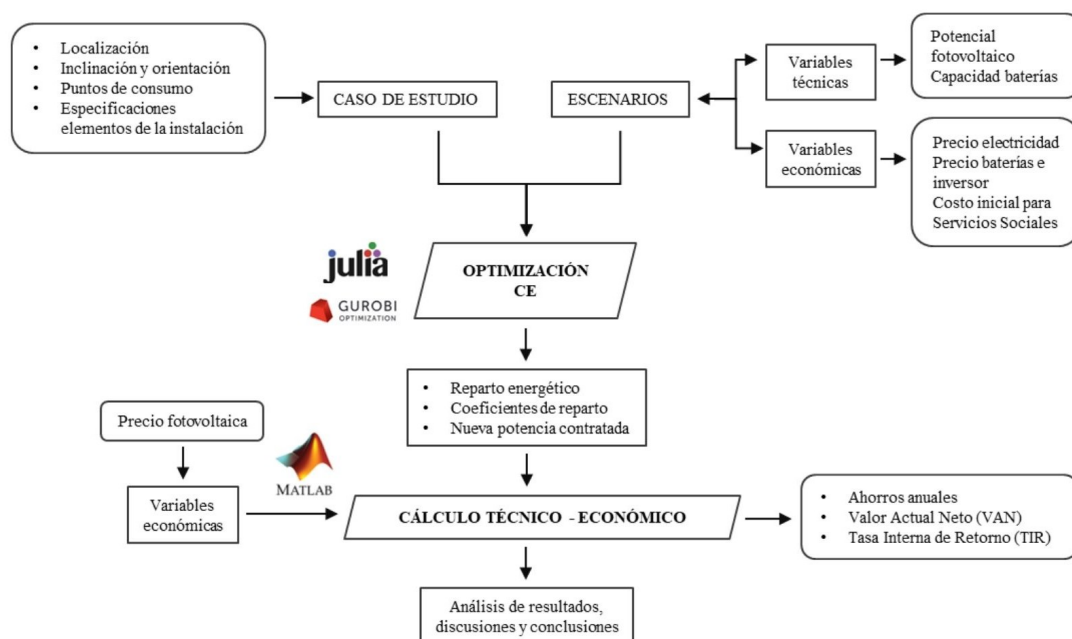


Figura 14: Diagrama de flujo de la metodología seguida para el análisis de rentabilidad de la CE.

3.1. MODELADO MATEMÁTICO

Para presentar el modelo matemático, se comienza con la definición de las variables que describen el comportamiento de la CE. A continuación, se plantea el problema de optimización, cuyo propósito es determinar la asignación óptima de los recursos energéticos disponibles. Finalmente, se detallan las restricciones que rigen el sistema. El objetivo de la optimización es minimizar el coste total asociado al funcionamiento de la CE.

$$\min (C^G|_{CE}) \quad (1)$$

3.1.1. MODELADO DE COMPONENTES

■ Demanda eléctrica

La demanda eléctrica total de la CE en cada período, P_t^D , corresponde con la suma de la demanda eléctrica individual de cada punto de consumo j :

$$P_t^D = \sum_{j=1}^J P_{j,t}^D \quad \forall t \in T \quad (2)$$

■ Instalación fotovoltaica

La potencia generada en la instalación fotovoltaica de la CE en cada período resulta ser el factor de capacidad de generación solar en la localización por la potencia solar instalada.

$$P_t^{FV} = P_{nom}^{FV} C F_t \quad \forall t \in T \quad (3)$$

■ Baterías estacionarias

La energía almacenada en las baterías en cada período de tiempo será la que se dispone en el momento anterior más la que se le agrega en ese período o menos la energía que se le descarga durante ese período.

$$E_t^B = E_{t-1}^B + P_t^{B,C} \eta^{B,C} t - \frac{P_t^{B,D}}{\eta^{B,D}} t \quad \forall t \in T \quad (4)$$

■ Tarifa de red

El coste anual de la electricidad es la suma del término variable, que depende de la cantidad de electricidad comprada en cada hora por cada usuario, y el precio del término fijo, que depende de la potencia que tiene cada punto de consumo contratada. El coste de la potencia contratada es la suma del coste individual de cada consumidor eq. (5). El término variable, eq. (6), es la diferencia de precio entre la energía comprada y la vendida en cada hora.

Además, al coste total antes de impuestos (suma de los costes fijos y de los costes variables) se le aplica el Impuesto sobre la Electricidad (5,11 %) y, posteriormente, el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA, 21 %).

$$C^{RED} = \sum_{t=1}^T C_t^{RVAR} + C^{RFIJ} = \sum_{t=1}^T C_t^{RVAR} + \Pi^{POT} \sum_{j=1}^J POT_j \quad (5)$$

$$C_t^{RVAR} = C_t^{ENE} - C_t^{VEN} = P_t^{RED} \Delta t \Pi_t^{ENE} - P_t^{VEN} \Delta t \Pi_t^{VEN} \quad \forall t \in T \quad (6)$$

3.1.2. COEFICIENTES DE REPARTO

Los coeficientes de reparto energético son necesarios para asignar la potencia generada a cada punto de consumo de la CE. En la actual legislación se permite utilizar coeficientes estáticos o variables. Los llamados estáticos se caracterizan por presentar un valor constante en todo momento para cada miembro. En cambio, los coeficientes variables son aquellos que pueden ser diferentes para cada hora del año. En el presente caso de estudio se van a utilizar coeficientes estáticos, caracterizados por ser constantes durante todo el año para cada punto de consumo.

3.1.3. RESTRICCIONES DEL SISTEMA

■ Balance energético del sistema

Las fuentes de energía deben coincidir en todo momento con los consumos de energía eq. (7). Además, las eq. (8) obligan a cumplir el balance neto a lo largo del año para la batería, de forma que se garantice que no se produzca un déficit o excedente energético anual al final de la simulación.

$$(P_{j,t}^A + P_{j,t}^{RED} + \frac{P_t^{B,D}}{\eta^{B,D}}) \Delta t = (P_{j,t}^D + P_t^{B,C} \eta^{B,C}) \Delta t \quad \forall t \in T, j \in J \quad (7)$$

$$E_0^B = E_T^B \quad (8)$$

■ Reparto energético

La eq. (9) establece que la potencia asignada, P^A , a cada curva j es igual a la parte correspondiente, β_j , de la potencia generada, P^{FV} . β_j son los coeficientes de reparto. La eq. (10) indica que, en cada período, los coeficientes de reparto suman la unidad. Dependiendo de los valores de estos coeficientes de asignación, la CE tendrá más o menos excedentes de potencia, afectando a los resultados finales.

$$P_{j,t}^A = P_t^{FV} \beta_{j,t} \quad \forall t \in T, j \in J \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^J \beta_{j,t} = 1 \quad \forall t \in T \quad (10)$$

La energía que cada curva puede consumir directamente desde el sistema fotovoltaico depende de los valores de potencia asignados y demandados. Si la energía demandada por la curva es superior a la asignada, se consumirá toda la asignada y el resto se adquirirá de la red eléctrica o de las baterías estacionarias. En cambio, si la energía asignada es superior a la demandada,

toda la demanda es satisfecha por el sistema fotovoltaico, y además se produce excedente, que se almacenará en las baterías estacionarias o se verterá a la red.

■ Baterías estacionarias

Las eqs. (11) a (13) establece restricciones para la potencia de carga, la potencia de descarga y la capacidad de almacenamiento de energía de la batería.

$$0 \leq P_t^{B,C} \leq P_{MAX}^{B,C} \quad \forall t \in T \quad (11)$$

$$0 \leq P_t^{B,D} \leq P_{MAX}^{B,D} \quad \forall t \in T \quad (12)$$

$$0 \leq E_t^B \leq E_{CAP}^B \quad \forall t \in T \quad (13)$$

■ Red

La eq. (14) limita la venta de electricidad en la situación inicial. Porque no hay instalación fotovoltaica y no pueden generarse excedentes.

$$C_{0,t}^{VEN} = 0 \quad \forall t \in T \quad (14)$$

Los excedentes que se generan en determinados períodos se venden o se regalan, como se indica en la eq. (15):

$$P_{j,t}^A + P_{j,t}^{VEN} + P_{j,t}^{REG} = \beta_{j,t} \sum_{t=1}^T P_t^{FV} \quad \forall t \in T, j \in J \quad (15)$$

La eq. (15) establece el balance de la energía fotovoltaica generada en cada instante, t. Dicha generación se distribuye entre la energía autoconsumida por cada consumidor, la energía vendida a la red y la energía regalada. El reparto se realiza mediante el coeficiente de reparto de la energía que determina qué fracción de la producción total corresponde a cada consumidor, j. De esta forma, se garantiza que la totalidad de la energía producida se asigna a alguno de los destinos contemplados en el modelo (autoconsumo o venta), evitando pérdidas no justificadas.

Finalmente, en el problema de optimización en Julia se considera que el balance económico entre la energía comprada y vendida debe ser positivo, es decir, que la factura eléctrica resulta ser siempre positiva. También se considera el balance positivo en el análisis financiero en Matlab, para que el coste de la factura eléctrica sea siempre mayor o igual a 0. El coste del término variable de la electricidad debe ser siempre positivo, eq. (16):

$$0 \leq C_{0,t}^{RVAR} \quad \forall t \in T \quad (16)$$

3.1.4. ANÁLISIS FINANCIERO

La viabilidad económica de la CE se determina calculando el Valor Actual Neto (VAN) con la eq. (17):

$$VAN_n^{CE} = VAN_n^{AHO} - VAN_n^{OM} - VAN_n^{INV} \quad (17)$$

Asimismo, los diferentes componentes del VAN se indican en las siguientes eqs. (18) a (20). El ahorro es la diferencia del coste de las facturas energéticas antes y después de la constitución de la CE.

$$VAN_n^{AHO} = \frac{AHO}{d} \left[1 - \left(\frac{1}{1+d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (18)$$

$$VAN_n^{OM} = \frac{OM}{d} \left[1 - \left(\frac{1}{1+d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (19)$$

$$VAN_n^{INV} = VAN_{n-1}^{INV} + \frac{INV_n}{(1+d)^n} \quad \forall n \in N \quad (20)$$

En segundo lugar, para comparar diferentes alternativas independientemente de su inversión se emplea la tasa interna de retorno (TIR). Se obtiene la TIR como la tasa de descuento del mercado, d , que hace el VAN de la CE a la necesidad de la vida del proyecto, eq. (21).

$$TIR = d \iff VAN_N^{CE} = 0 \quad (21)$$

3.1.5. ANÁLISIS CON DIFERENTES USUARIOS DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA

Como parte del análisis, se ha llevado a cabo la caracterización energética de los hogares que componen la CE, con el objetivo de identificar los diferentes perfiles de consumo existentes y evaluar su adecuación al modelo de la comunidad energética. Esta caracterización se ha centrado en aspectos como la demanda energética anual, los patrones horarios de consumo y el grado de correlación entre la demanda y la generación fotovoltaica.

A través de este enfoque, se ha buscado determinar qué usuarios presentan un mayor potencial de aprovechamiento de los recursos compartidos dentro de la comunidad, tanto desde el punto de vista técnico como del punto de vista económico.

Esta información permite no solo optimizar el diseño y la gestión de la comunidad energética, sino también evaluar, desde una perspectiva comparativa, si determinados hogares se beneficiarían más participando activamente en la comunidad o si, por el contrario, su situación particular hace más adecuado permanecer con las ayudas sociales actuales.

4. CASO DE ESTUDIO

4.1. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS

Para el diseño de la CE se ha utilizado los datos de consumo eléctricos de 46 puntos residenciales situados en la ciudad de València. En la fig. 15 se observa la localización del Parque del Oeste, donde se instala el sistema fotovoltaico. Además, la fig. 16 muestra la ubicación de la zona de lectura dentro del Parque del Oeste, en la que se encuentran las pérgolas de la instalación.



Figura 15: Localización geográfica del Parque del Oeste, València.



Figura 16: Localización de de la zona de lectura (amarillo).

La instalación fotovoltaica se ubicará sobre las pérgolas existentes en dicha zona, fig. 17, lo que permite aprovechar una infraestructura ya disponible sin necesidad de ocupar terreno adicional. Mediante la herramienta de medición de superficies de QGIS se ha determinado un área útil total de 208,32 m². Las pérgolas cuentan con una exposición solar directa durante la mayor parte del día, sin presencia significativa de sombras proyectadas por edificaciones u otros elementos, lo que resulta favorable para maximizar la producción energética del sistema.



Figura 17: Pérgolas del Parque del Oeste.

En Valencia, los veranos son calurosos, bochornosos y mayormente despejados; los inviernos son largos, fríos, ventosos y parcialmente nublados y está seco durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 6 °C a 30 °C y rara vez baja a menos de 2 °C o sube a más de 33 °C (Weather Spark, 2025). Este clima favorece el aprovechamiento de la energía solar debido a la alta radiación solar durante gran parte del año, estimada en alrededor de 1000 W/m^2 . En la fig. 18 se muestra la irradiancia global mensual del año 2023.

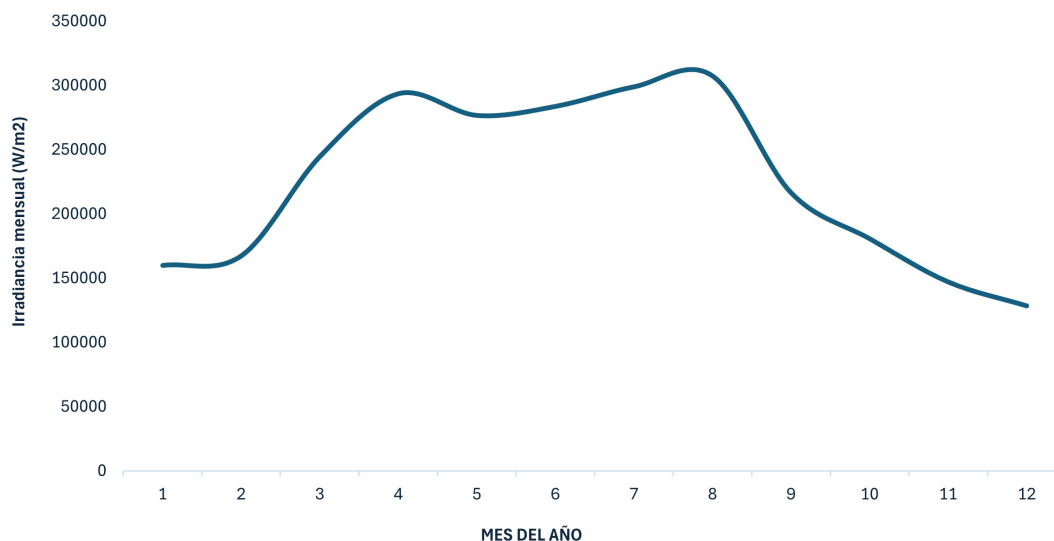


Figura 18: Irradiancia global mensual sobre el plano inclinado de 2023 (European Commission, 2025).

4.2. ELEMENTOS DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA

El caso de estudio está compuesto por los siguientes elementos: los puntos de consumo residenciales con conexión a red, una instalación de generación solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento comunitario mediante baterías, fig. 19.

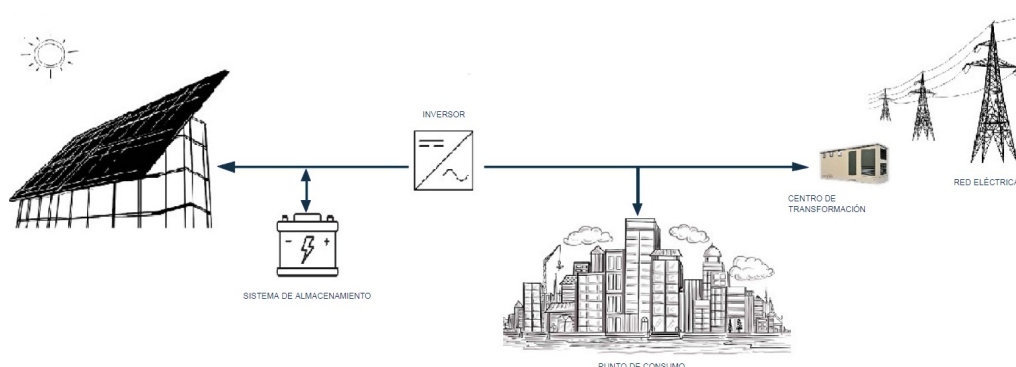


Figura 19: Elementos de la Comunidad Energética.

