



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

*MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL*

TRABAJO FIN DE MÁSTER

*ANÁLISIS DE LA COMPETITIVIDAD DE LAS
COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA*

Autor: Miguel Galán Ruiz

Director: Carlos Sánchez Gallego

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de la competitividad de las Comunidades Energéticas en España
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

**GALAN
RUIZ
MIGUEL -
29541540H**

Firmado
digitalmente por
GALAN RUIZ
MIGUEL -
29541540H
Fecha: 2025.08.27
11:04:05 +02'00'

Fdo.: Miguel Galán Ruiz

Fecha: 27/08/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**Carlos
Sánchez
Gallego**

Digitally signed by
Carlos Sánchez
Gallego
Date: 2025.08.28
17:10:59 +02'00'

Fdo.: Carlos Sánchez Gallego

Fecha: 27/08/2025

ANÁLISIS DE LA COMPETITIVIDAD DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA

Autor: Galán Ruiz, Miguel

Director: Sánchez Gallego, Carlos

Entidad Colaboradora: ACCIONA

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo, con enfoque estratégico, analiza el estado actual de las comunidades energéticas en España, perfila un escenario futuro de madurez y propone recomendaciones para pasar del presente a ese futuro. Se modelan dos configuraciones representativas —fotovoltaica y fotovoltaica con baterías—, se comparan resultados económicos y se valora el retorno social con descuento social. Los resultados muestran TIR por encima del WACC incluso sin subvención y paybacks asumibles, lo que confirma viabilidad y orienta las palancas de política y ejecución.

Palabras clave: Comunidades energéticas; Autoconsumo; Fotovoltaica; Almacenamiento; Flexibilidad; Pobreza energética; WACC social; Estrategia 2050

1. Introducción

Las comunidades energéticas permiten a ciudadanía, pymes y ayuntamientos producir, compartir y gestionar energía con fines ambientales, sociales y económicos. En España su despliegue ha crecido, pero la operativa sigue en fase temprana. Este TFM aborda el tema desde un punto de vista estratégico: primero, radiografía el punto de partida; después, dibuja un escenario objetivo de referencia hacia 2050; por último, formula recomendaciones para recorrer la distancia entre ambos.

El objetivo general es doble. Por un lado, comprobar la viabilidad tecno económica y social de configuraciones tipo a pequeña escala. Por otro, traducir los hallazgos en una hoja de ruta que conecte regulación, financiación, gobernanza e infraestructura con resultados medibles en ahorro, emisiones y bienestar social.

2. Definición del proyecto

- Preguntas guía:
 - a) ¿Qué rendimiento económico ofrecen hoy los modelos de autoconsumo compartido con y sin almacenamiento?
 - b) ¿Cómo cambia ese rendimiento con o sin subvención de inversión?
 - c) ¿Qué valor social neto aportan cuando priorizan hogares vulnerables y usos flexibles?
 - d) ¿Qué medidas permitirían escalar desde iniciativas piloto a un ecosistema estable?
- Alcance: Se analizan dos casos comparables: un sistema fotovoltaico (FV) de 39 kWp para 20 viviendas en autoconsumo compartido y el mismo sistema con batería comunitaria. Se estudian cuatro escenarios económicos: FV sin subvención, FV con subvención, FV+BESS sin subvención y FV+BESS con subvención. La comparación se hace a 25 años e incluye TIR, payback y valoración social.

- Criterios de evaluación: Viabilidad financiera frente a un WACC del 5 por ciento, sensibilidad a subvenciones y externalidades sociales con WACC social del 3 por ciento real.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

- Simulación energética: Se utiliza PVSyst para estimar generación horaria, autoconsumo, excedentes y energía tomada de red. En el caso con batería, la estrategia de operación busca elevar autoconsumo y desplazar consumos fuera de punta.
- Modelo financiero: Se implementa un Project Cash Flow a 25 años en hoja de cálculo con WACC del 5 %. Se calculan TIR, VAN y payback. Los costes incluyen inversión y operación y mantenimiento. Los ingresos son ahorros en factura y, cuando aplica, efectos por gestión de excedentes.
- Evaluación social: Se estima valor social neto con WACC social del 3 % real considerando ahorro en hogares vulnerables, confort térmico, emisiones evitadas y reducción de impagos.
- Arquitectura funcional: Esquema de comunidad energética con FV en cubierta, batería comunitaria y reparto horario a 20 viviendas.

4. Resultados

Escenarios	TIR [%]	ROI [años]
PV con subvención	18,31%	5,0
PV sin subvención	5,98%	13,0
PV+BESS con subvención	17,85%	5,0
PV+BESS sin subvención	9,60%	9,0

Tabla 1. Resultados del Project Cash Flow de las CCEE

Estos resultados indican que las cuatro configuraciones son viables frente al WACC utilizado. La batería mejora TIR y reduce payback sin necesidad de subvención para ser viable. Con apoyo a la inversión, ambos diseños alcanzan retornos rápidos que facilitan bancabilidad y escalado.

- Efectos operativos: El almacenamiento incrementa el autoconsumo, reduce picos y aprovecha excedentes diurnos. Esto mejora la factura y prepara a la comunidad para futuros ingresos por flexibilidad a nivel de distribución cuando existan mecanismos claros de contratación y verificación.
- Retorno social: Con un 3 % real de descuento social, el proyecto muestra valor social neto positivo. Destacan la reducción de factura en hogares vulnerables cuando se prioriza su participación, las emisiones evitadas y menos impagos asociados a mayor asequibilidad. La evidencia apoya apoyo público focalizado donde la adicionalidad social sea mayor.

5. Conclusiones

En conclusión, para pasar del estado actual a un escenario maduro y estable es imprescindible aprobar el Real Decreto completo de CCEE con ventanilla única, listado público y cooperación obligatoria del DSO, habilitar el reparto dinámico y la liquidación horaria con acceso seguro a datos de medida, crear un incentivo estable a la energía compartida que complemente el ahorro del autoconsumo, abrir la contratación de flexibilidad en la red de distribución con reglas claras de verificación y pago por desempeño, adoptar fotovoltaica con almacenamiento y recarga comunitaria como diseño base cuando el perfil de demanda lo justifique, estandarizar estatutos y contratos y reforzar las OTC con mandatos plurianuales y métricas de desempeño, y movilizar financiación ciudadana y fondos rotatorios locales evaluando el impacto con un WACC social del 3 por ciento y priorizando la adicionalidad social.

6. Referencias

[1] ECODES, Informe de Indicadores 2024.

[2] MITECO/IDAE, Indicadores de pobreza energética 2023.

[3] IRENA, Renewable Power Generation Costs 2023.

ANALYSIS OF THE COMPETITIVENESS OF ENERGY COMMUNITIES IN SPAIN

Author: Galán Ruiz, Miguel

Director: Sánchez Gallego, Carlos

Collaborating Entity: ACCIONA

PROJECT ABSTRACT

This work, with a strategic focus, analyzes the status of energy communities in Spain, outlines a future maturity scenario, and proposes recommendations to bridge the gap from present to future. Two representative configurations, photovoltaics and photovoltaics with batteries—are modeled, economic results are compared, and the social return is assessed using a social discount rate. The results show IRRs above the WACC even without subsidies and manageable payback periods, confirming viability and indicating the key policy and execution levers.

Keywords: Energy communities; Self-consumption; Photovoltaics; Storage; Flexibility; Energy poverty; Social WACC; 2050 Strategy.

1. Introduction

Energy communities enable citizens, SMEs and municipalities to produce, share and manage energy for environmental, social and economic purposes. In Spain, deployment has grown, but day-to-day operations remain at an early stage. This thesis addresses the topic from a strategic viewpoint: first, it maps the starting point; then, it sketches a target reference scenario toward 2050; finally, it sets out recommendations to bridge the gap between the two.

The general objective is twofold. On the one hand, to verify the techno-economic and social viability of small-scale reference configurations. On the other, to translate the findings into a roadmap that links regulation, financing, governance and infrastructure with measurable outcomes in savings, emissions and social well-being.

2. Project definition

- Guiding questions:
 - a) What economic performance do shared self-consumption models deliver today, with and without storage?
 - b) How does that performance change with or without investment subsidies?
 - c) What net social value do they provide when prioritizing vulnerable households and flexible uses?
 - d) Which measures would enable scaling from pilot initiatives to a stable ecosystem?
- Scope: Two comparable cases are analyzed: a 39 kWp PV system for 20 dwellings in shared self-consumption, and the same system with a community battery. Four economic scenarios are studied: PV without subsidy, PV with subsidy, PV+BESS

without subsidy, and PV+BESS with subsidy. The 25-year comparison includes IRR, payback and social valuation.

- Evaluation criteria: Financial viability against a 5 percent WACC, sensitivity to subsidies, and social externalities with a 3 percent real social WACC..

3. Description of the model/system/tool

- **Energy simulation:** PVSyst is used to estimate hourly generation, self-consumption, exports and grid imports. In the battery case, the operating strategy seeks to increase self-consumption and shift demand away from peak hours.
- **Financial model:** A 25-year Project Cash Flow is implemented in a spreadsheet with a 5% WACC. IRR, NPV and payback are computed. Costs include investment and O&M. Revenues are bill savings and, where applicable, effects from surplus management.
- **Social evaluation:** Net social value is estimated with a 3% real social WACC, considering savings for vulnerable households, thermal comfort, avoided emissions and fewer unpaid bills.
- **Functional architecture:** Schematic of an energy community with rooftop PV, a community battery and hourly allocation to 20 dwellings.

4. Results

Scenario	TIR [%]	ROI [years]
PV with subsidies	18,31%	5,0
PV without subsidies	5,98%	13,0
PV+BESS with subsidies	17,85%	5,0
PV+BESS without subsidies	9,60%	9,0

Tabla 1. Resultados del Project Cash Flow de las CCEE

These results indicate that all four configurations are viable against the WACC used. The battery improves IRR and reduces payback without requiring subsidies to be viable. With investment support, both designs achieve faster returns that facilitate bankability and scaling.

- Operational effects: Storage increases self-consumption, reduces peaks and harnesses daytime surpluses. This improves bills and prepares the community for future flexibility revenues at distribution level once clear procurement and verification mechanisms are in place.

- **Social return:** With a 3% real social discount rate, the project shows positive net social value. Notable effects include bill reductions for vulnerable households when their participation is prioritized, avoided emissions and fewer unpaid bills due to better affordability. The evidence supports targeted public support where social additionality is greatest.

5. Conclusiones

In conclusion, to move from the current state to a mature and stable scenario it is essential to approve the full Royal Decree on energy communities with a one-stop shop, public registry and mandatory DSO cooperation; enable dynamic sharing and hourly settlement with secure access to metering data; create a stable incentive for shared energy that complements self-consumption savings; open flexibility procurement on the distribution grid with clear verification rules and pay-for-performance; adopt photovoltaics with storage and community charging as the default design when demand profiles justify it; standardize bylaws and contracts and strengthen community transformation offices (OTC) with multi-year mandates and performance metrics; and mobilize citizen finance and local revolving funds while evaluating impact with a 3 percent social WACC and prioritizing social additionality.

6. Referencias

[1] ECODES, Indicators Report 2024.

[2] MITECO/IDAE, Energy Poverty Indicators 2023.

[3] IRENA, Renewable Power Generation Costs 2023.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	3
1.1 Motivación del proyecto.....	3
1.2 Contexto y justificación.....	4
1.3 Objetivos del proyecto.....	6
1.4 Alineación con los ODS	7
Capítulo 2. Estado actual de las CCEE	10
2.1 Fundamentos y descripción de las CCEE en España	10
2.2 Las CCEE españolas en datos	12
2.3 Análisis económico de las CCEE.....	14
2.3.1 Escenario PV.....	15
2.3.2 Escenario PV + Baterías.....	18
2.4 Análisis de impacto social.....	19
2.5 Análisis regulatorio	22
2.6 Soluciones alternativas.....	25
2.7 CCEE fuera de España	28
Capítulo 3. Futuro de las CCEE en España.....	32
3.1 Descripción del escenario objetivo (2050).....	33
3.2 Hipótesis de política, mercado y tecnología que justifican el escenario	34
3.3 Implicaciones para la política pública y la estrategia de las CCEE.....	36
Capítulo 4. Transición entre escenario actual y futuro	37
4.1 Marco regulatorio y de mercado.....	37
4.2 Financiación e incentivos	38
4.3 Gobernanza, profesionalización y carga administrativa.....	39
4.4 Infraestructura de red, datos y digitalización	40
4.5 Porfolio tecnológico y diseño de proyectos.....	40
4.6 Agenda social, métricas y evaluación con WACC social	41
Capítulo 5. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	42
5.1 Limitaciones del estudio.....	44
5.2 Trabajos futuros.....	44

Capítulo 6. Bibliografía..... 46

ANEXO I 50

ANEXO II 54

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Desde que empecé mi carrera como ingeniero tengo interés en cómo evoluciona el modelo energético, sobre todo por las implicaciones que tiene para la sociedad. Lo que más me llama la atención es que, aunque se habla mucho de transición energética, muchas veces se olvida a las personas. Las Comunidades Energéticas me parecen una forma de acercar esa transición a la gente, de hacerla más real y participativa.

A medida que he ido conociendo cómo operan las Comunidades Energéticas, he visto que ofrecen algo diferente, permiten que ciudadanos, ayuntamientos o pequeñas empresas trabajen juntos para generar y gestionar su propia energía. Esto no solo tiene ventajas técnicas o económicas, sino que también puede ayudar a reducir desigualdades, combatir la pobreza energética o dar vida a zonas rurales.

Uno de los motivos por los que decidí centrarme en este tema es porque siento que tiene un impacto directo en las personas. No es solo una cuestión de eficiencia o innovación tecnológica, sino de justicia social. Además, me parece un campo con mucho potencial, pero que todavía necesita mucho análisis, sobre todo para que las iniciativas puedan crecer sin depender tanto de subvenciones o ayudas públicas.

Con este trabajo quiero entender mejor cómo están funcionando hoy las Comunidades Energéticas en España, qué barreras se están encontrando, qué papel juegan las ayudas, y qué se puede hacer para que su desarrollo sea más estable y accesible para más gente. En definitiva, me interesa porque es un tema que conecta lo técnico con lo social, y porque creo que puede formar parte de una solución más amplia para el modelo energético del futuro.

1.2 CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN

En los últimos años, el tema de las Comunidades Energéticas ha ido ganando espacio en las políticas energéticas tanto europeas como nacionales. Aunque aún no hay una regulación completamente cerrada en España, sí que existe un marco en desarrollo que reconoce su valor dentro del proceso de transición energética.

La Unión Europea ya introdujo este concepto en dos directivas clave: la 2018/2001, donde se habla de las Comunidades de Energías Renovables, y la 2019/944, que define a las Comunidades Ciudadanas de Energía. Ambas comparten la idea de que los ciudadanos deben poder participar activamente en la producción y gestión de la energía, no solo como consumidores pasivos. A partir de ahí, España ha ido adaptando este enfoque, aunque todavía estamos en una fase de desarrollo normativo, el borrador del Real Decreto sobre Comunidades Energéticas ya empieza a definir claramente quién puede participar, cómo deben organizarse y qué objetivos deben tener.