4.2.1. Consumo eléctrico

La Comunidad Energética está compuesta por 46 puntos de consumo residenciales, de los cuales se dispone de datos horarios correspondientes al año 2024 para todo el periodo analizado. Los datos han sido proporcionados por el proyecto WELLBASED, compuesto por usuarios en situación de vulnerabilidad energética. La fig. 20 muestra la curva de carga horaria del conjunto de la CE, una para cada estación del año, distinguiendo entre semana y fin de semana. Se observa que en invierno se da un aumento notable del consumo eléctrico. Este comportamiento en la curva de carga se explica principalmente por un mayor uso de calefacción eléctrica, más tiempo en los hogares y las horas de luz solar al día son menores. En verano, se da un alto consumo eléctrico, pero algo inferior al de invierno, principalmente por el uso de aire acondicionado. El otoño y la primavera en Valencia, sin embargo, presentan una curva de consumo más moderada que en las otras dos estaciones.

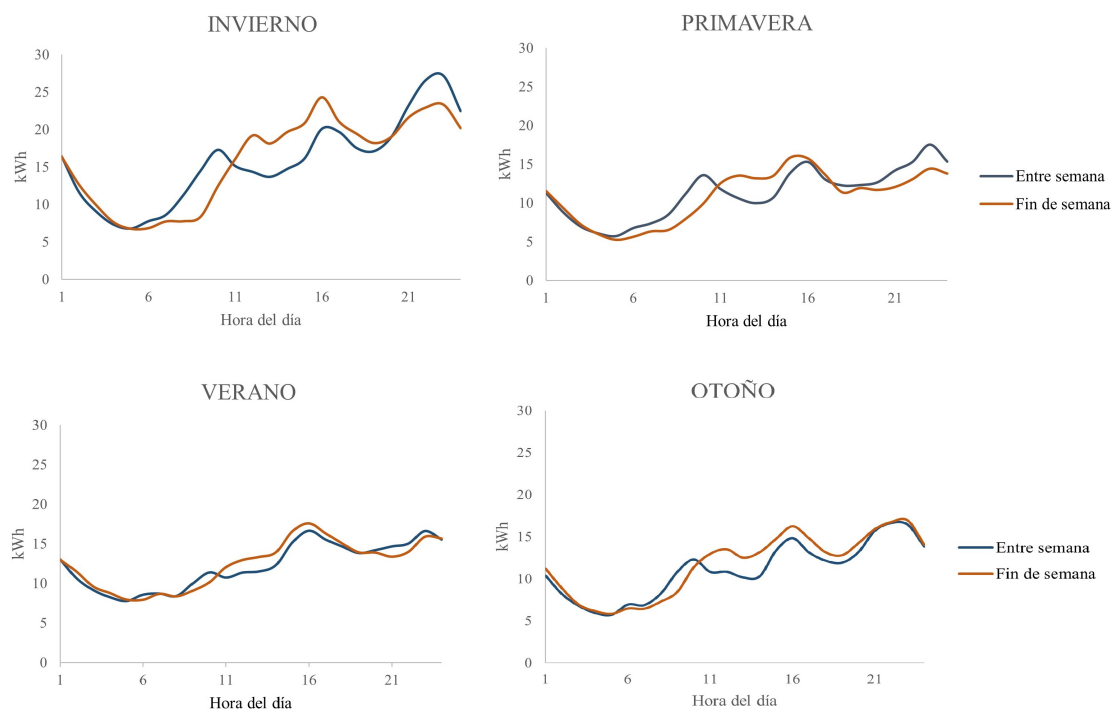


Figura 20: Curva de carga agregada del consumo eléctrico de la CE.

En la tabla 3 se muestra un resumen de consumo y potencia de los puntos de consumo que intervienen en la CE.

Parámetro	Unidad	Valor
Consumo anual total	kWh/año	110.810
Potencia pico CE	kW	43
Consumo anual promedio	kWh/hogar	2.409
Consumo anual mediana	kWh/hogar	2.160

Tabla 3: Tabla resumen de consumo y potencia.

Por otra parte, en la fig. 21 se muestra la relación entre la demanda energética anual de cada punto de consumo (en kWh) y el coeficiente de correlación de Pearson calculado entre dicha demanda y la energía generada por la instalación fotovoltaica normalizada a 1 kWp (kWh/kWp).

El análisis tiene como objetivo caracterizar los diferentes tipos de usuarios existentes en la comunidad energética, identificando así cuáles presentan un mayor potencial de aprovechamiento de la participación en la CE. En particular, se consideran factores como el nivel de autoconsumo y la distribución horaria de la demanda, dado que a igual porcentaje de autoconsumo, los hogares que concentran su consumo en periodos de precios elevados obtendrán un mayor beneficio económico. De este modo, se pueden distinguir aquellos usuarios que encuentran ventajas significativas en su participación activa en la CE, frente a otros para los que podría ser más adecuado mantener el acceso a mecanismos de protección social, como el bono social, en lugar de integrarlos en la comunidad energética.

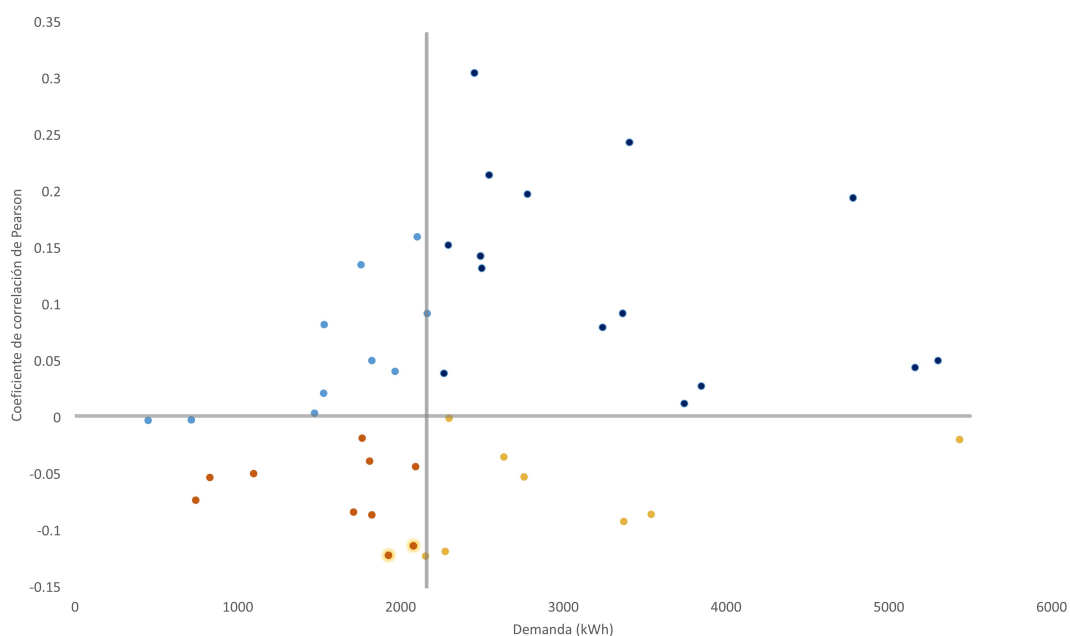


Figura 21: Correlación de Pearson entre la generación fotovoltaica y la demanda energética, siendo las rectas horizontal y vertical las medianas de los datos.

La tabla 4 muestra la cantidad de puntos de consumo que se ubican en cada uno de los cuadrantes definidos en la fig. 21. Además, se han identificado los puntos pertenecientes a cada cuadrante, cuyo consumo se representa a continuación en la fig. 22, facilitando así su identificación y el análisis comparativo.

Cuadrante	Nombre del cuadrante	Nº Consumos	Puntos de la gráfica
C1	Alta Demanda, Alta Correlación	15	1 - 15
C2	Baja Demanda, Alta Correlación	11	16 - 26
C3	Baja Demanda, Baja Correlación	12	27 - 38
C4	Alta Demanda, Baja Correlación	8	39 - 46

Tabla 4: Especificaciones de la gráfica de correlación de Pearson.

Los cuadrantes con baja demanda son el 2 y el 3. En el C2 (Baja Demanda, Alta Correlación) el coeficiente de correlación de Pearson para los puntos es positivo, indicando que, a pesar de tener menor demanda energética, la relación con la generación es más directa. En el C3 (Baja Demanda, Baja Correlación) el coeficiente de correlación es negativo, lo que sugiere una correlación negativa débil. Esto implica que, a pesar de la baja demanda, la relación entre la generación y la demanda es poco marcada.

Finalmente, los cuadrantes con alta demanda son el 1 y el 4. El C1 (Alta Demanda, Alta Correlación) está compuesto por los puntos con mayor consumo y presentan un coeficiente de correlación de Pearson alto y positivo. Lo que significa que a mayor demanda, hay una mayor correspondencia con la generación. El C4 (Alta Demanda, Baja Correlación) también se relaciona con los puntos de mayor consumo. Tiene puntos con coeficientes de correlación cercanos a cero o ligeramente negativos, lo que indica una correlación débil entre la generación y la demanda, a pesar de la alta demanda.

En la fig. 22 se muestra la demanda total anual para cada vivienda componente de la comunidad energética, divididas por el tipo de cuadrante explicado anteriormente. De esta forma, se puede analizar de forma sencilla cuáles de ellas consumen más energía a lo largo del año y cuáles tienen un consumo inferior, pues se observa que existe gran diferencia entre estos perfiles de consumo.

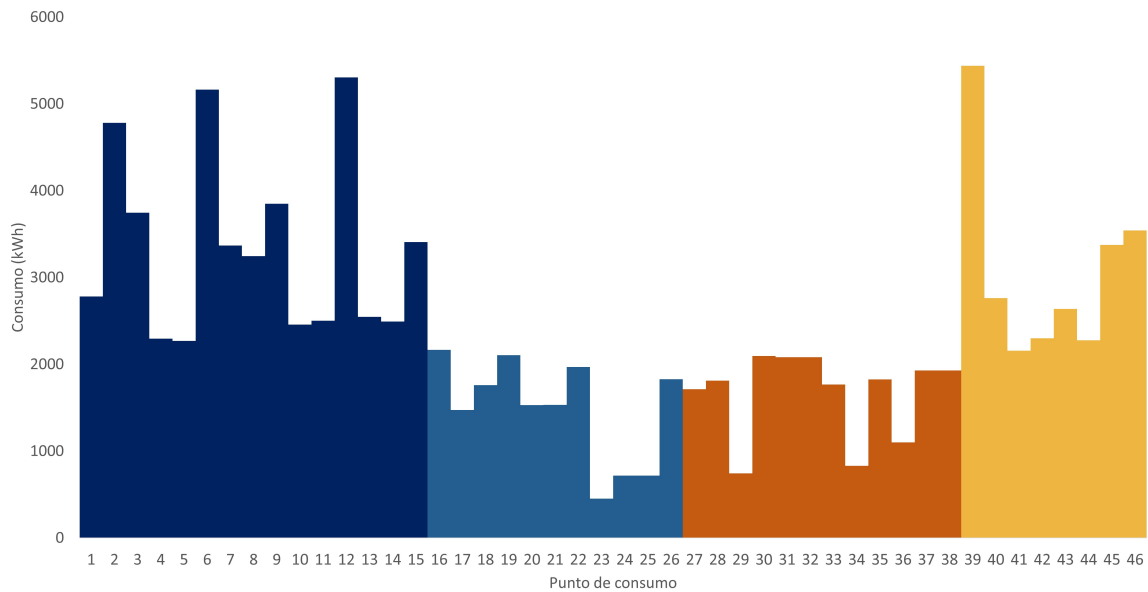


Figura 22: Consumo energético anual de cada vivienda de la CE.

4.2.2. Red eléctrica

El coste de la electricidad adquirida de la red se ha determinado a partir de los datos del término de energía disponibles en el portal e-sios de Red Eléctrica (esios, 2025). A través de esta misma fuente se han obtenido también los precios de compensación aplicables a la energía excedentaria vertida a la red. La fig. 23 recoge los valores utilizados tanto para la energía comprada como para la vendida.

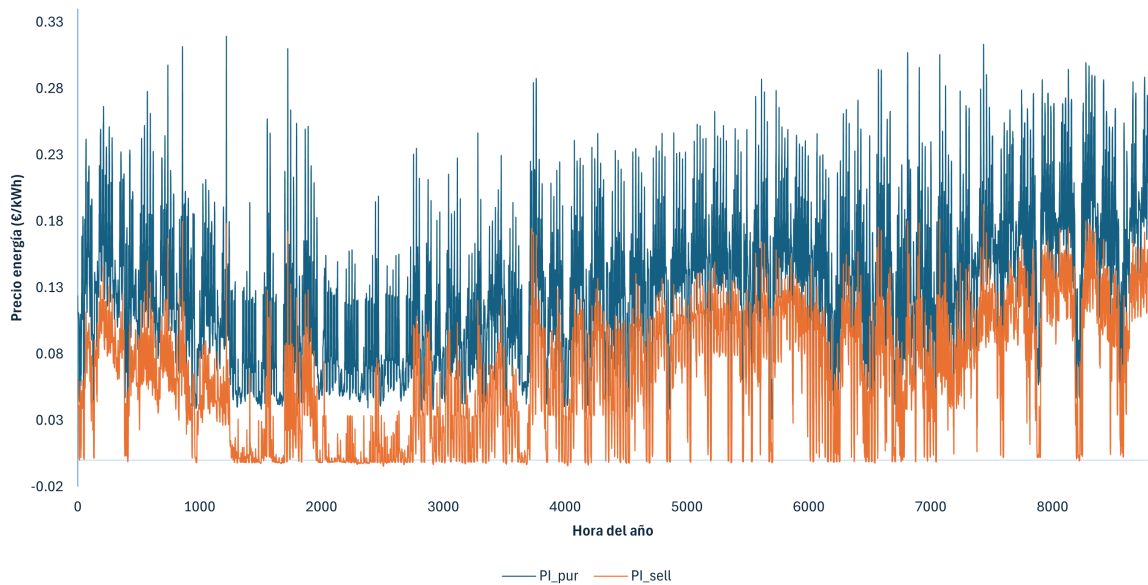


Figura 23: Precios de la energía comprada y vendida en 2024.

En la tabla 5 se presenta un resumen de los precios de la energía adquirida de la red en 2024, con el fin de identificar los valores máximos, mínimos y el valor medio registrados durante dicho año.

Parámetro	Precio energía comprada (€/kWh)	Precio energía vendida (€/kWh)
Máximo	0,32	0,19
Mínimo	0,02	-0,01
Promedio	0,13	0,06
Mediana	0,13	0,06

Tabla 5: Tabla resumen del coste de la electricidad adquirida de la red.

Además, en la fig. 24 y fig. 25 se observan los histogramas de los precios de la energía comprada y vendida, que indican la frecuencia de dichos precios.

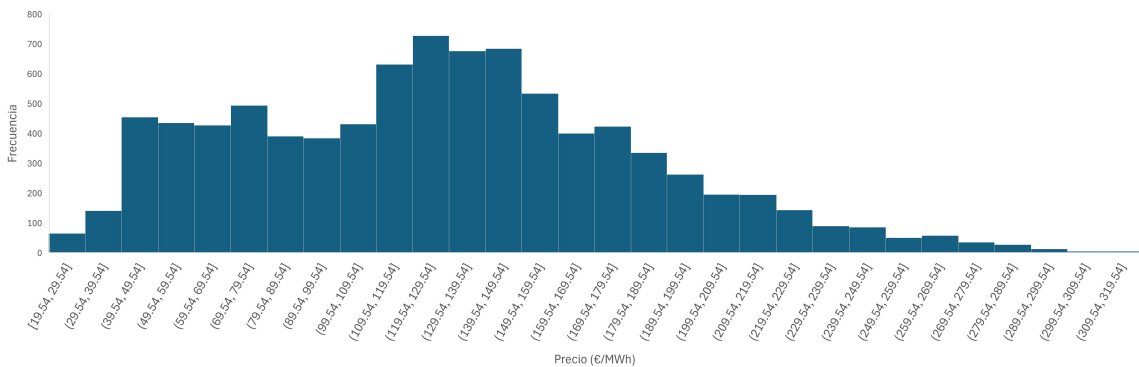


Figura 24: Histograma precios de la energía comprada en 2024.

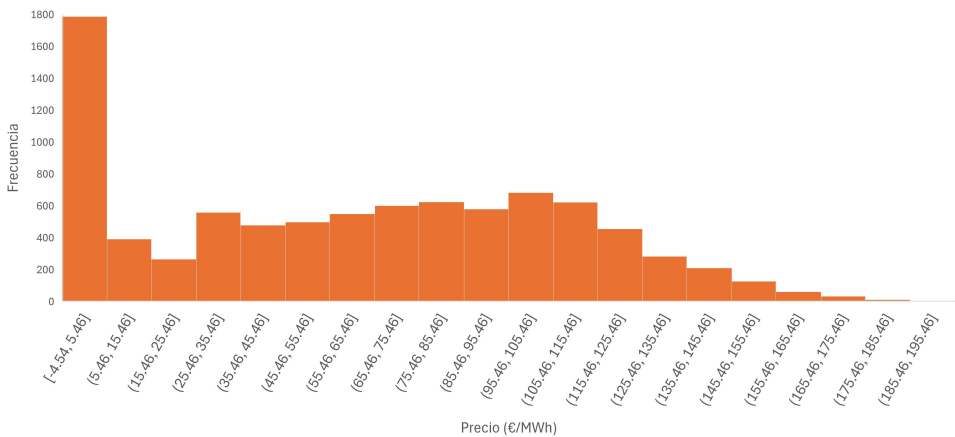


Figura 25: Histograma precios de compensación de excedentes en 2024.

4.2.3. Cálculo potencial FV

Para el cálculo de la potencia FV necesaria en la instalación se ha utilizado la herramienta PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System, proporcionada por la Unión Europea. En primer lugar, se han introducido los siguientes datos:

Ubicación con coordenadas de dónde está situado el sistema fotovoltaico. Latitud/Longitud: 39,466; -0,395.

Como se observa en la fig. 48, cada pérgola tiene unas características diferentes, por lo que en la tabla 6 se ha recogido la información para cada una de ellas. Además, en la fig. 49 se ha dibujado el área ocupada por cada una.



Figura 26: Vista lateral pérgolas del Parque del Oeste.



Figura 27: Zonas de la instalación fotovoltaica.

Pérgola	Verde	Rosa
Área (m2)	134,4	98,65
Ancho (m)	8,4	8,4
Largo (m)	16	12,25
Orientación	Suroeste	Noreste
Inclinación (°)	15	10
Azimut (°)	70	-120

Tabla 6: Especificaciones de las zonas de la instalación fotovoltaica.

Por otro lado, se ha calculado el número de módulos que se puede instalar por superficie. Para ello, se ha elegido primero el módulo fotovoltaico a instalar. Se ha considerado el módulo fotovoltaico Canadian Solar HiKu7 de 600 Wp (Tienda Solar, 2025) y sus especificaciones técnicas se han resumido en la tabla 7.

Potencia módulo FV (W)	600
Precio módulo FV (€/u.)	118,58
Área (m2)	2,6

Tabla 7: Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.

De esta forma, en la fig. 28 se observa el diseño de la instalación elegida:



Figura 28: Diseño planteado de la instalación fotovoltaica.

En la tabla 8 se recogen las características de la instalación.

Pérgola	Verde	Rosa
Número de módulos	49	35
Potencia por módulo (W)	600	600
Potencia pico total (kWp)	29,4	21
Potencia FV instalación (kWp)	50,4	

Tabla 8: Especificaciones instalación fotovoltaica.

Además, con la instalación se obtiene la siguiente producción anual FV, recogida en la tabla 9. En el anexo del apartado 9.2, se ha aportado el análisis realizado en PVGIS teniendo en cuenta las características de cada una de las pérgolas.

Pérgola	Verde	Rosa
Producción anual FV (kWh)	44.447	28.666

Tabla 9: Especificaciones producción anual FV.

Como resultado, se estima que la instalación fotovoltaica produciría anualmente un total de 74.693 kWh.

4.2.4. Instalación fotovoltaica

La instalación de generación fotovoltaica del caso de estudio tiene una potencia de 50,4 kWp, dentro del máximo permitido para las instalaciones de autoconsumo colectivo (100 kWp), por lo que puede acogerse al mecanismo de compensación simplificada de los excedentes producidos, como se expresa en el Real Decreto 244/2019. Se ha considerado las pérgolas situadas la zona de lectura del Parque del Oeste, sobre las que se instalarán los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se va a determinar el inversor necesario para la instalación. Dado que los sistemas fotovoltaicos operan la mayor parte del tiempo por debajo de su potencia pico, se utiliza un factor de dimensionamiento, que dependiente de la latitud, para ajustar la potencia instalada y evitar el sobredimensionamiento del inversor. La ciudad de Valencia tiene una latitud de 39,46° y le corresponde un factor de 0,9, conforme a la tabla 10 obtenida del Código Técnico de la Edificación. Por tanto, en este caso se buscará un inversor de potencia pico de 45,36 kW. Se ha elegido el Inversor SUN-40K-SG01HP3-EU-AM2 (Movil Solar, 2025), cuyas características se muestran en la tabla 11.

Zona	Latitud	Fs
Norte de Europa	55 - 70°	0,65 - 0,8
Europa Central	45 - 55°	0,75 - 0,9
Europa Sur	35 - 45°	0,85 - 1,0

Tabla 10: Relación entre la potencia del sistema fotovoltaico y la potencia del inversor (CTE)

Potencia FV (kWp)	45,36
Potencia inversor (kW)	40
Coste inversor sin IVA (€/u.)	4.200

Tabla 11: Especificaciones del inversor.

4.2.5. Baterías estacionarias

Las baterías solares de ion-litio son el mejor sistema de almacenamiento de energía solar para el uso residencial diario porque ocupan poco espacio a la vez que almacenan una importante cantidad de energía (SolarReviews, 2021).

La batería seleccionada es el modelo Dyness PowerBrick (Eco Fener, 2025), diseñada específicamente para aplicaciones solares residenciales. Este modelo, basado en tecnología de ion-litio, ofrece una elevada densidad energética, larga vida útil y capacidad de escalado modular, lo que lo convierte en una solución eficiente y fiable para comunidades energéticas.

Las características de la batería se muestran en la tabla 12:

Parámetro	Unidades	Valor
Capacidad energética batería	kWh	15
Potencia máxima	W	5,12
Voltage nominal	V	51,2
Corriente de carga/descarga máx.	A	200
Profundidad de descarga	%	95
Eficiencia de ida y vuelta	%	95
Ciclos de vida	u.	8000
Material	Litio (LiFePO4)	
Precio de la batería	€/u.	2.900

Tabla 12: Especificaciones técnicas de la batería.

Por tanto, en la tabla 13 se recopilan las características principales de la instalación fotovoltaica, incluyendo algunos parámetros que se han utilizado en el modelo realizado.

Parámetros del sistema fotovoltaico	Unidad	Valor
Potencia nominal	kWp	50,4
Generación anual	kWh	74.693,5
Costo de la instalación FV	€/kWp	1.100
Costo del inversor	€/u	4.200
Vida útil del inversor	yr	10
Costo de la batería	€/u	2.900
Operación y mantenimiento FV	€/inversión/año	0,02
Operación y mantenimiento BESS	€/inversión/año	0,02
Tasa de descuento	%	4
Vida útil del proyecto	yr	25

Tabla 13: Resumen parámetros del sistema fotovoltaico utilizados en el modelo.

4.3. SITUACIÓN INICIAL

En esta sección se describe la situación inicial de los usuarios antes de la implementación de la CE. Actualmente, el Ayuntamiento de Valencia provee de subvenciones a estas familias, de este modo estos hogares ven reducidos sus gastos energéticos de forma directa. No obstante, esta solución no aborda las causas fundamentales ni mejora el impacto ambiental.

En el marco de este trabajo, se ha considerado como suposición de partida que dichas ayudas permiten cubrir el coste de la factura eléctrica durante los diez primeros meses del año, mientras que los gastos correspondientes a los dos últimos meses no se encuentran cubiertos.

En el presente Trabajo de Fin de Grado se plantean tres escenarios de análisis diferentes. El primero considera la situación actual, en la que las ayudas sociales permiten cubrir únicamente el coste energético correspondiente a los diez primeros meses del año. El segundo escenario evalúa el impacto de la implementación de la comunidad energética, contemplando la posibilidad de cubrir el consumo eléctrico de la totalidad del año (doce meses) mediante la participación en dicha comunidad, pero en el caso de un sistema de almacenamiento de energía en baterías. El tercer escenario, por otra parte, plantea la implementación de la comunidad energética con batería, considerando diferentes capacidades de la misma.

4.3.1. Potencia contratada inicial

En la fig. 29 se observa la potencia contratada inicial para cada punto de consumo de la CE, con el objetivo de compararla con los valores de potencia contratada tras la instalación de la CE.

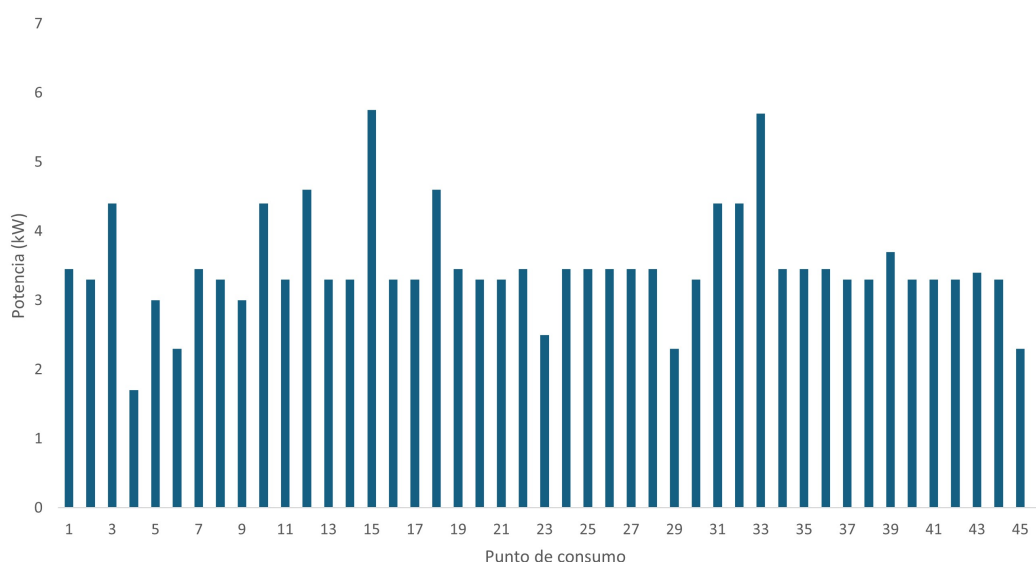


Figura 29: Potencia contratada inicial en los puntos de consumo.

4.3.2. Coste energético inicial

En la fig. 30 se muestra el coste inicial anual del suministro eléctrico para cada punto de consumo, considerando los precios del término de energía y potencia obtenidos en el apartado 4.2.2. Además, al importe total se le ha aplicado el Impuesto eléctrico (IESE) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) correspondiente, con el fin de reflejar el coste real soportado por el consumidor. También se ha incorporado el coste cubierto por el bono social correspondiente a los diez primeros meses del año.

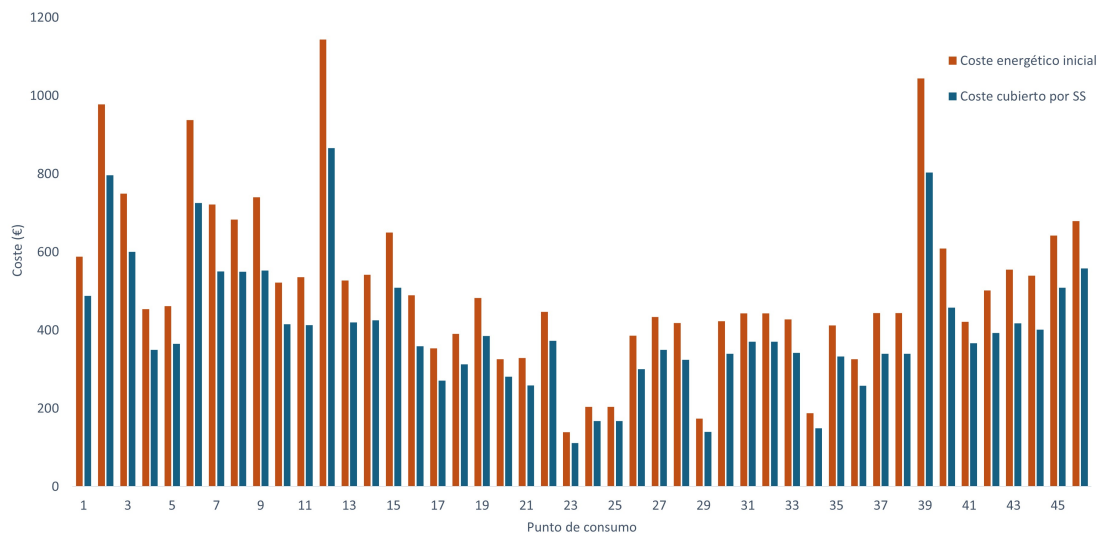


Figura 30: Coste eléctrico anual de cada punto de consumo y coste cubierto por los Servicios Sociales (SS).

5. RESULTADOS

En este apartado se indican los resultados económicos y el balance energético resultante tras la formación de la CE. Se han considerado varios escenarios, con el objetivo de medir su impacto energético y económico sobre los hogares en situación de vulnerabilidad energética incluidos en el estudio.

En el primer escenario, se examina cómo se comporta la comunidad energética sin incluir sistemas de almacenamiento. En el segundo escenario, se introducen diferentes capacidades de almacenamiento mediante baterías comunitarias (15, 45, 60, 75 y 90 kWh), con el fin de estudiar cómo varían los flujos energéticos —carga y descarga de baterías, autoconsumo y excedentes— en función del tamaño del almacenamiento instalado. El análisis contempla los efectos económicos, como el ahorro económico obtenido, así como el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Además, los resultados se desglosan por grupos de usuarios, clasificados según su nivel de demanda energética y su grado de correlación con la generación fotovoltaica.

Este enfoque comparativo ayuda a identificar cuál de los escenarios es más beneficioso, tanto para los hogares como para los Servicios Sociales, y también en términos de la rentabilidad del proyecto a largo plazo. Así, se analiza la viabilidad técnica y económica de cada alternativa propuesta.

5.1. ESCENARIO 1: Comunidad Energética sin batería

En este escenario, se produce un reemplazo del inversor a los 10 años, contando con una vida útil de la instalación de 25 años. La inversión total se ha considerado bajo un esquema de proyecto llave en mano, es decir, incluyendo el coste asociado a los módulos fotovoltaicos y el inversor y el coste de instalación y mantenimiento. Dicha inversión total se muestra en la tabla 14.