Lo que tienen en común estas definiciones es que no se centran solo en la rentabilidad económica. Las Comunidades Energéticas están pensadas para aportar beneficios ambientales, sociales o económicos a sus miembros y al entorno local. Esto hace que se diferencien de otros modelos más tradicionales, y también del autoconsumo compartido, que es técnicamente similar, pero que no siempre tiene ese componente participativo o comunitario tan marcado.

Una diferencia importante con el autoconsumo compartido es que las CCEE permiten estructurar la participación ciudadana en torno a una figura jurídica, normalmente una asociación o cooperativa, y acceden a líneas de subvención específicas, como las del IDAE. Eso hace que, aunque técnicamente puedan parecer iguales, en la práctica tengan objetivos, formas de gestión y herramientas de apoyo distintas.

En cuanto al contexto en España, los datos muestran que las CCEE han empezado a desarrollarse con más fuerza a partir de 2021, especialmente gracias a programas como CE-Implementa, que ha canalizado ayudas públicas a más de 600 proyectos. La mayoría están

centrados en energía solar fotovoltaica, aunque también hay proyectos con baterías, puntos de recarga para vehículos eléctricos y otras tecnologías renovables. Según el informe de ECODES de 2024, un porcentaje muy alto de estas iniciativas incluye oficinas de transformación comunitaria (CE oficinas), lo que indica que todavía es necesario un acompañamiento técnico y administrativo para que estos proyectos salgan adelante.

También es importante mencionar que muchas de estas iniciativas han dependido directamente de las subvenciones. En 2023, el 85 % de las CCEE contaban con financiación pública, y aunque en 2024 esta cifra ha bajado, sigue siendo una parte fundamental de su viabilidad. Esto plantea preguntas sobre su sostenibilidad a largo plazo y sobre qué estrategias se pueden aplicar para que las CCEE puedan seguir creciendo incluso si las ayudas disminuyen.

Por otro lado, crear una Comunidad Energética no es algo inmediato. Hay barreras legales, burocráticas y organizativas que muchas veces frenan a los grupos locales, sobre todo cuando no cuentan con apoyo externo. Solo la constitución legal puede suponer entre 1.000 y 6.000 euros, dependiendo de si se forma como asociación o cooperativa. Si a eso se le suma la inversión en equipos y la necesidad de formación o asesoría, se entiende por qué muchas comunidades aún no dan el paso.

Aun así, el potencial es enorme, otros países europeos como Alemania, Dinamarca o Países Bajos, ya llevan años desarrollando este tipo de iniciativas con muy buenos resultados. En España todavía estamos lejos de esos niveles, pero tenemos las condiciones técnicas y sociales para avanzar mucho más si se toman las decisiones adecuadas.

Por todo esto, el trabajo que estoy haciendo busca entender no solo cómo están funcionando las CCEE hoy, sino también qué haría falta para que se convirtieran en una solución energética real para más ciudadanos. El objetivo es aportar una visión completa que incluya el marco legal, los apoyos públicos, las barreras actuales y, sobre todo, las oportunidades que ofrecen estas iniciativas si se estructuran y apoyan bien desde el principio.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este trabajo es el de proponer recomendaciones que permitan que las Comunidades Energéticas en España pasen de ser una solución emergente, que todavía depende en gran parte de subvenciones, a convertirse en una alternativa ampliamente implementada, estructurada y viable dentro del sistema energético nacional.

Para llegar a eso, este trabajo se plantea una serie de objetivos concretos, todos muy alineados con lo que se recoge en el Anexo B del TFM.

Los objetivos específicos del proyecto son:

- Caracterizar el estado actual de las Comunidades Energéticas en España. Esto incluye analizar cuántas existen, qué tipo de tecnologías utilizan, cómo se organizan jurídicamente (asociaciones, cooperativas...), quiénes participan (ciudadanos, ayuntamientos, empresas...), en qué zonas están más presentes y qué papel juegan las ayudas públicas. Esta parte es fundamental para saber desde dónde partimos.
- Diferenciar las Comunidades Energéticas del modelo de autoconsumo compartido. Aunque a nivel técnico pueden parecer similares, hay muchas diferencias a nivel legal, organizativo y social que merecen la pena estudiar. Me interesa entender por qué una CE puede aportar más valor comunitario, y si ese valor justifica los mayores esfuerzos organizativos que implica.
- Analizar las tecnologías utilizadas actualmente en las CCEE. Aunque la mayoría de las comunidades se basan en fotovoltaica, quiero revisar también el uso de baterías, puntos de recarga para movilidad eléctrica y, en menor medida, tecnologías térmicas como solar térmica o bombas de calor. Esto es clave para evaluar la viabilidad técnica y económica de cada tipo de proyecto.
- Estudiar las tendencias internacionales. En muchos países europeos las CE están mucho más avanzadas que en España. Por eso, una parte importante del trabajo será ver qué se ha hecho en países como Alemania, Dinamarca o los Países Bajos, qué

barreras han superado, qué políticas de apoyo han funcionado y qué aprendizajes podemos aplicar aquí.

- Proponer un escenario futuro realista para España. Me interesa imaginar cómo podrían desarrollarse las Comunidades Energéticas de aquí a 2030, teniendo en cuenta las ayudas actuales, el ritmo de crecimiento que hemos visto, el interés social y el potencial técnico. La idea es dibujar un escenario razonable, no idealizado, que pueda servir de base para recomendaciones concretas.

Además de estos objetivos generales, también hay un enfoque práctico en el trabajo donde se incluirá un análisis tecno económico comparativo entre una Comunidad Energética (con generación solar fotovoltaica) y un proyecto de autoconsumo compartido. Esto me permitirá ver en qué casos una u otra opción tiene más sentido, y cómo influyen factores como las ayudas, el reparto de costes o el tamaño del proyecto.

1.4 ALINEACIÓN CON LOS ODS

Uno de los motivos por los que este tema me resulta tan interesante es porque toca de lleno muchas de las preocupaciones sociales y ambientales que marcan la agenda internacional. En particular, las Comunidades Energéticas están directamente conectadas con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. Esto no solo refuerza la relevancia del tema desde un punto de vista académico, sino también desde una perspectiva práctica y política.

Desde el primer momento en que me puse a investigar sobre las CCEE, me di cuenta de que no se trata solo de una cuestión técnica o energética. Al contrario, es una herramienta que puede tener un impacto real en la calidad de vida de las personas, en el entorno local, y en la manera en que la ciudadanía participa en la transición ecológica. En ese sentido, las Comunidades Energéticas están alineadas especialmente con los siguientes ODS:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Este es el más evidente. Las CCEE promueven el uso de energías renovables a pequeña escala, normalmente fotovoltaica, y lo hacen con un enfoque local y distribuido. Eso permite reducir costes, evitar intermediarios, y garantizar que la energía generada se queda en el entorno. Además, muchas CCEE están enfocadas a colectivos vulnerables o zonas rurales, lo que hace que el acceso a la energía sea más justo y equitativo.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

Al fomentar la participación ciudadana, mejorar la resiliencia energética de barrios y pueblos, e impulsar proyectos locales, las CCEE contribuyen a construir comunidades más cohesionadas, sostenibles y autosuficientes. Además, muchas CCEE surgen como respuesta a problemáticas concretas del territorio, como la despoblación, el desempleo o la pobreza energética.

ODS 13: Acción por el clima

La generación renovable distribuida, combinada con autoconsumo y almacenamiento, permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Al mismo tiempo, las CCEE tienen un papel en la concienciación climática, ya que quienes participan en ellas suelen adquirir mayor conocimiento sobre sostenibilidad, ahorro energético y gestión responsable de los recursos.

ODS 12: Producción y consumo responsables

Las CCEE impulsan un modelo en el que los ciudadanos no solo consumen, sino que también producen, gestionan y comparten energía. Eso cambia completamente la relación con el recurso energético, haciendo que se utilice de forma más eficiente y consciente. En muchos casos, las CCEE también promueven hábitos sostenibles, movilidad eléctrica o rehabilitación energética.

ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos

Una CCEE funciona gracias a la colaboración. Es habitual que participen ayuntamientos, cooperativas, empresas locales, ciudadanos y entidades sociales. Esta lógica de alianzas es clave para lograr cambios estructurales en el sistema energético. Además, muchas comunidades acceden a ayudas públicas, lo que demuestra la necesidad de colaboración público-privada para que estos proyectos salgan adelante.

En definitiva, creo que las CCEE son una palanca muy útil para cumplir los objetivos climáticos y sociales que se ha marcado España y la UE. El enfoque participativo, la capacidad de adaptación y la escalabilidad hacen que sea una solución que encaja muy bien con los principios de sostenibilidad que plantea la Agenda 2030.

Este alineamiento con los ODS no es solo una referencia para este trabajo. Es también una guía de acción para que, en el futuro, las políticas públicas, los modelos de negocio y la implicación ciudadana se estructuren en torno a principios de resiliencia y sostenibilidad.

Capítulo 2. ESTADO ACTUAL DE LAS CCEE

2.1 FUNDAMENTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS CCEE EN ESPAÑA

Las comunidades energéticas nacen en la Unión Europea para que vecinos, pymes y ayuntamientos participen de forma activa en la transición energética. No se trata solo de consumir electricidad. También pueden producirla, guardarla, compartirla y venderla. La idea es que la gestión sea democrática y que el objetivo principal sea generar beneficios para la zona donde operan.

Este enfoque aparece en dos directivas europeas, una sobre renovables (2018) y otra sobre el mercado eléctrico (2019). La primera habla de comunidades de energías renovables. La segunda introduce las comunidades ciudadanas de energía. En España, todo esto se recoge en un proyecto de Real Decreto que dice quién puede formar parte, qué derechos tienen y qué apoyos existen para ponerlas en marcha.

Desde el punto de vista legal, una comunidad energética es una entidad con personalidad jurídica. La participación es abierta y voluntaria, y quienes mandan de verdad son sus socios o miembros. Suelen ser personas, ayuntamientos y pequeñas empresas. El objetivo no es ganar dinero a cualquier precio. Se busca generar valor ambiental, social y económico para los miembros y el entorno.

Entre los dos tipos, hay matices, las comunidades de energías renovables se basan en fuentes renovables y suelen operar cerca de donde están sus usuarios. Las comunidades ciudadanas de energía se mueven más en el marco del sistema eléctrico, con la idea de empoderar al consumidor y facilitar su entrada en los mercados en condiciones justas.

El proyecto de Real Decreto traslada estas ideas al contexto español, pide a las administraciones quitar barreras que no aportan y facilitar trámites. También exige cooperación al gestor de la red de distribución en los intercambios de energía dentro de la

comunidad. Incluye una declaración responsable antes de empezar la actividad y la posibilidad de hacer listados públicos de las comunidades activas. Esto ayuda a dar visibilidad y orden. Además, permite que las instalaciones de estas comunidades entren en el régimen económico de renovables y opten a subvenciones cuando toque. La lógica es reconocer su carácter especial y que compitan en igualdad con otros agentes del sector.

Los derechos básicos están claros: producir, consumir, almacenar y vender energía renovable; compartir la energía generada; y acceder a los mercados sin trato desigual. La norma europea de 2019 añade que las comunidades pueden organizar el reparto interno de su electricidad y usar herramientas digitales para gestionarla entre sus miembros, respetando las reglas del sistema. Una comunidad puede generar, suministrar y consumir, también puede almacenar, ofrecer servicios de eficiencia y gestionar la recarga de vehículos eléctricos. Con esto se abre la puerta a proyectos locales que no se quedan solo en la parte eléctrica. Se pueden incluir soluciones térmicas, movilidad y gestión de la demanda.

En España, el proyecto de Real Decreto conecta estas posibilidades con figuras ya existentes. Por ejemplo, permite que una comunidad represente a un grupo de autoconsumo según el Real Decreto 244/2019. Esto significa que el autoconsumo compartido no es lo contrario de una comunidad, sino una forma práctica de operar dentro de ella. La UE pide a los países que creen un marco que facilite estas iniciativas. Hablamos de acceso a financiación, eliminación de barreras, entrada de hogares con menos recursos y colaboración real del distribuidor. También se pide que todo esto se refleje en la planificación energética y en los informes de seguimiento.

En lo práctico, las comunidades acercan la generación al consumo, lo que reduce pérdidas y puede aportar flexibilidad a la red. Esta visión encaja con la tendencia europea de acelerar permisos para instalaciones pequeñas y digitalizar la gestión de recursos distribuidos. La norma de renovables va en esa línea y anima a reforzar la respuesta de la demanda y la carga bidireccional.

El proyecto de Real Decreto prevé publicar de forma periódica un listado de comunidades que han presentado la declaración responsable, además de los que puedan hacer las

comunidades autónomas. Con todo este marco, lo normal es que muchos proyectos empiecen con autoconsumo fotovoltaico compartido y, con el tiempo, añadan almacenamiento, medidas de eficiencia, movilidad eléctrica y servicios de flexibilidad. Es el camino lógico que abren las directivas europeas y su adaptación en España.

2.2 LAS CCEE ESPAÑOLAS EN DATOS

Según el último informe del Observatorio Energía Común, en España se han identificado 659 comunidades energéticas y solo en 2024 se crearon 200, lo que significa que el fenómeno avanza con rapidez y que el ecosistema, aunque todavía joven, consolida un ritmo alto de puesta en marcha. Si se observa la implantación territorial, el 8,10 % de los municipios cuenta con al menos una comunidad y el país registra 1,4 comunidades por cada 100.000 habitantes, mientras que más de 27.000 personas y entidades ya figuran como socias, un volumen que confirma una base social extensa y en crecimiento.

La distribución geográfica no es homogénea y se concentra sobre todo en el norte y el este peninsular, con Cataluña en cabeza con 104 iniciativas, seguida de Comunitat Valenciana con 98, País Vasco con 76 y Navarra con 64, a las que se suman Galicia con 64, Castilla y León con 56 y Aragón con 43; además, Navarra destaca en intensidad relativa porque reúne la mayor relación de comunidades por 100.000 habitantes, algo que se entiende por la combinación de dinámicas locales, presencia de apoyos institucionales y redes de acompañamiento activas que facilitan el arranque y la gestión.

En la composición interna se aprecia una presencia ciudadana amplia, ya que el 92 % de las comunidades incluye personas físicas como participantes y los ayuntamientos aparecen como socios en el 26,9 % de los casos, mientras que en los órganos de gobierno se avanza hacia la paridad, con un 40 % de comunidades que alcanzan al menos la mitad de mujeres en sus juntas, un salto notable respecto al año anterior; a la vez, el grado de operación real sigue en crecimiento y el 17,7% declara tener su primer proyecto energético en funcionamiento, de modo que una parte importante del ecosistema continúa en fases de diseño, tramitación o despliegue, algo coherente con la secuencia de constituciones que

muestra 62 comunidades anteriores a 2020, 40 en 2021, 146 en 2022, 211 en 2023 y 200 en 2024, una trayectoria que confirma la aceleración reciente.