Parámetro	€
Inversión FV	55.440
Inversión INV	4.200
Inversión TOTAL	59.600

Tabla 14: Inversión de la instalación FV para el escenario sin batería.

Como resultado, se obtiene que, de media, a cada punto de consumo le corresponde un coeficiente de reparto del autoconsumo colectivo cercano a 0,02. Los valores detallados de dichos coeficientes se presentan en el anexo del apartado 9.3. La fig. 31 muestra un histograma que representa el número de viviendas en función de su coeficiente de reparto, observándose una mayor concentración de valores en el rango de 0,01 a 0,02. Cabe destacar que el modelo matemático empleado incluye la optimización de dichos coeficientes, lo cual permite una distribución eficiente de la energía y puede contribuir significativamente a la reducción de la factura eléctrica.

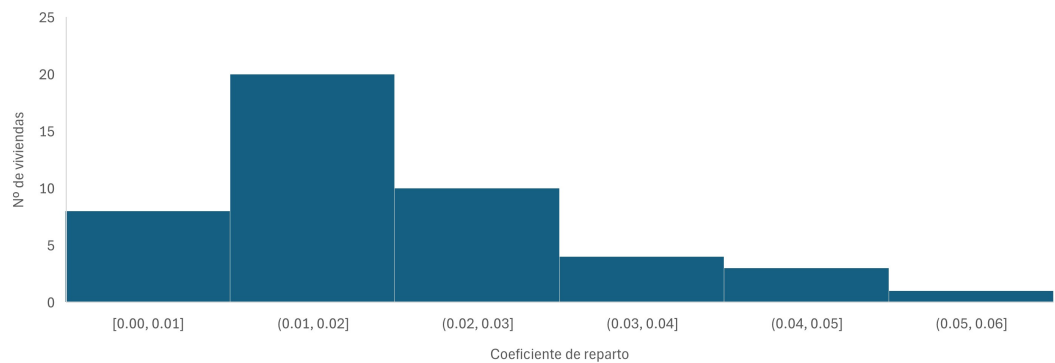


Figura 31: Coeficientes de reparto del autoconsumo colectivo.

A modo de ejemplo, en las figs. 32 y 33, puede verse el balance energético horario de los distintos flujos de energía para un día de invierno en entre semana y fin de semana.

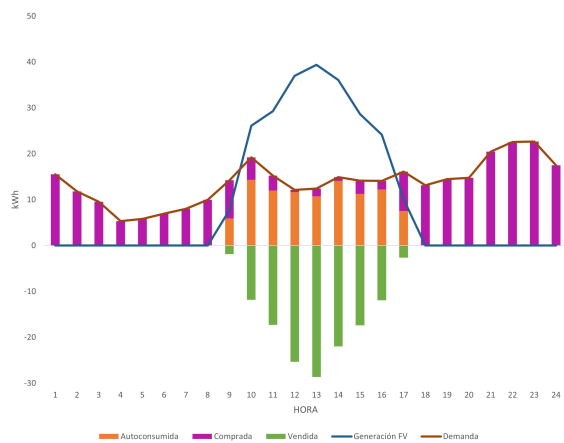


Figura 32: Balance energético horario de la CE el 10 de enero 2024 (entre semana) sin BESS.

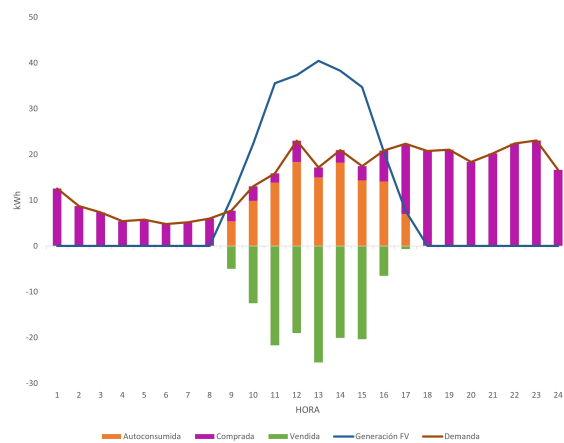


Figura 33: Balance energético horario de la CE el 14 de enero 2024 (fin de semana) sin BESS.

En las figs. 34 y 35, puede verse cómo se produce el balance energético horario de los distintos flujos de energía para un día de verano en entre semana y fin de semana.

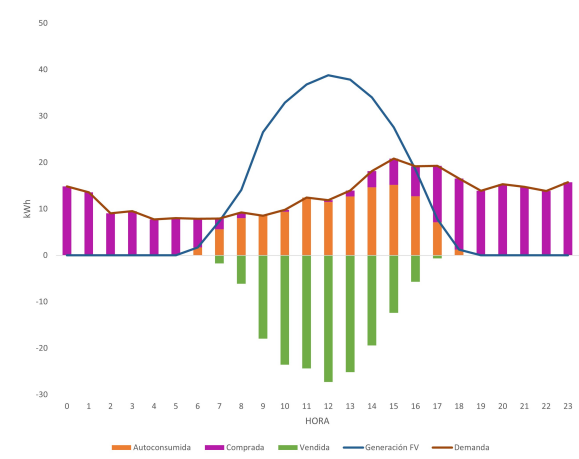


Figura 34: Balance energético horario de la CE el 15 de agosto 2024 (entre semana) sin BESS.

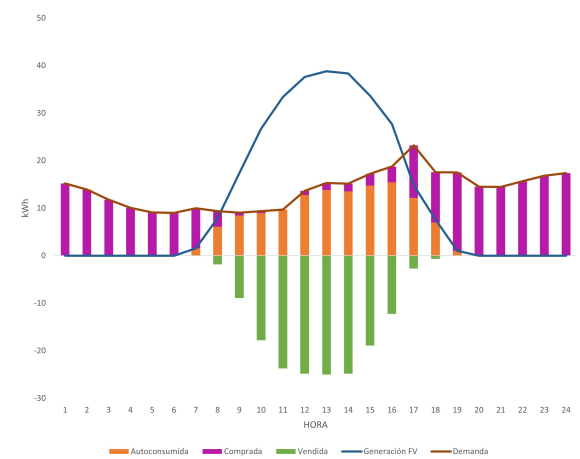


Figura 35: Balance energético horario de la CE el 17 de agosto 2024 (fin de semana) sin BESS.

Durante el invierno, tanto entre semana como en los fines de semana, la generación de energía fotovoltaica es bastante limitada. Solo se observa un pequeño pico al mediodía, y no hay producción durante las horas clave de consumo nocturno. Esto provoca una gran dependencia de la red eléctrica, especialmente en las primeras y últimas horas del día. En ambos casos, el autoconsumo no es suficiente y es necesario la compra de energía. Aunque hay algunos excedentes solares, son escasos y no se aprovechan debido a la falta de almacenamiento.

En verano, la producción de energía fotovoltaica es mayor, cubriendo una parte significativa de la demanda, especialmente durante las horas centrales del día. Entre semana, la demanda tiende a concentrarse alrededor del mediodía, justo cuando la generación solar alcanza su máximo. Esto permite un autoconsumo más eficiente y genera excedentes considerables, lo que reduce la necesidad de comprar energía de la red y produce mayor venta de energía. Sin embargo, los fines de semana el patrón de consumo cambia: hay un aumento en el uso de energía durante el día en los hogares, lo que disminuye la cantidad de energía excedente disponible para la venta. A pesar de que el aprovechamiento solar sigue siendo alto, la dependencia de la red aumenta un poco en comparación con los días laborales.

En la tabla 15 se muestra la energía autoconsumida, la vendida del total que se genera con la instalación y la comprada por la CE. Se ha calculado para cada una de las estaciones del año.

Energía (kWh)	Autoconsumida	Vendida	Comprada
Invierno	9.950	10.023	25.092
Primavera	9.748	5.842	13.574
Verano	10.867	10.945	17.056
Otoño	7.807	10.373	16.717

Tabla 15: Resultados energéticos del escenario sin batería por estaciones .

En la tabla 16 se recoge el porcentaje de energía autoconsumida, así como el de energía vendida

del total que se genera con la instalación y el porcentaje de energía comprada. Se ha calculado para cada una de las estaciones del año, obteniendo también el valor anual.

Parámetro	% Autoconsumo	% Vendida	% Comprada
Invierno	45	45	72
Primavera	39	23	58
Verano	44	44	61
Otoño	40	54	68
Año	42	41	65

Tabla 16: Resultados energéticos en valor porcentual por estaciones y anual.

En cuanto al análisis de la energía autoconsumida, presenta su pico en verano dado el mayor número de horas de sol y la intensidad de la radiación solar. Le sigue la primavera, y el invierno también muestra un nivel considerable de autoconsumo, mientras que el otoño registra el valor más bajo. En términos porcentuales, el autoconsumo es más alto en invierno y verano, seguido por la primavera y el otoño. Estos porcentajes indican que una parte significativa de la energía generada es utilizada directamente por la instalación, reduciendo así la dependencia de la red.

El análisis de la energía vendida a la red también muestra variaciones estacionales. El valor de energía vendida varía considerablemente, siendo más alto en otoño y verano. Además, el bajo porcentaje en primavera podría indicar una mayor demanda en relación con la generación en ese periodo o simplemente un menor excedente en general. Por otro lado, los altos porcentajes en otoño y verano reflejan una capacidad de la instalación para generar excedentes significativos, lo que contribuye a un retorno económico potencial.

Por último, se analiza la energía comprada. El invierno presenta la mayor necesidad de compra, seguido por el otoño. La primavera es la estación con menor compra. Esto subraya la necesidad de complementar la generación con energía de la red, especialmente en periodos de menor generación solar o mayor demanda. El valor anual promedio de compra es del 65 %. Estos altos porcentajes indican que, a pesar de la generación y el autoconsumo, la dependencia de la red eléctrica para cubrir la demanda total de la instalación sigue siendo alta. Esto podría ser un área clave para futuras optimizaciones.

Una parte significativa del coste eléctrico total proviene del término fijo asociado a la potencia contratada por cada usuario. Sin embargo, tras la implementación y optimización de la Comunidad Energética, es posible reducir ligeramente la potencia contratada, tal y como se muestra en la fig. 36.

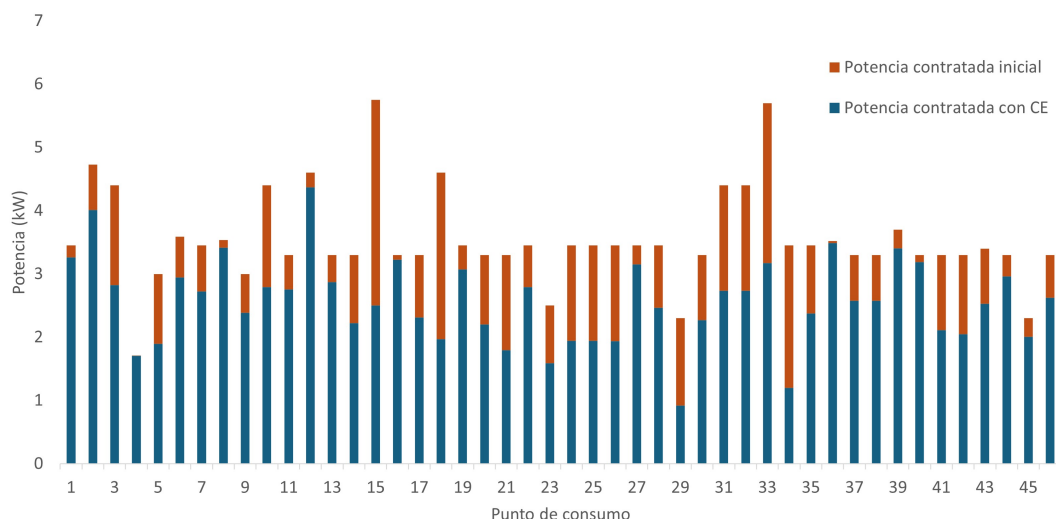


Figura 36: Potencia contratada en cada hogar antes y después de la formación de la CE para el Escenario 1.

Varios valores de potencia contratada obtenidos tras realizar la CE son inferiores a 1 kW, por lo que se ha asumido una potencia contratada mínima de 1,5 kW. De esta forma, se asegura el suministro sin cortes a los hogares, garantizando un margen de seguridad en el suministro.

Con el objetivo de evaluar la viabilidad y rentabilidad del proyecto desde el punto de vista de los Servicios Sociales, pues la inversión es realizada por el ayuntamiento, se analiza el ahorro económico obtenido y los costes asociados a las compensaciones que deben realizarse a los usuarios.

La Comunidad Energética no permite cubrir la demanda eléctrica total de los hogares. Aunque la generación fotovoltaica y el autoconsumo contribuyen a reducir la energía adquirida de la red, resulta inevitable recurrir a la compra de electricidad en los periodos de baja producción solar. Por tanto, el gasto destinado a las ayudas sociales no puede eliminarse por completo, ya que es necesario seguir compensando a los hogares vulnerables por la parte del coste energético que no logra ser cubierta mediante la CE.

En la tabla 17 se recogen los valores anuales del ahorro obtenido con la CE, el coste inicial cubierto por SS y la subvención que debe hacer SS a los hogares vulnerables tras la implementación de la CE. Además, se presentan los valores del VAN y la TIR desde el punto de vista de la inversión realizada por el Ayuntamiento.

Parámetro	Valor
Coste anual facturas 46 puntos de consumo (€)	23.553
Subsidio inicial de Servicios Sociales (€)	18.579
Ahorro SS con la CE (€)	9.575
Subsidio final de Servicios Sociales (€)	9.004
VAN (€)	85.000
TIR (%)	16,5

Tabla 17: Resultados económicos del Escenario 1.

5.2. ESCENARIO 2: Comunidad Energética con batería

En este escenario, se han introducido en el código empleado las modificaciones necesarias para incorporar sistemas de almacenamiento. Se produce un reemplazo del inversor también a los 10 años, incorporando esta vez las baterías comunitarias, incluidas en el cálculo de la inversión total de la instalación. Además, también se considera el coste residual de las baterías al final de la vida útil de la comunidad energética.

Se considera el coste de inversión inicial, el cual incluye tanto la inversión en el sistema fotovoltaico como en el sistema de almacenamiento mediante baterías. Con el objetivo de evaluar el impacto económico y técnico del almacenamiento, se analizarán diferentes tamaños de baterías, lo que permitirá comparar cómo varía el comportamiento global del sistema en función de la capacidad de almacenamiento instalada. En la tabla 18 se muestra la inversión dependiendo de las capacidades indicadas.

Capacidad total batería CE (kWh)	0	15	45	60	75	90
Inversión FV (€)	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440	55.440
Inversión BESS (€)	0	6.550	15.218	17.909	21.326	24.503
Inversión TOTAL (€)	59.600	66.190	74.858	77.549	80.966	84.143

Tabla 18: Inversión de componentes instalación FV para el escenario con batería.

Con el fin de entender mejor cómo se comporta la CE, se ha llevado a cabo un análisis del balance energético diario en diferentes escenarios de capacidad de almacenamiento en baterías. Esto permite evaluar cómo el almacenamiento de energía influye en la gestión y el uso de la energía generada y consumida.

Para cada uno de estos escenarios, se presentan gráficos que ilustran el balance energético de un día típico tanto en verano como en invierno. Este análisis, recogido en el anexo del apartado 9.4, permite visualizar cómo cambia la operación del sistema según la capacidad de almacenamiento disponible.

En la fig. 37 se representan los valores anuales de energía autoconsumida, comprada, vendida y regalada correspondientes al año 2024 para cada capacidad de almacenamiento planteada. En la fig. 38 y fig. 39 se representan también los valores mensuales.