El tamaño medio de las comunidades es reducido y esa escala encaja con el enfoque local y con el momento de madurez del sector, puesto que el 58,42 % de las comunidades tiene menos de 20 miembros, el 19,58 % se sitúa entre 21 y 50, el 12,44 % entre 51 y 100 y solo el 1,21 % supera los 500 socios. Desde el punto de vista jurídico predomina la asociación, con un reparto en 2023 de 67,3 % para asociaciones, 31,1 % para cooperativas y 1,6 por ciento para otras figuras, tendencia que se mantiene en 2024 por su sencillez de constitución y por los costes iniciales contenidos sin perder el control democrático; en cuanto a actividades, la fotovoltaica para autoconsumo es claramente mayoritaria y en 2024 se recogen 340 iniciativas en estudio y 297 en proceso u operación en autoconsumo colectivo, muy por delante de la movilidad eléctrica con 125 en estudio y 47 en marcha, la rehabilitación energética con 100 y 60, la acumulación y la gestión con 93, las actuaciones térmicas con 80 y otras renovables con 79, un mapa que confirma el peso de la generación distribuida y al mismo tiempo el avance de líneas complementarias que ganan espacio a medida que las ayudas por tecnología lo permiten.

También importa el tipo de territorio donde se implanta cada comunidad, ya que la mayoría se desarrolla en entornos rurales con un 69,3 % del total, mientras que las urbanas suponen un 21,4 % y las de barrio un 6,3 %, lo que sugiere que el instrumento está siendo especialmente útil en municipios y comarcas de menor densidad donde la cercanía entre generación y consumo y la organización comunitaria aportan ventajas; en financiación se observa un cambio relevante porque en 2024 el 58 % de las comunidades declara haber accedido a alguna ayuda pública frente al 85 % del año anterior, y los fondos propios de las personas socias aparecen en el 63 % de los casos, mientras que la financiación bancaria alcanza el 32 %, el apoyo municipal directo el 11 % y los préstamos colectivos el 4 %, de modo que disminuye el peso de la financiación pública y aumentan las aportaciones internas, lo que condiciona el ritmo de réplica y escalado; en el plano social, el 33 % de las comunidades afirma trabajar sobre alguna prioridad de su entorno y la pobreza energética es la más citada con un 29 %, seguida de igualdad de género con un 19 por ciento,

vulnerabilidad con un 18 % y desarrollo rural con un 16 %, y en paralelo el 66,8 % de las comunidades constituidas en 2024 señala que contó con el apoyo de una Oficina de Transformación Comunitaria, un dato que refuerza la idea de que la asistencia técnica y la dinamización son palancas que ayudan a pasar de la idea al proyecto operativo.

2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS CCEE

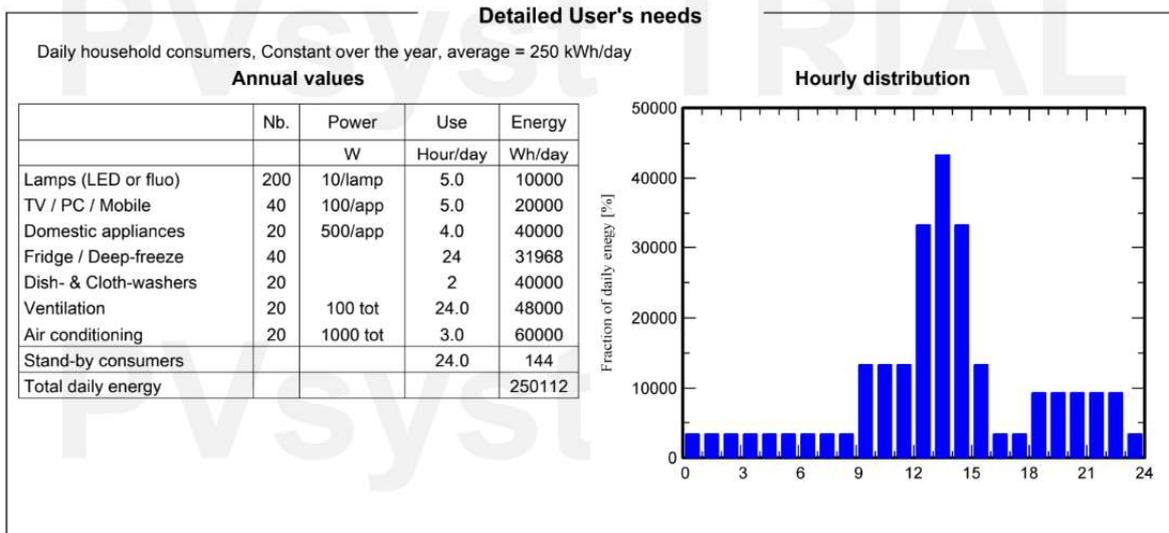
Para abordar el análisis económico se realizará en primer lugar un modelado energético del sistema con PVSyst del que se obtendrán los flujos de energía, y en segundo lugar, el modelo económico en Excel que consiste en realizar un Project cash Flow de una CCEE para valorar si la inversión está justificada y para comparar los distintos escenarios.

Se plantean dos escenarios atendiendo con la realidad de las CCEE en España. En primer lugar, se realiza un modelo de un sistema fotovoltaico convencional, y, en segundo lugar, se estudia la implementación de baterías en el mismo proyecto. En ambas se contemplarán distintos escenarios de financiación pública para valorar el impacto de estas en la viabilidad de las CCEE.

El escenario base busca el generar un caso lo más genérico posible por lo que atendiendo a los datos de CCEE en España se define la siguiente CCEE:

Características:

CCEE en Cataluña (mayor concentración de CCEE) para 20 viviendas (número de participantes más frecuente) con el siguiente perfil de consumo horario que nos facilita PVSyst:



2.3.1 ESCENARIO PV

Para el escenario PV se pretende abastecer los consumos de la comunidad para minimizar la energía que se vierte a la red desde el sistema. Por ello se concreta a través de varias iteraciones una potencia instalada de 39 KWp. En concreto los detalles son los siguientes:

Project summary		
<p>Geographical Site Tarragona Spain</p>	<p>Situation Latitude 41.12 °(N) Longitude 1.25 °(E) Altitude 28 m Time zone UTC+1</p>	<p>Project settings Albedo 0.20</p>
<p>Weather data Tarragona Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético</p>		

System summary														
<p>Grid-Connected System Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth 36 / 0 °</p>	<p>No 3D scene defined, no shadings Near Shadings no Shadings</p>	<p>User's needs Daily household consumers Constant over the year Average 250 kWh/Day</p>												
<p>System information</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">PV Array</td> <td style="width: 33%;">Inverters</td> <td style="width: 33%;"></td> </tr> <tr> <td>Nb. of modules 78 units</td> <td>Nb. of units 3 units</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pnom total 39.0 kWp</td> <td>Total power 36 kWac</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Pnom ratio 1.08</td> <td></td> </tr> </table>			PV Array	Inverters		Nb. of modules 78 units	Nb. of units 3 units		Pnom total 39.0 kWp	Total power 36 kWac			Pnom ratio 1.08	
PV Array	Inverters													
Nb. of modules 78 units	Nb. of units 3 units													
Pnom total 39.0 kWp	Total power 36 kWac													
	Pnom ratio 1.08													

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Mono 500 Wp Twin half-cells bifacial (Original PVsyst database)	Model	12 kWac inverter with 2 MPPT (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	12.0 kWac
Number of PV modules	78 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	39.0 kWp	Total power	36.0 kWac
Modules	6 string x 13 In series	Operating voltage	350-600 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	35.8 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	449 V		
I mpp	80 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	39 kWp	Total power	36 kWac
Total	78 modules	Number of inverters	3 units
Module area	185 m ²	Pnom ratio	1.08
Cell area	171 m ²		

Ya que en el TFG se dedicó una gran cantidad del trabajo a el diseño de la CCEE no se entrará en más detalle y se tratará de profundizar en el modelo económico. Del modelo de PVSyst extraemos los siguientes parámetros necesarios para ejecutar el Project Cash Flow:

Producción anual = 65726 kWh

Energía consumida de la red = 43046 kWh

Energía inyectada a la red = 17481 kWh

Energía consumida de la red sin escenario PV = 91291 kWh

Los costes en los que se incurren son los siguientes que provienen de análisis internos de ACCIONA:

CAPEX

31.200,0 €

Constitución legal/asesoría comunidad ener. 3.000,0 €

Proyecto de instalación (€) 28.200,0 €

Suministro e instalación de los paneles solares 11.137,6 €

Suministro e instalación de los inversores 3.921,7 €

Suministro e instalación de estructura fotovoltaica	2.060,0 €
Suministro e instalación de parte eléctrica y mecánica, protecciones y cuadros	8.681,0 €
Suministro e instalación de sistema de monitorización y visualización	293,5 €
Seguridad y salud	312,5 €
Ingeniería y dirección de obra	339,7 €
Legalización de la instalación. Otros tramites.	231,0 €
Medios de elevación	1.223,0 €
OPEX	585,0 €
Energía consumida	58,5 €
Monitorización y SCADA	87,8 €
Mantenimiento	292,5 €
Seguro	87,8 €
Gestión administrativa	58,5 €

En cuanto al precio de compra de la energía de la red, se hace una estimación a través del precio de los PPA a 10 años que proporciona el OMIP. En concreto hay que tener en cuenta la cobertura solar en los precios que sería un 70% (apuntalamiento) y el porcentaje de la comercializadora que sería del 10%, el cálculo sería el siguiente:

Precio de compra de la energía a la red = $57,44 \text{ €/MWh} * 70\% * 90\% = 36,19 \text{ €/MWh}$

Con todos los ingredientes ya se puede montar el modelo con un horizonte de 25 años y un 5% de WACC. Los resultados son los siguientes:

Teniendo en cuenta la máxima subvención del IDEA (60% del CAPEX):

CCEE

Potencia de la instalación	39 kWp
Nº hogares	20
O&M (€/kWp)	15 €
CAPEX (€/kWp)	800 €
ROI	5 años
TIR (%)	18,31%

Para el caso en el que no se obtiene ninguna subvención se obtiene el siguiente resultado:

CCEE	
Potencia de la instalación	39 kWp
Nº hogares	20
O&M (€/kWp)	15 €
CAPEX (€/kWp)	800 €
ROI	13 años
TIR (%)	5,98%

Como se puede comprobar la inversión esta justificada en todo caso ya que incluso sin recibir subvenciones la TIR es mayor que el WACC. Por otro lado, se entiende con esta comparativa el papel que juegan las subvenciones en las CCEE ya que incrementa en más de 12 puntos la rentabilidad de este.

2.3.2 ESCENARIO PV + BATERÍAS

Para el caso de las baterías se ha usado exactamente el mismo sistema que antes, sin embargo, se introducen las baterías con el objetivo de que el sistema funcione en modo isla, es decir, sin intercambio de energía con la red.

Para ello se ha calculado con PVSyst que se necesita unas baterías con capacidad de 47,2 KWh. En el modelo económico se añade el CAPEX de estas baterías que en retail tienen un coste de 6891€, y como he dicho anteriormente se retiran los términos de intercambio de energía con la red del ahorro. En definitiva, se obtienen los siguientes resultados en el modelo económico:

Teniendo en cuenta la máxima subvención del IDAE (60% CAPEX PV + 30% CAPEX BESS):

CCEE	
Potencia de la instalación	39 kWp
Nº hogares	20
O&M (€/kWp)	15 €
CAPEX (€/kWp)	1.054 €
ROI	5 años
TIR (%)	17,85%

Para el caso en el que no se obtiene ninguna subvención se obtiene el siguiente resultado:

CCEE	
Potencia de la instalación	39 kWp
Nº hogares	20
O&M (€/kWp)	15 €
CAPEX (€/kWp)	1.054 €
ROI	9 años
TIR (%)	9,60%

Como se puede comprobar los resultados son muy similares a los del escenario solo PV, lo que indica que las BESS ya son una realidad económica y eso se está viendo reflejado en el mercado, donde los proyectos de baterías no hacen más que incrementar.

2.4 ANÁLISIS DE IMPACTO SOCIAL

Las comunidades energéticas colocan la finalidad social en el centro. El marco europeo reconoce su papel y en España el proyecto de real decreto desarrolla un entorno que facilita su puesta en marcha, elimina trabas, abre canales de información y financiación y pide cooperación al distribuidor. Con este encaje no se entienden solo como una herramienta de autoconsumo, sino como instituciones locales que reparten beneficios ambientales y económicos en su entorno. ECODES muestra un crecimiento muy fuerte durante 2024 y, aun así, una madurez operativa limitada. El informe de indicadores recoge muchas

comunidades nuevas y alrededor del 20 % con instalaciones de autoconsumo ya en marcha, lo que significa que la mayoría sigue en diseño y tramitación. El observatorio subraya la participación ciudadana y el papel de los ayuntamientos como impulsores, algo coherente con la finalidad social. Los indicadores de pobreza energética de la Universidad Pontificia Comillas para 2023 cuantifican gasto desproporcionado del 17,01 % de los hogares, gasto insuficiente del 12,53 %, retrasos en el pago del 9,58 % e incapacidad para mantener una temperatura adecuada en invierno del 20,71 %. Después de un periodo de precios muy volátiles, reducir y estabilizar el coste energético tiene un efecto directo en familias vulnerables. El impacto social de una comunidad llega por tres vías que se apoyan entre sí. Asequibilidad porque el autoconsumo compartido baja el coste medio de la energía y reduce la exposición a subidas, con margen para repartir internamente y priorizar a los hogares de menor renta. Participación porque abrir la membresía y mantener el control en los socios aumenta el aprendizaje y la cohesión. Cohesión territorial porque la implantación en municipios y comarcas retiene valor y activa empleo y servicios de proximidad. Las convocatorias CE Implementa del IDAE, ligadas al Plan de Recuperación, han funcionado como palanca. En la quinta convocatoria se exigió almacenamiento en los proyectos eléctricos y se asignaron 30 millones de euros con un tope por proyecto de 1 millón, una señal que empuja a crear capacidades locales de flexibilidad y gestión de demanda. El análisis de ECODES relaciona el crecimiento del número de comunidades con el uso de ayudas y servicios de apoyo en 2023 y 2024, con señales de mayor diversificación financiera.

Para valorar este tipo de impactos se usa una tasa de descuento social. En este trabajo se llama WACC social y se aplica solo a flujos de valor social como el ahorro de los hogares vulnerables, las emisiones evitadas o la mejora de confort. No es un WACC financiero y no depende de deuda ni de capital. Sirve para traer al presente beneficios y costes que llegan en años distintos y compararlos de forma consistente. El enfoque que se usa es el de Ramsey, habitual en evaluación pública, porque conecta el descuento con la preferencia por el presente, con la sensibilidad del bienestar al consumo y con el crecimiento esperado del consumo en el largo plazo.