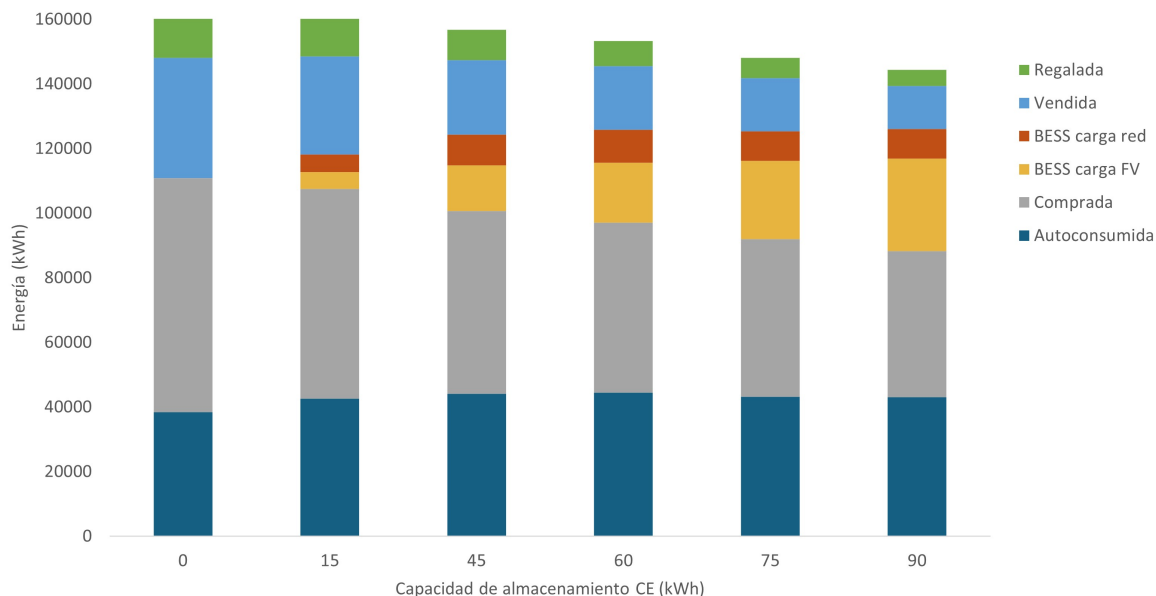


Figura 37: Análisis anual de la energía de la Comunidad Energética (kWh).

Se concluye que una mayor capacidad de la batería optimiza la gestión energética anual. La dependencia de la red disminuye, pues se reduce la energía comprada de la red así como la vendida, lo que significa que la energía generada se usa más internamente. Y aumenta el autoconsumo directo y a través del BESS. Además, se observa que el autoconsumo se mantiene bastante estable. Esto indica que hay una demanda constante que se satisface instantáneamente con la generación solar, independientemente del tamaño de la batería.

Evaluación de las comunidades energéticas basadas en instalaciones fotovoltaicas como medida de mitigación de la pobreza energética.

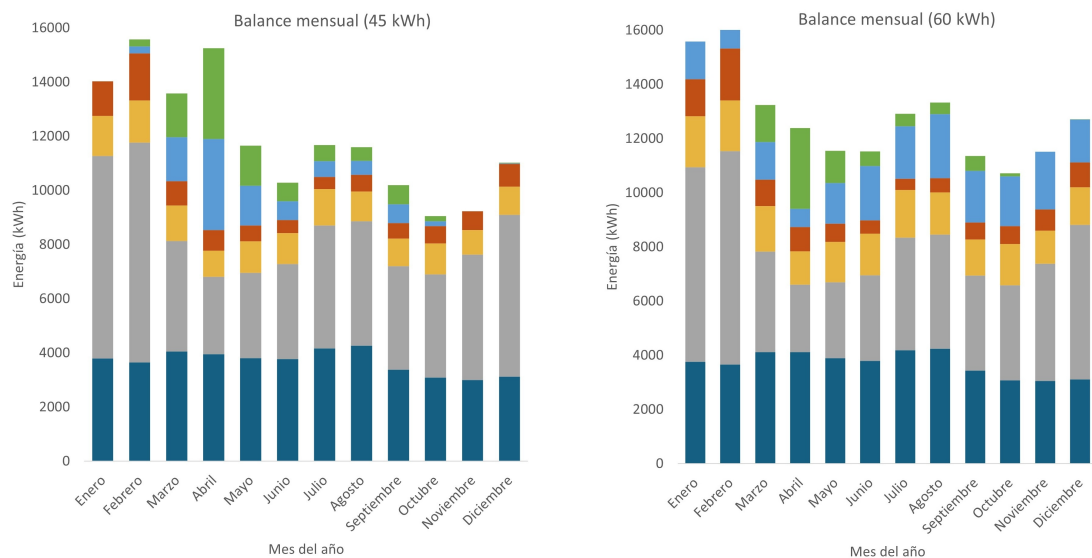


Figura 38: Balance mensual energético para capacidades de batería de 45 y 60 kWh.

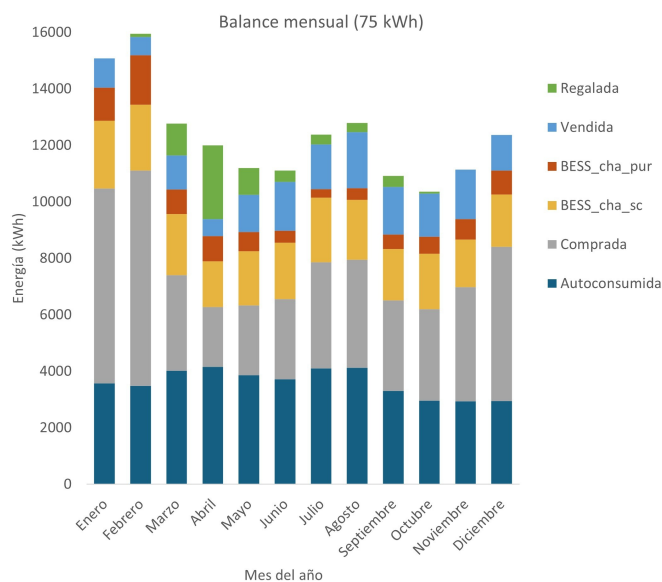


Figura 39: Balance mensual energético para capacidad de batería de 75 kWh.

Además, en la tabla 19 se muestra la energía autoconsumida, vendida y comprada por la CE, además del número de ciclos anuales del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías. Se ha calculado para cada una de las capacidades de batería, de forma que se puedan comparar todos los casos considerados.

Capacidad del BESS (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía vendida (kWh)	Energía comprada (kWh)	Ciclos anuales del BESS
0	38.370	37.183	72.440	0
15	42.528	30.432	64.927	675
45	44.035	22.971	56.558	501
60	44.400	19.664	52.655	455
75	43.176	16.392	48.826	423
90	43.013	13.278	45.252	399

Tabla 19: Resultados del balance energético del escenario con batería.

En la tabla 20 se recogen los porcentajes anuales de energía autoconsumida, así como el porcentaje de energía vendida del total que se genera con la instalación, el porcentaje de energía comprada por la CE y el porcentaje de autosuficiencia para cada capacidad de la batería.

Capacidad total batería CE (kWh)	0	15	45	60	75	90
% Autoconsumo	42	47	48	49	47	47
% Vendida	41	33	25	22	18	15
% Comprada	65	59	51	48	44	41
% Autosuficiencia	35	47	59	63	66	70

Tabla 20: Resultados energéticos en valor porcentual según capacidad de la batería.

Los resultados de la tabla 19 y la tabla 20 evidencian el impacto positivo de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en la CE. Un incremento en la capacidad de la batería conlleva un mayor autoconsumo, menor dependencia de la red, reduciendo tanto la energía vendida por excedentes como la energía que compra la CE. Además, se muestra un incremento en la autosuficiencia, que empodera a las CE al darles un mayor control sobre su suministro de energía.

Por otra parte, el modelo optimiza la potencia contratada usando la batería para reducir picos de demanda. Los valores de potencia contratada obtenidos tras realizar la CE son inferiores a 1 kW en la mayoría de los puntos de consumo para los casos planteados. Como no es realista tener potencias contratadas tan bajas, para los cálculos económicos se ha asumido una potencia contratada mínima de 1,5 kW. De esta forma, se asegura el suministro sin cortes a los hogares, quedándose en el lado de la seguridad.

En la tabla 21, se muestran los valores anuales del ahorro obtenido con la CE, el coste inicial cubierto por SS y las subvenciones que debe hacer SS a los hogares vulnerables tras la implementación de la CE. Además, se presentan el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Capacidad total batería CE (kWh)	0	15	45	60	75	90
Coste anual facturas 46 puntos de consumo (€)	23.553	23.553	23.553	23.553	23.553	23.553
Subsidio inicial de Servicios Sociales (€)	18.579	18.579	18.579	18.579	18.579	18.579
Ahorro SS con la CE (€)	9.575	12.900	15.160	15.960	16.654	17.275
Subsidio final de Servicios Sociales (€)	9.004	5.680	3.422	2.618	1.970	1.424
VAN (€)	85.000	111.463	134.370	144.425	150.093	154.858
TIR (%)	16,5	19,24	20,9	21,07	21,08	21,01

Tabla 21: Resultados económicos del Escenario 2.

Este análisis es fundamental para comprender cómo la capacidad de la batería influye en la eficacia del proyecto para reducir la pobreza energética y en la viabilidad financiera para la entidad inversora. En consecuencia, el proyecto se presenta como financieramente viable y rentable para todas las capacidades de batería que se han analizado, pues presentan un VAN y una TIR positivos.

Además, se observa que la CE se optimiza con una mayor capacidad de batería, especialmente a partir de 45 kWh. Hay una relación directa y positiva entre la capacidad de la batería y la rentabilidad del proyecto. Las baterías de 60 kWh y 75 kWh de capacidad resultan ser las más rentables, ya que maximizan el ahorro para los Servicios Sociales, disminuyendo la necesidad de compensación, y generan un VAN y TIR significativamente más altos. Por lo que la inversión en una batería más grande se recupera y ofrece mayores beneficios.

En la tabla 22 se muestra el periodo de retorno de la inversión, teniendo en cuenta que los flujos netos son variables, debido al mantenimiento y reemplazo de los equipos: el cambio de los inversores y baterías cada cierto número de años. Esto genera costos puntuales altos que reducen los flujos netos de caja en esos años.

Capacidad total batería CE (kWh)	0	15	45	60	75	90
Periodo de retorno inversión (años)	13,4	12,2	11,8	11,3	11,2	11,2

Tabla 22: Periodo de retorno de la inversión bajo distintas capacidades del BESS.

En la fig. 40 se representa, por un lado, el valor total de la ayuda que Servicios Sociales debe destinar anualmente a cada uno de los 46 hogares, y por otro, el ahorro económico que la implementación de la CE genera para la administración en el caso de incorporar una batería de 75 kWh de capacidad. Esta opción se toma como referencia porque, tras el análisis comparativo de los distintos escenarios, se identifica como la más equilibrada entre coste de inversión inicial, ahorro anual, periodo de retorno y rentabilidad a largo plazo.

En concreto, el escenario de 75 kWh maximiza la autosuficiencia energética de la comunidad (66%) y reduce la dependencia de la red a valores mínimos (44%), al tiempo que presenta un VAN superior a 150.000 € y una TIR superior al 21 %, lo que lo convierte en uno de los casos más rentables

para los Servicios Sociales. Además, el periodo de retorno de la inversión se sitúa en torno a 11 años, garantizando la recuperación del capital invertido.

Frente a capacidades menores (15 o 45 kWh), el ahorro adicional obtenido con 75 kWh es suficientemente significativo para justificar el coste extra de inversión. Por otro lado, aunque las capacidades mayores (90 kWh) ofrecen un ligero incremento en el ahorro, este no compensa el incremento del desembolso inicial, de manera que la mejora marginal es reducida.

Por ello, el escenario de 75 kWh se considera la configuración óptima, al equilibrar viabilidad técnica, rentabilidad económica y efectividad en la mitigación de la pobreza energética de los hogares vulnerables.

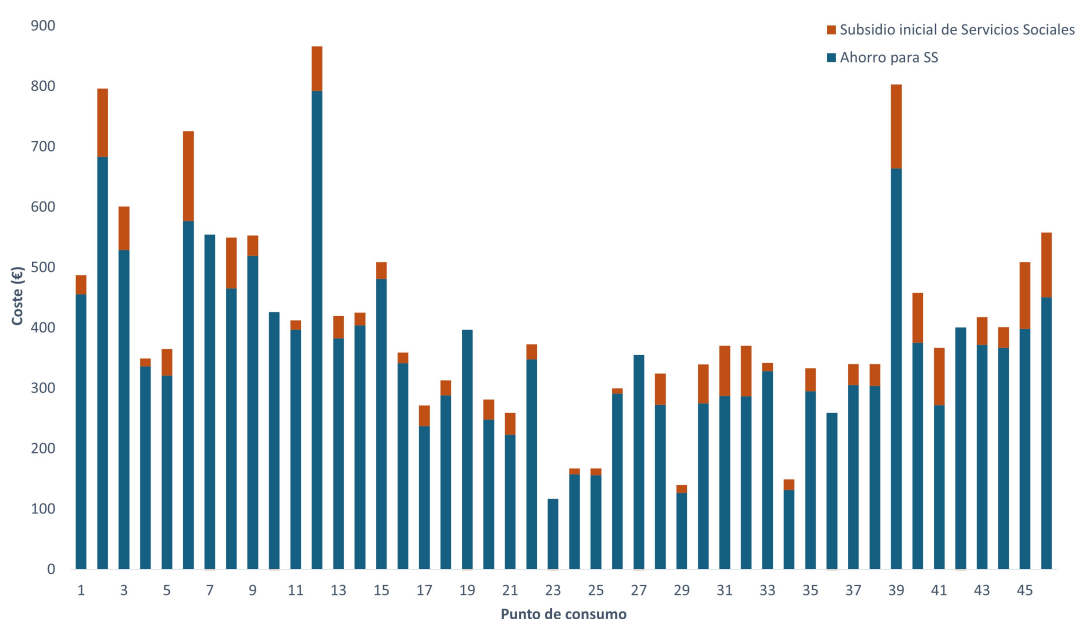


Figura 40: Coste eléctrico inicial anual y ahorro eléctrico SS anual para 45 kWh de capacidad.

Para facilitar la comparación entre los distintos casos analizados en cuanto al ahorro obtenido con la CE, el VAN de la instalación a 25 años y la TIR, se ha optado por utilizar diagramas de cajas y bigotes (boxplots), figs. 41 a 43. Este tipo de representación permite observar la distribución de los datos, la mediana, los valores atípicos y la variabilidad de forma visual y resumida.

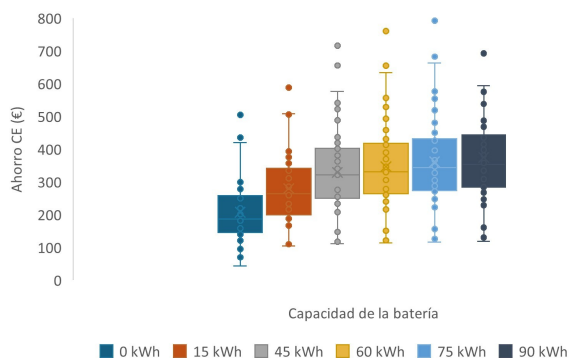


Figura 41: Ahorro de la Comunidad Energética según la capacidad del BESS.

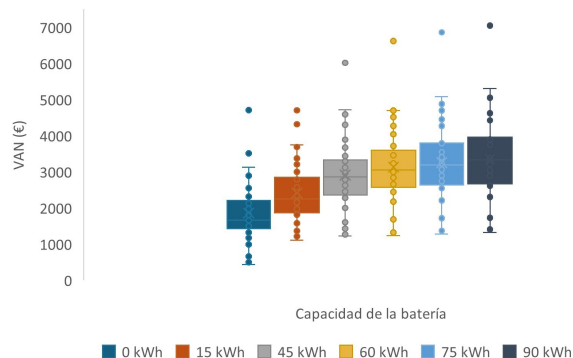


Figura 42: VAN de la Comunidad Energética según la capacidad del BESS.

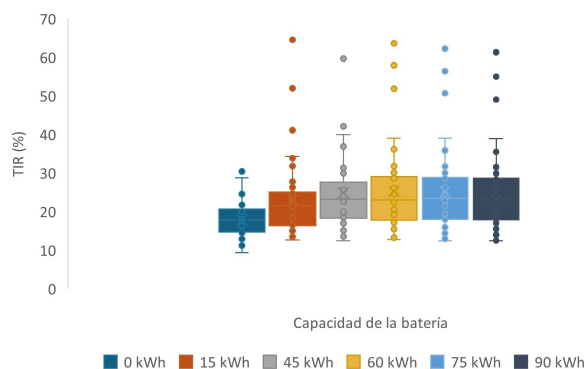


Figura 43: TIR según la capacidad del BESS.

Se observa una clara tendencia ascendente en el ahorro de la CE a medida que aumenta la capacidad de la batería. Esto es lógico, ya que una mayor capacidad de almacenamiento permite un mayor autoconsumo y una menor dependencia de la red.

El VAN para 0 kWh de capacidad batería es el menor de todos los casos, lo que indica que un sistema sin almacenamiento podría ser el caso menos rentable para la CE. Sin embargo, a partir de 15 kWh de capacidad, el VAN aumenta progresivamente, alcanzando los valores más altos para 75 kWh de capacidad de la batería.

En cuanto a la TIR, también se vuelve superior a partir de 45 kWh de batería y para capacidades de 60 kWh y 75 kWh en concreto. La mediana de la TIR se sitúa consistentemente en rangos atractivos (entre 15 % y 25 %).

5.3. Comparación de los diferentes usuarios de la Comunidad Energética

En la fig. 44 se muestran los valores anuales de energía autoconsumida, comprada, vendida y regalada para 75 kWh capacidad de almacenamiento para cada uno de los cuadrantes analizados.

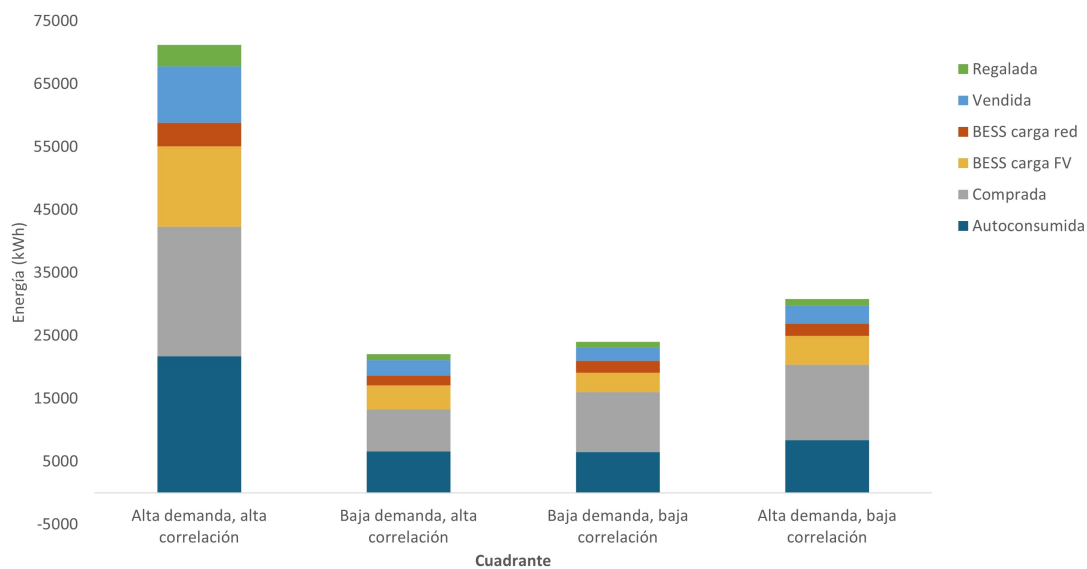


Figura 44: Análisis anual de la energía de la Comunidad Energética por cuadrante (kWh).

Aunque el cuadrante correspondiente a alta demanda y alta correlación presenta los mayores niveles energéticos, es decir, mayor energía autoconsumida, almacenada y aprovechada dentro de la CE, la TIR resultante es relativamente baja en comparación con los demás puntos de consumo, como se observa en la fig. 47.

Esto se debe a que la TIR es un indicador económico que no mide el rendimiento energético del sistema, sino la rentabilidad financiera desde el punto de vista de la inversión realizada.

En este caso, aunque se maximiza el aprovechamiento energético, la inversión que se asocia a estos puntos de consumo (mediante los coeficientes de reparto de forma orientativa, pues la inversión se realiza en conjunto para la CE) también es mayor, lo que puede reducir la TIR.

Para el caso de una capacidad de la batería de 75 kWh, se han comparado los resultados obtenidos para el ahorro, el VAN y la TIR desde el punto de vista de la inversión realizada por Servicios Sociales, para cada uno de los cuadrantes analizados.

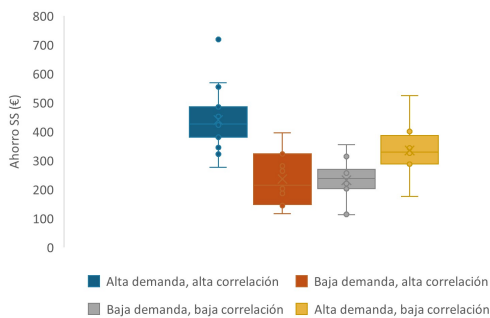


Figura 45: Ahorro de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.

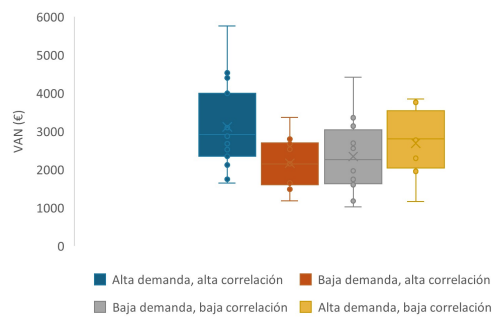


Figura 46: VAN de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.

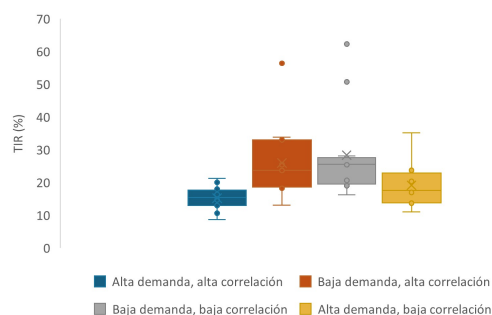


Figura 47: TIR de la Comunidad Energética por cuadrantes para 75 kWh de capacidad del BESS.

El caso de alta demanda y alta correlación es el que genera el mayor ahorro para SS y el mayor VAN para la CE, por lo que es el que mayor rentabilidad total de la inversión tiene. Sin embargo, su TIR es la más baja, lo que podría indicar que, aunque la rentabilidad final es superior, la tasa de retorno porcentual sobre la inversión o el tiempo de recuperación de la inversión es menor. Los proyectos con VAN muy altos a veces tienen TIR inferiores si la inversión inicial es grande o los flujos de caja positivos se distribuyen a lo largo de un período extenso.

La inversión total ha sido asignada teniendo en cuenta los coeficientes de reparto de la energía, que se recogen en el anexo del apartado 9.3. En consecuencia, los hogares con menor consumo asumen una fracción más reducida de la inversión inicial.

La correlación parece tener un impacto diferenciado según la demanda. En escenarios de alta demanda, una alta correlación maximiza el ahorro y el VAN. En escenarios de baja demanda, la correlación no parece tener un impacto tan drástico en la TIR.

En resumen, la elección del mejor escenario depende de los objetivos de la inversión. Si el objetivo es maximizar el beneficio total en euros (ahorro y VAN), el escenario de alta demanda y alta correlación es el más favorable.

6. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

El análisis comparativo de los escenarios propuestos permite extraer conclusiones relevantes sobre la viabilidad técnica, económica y social de la comunidad energética en el Parque del Oeste de València como medida para mitigar la pobreza energética en 46 hogares vulnerables. En este apartado se interpretan los resultados obtenidos, relacionándolos con la literatura existente y el marco de transición energética que impulsa la Unión Europea.

En primer lugar, cabe señalar que la instalación fotovoltaica produce una cantidad de energía mayor en verano y primavera en comparación con otoño e invierno. Esta variabilidad estacional se alinea con la naturaleza de la radiación solar en climas mediterráneos y subraya la necesidad de gestionar eficientemente los excedentes. Sin embargo, en el escenario sin almacenamiento (Escenario 1), gran parte de esta energía sobrante se inyecta a la red sin un aprovechamiento directo. Aunque esta venta de excedentes supone un ingreso económico adicional, la alta dependencia de la red (65 % anual) revela que la CE, sin baterías, no es suficiente para lograr un nivel de autosuficiencia energética que realmente ayude a reducir la pobreza energética de manera significativa, tabla 16.

La introducción de sistemas de almacenamiento (Escenario 2) transforma esta situación de manera notable. A medida que se incrementa la capacidad de la batería, los indicadores de autosuficiencia también aumentan, alcanzando un 70 % en el caso de 90 kWh para la instalación descrita de 50,4 kWp, tabla 20. Esto implica que gran parte de la demanda energética de los hogares puede ser cubierta internamente gracias a la generación y acumulación fotovoltaica, reduciendo la compra de electricidad de la red al 41 %. La diferencia con respecto al escenario sin almacenamiento muestra claramente que el papel de las baterías es fundamental en la transición de un modelo dependiente hacia uno más resiliente y sostenible.

La introducción de baterías comunitarias mejora notablemente el rendimiento del sistema. A partir de 45 kWh de almacenamiento, la autosuficiencia supera el 59 %. Esto implica una reducción progresiva de la energía comprada a la red, lo que a su vez disminuye la necesidad de subsidios municipales. Sin embargo, a partir de los 60–75 kWh, la mejora marginal disminuye, lo que indica la existencia de un punto óptimo en el dimensionamiento económico de las baterías.

Desde la perspectiva económica, los resultados muestran que la CE representa una herramienta eficaz de ahorro tanto para la administración como para los hogares participantes. En el Escenario 1, el ahorro anual para Servicios Sociales alcanza los 9.575 €, con una TIR del 16,5 % y un VAN de 85.000 €, lo que ya implica una rentabilidad positiva a largo plazo, como se muestra en la tabla 17.

Sin embargo, el salto cualitativo se produce en el Escenario 2, donde se incorpora almacenamiento energético mediante baterías. Esta incorporación no solo reduce la dependencia de la red eléctrica, sino que permite aprovechar de forma más eficiente la energía solar generada, almacenándola para su uso en horas de mayor consumo o coste energético. Gracias a ello, los hogares pueden cubrir más horas de su demanda diaria con energía renovable autogenerada, lo que se traduce en una disminución significativa de los costes asociados a la tarifa eléctrica. El sistema de almacenamiento permite desplazar el uso de la energía solar desde las horas de producción (habitualmente a mediodía)

hacia los momentos del día donde el consumo es más alto o la electricidad de la red es más cara, mejorando así tanto la rentabilidad como la autosuficiencia energética del sistema.

Con baterías de 75 kWh, el ahorro anual se eleva a 16.654 €, casi duplicando la cifra obtenida sin almacenamiento, tabla 21. Este valor se acompaña de un VAN que supera los 150.000 € y una TIR que supera el 21 %, lo que confirma la viabilidad financiera del proyecto y su atractivo para los inversores públicos. Además, el periodo de retorno de la inversión se reduce hasta 11 años, lo que garantiza que dentro de la vida útil de la instalación (25 años) se recupera el capital invertido.

Desde la perspectiva de los hogares más vulnerables, este ahorro tiene un impacto directo en la reducción de las facturas de electricidad y en la disminución de la cantidad de las transferencias económicas que se realizan a través de subsidios sociales. Por ejemplo, en el caso de 75 kWh, la compensación final que debe aportar el Ayuntamiento se reduce a solo 1.970 €, en comparación con los más de 9.000 € que se necesitarían en un escenario sin batería. Este dato demuestra que la CE no solo ayuda a aliviar la carga económica sobre los hogares, sino que también optimiza los recursos públicos destinados a ayudas sociales.

La clasificación de los usuarios según su nivel de demanda y su correlación con la generación fotovoltaica añade un matiz importante a la discusión (fig. 21). El grupo de alta demanda y alta correlación maximiza el ahorro y el VAN, mostrando que aquellos hogares que concentran su consumo durante las horas de máxima radiación solar son los que obtienen mayores beneficios. Sin embargo, se observa que la TIR es menor en este caso, ya que la rentabilidad porcentual se vuelve más débil debido a la magnitud de la inversión, figs. 41 a 43.

Por otro lado, los escenarios de baja demanda presentan los porcentajes de retorno más altos, aunque los beneficios económicos absolutos sean menores. Este hallazgo coincide con estudios previos en comunidades energéticas, que indican que la estructura de la demanda influye fuertemente en la rentabilidad de los proyectos colectivos. Por lo tanto, una estrategia futura podría centrarse en la gestión activa de la demanda, incentivando a los hogares a ajustar sus consumos a las horas de mayor generación o utilizando sistemas de control inteligente que automaticen este proceso.

Más allá de los resultados técnicos y económicos, es fundamental destacar la dimensión social del proyecto. La creación de una comunidad energética en el Parque del Oeste tiene como objetivo principal aliviar la pobreza energética en los hogares más vulnerables. En este sentido, los resultados son prometedores: incluso sin batería, la CE ayuda a reducir la dependencia de la red y genera ahorros económicos; con almacenamiento, se logra una disminución notable del gasto energético, lo que se traduce en mayor seguridad y bienestar para las familias.

Además, este tipo de iniciativas promueve valores como la participación ciudadana, la cooperación y la responsabilidad colectiva en el uso de los recursos energéticos. Implementar una CE en un espacio público como las pérgolas del parque también refuerza el sentido comunitario y la visibilidad social de la transición energética, lo que puede inspirar a otras iniciativas similares en diferentes barrios.

En resumen, los resultados obtenidos confirman que la creación de comunidades energéticas basadas en instalaciones fotovoltaicas es una estrategia viable y efectiva para combatir la pobreza energética en entornos urbanos. La incorporación de almacenamiento se presenta como el escenario ideal, equilibrando la inversión inicial, el ahorro económico, la autosuficiencia energética y el beneficio social. Este caso de estudio demuestra que las CE no son solo una herramienta técnica y económica, sino también un motor social capaz de transformar el modelo energético.

7. CONCLUSIONES

Con el desarrollo del presente Trabajo Final de Grado se ha evaluado la viabilidad técnica, económica y social de una comunidad energética basada en instalaciones fotovoltaicas sobre las pérgolas del Parque del Oeste, en València, con el objetivo de mitigar la pobreza energética de 46 hogares vulnerables. El estudio se ha realizado considerando diferentes escenarios de funcionamiento, tanto sin almacenamiento como con sistemas de baterías comunitarias de distintas capacidades (15, 45, 60, 75 y 90 kWh).

En primer lugar, se ha empleado un modelo matemático que permite optimizar el reparto del autoconsumo colectivo en función de la demanda de los hogares y la generación fotovoltaica. Este modelo ha permitido analizar los flujos de energía en términos de autoconsumo, excedentes vendidos y dependencia de la red eléctrica, poniendo en evidencia la importancia del dimensionamiento adecuado del sistema de almacenamiento para maximizar la autosuficiencia energética.

En segundo lugar, se ha llevado a cabo un análisis económico y financiero desde la perspectiva de los Servicios Sociales, dado que la inversión inicial corre a cargo del Ayuntamiento. En este marco, se han evaluado indicadores como el ahorro anual obtenido, el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de retorno de la inversión. Los resultados reflejan que, si bien la CE sin almacenamiento es rentable (con una TIR del 16,5 % y un VAN de 85.000 €), la introducción de baterías incrementa de manera notable la viabilidad económica del proyecto, alcanzando valores de TIR superiores al 21 % y VAN mayores a 150.000 € para capacidades de 75 kWh con el potencial fotovoltaico instalado de 50,4 kWp y dadas las características de la CE.