Fórmula del tipo de descuento social

$$r_s = \rho + \eta \cdot g$$

ρ = preferencia pura por el presente

η = elasticidad de la utilidad marginal del consumo

g = crecimiento real esperado del consumo per cápita

Se fijará un $\rho = 1,0 \%$, $\eta = 1,0$ y $g = 1,5 \%$. La Comisión Europea, en la Guía de Análisis Coste Beneficio 2014 2020 de DG REGIO, recomienda una tasa de descuento social de 3 % para Estados miembros no de cohesión y de 5 % para países de cohesión, lo que sitúa un rango de referencia en el que encaja nuestro resultado de 2,5 % real antes de sensibilidades y el uso operativo de 3,0 % real. El Economic Appraisal Vademecum 2021-2027 de la Comisión y JASPERS mantiene este enfoque y permite a los Estados ajustar la tasa según la vida útil y el tipo de beneficios, usando 3 % como referencia general y 5 % para países de cohesión. Además, guías sectoriales europeas como la de CINEA para proyectos de transporte CEF 2 utilizan 4 % como tasa social, lo que respalda el uso de sensibilidades a 4 %. Con este respaldo documental, $\rho = 1,0 \%$ aporta una preferencia por la presente pequeña, $\eta = 1,0$ es el estándar más usado para utilidad marginal decreciente y $g = 1,5 \%$ refleja un crecimiento real per cápita razonable para España en horizontes largos.

Como resultado tendríamos un $r_s = 2,5 \%$ real. Para operar con margen de prudencia se redondea a 3,0 % real y así protegernos ante imprecisiones en las hipótesis de los parámetros.

Cálculo del Valor Actual Neto Social

$$VANS = \sum [(B_t - C_t) / (1 + r_s)^t]$$

$$r_s \text{ nominal} = (1 + r_s \text{ real}) \cdot (1 + \pi) - 1$$

Ejemplo con $\pi = 2,0 \%$. r_s nominal aproximado = 5,06 % cuando r_s real = 3,0 %.

La elección de 3,0 % real como valor central se justifica porque es coherente con guías europeas de análisis coste beneficio que admiten tasas sociales en ese entorno para Estados

miembros con características comparables y porque el tipo de beneficios de las comunidades energéticas es de largo recorrido y difícil de capturar solo con métricas financieras. Con este supuesto se mantiene un peso significativo de los beneficios que llegan a partir del año 10, como la reducción sostenida de facturas e impagos y la disminución acumulada de emisiones, y se puede priorizar con rigor las configuraciones que más valor social aportan en el territorio.

2.5 ANÁLISIS REGULATORIO

El marco jurídico de las comunidades energéticas en España se apoya primero en el derecho de la Unión Europea y después en normas estatales que regulan el autoconsumo el acceso y la conexión a la red y los instrumentos de apoyo económico. La Directiva UE 2018/2001 conocida como RED II introdujo la figura de las comunidades de energías renovables y ordenó a los Estados crear un marco facilitador que quite obstáculos garantice la cooperación del gestor de la red de distribución y permita producir consumir almacenar vender y compartir energía renovable con prioridad para los beneficios sociales ambientales y económicos por encima del lucro financiero según su artículo 22. La misma directiva exige evaluar obstáculos y potencial e incorporar estos elementos en los planes nacionales de energía y clima y en los informes de situación.

En paralelo la Directiva UE 2019/944 definió las comunidades ciudadanas de energía dentro del mercado eléctrico y fijó principios de participación abierta y voluntaria derecho de salida acceso no discriminatorio a los mercados de forma directa o mediante agregación y cooperación del distribuidor con compensación regulada según su artículo 16.

En la transposición española la clave pendiente de aprobación es el Proyecto de Real Decreto que desarrolla las figuras de comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas de energía. El texto salió a audiencia pública en abril de 2023, el borrador define a las comunidades de energías renovables como entidades jurídicas con participación de personas físicas pymes o entidades locales situadas en la proximidad de los proyectos y con finalidad principal de beneficio social ambiental y económico y autonomía de gobierno. Exige un

mínimo de 5 socios y criterios de proximidad. Reconoce derechos para producir consumir almacenar vender y compartir energía acceder a mercados y actuar como representante en autoconsumo colectivo entre los artículos 3 y 6. Para las comunidades ciudadanas de energía acota su ámbito al sector eléctrico con reglas análogas de participación abierta mínimo de socios y control efectivo por los miembros entre los artículos 9 y 10. El proyecto incorpora un marco facilitador que obliga a las administraciones a eliminar barreras facilitar financiación e información y asegurar la cooperación del gestor de la red de distribución con las comunidades según el artículo 7. En lo operativo introduce una declaración responsable previa ante la Dirección General de Política Energética y Minas y la publicación mensual de una relación pública de comunidades que la hayan presentado según el artículo 8. En materia de instrumentos económicos enlaza con el Régimen Económico de Energías Renovables y prevé cupos específicos para instalaciones de titularidad de comunidades en el calendario indicativo de subastas del Real Decreto 960 de 2020 según el artículo 15.

Mientras este desarrollo específico no se aprueba el despliegue práctico de las comunidades se apoya en normas horizontales del sistema eléctrico. La pieza central para el autoconsumo es el Real Decreto 244 de 2019 que regula condiciones administrativas técnicas y económicas del autoconsumo individual y colectivo. Sobre esa base los Reales Decretos ley 18 de 2022 y 20 de 2022 ampliaron la distancia de proximidad para autoconsumo a través de red primero a 1.000 metros y después a 2.000 metros con carácter general para ubicaciones como cubiertas suelo industrial y estructuras artificiales conforme a la redacción consolidada del Real Decreto ley 20 de 2022 que modificó el artículo 3 del Real Decreto 244 de 2019.

En acceso y conexión a redes las comunidades se rigen por el Real Decreto 1183 de 2020 que fija principios plazos garantías y procedimientos para permisos de acceso y conexión y por la Circular 1 de 2021 de la CNMC que establece la metodología y las condiciones técnicas y procedimentales. Esta normativa obliga a los gestores de red a disponer de plataformas telemáticas y aporta previsibilidad a los promotores incluidos los de almacenamiento y generación distribuida que son habituales en proyectos de comunidades.

En medida y reparto la Guía de Autoconsumo Colectivo del IDAE versión 2.1 de julio de 2024 detalla los requisitos de equipos y las configuraciones de medida para esquemas colectivos que resultan imprescindibles para el buen funcionamiento de comunidades que operan bajo autoconsumo compartido.

Además de la electricidad las comunidades pueden impulsar eficiencia energética calefacción y refrigeración renovables y movilidad sostenible lo que abre la puerta a proyectos térmicos y de transporte y no solo fotovoltaicos. El proyecto de Real Decreto lo explicita en los ámbitos eléctrico térmico y de movilidad y la RED II respalda la integración sectorial y la participación de consumidores vulnerables.

En materia de apoyo económico, aunque no es regulación de base forma parte del entorno que condiciona el ritmo de implementación. El programa CE Implementa del IDAE cuenta con bases reguladoras por la Orden TED 764 de 2024 y varias convocatorias quinta y sexta con requisitos y elegibilidad específicos. La quinta convocatoria de 2024 destinó 30 millones de euros e impuso almacenamiento obligatorio en proyectos de renovables eléctricas con un tope de inversión por proyecto de 1 millón de euros orientando así a proyectos de pequeño tamaño. El portal del IDAE y su sede electrónica recogen el historial de convocatorias y trámites de comunidades y confirman la vigencia de estas líneas como palanca mientras madura el desarrollo reglamentario específico.

Desde una perspectiva institucional y procedimental destacan tres puntos. Primero la ausencia de un Real Decreto definitivo sobre comunidades genera heterogeneidad práctica en formas jurídicas criterios de proximidad y gobernanza y desplaza parte de la operativa al régimen de autoconsumo y a la normativa general de redes y mercado. El proyecto de Real Decreto busca cerrar esta brecha con la declaración responsable el listado público y un marco facilitador con obligaciones claras para administraciones y distribuidores. Segundo el radio de proximidad para el reparto en autoconsumo es hoy con carácter general de 2.000 metros para los supuestos habilitados por el Real Decreto ley 20 de 2022 y las iniciativas de 2025 no lo han cambiado por la derogación del Real Decreto ley 7 de 2025. Tercero el acceso y la conexión regulados por el Real Decreto 1183 de 2020 y la Circular 1 de 2021 siguen

siendo determinantes para la viabilidad de proyectos incluidos los que incorporan almacenamiento y generación distribuida y encajan con el mandato europeo de ofrecer un entorno no discriminatorio a las comunidades.

En definitiva, el marco europeo es claro y está vigente. Reconoce comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas de energía y obliga a establecer un marco facilitador con eliminación de barreras cooperación de distribuidores acceso a mercados y apoyo diferenciado. En España el desarrollo reglamentario específico continúa en fase de proyecto con contenidos detallados sobre definición gobernanza derechos declaración responsable y cupos en el régimen económico de renovables mientras que la operativa cotidiana se apoya en el régimen de autoconsumo del Real Decreto 244 de 2019 y en la ampliación de proximidad del Real Decreto ley 20 de 2022 en el acceso y la conexión del Real Decreto 1183 de 2020 y la Circular 1 de 2021 y en líneas de ayuda como CE Implementa. La aprobación del Real Decreto específico debería aportar seguridad jurídica homogeneidad en requisitos y procedimientos y un entorno pro-competencia alineado con el mandato europeo sobre compartición de energía cooperación del distribuidor y acceso a instrumentos de apoyo con cupos dedicados.

2.6 SOLUCIONES ALTERNATIVAS

El desafío que abordan las comunidades energéticas, que es democratizar el acceso a energía limpia a nivel local, reducir costes, aumentar la resiliencia y generar valor social, también puede afrontarse con configuraciones que no exigen constituir una comunidad de forma formal. La diferencia principal está en la gobernanza, es decir, quién decide y cómo se reparten los beneficios, y en la elegibilidad para determinadas ayudas públicas. Todas estas alternativas comparten los mismos bloques tecnológicos, fotovoltaica de autoconsumo, almacenamiento, gestión de la demanda, soluciones térmicas renovables y recarga de vehículo eléctrico.

Una opción es el autoconsumo compartido sin crear una comunidad. El Real Decreto 244 de 2019 permite que varios consumidores se asignen la energía de una instalación común

mediante coeficientes dentro de un perímetro de proximidad que, tras las ampliaciones del Real Decreto ley 20 de 2022, puede llegar a 2.000 metros en los supuestos habilitados. La Guía de Autoconsumo Colectivo del IDAE describe las configuraciones de medida y reparto y sirve como referencia práctica. En inversión, los rangos orientativos de CAPEX citados por IDAE para fotovoltaica de autoconsumo se sitúan entre 500 y 1.000 €/kWp, mientras que el almacenamiento en aplicaciones residenciales o del tercer sector se mueve entre 140 y 490 €/kWh según programa y tipología. La madurez tecnológica de la fotovoltaica, de las baterías y de la instrumentación de medida es plena con TRL 9. También existe el autoconsumo individual con o sin baterías orientado a hogares y pymes, que reduce la tramitación y ajusta la potencia al perfil de consumo; los rangos de CAPEX de referencia son los mismos como orden de magnitud con variaciones por escala y obra y la tendencia de precios de las baterías ha sido bajista en 2023 y 2024, lo que mejora la viabilidad del acoplamiento fotovoltaica más almacenamiento, con tecnología comercial TRL 9. Otra alternativa es el PPA en sitio bajo un modelo de servicios energéticos en el que el desarrollador financia, diseña, instala, opera y mantiene la planta en el emplazamiento del cliente y este paga la energía a precio pactado a largo plazo, de modo que para el usuario final el CAPEX es nulo y el coste por kWp del proyecto se mantiene en los rangos de referencia, con tecnología y contratos maduros TRL 9. También se da la figura de la comunidad solar promovida por un tercero mediante suscripción, donde un promotor construye una planta cercana y vende participaciones a consumidores dentro del radio regulado, lo que equivale a un autoconsumo compartido con un único promotor y múltiples consumidores; para el usuario final el CAPEX suele ser nulo o reducido y el proyecto fotovoltaico presenta costes de orden de 500 a 1.000 €/kWp con madurez plena TRL 9.

Para el vector térmico se puede recurrir a redes de calor con biomasa, solar térmica o aerotermia impulsada por el ayuntamiento o mediante una empresa de servicios energéticos sin necesidad de crear una comunidad. Como referencia, los costes orientativos publicados por IDAE sitúan la solar térmica entre 650 y 950 €/kW, la aerotermia en torno a 650 €/kW que equivale a unos 3.900 € por vivienda tipo y la biomasa cerca de 350 €/kW. El CAPEX de la red de distribución térmica depende de la longitud y de la densidad urbana y se evalúa

caso a caso. En movilidad eléctrica la infraestructura de recarga de uso comunitario se puede desplegar en garajes vecinales, polígonos o aparcamientos municipales e integrarse con fotovoltaica y almacenamiento local. Como orden de magnitud un punto de recarga en corriente alterna presenta costes instalados entre 800 y 1.300 €, con casos sencillos desde 500 €, sujetos a condiciones de obra y protecciones, y las ayudas MOVES III pueden cubrir un porcentaje del coste elegible. La tecnología en todos estos casos es madura con TRL 9. En conjunto estas alternativas resuelven el mismo problema energético que una comunidad con implicaciones institucionales distintas y con rangos de inversión y niveles de madurez tecnológica comparables. A continuación, se establece una tabla comparativa de las tecnologías alternativas a las CCEE:

Alternativa (sin CCEE)	Propósito	CAPEX orientativo	TRL	Fuente principal
Autoconsumo compartido (FV ± BESS)	Generación local para varios consumidores con reparto por coeficientes	FV 500–1.000 €/kWp; BESS 140–490 €/kWh (resid./tercer sector, según programa)	9	IDAE – Autoconsumo/almacenamiento; RD 244/2019; RDL 20/2022; Guía IDAE
Autoconsumo individual (FV ± BESS)	Reducción de factura y exposición a precios para un único consumidor	Orden de magnitud IDAE para FV y BESS; depende de escala y obra	9	IDAE – Portales de ayudas; informes sectoriales de costes
PPA on-site (servicio ESCO)	Autoconsumo sin inversión del cliente; precio pactado a largo plazo	Usuario: 0 €; Proyecto FV: rangos por kWp similares a referencia	9	Modelos PPA on-site; FAQ IDAE sobre compatibilidad
“Comunidad solar” por suscripción	Acceso colectivo a FV cercana sin crear CCEE; suscripciones/participaciones	Usuario: 0 € (o cuota); Proyecto FV 500–1.000 €/kWp (orden magnitud)	9	RD 244/2019 + RDL 20/2022; rangos IDAE

Red de calor renovable (biomasa/solar térmica/aerotermita)	Calor renovable a escala de barrio/municipio sin CCEE	Generación: solar térmica 650–950 €/kW; aerotermita ~650 €/kW; biomasa ~350 €/kW; red: caso a caso	9	IDAE – costes orientativos; guías ADHAC
Recarga comunitaria típica	VE (AC) Electromovilidad local; integrable con FV y gestión de potencia	~800–1.300 € por punto (casos sencillos ~500 €); ayudas MOVES III	9	Guías sector; convocatorias MOVES III

2.7 CCEE FUERA DE ESPAÑA

El desarrollo de las comunidades energéticas en Europa muestra grados de madurez distintos según el país, aunque comparten rasgos de fondo que se repiten. Predomina el modelo cooperativo con el principio de una persona un voto, la implicación ciudadana y municipal es alta y el foco tecnológico se concentra en la fotovoltaica y la eólica en el vector eléctrico, mientras que en varios países existe tradición de titularidad comunitaria en redes de calor. A escala europea, REScoop.eu agrupa miles de iniciativas y una base social amplia. En 2024 comunicó más de 2.250 cooperativas asociadas y 1,5 millones de ciudadanos, y en 2025 habla de una red cercana a 2.500 comunidades y 2 millones de personas, lo que confirma un crecimiento sostenido basado en participación cívica.