En resumen, los resultados del estudio indican que la incorporación de sistemas de almacenamiento es un elemento determinante para el éxito de la comunidad energética. A partir de 45 kWh de capacidad, la autosuficiencia supera el 59 % y alcanza hasta un 70 % con 90 kWh, aunque a partir de 60–75 kWh la mejora marginal disminuye, lo que señala la existencia de un punto óptimo en el dimensionamiento económico de las baterías. En este sentido, el escenario de 75 kWh resulta el más equilibrado, ya que ofrece un ahorro anual de 16.654 €, reduce las ayudas sociales por debajo de los 2.000 € y asegura un periodo de retorno cercano a los 11 años, combinando de manera adecuada rentabilidad, reducción de la pobreza energética y sostenibilidad social.

Asimismo, la estructura de la demanda de los usuarios influye directamente en la rentabilidad del proyecto. Los hogares con alta demanda y correlación con la generación obtienen mayores beneficios absolutos en ahorro y VAN, mientras que los hogares con baja demanda, aunque generan menores beneficios económicos, alcanzan mayores tasas de retorno porcentuales.

El impacto social del proyecto también es notable, ya que contribuye a aliviar la presión económica sobre los hogares vulnerables y a optimizar el uso de los recursos públicos destinados a ayudas sociales. Al mismo tiempo, la creación de una comunidad energética en un espacio público promueve la participación ciudadana, la cooperación y la responsabilidad colectiva en la transición hacia un modelo energético más justo y sostenible.

En este contexto, los resultados permiten extraer tres conclusiones fundamentales. En primer lugar, las comunidades energéticas son una herramienta más eficaz y rentable que los subsidios tradicionales para mitigar la pobreza energética, ya que transforman un gasto social recurrente en una inversión sostenible que genera beneficios económicos y sociales a largo plazo. En segundo lugar, la incorporación de sistemas de almacenamiento mejora de forma decisiva la rentabilidad y la autosuficiencia de la comunidad energética, siendo el escenario de 75 kWh el más equilibrado en términos de ahorro, TIR, VAN y reducción de ayudas sociales. Por último, se confirma que los hogares con mayor demanda energética aprovechan mejor esta solución colectiva, al obtener mayores ahorros y un VAN más elevado.

Finalmente, se reconoce la necesidad de que futuras investigaciones profundicen en el análisis de la degradación de las baterías y su efecto en la rentabilidad a largo plazo, ya que este aspecto puede condicionar significativamente la viabilidad económica de las comunidades energéticas. Además, es crucial evaluar con más detalle cómo diferentes patrones de consumo afectan la optimización del autoconsumo colectivo, explorando mecanismos de gestión de la demanda que ayuden a ajustar los hábitos de los hogares a los momentos de mayor producción solar. Estos elementos son esenciales para seguir avanzando en el fortalecimiento de las comunidades energéticas como una herramienta efectiva, no solo para mejorar la autosuficiencia y sostenibilidad, sino también para asegurar una reducción real y duradera de la pobreza energética en los hogares más vulnerables.

8. REFERENCIAS

- Ajuntament de València. (2025a). *Apoyo a comunidades energéticas*. <https://www.valencia.es/cas/campa%C3%B1as-municipales/-/content/apoyo-comunidades-energeticas>
- Ajuntament de València. (2025b). *Codi de Verificació Electrònica (CVE) - Ajuntament de València*. <https://www.valencia.es/web/cve>
- Amigas de la Tierra. (2022). *Qué son las Comunidades Energéticas*. [<https://www.tierra.org/comunidades-energeticas/que-es-una-comunidad-energetica/>].
- Aparisi-Cerdá, I., Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Sommerfeldt, N., & Gómez-Navarro, T. (2024). Panel or check? Assessing the benefits of integrating households in energy poverty into energy communities. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 71, 103970. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103970>
- Asociación de Ciencias Ambientales. (2023). *¿Qué es la pobreza energética?* <https://www.cienciasambientales.org.es/index.php/ique-es-la-pobreza-energetica>
- Awad, H., & Gül, M. (2018). Optimisation of community shared solar application in energy efficient communities. *Sustainable cities and society*, 43, 221-237.
- Barata, F., Sousa, J., Viveiros, C., & Perinhas, S. (2025). Techno-economic Assessment of Battery Energy Storage Systems in Renewable Energy Communities. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 44, 59-72. <https://doi.org/10.54337/ijsepm.9290>
- Brummer, V. (2018). Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 187-196. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.013>
- Cambio Energético. (2023). *Comunidad de Energías Renovables o Comunidad Ciudadana de Energía*. https://www.cambioenergetico.com/blog/comunidad-energias-renovables-comunidad-ciudadana-energia/#Que_comparten_una_Comunidad_de_Energias_Renovables_y_una_Comunidad_Ciudadana_de_Energia
- Comisión Europea. (2019). *Energía limpia para todos los europeos*. [<https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg01113.pdf>].
- Comisión Europea. (2021a). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones*. [<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>].
- Comisión Europea. (2021b). *Comunidades energéticas y fuentes de energía renovables*. [<https://inycomenergy.com/comunidades-energeticas/>].
- Di Lorenzo, G., Rotondo, S., Araneo, R., Petrone, G., & Martirano, L. (2021). Innovative power-sharing model for buildings and energy communities. *Renewable Energy*, 172, 1087-1102.
- EAPN. (2024). *Informe AROPE sobre el Estado de la Pobreza en España*. [<https://www.eapn.es/estadodepobreza/descargas.php>].
- Ecija en prensa. (2021). *Energía limpia para todos los europeos en el año 2030*. [<https://ecija.com/sala-de-prensa/energia-limpia-para-todos-los-europeos-en-el-ano-2030/>].
- Eco Fener. (2025). *Batería de litio Dyness PowerBrick*. <https://ecofener.com/baterias-de-litio-para-sistemas-solares/2353-bateria-de-litio-de-512v-y-1433kwh-dyness-powerbrick.html>
- EirGrid. (2016). *European Integration*. [<https://www.eirgrid.ie/industry/european-integration>].

Enel Green Power. (2023). *Transición energética*. [<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica>].

Enerdata. (2023). *Estadísticas de consumo energético mundial*. [<https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>].

Equipo, S. (2024). *Marco Normativo y Regulatorio de Comunidades Energéticas*. [<https://www.senda.green/marco-normativo-y-regulatorio-de-comunidades-energeticas/>].

esios. (2025). *Término de facturación de energía activa del PVPC*. [<https://www.esios.ree.es/es/pvpc>].

España, E. (2025). *La pobreza energética ha aumentado un 196 % desde 2008*. [<https://www.eapn.es/noticias/1826/la-pobreza-energetica-ha-aumentado-un-196-desde-2008>].

European Commission. (2025). *Photovoltaic Geographical Information System*. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/].

IDAE. (2016). *Comunidades Energéticas*. [<https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>].

Inycom Energy. (2024). *10 beneficios de participar en Comunidades Energéticas locales*. [<https://inycomenergy.com/10-beneficios-de-participar-en-comunidades-energeticas-locales/>].

Kolati, Y., & Raghutla, C. (2025). Do renewable energy sources and energy infrastructure contribute to mitigating energy poverty? Exploring uncharted dynamics. *Energy Strategy Reviews*, 58, 101687. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101687>

Llopis, E. J., Baute, E. T., & Campi, M. T. C. (2021). *Cómo abordar la pobreza energética en España* (Policy Brief N.º 18). EsadeEcPol Center for Economic Policy. https://www.esade.edu/ecpol/wp-content/uploads/2021/11/AAFF_ESP_EsadeEcPol_Brief18_Abordar-la-pobreza-energetica-Espana_v1.pdf

Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Aparisi-Cerdá, I., Gómez-Navarro, T., & Madani, H. (2025). Optimising flexibility in highly electrified energy communities: A Mediterranean perspective. *Applied Energy*, 395, 126172. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126172>

Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Gómez-Navarro, T., & Alcázar-Ortega, M. (2022). Local energy communities modelling and optimisation considering storage, demand configuration and sharing strategies: A case study in Valencia (Spain). *Energy Reports*, 8, 10395-10408.

Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Alcázar-Ortega, M., & Gómez-Navarro, T. (2021). Local Energy Communities in Spain: Economic Implications of the New Tariff and Variable Coefficients. *Sustainability*, 13(19), 10555.

Miteco. (2022). *ACTUALIZACIÓN DE INDICADORES DE LA ESTRATEGIA NACIONAL CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA*. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/actualizaciondelosindicadoresdelaestrategianacionalcontralapobreza2022_tcm30-549718.pdf].

Movil Solar. (2025). *Inversor Híbrido DEYE Plus SUN-40K-SG01HP3-EU-AM2 HV* [<https://www.movilsolar.es/p/inversor-hibrido-deye-plus-40-000w-sun-40k-sg01hp3-eu-am2-hv-alto-voltaje>].

Our World in Data. (2024). *Annual CO2 emissions*. [<https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country>].

Parreño-Rodríguez, A., Ramallo-González, A. P., Chinchilla-Sánchez, M., & Molina-García, A. (2023a). Community energy solutions for addressing energy poverty: A local case study in Spain. *Energy*, 284, 129427. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129427>

- Parreño-Rodríguez, A., Ramallo-González, A. P., Chinchilla-Sánchez, M., & Molina-García, A. (2023b). Community energy solutions for addressing energy poverty: A local case study in Spain. *Energy and Buildings*, 296, 113418. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113418>
- Parreño-Rodríguez, A., Ramallo-González, A. P., Chinchilla-Sánchez, M., & Molina-García, A. (2023c). Community energy solutions for addressing energy poverty: A local case study in Spain. *Energy and Buildings*, 296, 113418. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113418>
- Periódico de La Energía. (2018). *Pobreza energética, ¿problema social o sectorial?* [<https://elperiodicodelaenergia.com/pobreza-energetica-problema-social-o-sectorial/>].
- Proyecto ODYSSEE-MURE. (2024). *Principales medidas contra la pobreza energética en Europa: Caracterización desde las perspectivas de los indicadores EPOV y de la Directiva de Eficiencia Energética*. [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/Policy_brief_Energy-poverty_espanol_071024_accesibilidad.pdf].
- Segovia, M. (2025). *El aumento del consumo de energía en el planeta creció en 2024 casi el doble que en la última década*. [<https://www.elindependiente.com/economia/2025/03/24/el-aumento-del-consumo-de-energia-en-el-planeta-crecio-en-2024-casi-el-doble-que-en-la-ultima-decada/>].
- Simionescu, M., Radulescu, M., Cifuentes-Faura, J., & Balsalobre-Lorente, D. (2023). The role of renewable energy policies in TACKLING energy poverty in the European UNION. *Energy Policy*, 183, 113826. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113826>
- SolarReviews. (2021). *¿Son las Baterías Solares de Ion-Litio la Mejor Opción de Almacenamiento de Energía?* [<https://www.solarreviews.com/es/blog/son-baterias-solares-ion-litio-las-mejores-para-almacenamiento-energia>].
- SotySolar. (2023). *La transición energética: Llave hacia la sostenibilidad*. [<https://sotysolar.es/blog/transicion-energetica>].
- Spertino, F., Mazza, A., Graditi, G., Petrone, G., Delfino, F., Procopio, R., Tina, G. M., Graditi, G., Puglisi, G. C., & Massaro, F. (2025). Renewable Energy Communities: Frameworks and Implementation of Regulatory, Technical, and Social Aspects Across EU Member States. *Sustainability*, 17(9), 4195. <https://doi.org/10.3390/su17094195>
- Tienda Solar. (2025). *Panel solar Canadian Solar HiKu7 Mono PERC 600Wp*. [https://tienda-solar.es/es/paneles-solares/1473-panel-solar-canadian-solar-hiku7-mono-perc-600wp?srsId=AfmBOornlbb0O2_5UbbtIXjBKBAQt3dEa9MdzmAWkj6r8BSLy3Z_NFR].
- United Nations. (2025). *Sustainable Development Goals*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>
- Veridika. (2023). *Mapa | Energía Común*. [Energiacomun.org](https://www.energiacomun.org). [<https://www.energiacomun.org/mapa/>].
- Weather Spark. (2025). *Climatología en Valencia*. Consultado el 4 de junio de 2025, desde <https://es.weatherspark.com/y/42614/Clima-promedio-en-Valencia-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Zhang, Z., Wang, Z., Wang, X., Wang, X., Wang, Y., Yang, X., Wang, J., Lin, J., & Li, S. (2024). The impact of climate change on traditional agricultural practices: Evidence from rural China. *Environmental Development*, 47, 100984. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2024.100984>

9. ANEXOS

9.1. ANEXO I: Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030

Objetivos de Desarrollo Sostenible	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. Fin de la pobreza.		x		
ODS 2. Hambre cero.				x
ODS 3. Salud y bienestar.			x	
ODS 4. Educación de calidad.				x
ODS 5. Igualdad de género.				x
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				x
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	x			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.	x			
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.	x			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.	x			
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	x			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	x			
ODS 13. Acción por el clima.	x			
ODS 14. Vida submarina.				x
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.			x	
OSS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				x
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.			x	

Tabla 23: Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Las comunidades energéticas contribuyen al desarrollo sostenible mediante su impacto positivo en los ámbitos ambiental, social y económico, lo que garantiza un enfoque equilibrado y responsable en su desarrollo y funcionamiento. A continuación, se describe la relación del presente TFG con los ODS.

En el ámbito ambiental destaca el uso de energía renovable y de proximidad (ODS 7), la implementación de infraestructura energética innovadora (ODS 9), la reducción de emisiones contaminantes (ODS 13) y el fortalecimiento de comunidades sostenibles (ODS 11).

En el ámbito social, la CE fomenta la creación de vínculos vecinales en torno a la sostenibilidad, fortaleciendo la cohesión y el sentido de pertenencia del barrio (ODS 11). La participación de los 46 hogares en la generación y gestión compartida de energía promueve la colaboración y reduce el

individualismo, contribuyendo a una comunidad más resiliente. Además, al involucrar a los ciudadanos en decisiones energéticas, se impulsa la democratización del sistema y el empoderamiento ciudadano. Este modelo también fomenta hábitos de consumo más conscientes y responsables, al compartir recursos y optimizar el uso de la energía renovable disponible (ODS 12).

Por último, en el ámbito económico, las CE impulsan la economía local al generar energía renovable dentro del propio entorno, lo que fomenta la creación de empleo (ODS 8). La puesta en marcha de una CE no solo activa el tejido económico mediante inversiones en instalaciones y servicios, sino que también genera un efecto multiplicador en sectores relacionados. Además, al reducir los costes energéticos en los hogares, estas iniciativas ayudan a combatir la pobreza energética y a mejorar la accesibilidad a servicios básicos (ODS 10).



Joint
Research
Centre

9.3. ANEXO III: Coeficientes de reparto

En la tabla 24 se presentan los coeficientes de reparto para cada punto de consumo perteneciente a la Comunidad Energética en los distintos escenarios analizados.

Capacidad total batería CE (kWh)	0	15	45	60	75	90
1	0.03253	0.03341	0.03390	0.03434	0.03453	0.03475
2	0.05331	0.05449	0.05582	0.05528	0.05497	0.05526
3	0.02776	0.02818	0.02863	0.02855	0.02862	0.02873
4	0.02488	0.02488	0.02502	0.02474	0.02477	0.02474
5	0.02051	0.02025	0.02012	0.02024	0.02025	0.02024
6	0.04659	0.04729	0.04734	0.04729	0.04716	0.04687
7	0.03599	0.03694	0.03784	0.03769	0.03787	0.03803
8	0.03201	0.03300	0.03237	0.03213	0.03177	0.03200
9	0.03035	0.02954	0.02905	0.02901	0.02902	0.02901
10	0.03576	0.03624	0.03650	0.03672	0.03688	0.03709
11	0.02820	0.02794	0.02779	0.02794	0.02795	0.02803
12	0.04971	0.05156	0.05057	0.05025	0.05020	0.05018
13	0.03587	0.03354	0.03395	0.03395	0.03396	0.03400
14	0.02860	0.02824	0.02609	0.02637	0.02653	0.02663
15	0.03349	0.03496	0.03528	0.03568	0.03591	0.03599
16	0.02186	0.02180	0.02214	0.02214	0.02186	0.02180
17	0.01706	0.01334	0.01324	0.01345	0.01347	0.01347
18	0.01415	0.01409	0.01427	0.01427	0.01436	0.01432
19	0.02500	0.02487	0.02597	0.02579	0.02586	0.02608
20	0.01129	0.01133	0.01080	0.01083	0.01085	0.01096
21	0.01739	0.01628	0.01609	0.01626	0.01611	0.01616
22	0.01990	0.02004	0.02127	0.02138	0.02153	0.02153
23	0.00256	0.00269	0.00283	0.00283	0.00285	0.00287
24	0.00559	0.00571	0.00587	0.00586	0.00586	0.00587
25	0.00559	0.00571	0.00587	0.00586	0.00586	0.00587
26	0.01357	0.01402	0.01430	0.01430	0.01442	0.01449
27	0.00976	0.00944	0.00935	0.00948	0.00962	0.00969
28	0.01393	0.01423	0.01393	0.01364	0.01349	0.01333
29	0.01315	0.00536	0.00536	0.00534	0.00532	0.00530
30	0.01559	0.01577	0.01557	0.01557	0.01547	0.01536
31	0.01316	0.01371	0.01324	0.01325	0.01324	0.01318
32	0.01316	0.01371	0.01324	0.01325	0.01324	0.01318
33	0.01425	0.01440	0.01531	0.01589	0.01599	0.01642
34	0.00681	0.00693	0.00698	0.00697	0.00693	0.00693
35	0.01235	0.01298	0.01335	0.01320	0.01317	0.01316
36	0.00593	0.00545	0.00557	0.00573	0.00576	0.00580
37	0.01369	0.01365	0.01329	0.01334	0.01343	0.01351
38	0.01369	0.01365	0.01329	0.01334	0.01343	0.01351
39	0.05074	0.05082	0.05050	0.05053	0.05046	0.04985
40	0.02239	0.02379	0.02194	0.02124	0.02086	0.01995
41	0.01432	0.01494	0.01475	0.01473	0.01477	0.01470
42	0.02054	0.02105	0.02159	0.02177	0.02180	0.02186
43	0.01711	0.02028	0.02020	0.02017	0.02016	0.01997
44	0.01281	0.01231	0.01259	0.01255	0.01272	0.01272
45	0.02446	0.02417	0.02374	0.02363	0.02353	0.02340
46	0.02268	0.02303	0.02323	0.02323	0.02320	0.02318

Tabla 24: Coeficientes de reparto para los puntos de consumo de la comunidad energética en función de la capacidad total de la batería.

9.4. ANEXO IV: Balance energético Escenario 2

Balance energético para el escenario 2, Comunidad Energética con batería.

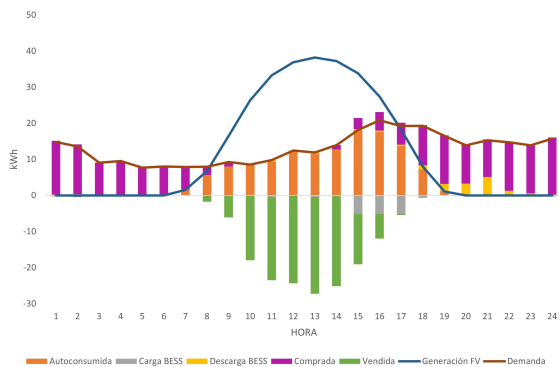


Figura 48: Verano 15 kWh.

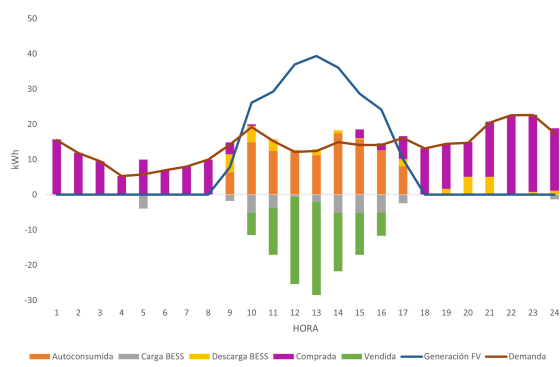


Figura 49: Invierno 15 kWh.

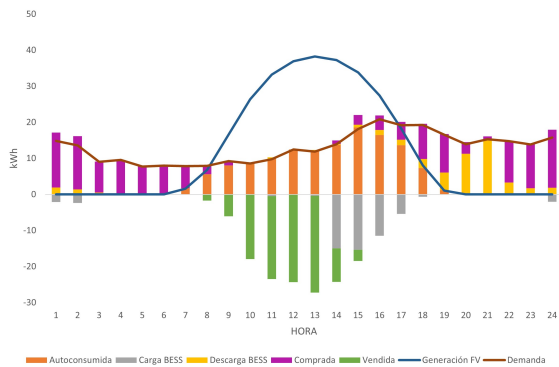


Figura 50: Verano 45 kWh.

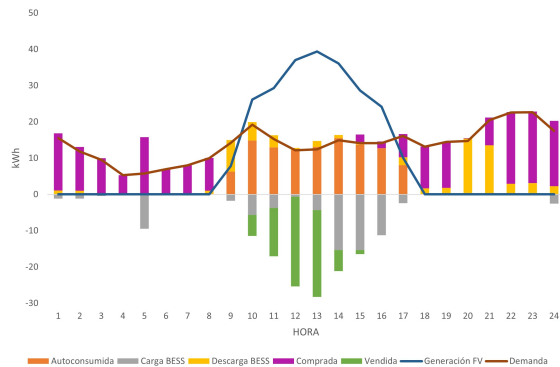


Figura 51: Invierno 45 kWh.

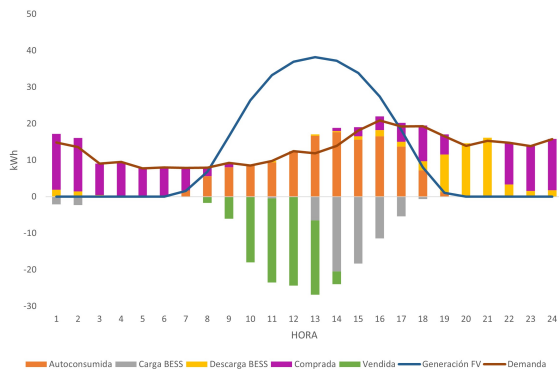


Figura 52: Verano 60 kWh.

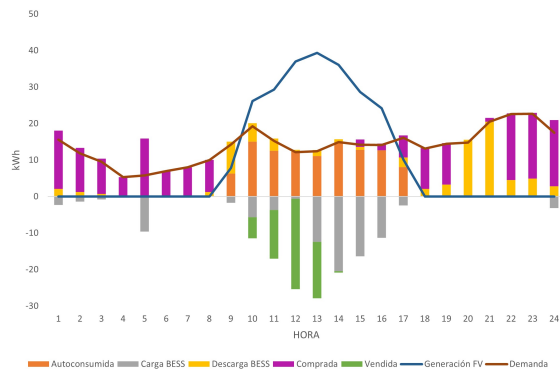


Figura 53: Invierno 60 kWh.

Evaluación de las comunidades energéticas basadas en instalaciones fotovoltaicas como medida de mitigación de la pobreza energética.

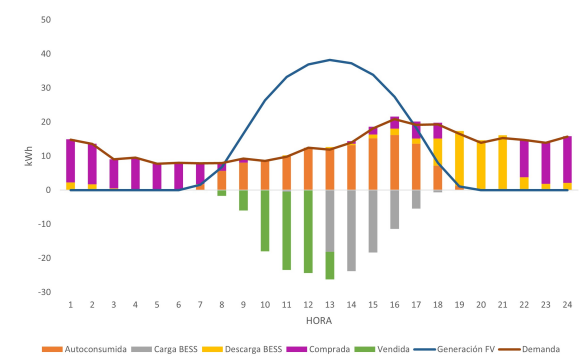


Figura 54: Verano 75 kWh.

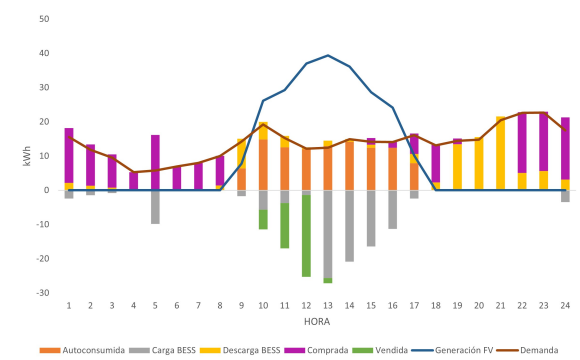


Figura 55: Invierno 75 kWh.

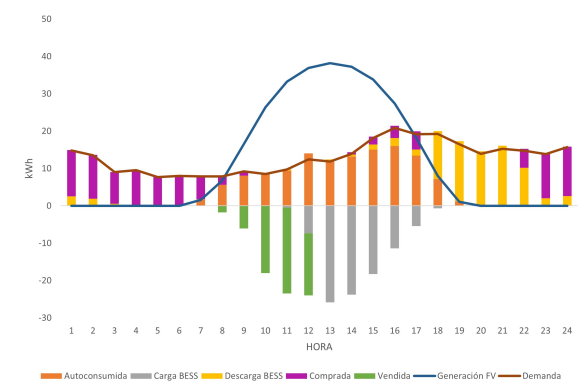


Figura 56: Verano 90 kWh.

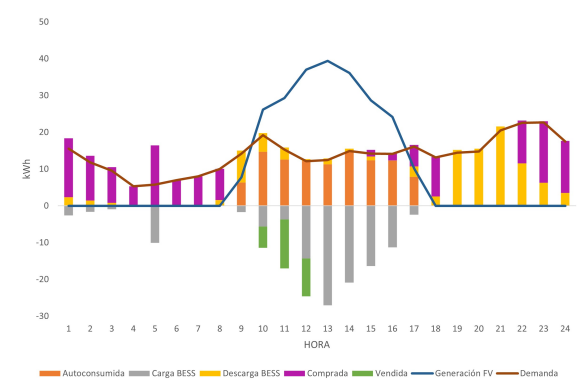


Figura 57: Invierno 90 kWh.

Parte II

PRESUPUESTO

10. OBSERVACIONES PREVIAS

En el siguiente apartado se cuantifica el coste de realizar el presente estudio de una Comunidad Energética. El estudio se ha realizado en un periodo de 5 meses, teniendo en cuenta la revisión bibliográfica sobre el campo del modelado de las CE, de los costes de todos los elementos que la componen y previsiones de estos. Finalmente, también se tiene en cuenta la redacción del informe y la supervisión.

10.1. Recursos humanos

Los recursos humanos involucrados en este TFG fueron un Ingeniero Junior (JE, Junior Engineer), un estudiante de doctorado en Desarrollo Local y Cooperación Internacional (DS) y un doctor especialista en sistemas y mercados eléctricos (SP). Las tareas desarrolladas por el ingeniero junior incluyen toda la revisión bibliográfica, la adquisición de datos, parte del diseño de la metodología, el desarrollo y la aplicación a un caso de estudio y la redacción. Las tareas desarrolladas por el doctorando incluyen la conceptualización del trabajo y la supervisión continua sobre todos los aspectos del TFG. Por último, el profesor especialista ha proporcionado feedback en diferentes fases del TFG y ha sugerido cambios importantes en la metodología, la entrega de resultados y la estructura del documento final. El siguiente cuadro resume el coste total de los recursos humanos:

Tarea	Tiempo dedicado	Cargo	Coste unitario	Coste
Revisión literaria	40 h	Ingeniero Junior	30 €/h	1.200
Adquisición de datos	5 h	Ingeniero Junior	30 €/h	150
Diseño de la metodología	45 h	Ingeniero Junior	30 €/h	1.350
Diseño de la metodología	95 h	Estudiante doctorado	55 €/h	5.225
Diseño de la metodología	95 h	Estudiante doctorado	70 €/h	6.650
Modelado Julia	65 h	Ingeniero Junior	30 €/h	1.950
Modelado Julia	125 h	Estudiante doctorado	55 €/h	6.875
Modelado Julia	125 h	Profesor	70 €/h	8.750
Escribir	50 h	Ingeniero Junior	30 €/h	1.500
Revisión y retroalimentación	55 h	Estudiante doctorado	55 €/h	3.025
Revisión y retroalimentación	15 h	Profesor	70 €/h	1.050
TOTAL	715 h	–	–	37.725

Tabla 25: Costes de recursos humanos

10.2. Costes de amortización de software y hardware

El equipamiento hardware utilizado consiste en un ordenador y un portátil pertenecientes al ingeniero junior y dos ordenadores más pertenecientes al doctorando y al profesor especialista. El

equipo del ingeniero se ha amortizado a los 5 meses, mientras que el resto del equipo se ha amortizado por las horas de uso remarcadas en la tabla 25, que se han aproximado a un mes.

El software utilizado en el proyecto consiste en un paquete Microsoft 365 Personal para las tres personas involucradas. Una licencia de Matlab para el ingeniero junior, junto con el Financial Toolbox de Matlab, utilizado en el análisis financiero. Además, el modelo matemático emplea el lenguaje de programación Julia en el editor Atom y el paquete de optimización matemática JuMP (Julia for Mathematical Programming), sin embargo, actualmente son gratuitos y no lleva ningún coste asociado. Finalmente, el documento ha sido escrito en Latex a través del editor Overleaf, que también es gratuito hoy en día.

Equipo	Precio	Periodo de amortización	Tiempo de uso	Coste
HP Pavilion Intel Core i7 8th (JE)	1.000 €	6 años	5 meses	70 €
HP Gaming	1.000 €	6 años	1 mes	14 €
PC Pentium IV2 GHz (SP)	1.500 €	6 años	1 mes	21 €
Microsoft 365 Personal (JE)	62 €/año	–	5 meses	26 €
Microsoft 365 Personal (DS)	62 €/año	–	1 mes	5 €
Microsoft 365 Personal (SP)	62 €/año	–	1 mes	5 €
MATLAB y Simulink para estudiantes (JE)	69 €	2 años	5 meses	14 €
MATLAB Financial Toolbox (JE)	7 €	2 años	5 meses	1,50 €
TOTAL				156,50 €

Tabla 26: Costes de software y hardware

10.3. Costes indirectos

Los costes indirectos se consideran el 10% de los costes anteriores, y constan de los siguientes:

- El coste del transporte al lugar de trabajo.
- El coste del propio lugar de trabajo (material de oficina, coste del alquiler...etc).
- Las facturas de Internet, la calefacción y la refrigeración de las oficinas, etc.

10.4. Resumen del presupuesto de la ingeniería previa

Ahora se suman todos los costes explicados en los apartados anteriores para obtener un presupuesto bruto agregado. También se calcula un margen de beneficio, considerando una situación comercial realista. Además, se incluyen los impuestos en el presupuesto. El presupuesto final es de cincuenta mil seiscientos noventa y cinco euros con treinta y un céntimos.

Componente	Coste (€)
Recursos humanos	37.725
Software y hardware	156,50
Costes indirectos (10 %)	3.788,15
Margen industrial (6 %)	227,30
Base imponible	41.896,95
IVA (21 %)	8.798,36
TOTAL PRESUPUESTO	50.695,31

Tabla 27: Presupuesto final