Alemania concentra el ecosistema cooperativo más denso. El informe de 2024 de la confederación DGRV cifra 1.038 cooperativas energéticas fundadas desde 2006 con alrededor de 220.000 miembros, 3,6 mil millones de euros de inversión agregada en renovables y cerca de 8 TWh de generación anual, con una aportación próxima al 3 % de la generación renovable del país. El mismo conjunto de datos resume una participación media por socio de unos 3.600 euros y unos 3 millones de toneladas de CO₂ evitadas en el sector eléctrico, además de empleo directo que ronda 1.200 personas y un grado de profesionalización elevado. En paralelo, el Gobierno federal ha puesto en marcha un programa de ciudadanía energética en eólica terrestre que, tras su actualización en junio de

2024, financia costes de planificación y permisos con el objetivo de añadir entre 150 y 200 MW al año bajo titularidad ciudadana, reforzando la fase previa a la inversión donde suelen aparecer las mayores barreras financieras.

Los Países Bajos muestran un movimiento cooperativo extenso y conectados al territorio. La Lokale Energie Monitor 2023 registra 714 cooperativas activas y alrededor de 131.000 miembros y participantes, con presencia en un 89 % de los municipios. Durante 2023 se implementaron 146 nuevos proyectos solares y el potencial en desarrollo asciende a 374 MWp adicionales. El parque operativo cooperativo alcanza unos 319 MWp en solar y 336 MW en eólica terrestre. La inversión ciudadana acumulada en eólica y solar ronda 165 millones de euros. Además de generar, crece el trabajo en gestión de la demanda, almacenamiento y calor con 70 iniciativas de calor de las que 4 están operativas, junto con programas de lucha contra la pobreza energética y de ahorro. Entre las fricciones recurrentes aparecen la localización de nuevos proyectos, la congestión de red y la necesidad de más profesionalización interna.

Dinamarca ofrece un referente claro en el vector térmico. La propiedad ciudadana o municipal de las redes de calefacción urbana es dominante desde hace décadas y configura un modelo comunitario muy maduro. Un análisis de 2024 de PlanEnergi identifica 354 redes de calor, de las que 286 pertenecen a los consumidores a través de cooperativas de usuarios, 58 son municipales y 10 privadas mercantiles. Aunque las redes municipales sirven a ciudades de mayor tamaño, la orientación no lucrativa y basada en costes es estructural, lo que explica niveles altos de aceptación, precios regulados por costes y una buena base para integrar renovables térmicas como biomasa sostenible, solar térmica a gran escala y bombas de calor de distrito, además de excedentes industriales o urbanos.

Bélgica cuenta con cooperativas de referencia. Ecopower, fundada en 1991 y miembro fundador de REScoop.eu, supera 67.000 socios y 55.000 clientes socios como comercializadora en Flandes. Gestiona en torno a 75 MW de capacidad renovable con peso de la eólica terrestre y añade microhidráulica, cogeneración, pelletización y unas 250 instalaciones fotovoltaicas descentralizadas. Reporta alrededor de 74 GWh al año de

producción verde y cerca de 61.000 toneladas de CO₂ evitadas. Su diseño de capitalización con participaciones de 250 euros por socio y un tope de 20, junto con el voto igualitario, explica su estabilidad y escalabilidad.

Italia acelera desde 2024 con un esquema económico específico para las comunidades de energías renovables. El llamado Decreto CER en vigor desde el 24 de enero de 2024 activa dos instrumentos principales. Una tarifa incentivante aplicada a la energía compartida dentro de configuraciones de autoconsumo para la compartición, incluidas las comunidades, los grupos de autoconsumidores y los autoconsumidores a distancia. Y una subvención a fondo perdido de hasta el 40 % de los costes elegibles con cargo al PNRR, con prioridad para municipios de menor tamaño. Las reglas operativas del GSE de 2024 abrieron la plataforma de solicitudes en abril de 2024 y fijaron un contingente de 5 GW hasta 2027 o hasta agotar cupo. La autoridad reguladora ARERA adaptó el marco tarifario a comienzos de 2024 para reflejar la valoración del autoconsumo y de la energía compartida. El resultado es un marco pro compartición que está impulsando proyectos en tramitación y construcción con foco en fotovoltaica de pequeña y mediana escala y en almacenamiento cuando procede.

En el Reino Unido el sector comunitario sigue activo aunque con ritmos distintos por nación. El informe Community Energy State of the Sector 2024 estima una producción anual conjunta de unas 617 GWh y unas 228 kilotoneladas de CO₂ evitadas en 2023 y 2024 con incrementos superiores al 9 % interanual. Persisten proyectos bloqueados por conexión a red, incertidumbre de ingresos y falta de capital paciente. En Escocia el programa público CARES gestionado por Local Energy Scotland ha canalizado más de 67 millones de libras y asesorado a más de 1.300 organizaciones, habilitando alrededor de 66 MW comunitarios y lanzando convocatorias para generación en 2024 y 2025, lo que mitiga en parte los obstáculos financieros iniciales.

El análisis comparado sugiere varios patrones con implicaciones directas para España. La forma cooperativa domina en los países más avanzados como Alemania, Países Bajos y Bélgica porque reduce el coste de capital mediante ahorro local y participación abierta, estabiliza la toma de decisiones con gobernanza democrática y alinea la retribución con

objetivos sociales como precios justos y fondos locales. Los instrumentos económicos orientados a compartir energía, como el esquema italiano de 2024, y los apoyos a la fase previa a la inversión, como el programa alemán para eólica ciudadana, catalizan la entrada de proyectos al reducir riesgo en permisos y conexión. El vector térmico danés demuestra que la propiedad de usuarios en calor de distrito puede generar un impacto social alto cuando el marco de gobernanza y tarifas se basa en costes regulados. La experiencia neerlandesa indica que la profesionalización y la capacidad técnica internas, junto con alianzas con los gestores de red y programas de agregación y almacenamiento, ayudan a sortear congestión y a maximizar la energía compartida. La evidencia británica confirma que sin ingresos estables ni financiación blanda el crecimiento se frena pese a la demanda social, por lo que el diseño institucional de ayudas y la cooperación con las redes es determinante para escalar.

Estas lecciones se traducen en hipótesis operativas. La escala lograda por el cooperativismo alemán y neerlandés exige vehículos claros de capital ciudadano y políticas consistentes durante más de una década. La apuesta italiana por una tarifa a la energía compartida y una subvención de alto porcentaje indica que un esquema directo de incentivos acelera la adopción cuando la base comunitaria es aún emergente. El ejemplo danés en calor sugiere que, en territorios con demanda térmica significativa, los modelos de titularidad de usuarios con regulación por costes pueden ofrecer aceptación social y reducciones tarifarias sostenibles, siempre que la planificación urbana y la densidad de demanda lo permitan.

En conclusión, Europa muestra que las comunidades energéticas prosperan cuando confluyen vehículos de participación ciudadana capaces de captar ahorro local, instrumentos económicos diseñados para la compartición de energía, colaboración estructural con los gestores de red y un nivel suficiente de profesionalización interna para llevar los proyectos desde la idea hasta la operación. Trasladar estos elementos al contexto español con sus singularidades de red y regulación es clave para pasar de proyectos piloto apoyados por subvenciones a un ecosistema autosostenido y escalable.

Capítulo 3. FUTURO DE LAS CCEE EN ESPAÑA

El objetivo de neutralidad climática para 2050 es el marco de cualquier proyección de comunidades energéticas (CCEE) en España. La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) del Gobierno marca una senda en la que la electricidad es plenamente renovable y la dependencia energética exterior baja hasta alrededor del 13% en 2050, con una reducción cercana al 50% del consumo de energía primaria respecto a 2020. La ELP también remarca la descentralización, la digitalización, el almacenamiento y la gestión de la demanda como factores transversales de la transición hasta 2050. Este marco normativo y de política energética da a las CCEE un papel estructural para electrificar usos finales, abaratar costes y repartir beneficios ambientales y sociales a escala local.

Como hito intermedio, la actualización del PNIEC 2023-2030 aprobada por el RD 986/2024 fija una potencia total instalada de 214 GW en 2030, de los que 160 GW son renovables y 22,5 GW corresponden a almacenamiento. Con ello se refuerza que el sistema español evolucionará hacia altas cuotas de generación variable que exigen flexibilidad en redes y respuesta de la demanda. Este anclaje a 2030 define el punto de partida de la década 2030-2040, en la que las CCEE pasarán previsiblemente de proyectos piloto apoyados por subvenciones a ecosistemas estables que aportan generación distribuida, almacenamiento comunitario y servicios de flexibilidad local.

A escala europea, la reforma del diseño del mercado eléctrico adoptada en 2024 consolida la compartición de energía y refuerza la participación de consumidores y entidades locales en los mercados, lo que abre la puerta a esquemas de agregación y de flexibilidad compatibles con las CCEE. Con este impulso regulatorio, y con la experiencia de países más avanzados en energía comunitaria (Alemania, Países Bajos, Dinamarca, Italia), el crecimiento de las CCEE depende de tres palancas: vehículos de capital ciudadano en forma de cooperativas, incentivos explícitos a la energía compartida y mercados locales de flexibilidad con cooperación del DSO.

En el plano tecnológico y económico, la fotovoltaica mantiene una clara ventaja de coste. Informes internacionales sitúan el LCOE global ponderado de la fotovoltaica a gran escala en torno a 0,044 USD/kWh en 2023, con tendencia a la baja, y los costes de las baterías siguen descendiendo. Esta combinación de FV barata y almacenamiento competitivo encaja con el potencial solar de España, con altos factores de productividad en cubierta y suelo, y con la Estrategia de Almacenamiento nacional, que cuantifica aproximadamente 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 sumando gran escala y distribuido.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO OBJETIVO (2050)

En 2050, el sistema eléctrico español funciona con electricidad 100% renovable. La generación distribuida tiene una presencia alta y se apoya en fotovoltaica en cubierta en vivienda, terciario e industria ligera, en baterías comunitarias y en gestión activa de la demanda con vehículo eléctrico y bombas de calor. Las CCEE participan de forma habitual en el mercado. Agregan recursos distribuidos, comparten energía dentro de su red de baja tensión y, cuando procede, venden servicios de flexibilidad al distribuidor (DSO) y al operador del sistema. Este papel se apoya en un marco habilitador específico en forma de Real Decreto y en el despliegue de mercados de flexibilidad que surge de la reforma europea del mercado eléctrico.

En números, el escenario objetivo plantea que en 2050 una parte importante de los hogares y de las pymes pertenece a alguna estructura de energía comunitaria como cooperativas, asociaciones locales o consorcios municipales. La participación ciudadana alcanza masas críticas similares a las de ecosistemas europeos maduros, adaptadas al contexto español, y se concreta en decenas de miles de proyectos locales de distinta escala. Desde 2030 aumenta de forma sostenida el peso de la generación distribuida sobre la demanda eléctrica. En conjunto, las CCEE aportan una fracción relevante del autoconsumo colectivo nacional e integran capacidad de almacenamiento distribuido atribuible a baterías estacionarias y a la flota de vehículos eléctricos con carga gestionada y con vehicle to home o community cuando es eficiente. La capacidad total de almacenamiento del sistema converge hacia las magnitudes de la estrategia nacional, alrededor de 30 GW en 2050, con cuotas significativas

en nivel de distribución y detrás del contador que dependen de la densidad urbana y de la penetración de vehículos eléctricos y bombas de calor.

En térmicas renovables, la evolución del calor es distinta según el clima. En zonas templadas, la bomba de calor domina el calentamiento de edificios con apoyo de comunidades solares térmicas y de redes de baja o media temperatura cuando la densidad lo justifica. En climas fríos o mixtos, redes de calor municipales o cooperativas integran bombas de calor centralizadas, solar térmica de gran escala y biomasa sostenible. Se replica el patrón de titularidad de usuarios y municipal observado en países nórdicos. La función de las CCEE térmicas es prestar servicios locales eficientes y ofrecer tarifas estables con prioridad a colectivos vulnerables cuando así lo recogen los estatutos.

En movilidad, la recarga comunitaria en barrios y polígonos está integrada con la fotovoltaica local y con almacenamiento. La CCEE opera la infraestructura, optimiza la potencia contratada y monetiza servicios de flexibilidad. Esto ayuda a gestionar los picos derivados de la alta electrificación del transporte. Reduce congestiones locales y traslada los excedentes solares diurnos a las ventanas de carga nocturnas.

Por último, el escenario prevé una mejora progresiva de las interconexiones con Francia y Portugal, pero no condiciona la viabilidad de las CCEE a su expansión. Las interconexiones contribuyen a estabilizar precios y a limitar vertidos. Aun así, la flexibilidad distribuida y la optimización local siguen siendo imprescindibles por la alta penetración fotovoltaica y por los ritmos realistas de refuerzo de red.

3.2 HIPÓTESIS DE POLÍTICA, MERCADO Y TECNOLOGÍA QUE JUSTIFICAN EL ESCENARIO

Se parte de un marco regulatorio habilitante y estable. Se da por aprobada y madura la norma específica de CCEE en forma de Real Decreto (transposición completa de CER/CCE), con obligaciones claras de cooperación del DSO, declaración responsable y un listado público de CCEE activas. En coherencia con la reforma del mercado eléctrico de 2024, se asume

operativa plena de la compartición de energía, la agregación independiente y los mercados de flexibilidad a nivel de distribución, de modo que las CCEE puedan ingresar por servicios de gestión de congestión, control de tensión y reserva rápida en su zona.

La fotovoltaica se mantiene de muy bajo coste y aparecen economías de sistema. La senda internacional del LCOE fotovoltaico se traslada al caso español gracias a factores de planta favorables y a las curvas de aprendizaje en FV de cubierta con BESS. Se asume que la FV sigue siendo competitiva frente a alternativas convencionales y que el acoplamiento con almacenamiento deja de ser excepcional para ser el diseño por defecto en configuraciones comunitarias.

En almacenamiento, se cumple la Estrategia nacional. Se toma como restricción la meta de ≈ 20 GW en 2030 y ≈ 30 GW en 2050, sumando bombeo, baterías a gran escala, BESS detrás del contador y almacenamiento térmico. Dentro de ese total, el nivel distribuido gana peso a medida que bajan los precios de las baterías, se masifica el vehículo eléctrico y se consolidan los programas de respuesta de la demanda.

Avanza la electrificación de usos finales y la demanda es gestionable. La ELP proyecta electricidad 100% renovable y un descenso del consumo de energía primaria, lo que presupone bombas de calor en edificios, electromovilidad y electrificación de procesos industriales cuando sea viable. Las CCEE articulan comunidades térmicas y de movilidad que integran consumos flexibles, mejoran el factor de autoconsumo y la estabilidad de la red local.

Se cuenta con inercia institucional y aprendizajes europeos. España adopta buenas prácticas: vehículos cooperativos con capital ciudadano (Alemania y Países Bajos), incentivos a la energía compartida (Italia) y gobernanzas de coste en calor (Dinamarca). El trasvase no es literal, pero sí funcional.

La red y la digitalización avanzan. La medida inteligente, los datos de red y el intercambio seguro de información permiten el reparto dinámico en autoconsumo colectivo y la liquidación horaria de la energía compartida, así como la contratación de flexibilidad por el

DSO. Esta hipótesis se apoya en la trayectoria del mercado y en las exigencias de la reforma europea.

3.3 IMPLICACIONES PARA LA POLÍTICA PÚBLICA Y LA ESTRATEGIA DE LAS CCEE

En política pública, el escenario asume que el apoyo deja de basarse en subvenciones de inversión generalistas y pasa a centrarse en ingresos sostenidos por compartición y por servicios de sistema, en línea con la reforma de 2024 y con experiencias europeas recientes. Esto reduce el riesgo regulatorio, facilita la financiación local con ahorro ciudadano y profesionaliza las estructuras comunitarias con equipos técnicos estables dedicados a la operación y a la relación con el DSO.

Para las CCEE, el mensaje operativo es doble. Por un lado, la predominancia de la fotovoltaica en España las favorece: hay oportunidad para ampliar el autoconsumo compartido con baterías comunitarias y carga inteligente de vehículos eléctricos, aumentando el uso de excedentes diurnos y recortando picos nocturnos. Por otro lado, la diversificación hacia térmico y movilidad es clave para maximizar impacto social y resiliencia económica. Cuando la CCEE aporta confort térmico o movilidad asequible, su valor social neto crece y sostiene un apoyo regulatorio estable alineado con los objetivos de la ELP.

Capítulo 4. TRANSICIÓN ENTRE ESCENARIO ACTUAL Y FUTURO

El ecosistema español de CCEE parte de una expansión reciente, con madurez operativa aún limitada. Predomina la fotovoltaica en esquemas de autoconsumo compartido y existe una dependencia importante de ayudas públicas y de servicios de acompañamiento (OTC). En la comparación europea aparecen cooperativas consolidadas como vehículos de capital ciudadano, instrumentos económicos que favorecen la compartición y mercados de flexibilidad a nivel de distribución en desarrollo, junto con experiencias maduras de calor de distrito con propiedad de usuarios. Para llegar al objetivo 2050 en España, hay que pasar de proyectos piloto a un ecosistema estable, capaz de compartir energía a gran escala, prestar servicios de flexibilidad y generar valor social neto medible. Las recomendaciones se estructuran en cuatro bloques: marco regulatorio y de mercado, financiación e incentivos, gobernanza y capacidad organizativa, e infraestructura y portafolio tecnológico. Se cierran con una hoja de ruta temporal y una conclusión que resume el cambio propuesto.

4.1 MARCO REGULATORIO Y DE MERCADO

El objetivo es fijar reglas estables y completas que habiliten los modelos que mejor funcionan en Europa y que la normativa española ya apunta. Hay que cerrar el Real Decreto específico de CCEE (CER/CCE) con tres piezas: un marco facilitador exigible, con obligaciones claras para las administraciones y para el gestor de la red de distribución (DSO) para eliminar barreras y cooperar con las CCEE, una ventanilla única para la declaración responsable, el intercambio de datos y la tramitación abreviada de configuraciones tipo, y un listado público actualizado de CCEE activas que permita trazabilidad, control y acceso a financiación.

También es necesario poner en marcha de forma plena la compartición de energía y el reparto dinámico en el autoconsumo colectivo. Para ello hay que cerrar los detalles de medida, liquidación y facturación horaria y garantizar el acceso a datos (medidas cuarto-horarias y de calidad de red) que permitan a las CCEE optimizar su mezcla de generación, almacenamiento y consumos flexibles.

La transición al escenario 2050 requiere mercados o esquemas de flexibilidad a nivel de distribución. El DSO debe poder adquirir servicios locales a recursos distribuidos agregados por CCEE, como gestión de congestión, soporte de tensión, modulación de picos y post-fault support, con pliegos estandarizados, verificación y pago por desempeño. Esta palanca convierte a las CCEE en actores económicos recurrentes más allá del ahorro por energía compartida.

Conviene afinar la regla de proximidad para el autoconsumo compartido, pasando de un criterio puramente geométrico (radio) a uno topológico y eléctrico cuando las herramientas del DSO lo permitan, basado en la misma red de baja tensión, el mismo centro de transformación o el mismo tramo de media tensión. Así se alinea el reparto con la realidad de la red, mejora la eficiencia y reduce disputas administrativas, manteniendo un estándar simple para casos ordinarios y un canal técnico para redes complejas.

4.2 FINANCIACIÓN E INCENTIVOS

El segundo bloque busca pasar de un esquema de subvenciones de inversión como motor casi exclusivo a un mix que sostenga ingresos por compartir energía y por flexibilidad, que se complemente con capital ciudadano y que reserve el capex blando para fases donde es verdaderamente adicional. Primero, conviene introducir un incentivo estable a la energía compartida, de naturaleza tarifaria o como bonus a la compartición, que complemente el ahorro por autoconsumo y reconozca el valor de desplazar consumos a generación local. Es la señal que acelera la adopción cuando la base comunitaria es incipiente y que facilita la bancabilidad sin depender siempre de subvenciones discretas.

Segundo, es útil crear programas de prefase o predesarrollo que cubran ingeniería, permisos y organización hasta el ready to build, con desembolso por hitos y tope de importe, enfocando el capex no reembolsable donde su adicionalidad es más alta. Tercero, se aconseja articular vehículos de ahorro local como cooperativas de crédito o de energía y fondos municipales rotatorios que ofrezcan deuda paciente a CCEE y a hogares vulnerables, con garantías parciales públicas y criterios de impacto.

Cuarto, en las líneas de ayuda de inversión que permanezcan, conviene priorizar almacenamiento y digitalización, incluyendo medida, control y ciberseguridad, y condicionar parte de la ayuda a resultados sociales medibles, por ejemplo, número de hogares vulnerables atendidos, reducción porcentual del gasto energético del colectivo objetivo o mejora de indicadores locales de pobreza energética.

4.3 GOBERNANZA, PROFESIONALIZACIÓN Y CARGA ADMINISTRATIVA

El tercer bloque aborda la fricción organizativa que se observa en España. Constituir y gestionar una CCEE es una barrera, sobre todo para comunidades pequeñas. En primer lugar, conviene estandarizar estatutos y contratos tipo para asociaciones o cooperativas, PPAs internos, servicios de O&M, reparto dinámico, almacenamiento y recarga. Deben incluir cláusulas de protección del socio y mecanismos de entrada y salida simples. Plantillas verificadas por la administración reducen costes jurídicos y tiempos.

En segundo lugar, la red de Oficinas de Transformación Comunitaria debe consolidarse con métricas de desempeño. Su papel no debe limitarse al arranque. Es clave para la profesionalización en contabilidad, cumplimiento, compras, licitaciones, relación con el DSO y monetización de la flexibilidad.

En tercer lugar, se propone un catálogo nacional de configuraciones tipo, como FV en cubierta municipal, FV industrial ligera con batería comunitaria, comunidad de barrio con

recarga y micro-red térmica de baja temperatura, etc., con checklists y procedimientos abreviados. Reducir el coste fijo de la tramitación es crítico para la escalabilidad.

4.4 INFRAESTRUCTURA DE RED, DATOS Y DIGITALIZACIÓN

El cuarto bloque parte de que el salto a 2050 depende de redes preparadas para medir, liquidar y adquirir flexibilidad. Primero, hace falta medida inteligente universal con resolución y latencia adecuadas y acceso seguro a datos para las CCEE, incluyendo datos de consumo, inyección, estado de red y eventos. La prioridad es habilitar el reparto dinámico y la liquidación horaria de la energía compartida.

Segundo, los DSO necesitan herramientas de planificación local que integren recursos distribuidos como fotovoltaica, baterías, vehículos eléctricos y bombas de calor, junto con modelos de contratación de flexibilidad. Para las CCEE, esto se traduce en interfaces con pliegos, APIs y verificadores que reduzcan los costes de transacción.

Tercero, conviene impulsar pilotos replicables de mercados de flexibilidad en zonas con congestión o límites de tensión, con evaluación pública de resultados y una hoja de despliegue para extender el modelo.

4.5 PORFOLIO TECNOLÓGICO Y DISEÑO DE PROYECTOS

El quinto bloque convierte en proyectos lo que permiten la regulación y la financiación. Primero, la fotovoltaica sigue siendo el pilar económico de las CCEE. El diseño por defecto debe incluir FV y almacenamiento comunitario dimensionados para aumentar el autoconsumo y liberar potencia en horas punta, con criterios de fiabilidad como SLA de O&M, repuestos y ciberseguridad.

Segundo, la movilidad eléctrica comunitaria es un consumo flexible inmediato. La CCEE puede operar la infraestructura de recarga, gestionar la potencia y capturar flexibilidad, integrando tarifas sociales cuando se trate de flotas municipales o de colectivos vulnerables.

Tercero, para el vector térmico se recomiendan proyectos de baja temperatura como bomba de calor y solar térmica y, cuando la densidad lo permita, redes de calor con propiedad de usuarios o municipal. Este enfoque es coherente con ejemplos europeos y multiplica el impacto social en confort, salud y reducción de la pobreza energética térmica. Finalmente, se aconseja explorar portafolios multi-servicio que incluyan eficiencia, gestión de demanda, auditorías y educación energética para estabilizar ingresos y diversificar riesgos.

4.6 AGENDA SOCIAL, MÉTRICAS Y EVALUACIÓN CON WACC SOCIAL

El sexto bloque asegura que la finalidad social no se quede en la retórica, sino que se mida y se gestione. Cada CCEE debería incorporar un Plan de Impacto Social con objetivos cuantificados, por ejemplo “al menos el x% de los kWh compartidos asignados a hogares vulnerables con un descuento mínimo del y%”, además de mecanismos de identificación con los servicios sociales locales y seguimiento anual.

A escala de programa, se propone evaluar con análisis de coste y beneficio social usando WACC social del 3% real, tal como se estableció. Los beneficios para monetizar incluyen ahorros para hogares vulnerables, emisiones evitadas, mejoras de confort térmico y reducción de impagos. Los costes incluyen CAPEX y OPEX a precios sombra, organización y acompañamiento social. Un VAN social positivo y robusto frente a 4% justifica apoyo público y prioriza configuraciones con mayor retorno social.

También se recomienda alinear los indicadores propios de las CCEE con los indicadores oficiales de pobreza energética (2M, M/2, retrasos de pago y temperatura adecuada) para facilitar la comparabilidad y el aprendizaje entre municipios.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El análisis realizado muestra que las comunidades energéticas en España están en una fase de expansión temprana. Crecen la base social y municipal, pero la madurez operativa sigue siendo limitada. La mayoría de las iniciativas se organizan alrededor del autoconsumo fotovoltaico compartido. El almacenamiento entra de forma incipiente y, en menor medida, aparecen servicios de movilidad eléctrica y actuaciones en el vector térmico. Este patrón encaja con la realidad tecnológica y económica del sistema eléctrico español, donde la fotovoltaica tiene ventaja de coste y existe mucha superficie disponible en cubiertas municipales, residenciales e industriales.

El trabajo confirma que el despegue reciente se ha apoyado en instrumentos de ayuda, con protagonismo de las convocatorias CE-Implementa, y en servicios de acompañamiento a través de las OTC. Esto ha permitido convertir iniciativas ciudadanas y municipales en proyectos con viabilidad técnica y administrativa. Aun así, depender de subvenciones de inversión revela una fragilidad de origen. Si los ingresos de la comunidad se basan casi solo en el ahorro directo del autoconsumo, la escalabilidad queda condicionada por la disponibilidad de fondos públicos, la complejidad de la tramitación y la capacidad de organización local.

En el plano regulatorio, España ya cuenta con pilares horizontales de autoconsumo, acceso y conexión, medida y reparto. Sigue siendo crítico culminar el desarrollo reglamentario específico de CER y CCE. La ausencia de un marco definitivo introduce heterogeneidad en formas jurídicas y en procedimientos e impide desplegar instrumentos esenciales. Entre ellos están el reparto dinámico operativo, la ventanilla única, el listado público, la cooperación reglada del DSO y los cupos o señales económicas diferenciadas para la energía compartida. La comparación europea sugiere que los ecosistemas más maduros combinan vehículos de capital ciudadano como cooperativas con señales económicas estables para la energía compartida y con canales de ingresos por flexibilidad a nivel de red de distribución. Estos

elementos permiten bancarizar proyectos y profesionalizar su operación más allá de los ciclos de subvención.

El estudio de impacto social apoya que las CCEE son herramientas adecuadas para mejorar la asequibilidad energética, la resiliencia local y la cohesión comunitaria. Un análisis puramente financiero tiende a infravalorar sus beneficios de largo plazo. La evaluación con WACC social del 3% real y sensibilidades razonables permite capturar el valor social neto en forma de ahorros efectivos en hogares vulnerables, reducción de impagos, confort térmico, emisiones evitadas y capital social. Esto justifica apoyo público focalizado allí donde la adicionalidad sea mayor.

El escenario objetivo 2050 es plausible si y solo si se abordan cuatro transiciones complementarias. La primera es regulatoria. Hay que cerrar el marco de CER y CCE, hacer operativa la compartición con liquidación horaria y habilitar mercados o esquemas de flexibilidad a nivel de distribución. La segunda es económica. Debe migrar de la subvención ex ante a ingresos recurrentes por energía compartida y por flexibilidad, cofinanciados con ahorro ciudadano y con deuda paciente local. La tercera es organizativa. Es necesario reducir la carga de constitución y de gestión mediante plantillas estandarizadas, OTC profesionales y catálogos de configuraciones tipo, con menor coste fijo de transacción. La cuarta es tecnológica y de datos. Hay que consolidar la combinación de fotovoltaica y almacenamiento como diseño por defecto, integrar recarga gestionada y habilitar medida y datos de calidad para repartir y verificar servicios a red.

En suma, España tiene ventajas estructurales de recurso solar, red de ciudades intermedias y capacidad municipal. Estas ventajas pueden llevar a que las CCEE pasen de proyectos piloto a un ecosistema autosostenido con valor social añadido. La combinación de un marco estable, ingresos previsibles y capacidad organizativa es la condición necesaria para que la predominancia fotovoltaica se traduzca en ahorros duraderos, en emisiones evitadas y en menor pobreza energética. Así se alinea el despliegue con los objetivos de la ELP y de la Agenda 2030.

5.1 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

El trabajo se apoya en fuentes primarias recientes y en la mejor evidencia disponible, pero hay restricciones que conviene hacer explícitas. En primer lugar, no existe un registro público consolidado y homogéneo de CCEE, lo que limita la precisión de la cuantificación, en especial en variables como número de miembros, potencia media por instalación o grado de operación efectiva. En segundo lugar, los costes de inversión se han tratado como órdenes de magnitud basados en portales oficiales y bibliografía sectorial. Las cifras reales dependen de escalas, obra civil, condiciones de red y contratación. En tercer lugar, la heterogeneidad territorial de densidad urbana, renta y climatología condiciona la transferibilidad de conclusiones, sobre todo en el vector térmico. En cuarto lugar, aunque se ha incorporado una metodología de evaluación social con WACC social, la monetización de beneficios intangibles como capital social y salud sigue sujeta a supuestos conservadores. Por último, la dinámica regulatoria y de precios puede alterar algunas hipótesis si se producen cambios sustantivos durante la ejecución del TFM.

5.2 TRABAJOS FUTUROS

Se propone, primero, desarrollar con administraciones y operadores un registro público y dinámico de CCEE con microdatos sobre estado del proyecto, potencia, miembros, tecnologías, coeficientes de reparto, incidencias de red y métricas sociales, con garantías de protección de datos, para facilitar evaluaciones cuasiexperimentales y aprendizaje entre pares. Después, implementar protocolos de evaluación de impacto social ex post que integren los indicadores oficiales de pobreza energética con datos de facturación y consumo antes y después, aplicando WACC social y análisis de sensibilidad, priorizando cohortes vulnerables y diseños de selección transparente para estimar adicionalidad real. También construir un gemelo digital de comunidades tipo residencial, municipal y de polígono para simular reglas de reparto estáticas y dinámicas, distintas combinaciones de fotovoltaica, batería y vehículo eléctrico y señales de precio como tarifas e incentivos a la compartición, cuantificando efectos en VAN social, autoconsumo y flexibilidad. Además, diseñar y evaluar

pilotos replicables de adquisición de flexibilidad por el DSO en gestión de congestión y soporte de tensión, con verificación y liquidación basadas en datos de calidad, documentando costes de transacción y métricas de desempeño para su escalado. Igualmente, prototipar vehículos de ahorro ciudadano como cooperativas de crédito o de energía y fondos rotatorios municipales con garantías parciales y pagos por desempeño medidos en kWh compartidos, hogares vulnerables atendidos y flexibilidad entregada, evaluando su apalancamiento y sostenibilidad. En paralelo, realizar estudios de viabilidad de redes de baja temperatura y de comunidades térmicas en áreas con densidad suficiente, incluyendo almacenamiento de calor, solar térmica y bombas de calor centralizadas, y analizar esquemas de gobernanza de coste inspirados en experiencias nórdicas. También desarrollar pliegos tipo que prioricen el acceso a cubiertas públicas por parte de CCEE con criterios de impacto social para facilitar portafolios de proyectos de pequeña y mediana escala con economías de aprendizaje. Asimismo, establecer marcos de intercambio seguro de datos de medida y de red mediante APIs, gobernanza y auditorías, con requisitos mínimos para agregadores comunitarios y pruebas de penetración en sistemas de control. Por último, mantener una vigilancia sistemática de reformas y programas en países líderes, como el cooperativismo de Alemania y Países Bajos, el incentivo a la compartición en Italia y la gobernanza térmica en Dinamarca, para transferir buenas prácticas adaptadas al contexto español.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ECODES (Energía Común). “Informe de Indicadores 2024 - Situación de las Comunidades Energéticas en España”. ECODES / Redeia, 2024.
- [2] MITECO / IDAE. “Informe de indicadores de pobreza energética en España 2023”. Gobierno de España, 2024.
- [3] MITECO. “Proyecto de Real Decreto de Comunidades Energéticas”. Gobierno de España, 2023.
- [4] H2020 eNeuron Consortium. “ENE – Best Practice Book”. Proyecto H2020, 2024.
- [5] Red Española de ciudades por el clima - “Recomendaciones para poner en marcha una comunidad energética local”.
- [6] Unión Europea. “Directiva (UE) 2018/2001 (RED II) relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables”. EUR-Lex, diciembre 2018. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>
- [7] Unión Europea. “Directiva (UE) 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad”. EUR-Lex, junio 2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>
- [8] Unión Europea / Comisión Europea. “Reforma del diseño del mercado eléctrico 2024 (Directiva (UE) 2024/1711 y Reglamento (UE) 2024/1747)”. Portal oficial “Electricity market design”, 2024. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_es
- [9] España. “Real Decreto 244/2019, por el que se regula el autoconsumo”. BOE, abril 2019. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>

- [10] España. “Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales...”. BOE, diciembre 2022. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-21739>
- [11] España. “Real Decreto 1183/2020, de acceso y conexión a las redes eléctricas”. BOE, noviembre 2020. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-17216>
- [12] CNMC. “Circular 1/2021, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y la conexión a las redes”. BOE/CNMC, enero 2021. https://www.cnmc.es/sites/default/files/3336426_4.pdf
- [13] España. “Real Decreto 960/2020, por el que se regula el régimen económico de energías renovables (REER)”. BOE, noviembre 2020. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-15988>
- [14] Gobierno de España (MITECO). “PNIEC 2023-2030. Real Decreto 986/2024”. BOE / Portal MITECO, 2024. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima.html>
- [15] IDAE. “Comunidades energéticas - Ayudas y financiación”. Portal IDAE, sección oficial. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>
- [16] IDAE. “Programa de incentivos: Proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (CE-Implementa)”. Portal IDAE. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas/programa-de-incentivos-proyectos-piloto-singulares-de>
- [17] IDAE – Sede Electrónica. “Quinta convocatoria del nuevo programa de incentivos en el marco del PRTR (Comunidades energéticas)”. Sede IDAE. <https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/quinta-convocatoria-del-nuevo-programa-de-incentivos-proyectos-en-el-marco-del>

- [18] IDAE. “Guía de Autoconsumo Colectivo (versión 2024)”. Portal IDAE / documentación técnica, 2024. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo-y-almacenamiento>
- [19] MITECO. “Hoja de Ruta del Autoconsumo”. Gobierno de España, 2021. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-de-ruta-autoconsumo.html>
- [20] CNMC. “Mesa de diálogo del autoconsumo (Informe INF/DE/106/24)”. CNMC, 2024. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/autoconsumo>
- [21] ECODES / Energía Común. “Situación de las Comunidades Energéticas en España 2024 (portal e informes)”. Energía Común, 2024-2025. <https://energiacomun.org>
- [22] Redeia. “Nota de prensa sobre el Observatorio de Comunidades Energéticas (primer informe)”. Redeia, 2024. <https://www.redeia.com>
- [23] MITECO. “Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética e indicadores”. Portal MITECO. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/consumo-eficiente/estrategia-contra-la-pobreza-energetica.html>
- [24] INE. “Encuesta de Condiciones de Vida (ECV) - Resultados recientes”. INE, 2024-2025. <https://www.ine.es>
- [25] REScoop.eu. “Annual Report / Community Energy resources (2023–2025)”. Federación europea de cooperativas energéticas. <https://www.rescoop.eu>
- [26] HIER - Energie Samen. “Lokale Energie Monitor 2023”. Países Bajos, 2023. <https://www.hier.nu/kennisdossiers/lokale-energie-monitor>
- [27] DGRV. “Energiegenossenschaften: Zahlen & Fakten 2024”. Alemania, 2024. <https://www.dgrv.de>
- [28] Community Energy England / Scotland / Wales. “Community Energy State of the Sector 2024”. Reino Unido, 2024. <https://communityenergyengland.org>

- [29] Local Energy Scotland (CARES). “CARES – Apoyo y financiación para energía comunitaria”. Escocia, 2021-2025. <https://www.localenergy.scot>
- [30] MASE (Italia) / GSE / ARERA. “Decreto CER (DM 7/12/2023 n. 414) y Regole Operative GSE 2024; TIAD ARERA actualizado”. Italia, 2024. <https://www.gse.it/comunita-energetiche>
- [31] IRENA. “Renewable Power Generation Costs in 2023 (PV LCOE 0,044 USD/kWh)”. IRENA, 2024. <https://www.irena.org>
- [32] PlanEnergi / Danish Heat sector. “Ownership and structure of Danish district heating (panorama)”. Dinamarca, 2024. <https://planenergi.dk>
- [33] ADHAC. “Censo de Redes de Calor y Frío 2024”. Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío, 2024. <https://www.adhac.es>
- [34] FEMP – Red de Ciudades por el Clima. “Guías y notas sobre redes de calor renovables (municipales)”. FEMP, 2023-2024. <https://www.redciudadesclima.es>

ANEXO I

- MODELO ECONÓMICO

CCEE PV		
Potencia de la instalación	39 kWp	
Nº hogares	20	
O&M (€/kWp)	15 €	
CAPEX (€/kWp)	800 €	
ROI	5 años	
TIR (%)	18,31%	
Información general		
Nº hogares	20	
Instalación total (kWp)	39	
Producción Anual (kWh)	65726	
Excedente generado (% sobre consumo por hogar)	32%	
Coste energía generada (€/kWh)	0,013	
Precio energía en mercado (€/kWh)	0,03619	
Préstamo (€)	- €	
Interés	0%	
Subvención total IDAE	18.720,0 €	Subvención máxima IDAE = 18.720,0 €
Distribución subvención IDAE	1 años	
Horizonte	25 años	
CAPEX		31.200,0 €
Constitución legal/asesoría comunidad ener.	3000	3.000,0 €
Proyecto de instalación (€)	100%	28.200,0 €
Suministro e instalación de los paneles solares	39%	11.137,6 €
Suministro e instalación de los inversores	14%	3.921,7 €
Suministro e instalación de estructura fotovoltaica	7%	2.060,0 €

Suministro e instalación de parte eléctrica y mecánica, protecciones y cuadros	31%	8.681,0 €	
Suministro e instalación de sistema de monitorización y visualización	1%	293,5 €	
Seguridad y salud	1%	312,5 €	
Ingeniería y dirección de obra	1%	339,7 €	
Legalización de la instalación. Otros tramites.	1%	231,0 €	
Medios de elevación	4%	1.223,0 €	
OPEX		585,0 €	
Energía consumida	10%	58,5 €	
Monitorización y SCADA	15%	87,8 €	
Mantenimiento	50%	292,5 €	
Seguro	15%	87,8 €	
Gestión administrativa	10%	58,5 €	
AHORRO		3.077,3 €	
Compra energía red	€/MWh	58,4 €	
Energía consumida de la red en escenario con PV	kWh		43046
Energía inyectada a la red	kWh		17481
Energía consumida de la red en escenario sin PV	kWh		91291
Venta energía a red por compensación	€/MWh	15,0 €	

CCEE PV + BESS

Potencia de la instalación	39 kWp
Nº hogares	20
O&M (€/kWp)	15 €

CAPEX (€/kWp)	1.054 €	
ROI	5 años	
TIR (%)	17,85%	
Información general		
Nº hogares	20	
Instalación total (kWp)	39	
Producción Anual (kWh)	65726	
Excedente generado (% sobre consumo por hogar)	32%	
Coste energía generada (€/kWh)	0,013	
Precio energía en mercado (€/kWh)	0,036	
Préstamo (€)	- €	
Interés	0%	
Subvención total IDAE	17.685,17 €	Subvención máxima IDAE = 17.685,17 €
Distribución subvención IDAE	7 €	2 €
Horizonte	1 años	
	25 años	
CAPEX 41.091,0 €		
Constitución legal/asesoría comunidad ener.	3000	3.000,0 €
Proyecto de instalación (€)	100%	38.091,0 €
Suministro e instalación de los paneles solares	32%	11.137,6 €
BESS	20%	6.891,0 €
Suministro e instalación de los inversores	11%	3.921,7 €
Suministro e instalación de estructura fotovoltaica	6%	2.060,0 €
Suministro e instalación de parte eléctrica y mecánica, protecciones y cuadros	25%	8.681,0 €
Suministro e instalación de sistema de monitorización y visualización	1%	293,5 €
Seguridad y salud	1%	312,5 €
Ingeniería y dirección de obra	1%	339,7 €
Legalización de la instalación. Otros tramites.	1%	231,0 €

Medios de elevación	3%	1.223,0 €	
OPEX		585,0 €	
Energía consumida	10%	58,5 €	
Monitorización y SCADA	15%	87,8 €	
Mantenimiento	50%	292,5 €	
Seguro	15%	87,8 €	
Gestión administrativa	10%	58,5 €	
AHORRO		5.326,8 €	
Compra energía red	€/MWh	58,4 €	
Energía consumida de la red en escenario con			
PV	kWh		0
Energía inyectada a la red	kWh		0
Energía consumida de la red en escenario sin			
PV	kWh		91291
Venta energía a red por compensación	€/MWh	15,0 €	

ANEXO II

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Miguel

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 39.0 kWp

Tarragona - Spain



Project: TFM Miguel

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

Project summary

Geographical Site

Tarragona
Spain

Situation

Latitude 41.12 °(N)
Longitude 1.25 °(E)
Altitude 28 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Tarragona
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 36 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Daily household consumers
Constant over the year
Average 250 kWh/Day

System information

PV Array

Nb. of modules 78 units
Pnom total 39.0 kWp

Inverters

Nb. of units 3 units
Total power 36 kWac
Pnom ratio 1.08

Results summary

Produced Energy	65726 kWh/year	Specific production	1685 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.39 %
Used Energy	91291 kWh/year			Solar Fraction SF	52.85 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Detailed User's needs	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 36 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Daily household consumers
Constant over the year
Average 250 kWh/Day

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model Mono 500 Wp Twin half-cells bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp
Number of PV modules 78 units
Nominal (STC) 39.0 kWp
Modules 6 string x 13 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 35.8 kWp
U mpp 449 V
I mpp 80 A

Total PV power

Nominal (STC) 39 kWp
Total 78 modules
Module area 185 m²
Cell area 171 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model 12 kWac inverter with 2 MPPT
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 12.0 kWac
Number of inverters 3 units
Total power 36.0 kWac
Operating voltage 350-600 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.08
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 36 kWac
Number of inverters 3 units
Pnom ratio 1.08

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 93 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

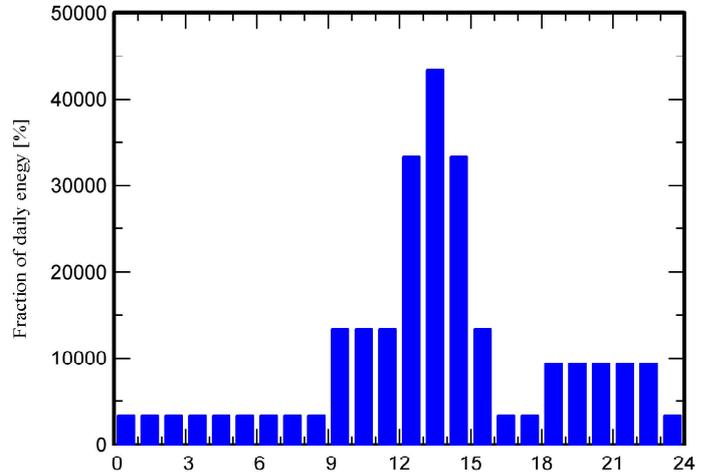
Detailed User's needs

Daily household consumers, Constant over the year, average = 250 kWh/day

Annual values

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	200	10/lamp	5.0	10000
TV / PC / Mobile	40	100/app	5.0	20000
Domestic appliances	20	500/app	4.0	40000
Fridge / Deep-freeze	40		24	31968
Dish- & Cloth-washers	20		2	40000
Ventilation	20	100 tot	24.0	48000
Air conditioning	20	1000 tot	3.0	60000
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				250112

Hourly distribution





PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

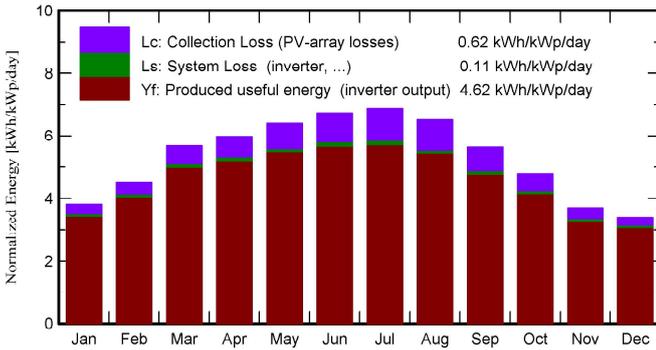
Main results

System Production

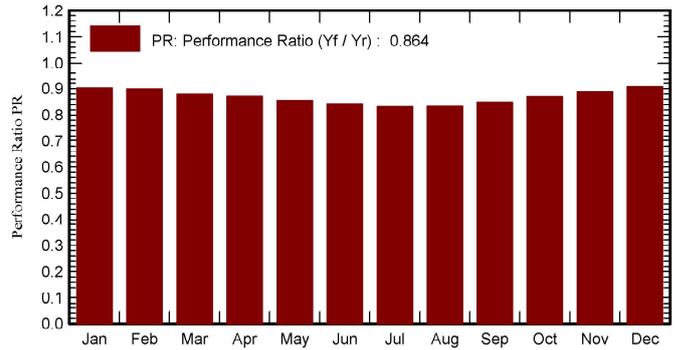
Produced Energy 65726 kWh/year
Used Energy 91291 kWh/year

Specific production 1685 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 86.39 %
Solar Fraction SF 52.85 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	64.7	22.19	9.34	118.5	117.1	4274	7753	3328	847	4426
February	83.2	35.01	10.12	126.5	124.6	4541	7003	3501	937	3502
March	136.1	48.14	13.09	176.3	173.2	6185	7753	4348	1693	3405
April	163.3	69.67	15.25	179.4	175.3	6237	7503	4340	1752	3164
May	203.0	75.86	18.99	198.5	193.6	6780	7753	4559	2060	3194
June	218.1	79.63	23.11	202.1	196.9	6801	7503	4587	2056	2916
July	223.9	75.01	26.05	213.2	208.0	7081	7753	4800	2116	2953
August	191.8	73.53	26.11	202.1	197.5	6727	7753	4650	1920	3104
September	140.3	56.82	22.41	169.2	165.6	5736	7503	4058	1546	3445
October	104.1	43.10	18.74	148.4	146.1	5153	7753	3816	1218	3938
November	66.9	28.14	13.02	111.4	109.8	3956	7503	3114	749	4389
December	56.5	23.39	9.81	105.4	104.1	3819	7753	3144	588	4609
Year	1652.1	630.47	17.21	1950.8	1911.8	67290	91291	48245	17481	43046

Legends

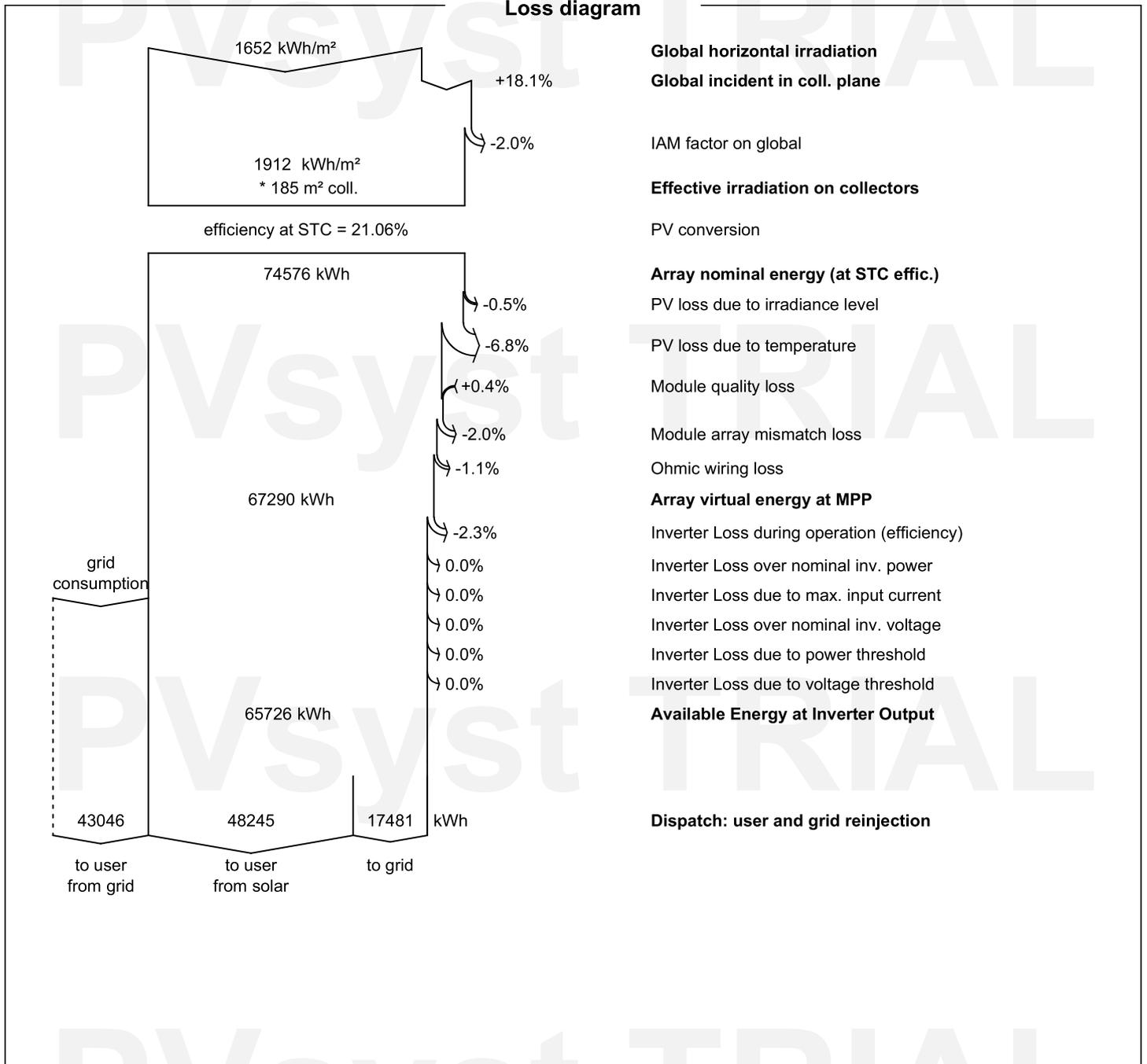
- | | | | |
|---------|--|---------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_User | Energy supplied to the user |
| T_Amb | Ambient Temperature | E_Solar | Energy from the sun |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | E_Grid | Energy injected into grid |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | EFrGrid | Energy from the grid |



PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

Loss diagram



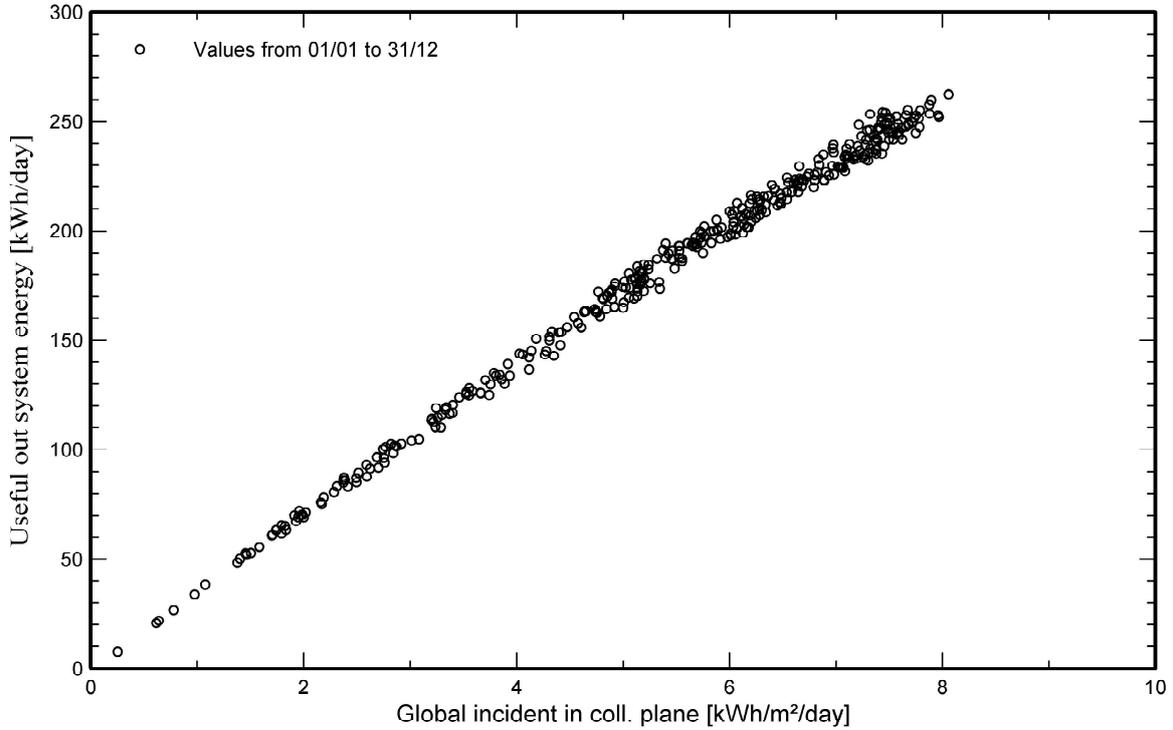


PVsyst V8.0.14

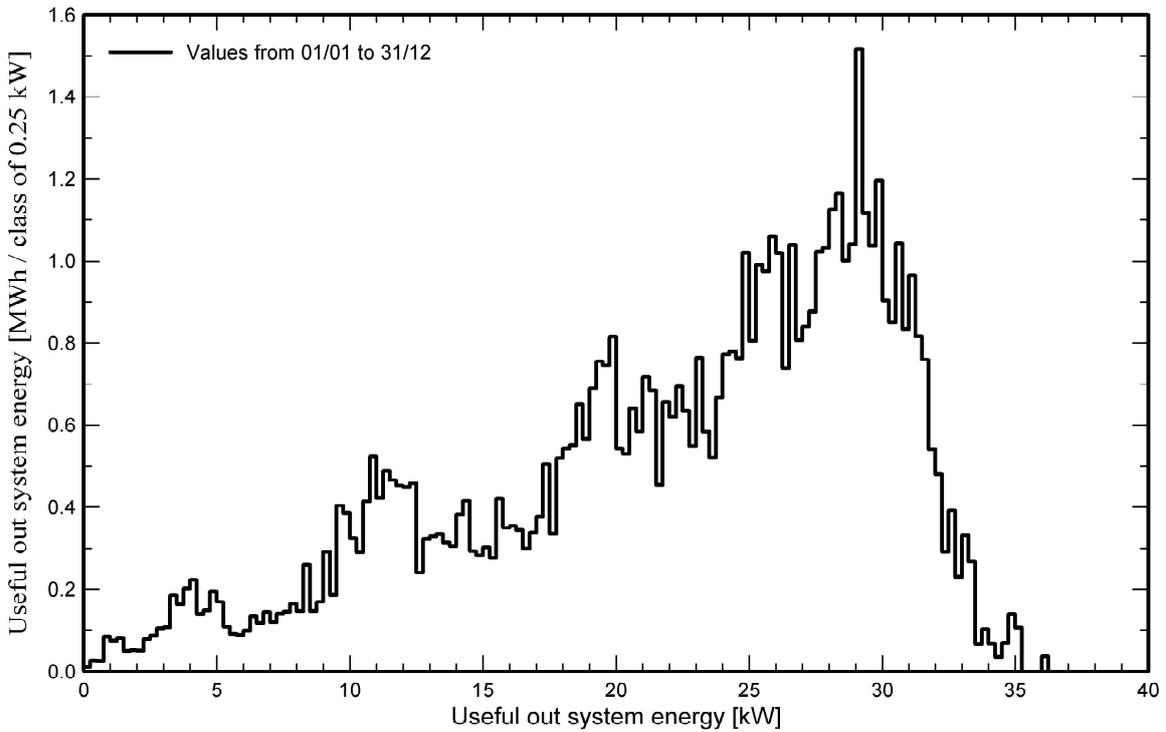
VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

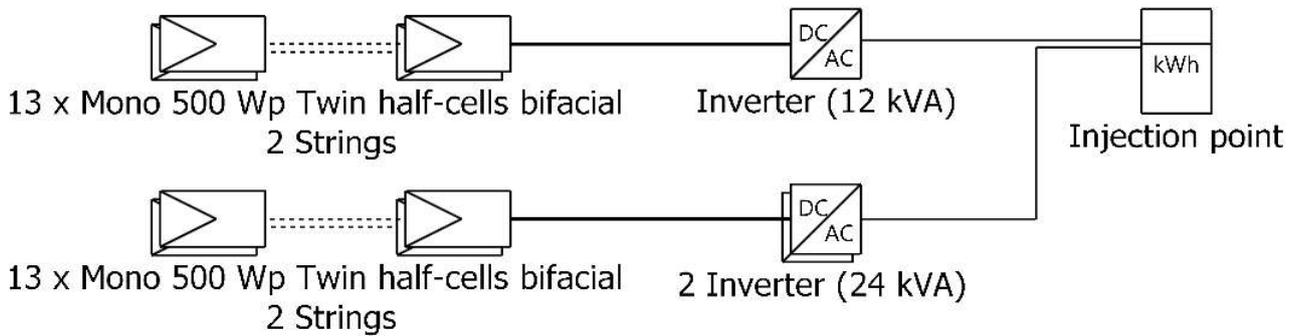




PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
20/07/25 18:59
with V8.0.14

Single-line diagram



PV module	Mono 500 Wp Twin half-cells bifacial
Inverter	12 kWac inverter with 2 MPPT
String	13 x Mono 500 Wp Twin half-cells bifacial

TFM Miguel

VC0 : Nueva variante de simulación

20/07/25