



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

ANÁLISIS Y MODELADO DE ALTERNATIVAS PARA LA EXPLOTACIÓN COMUNITARIA A NIVEL ENERGÉTICO Y ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL EDIFICIO DE LAS NAVES (VALENCIA)

AUTOR: MANSO BURGOS, ÁLVARO

TUTOR: Alcázar Ortega, Manuel

COTUTOR: Ribó Pérez, David

Curso Académico: 2020-21

Fecha: 09/2021

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar este hueco para agradecer a mi familia su apoyo desde que decidí dejar mi trabajo y volver a estudiar, a la gente con la que he trabajado de la Cátedra de Transición Energética Urbana por permitirme descubrir e investigar un asunto tan ilusionante como las comunidades energéticas, a mis compañeros y compañeras de Una Energía Nada Corriente por ayudarme a mantener la pasión por lo que hago y a mis amigos y amigas por aportar la chispa de locura necesaria en la vida.

RESUMEN

Las comunidades de energía local (CEL) se incorporaron recientemente a la normativa europea gracias a la conclusión del Paquete de «Energía Limpia para todos los europeos» (PEL) y, concretamente, las Directivas 2018/2001 sobre Energía Renovable (DER II) y 2019/944 sobre el Mercado Interior de la Electricidad (DMIE). Tras esto, España traspuso esta nueva normativa en los RD244/2019 y RD23/2020 dando un marco legal favorable al autoconsumo individual y compartido. A partir de aquí, surge la necesidad de analizar la mejor forma de desarrollar este tipo de entidades de forma que se exprima al máximo su potencial y su rentabilidad.

Para ello, en este trabajo se desarrolla un modelo matemático y una metodología con los que se puede simular y estudiar una CEL. El modelo permite trabajar con diferentes configuraciones de CEL que incluyen variaciones en las demandas, el modo de reparto y la inclusión de sistemas de almacenamiento.

Una vez desarrollado el modelo y la metodología se ha probado mediante un caso de estudio que consiste en una CEL situada sobre el tejado de un edificio de Las Naves en el área urbana de València. La CEL estará compuesta por miembros residenciales y comerciales cuyos datos de consumo se obtuvieron a partir de datos reales de consumo. Finalmente, se evaluaron un total de 432 escenarios combinando las diferentes variables de diseño.

Este trabajo concluye que simular matemáticamente una CEL es posible. Además, determina que son rentables económicamente, aunque los sistemas de almacenamiento de momento no lo son. No obstante, las baterías aumentan el grado de autoconsumo de la comunidad y, por otro lado, la integración del vehículo eléctrico aumenta las emisiones de carbono evitadas. Esto implica que a nivel técnico y económico no hay barreras para el desarrollo de CEL y, por lo tanto, las mayores barreras se encuentran en el ámbito social y normativo.

Palabras Clave: comunidad energética; energía solar fotovoltaica; sostenibilidad; transición energética; autoconsumo; Las Naves; València; modelado matemático; coeficientes de reparto; sistemas de almacenamiento; baterías; vehículos eléctricos.

RESUM

Les comunitats d'energia local (CEL) es van incorporar recentment a la normativa europea gràcies a la conclusió del Paquet de «Energia Neta per a tots els europeus» (PEL) i, concretament, les Directives 2018/2001 sobre Energia Renovable (DER II) i 2019/944 sobre el Mercat Interior de l'Electricitat (DMIE). Després d'això, Espanya va transposar aquesta nova normativa en els RD244/2019 i RD23/2020 donant un marc legal favorable a l'autoconsum individual i col·lectiu. A partir d'ací, sorgeix la necessitat d'analitzar la millor manera de desenvolupar aquest tipus d'entitats de manera que s'esprema al màxim el seu potencial i la seua rendibilitat.

Per a això, en aquest treball es desenvolupa un model matemàtic i una metodologia amb els quals es pot simular i estudiar una CEL. El model permet treballar amb diferents configuracions de CEL que inclouen variacions en les demandes, la manera de repartiment i la inclusió de sistemes d'emmagatzematge.

Una vegada desenvolupat el model i la metodologia s'ha provat mitjançant un cas d'estudi que consisteix en una CEL situada sobre la teulada d'un edifici de Las Naves en l'àrea urbana de València. La CEL estarà composta per membres residencials i comercials les dades de consum dels quals es van obtenir a partir de dades reals de consum. Finalment, es van avaluar un total de 432 escenaris combinant les diferents variables de disseny.

Aquest treball conclou que simular matemàticament una CEL és possible. A més, determina que són rendibles econòmicament, encara que els sistemes d'emmagatzematge de moment no ho són. No obstant això, les bateries augmenten el grau d'autoconsum de la comunitat i, d'altra banda, la integració del vehicle elèctric augmenta les emissions de carboni evitades. Això implica que a nivell tècnic i econòmic no hi ha barreres per al desenvolupament de CEL i, per tant, les majors barreres es troben en l'àmbit social i normatiu.

Paraules clau: comunitat energètica; energia solar fotovoltaica; sostenibilitat; transició energètica; autoconsum; Les Naus; València; modelatge matemàtic; coeficients de repartiment; sistemes d'emmagatzematge; bateries; vehicles elèctrics.

ABSTRACT

Local Energy Communities (LECs) were recently incorporated into European regulations with the completion of the "Clean Energy for All Europeans" (CEEP) Package and, specifically, the Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II) and the Internal Electricity Market Directive 2019/944 (IEMD). Following this, Spain transposed these new regulations in RD244/2019 and RD23/2020, providing a legal framework favourable to individual and shared self-consumption. Hence, the need to analyse the best way to develop these types of entities to maximise their potential and profitability arises.

For this purpose, this work develops a mathematical model and a methodology with which a LEC can be simulated and analysed. The model allows working with different LEC configurations that include variations in the demands, the allocation mode and the inclusion of storage systems.

Once the model and methodology has been developed, it has been tested through a case study consisting of a LEC located on the roof of a building in Las Naves in the urban area of Valencia. The LEC will be composed of residential and commercial members whose consumption data was obtained from real consumption data. Finally, a total of 432 scenarios combining the different design variables were evaluated.

This paper concludes that it is possible to mathematically simulate a LEC. Furthermore, it determines that they are economically profitable, although storage systems are currently not. Nevertheless, batteries increase the degree of self-consumption of the community and, on the other hand, the integration of the electric vehicle increases the carbon emissions avoided. This implies that there are no technical and economic barriers to the development of LECs and therefore the biggest barriers are in the social and regulatory field.

Keywords: energy community; photovoltaic solar energy; sustainability; energy transition; self-consumption; Las Naves; Valencia; mathematical modelling; sharing coefficients; storage systems; batteries; electric vehicles.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	6
LISTA DE FIGURAS.....	9
LISTA DE TABLAS.....	13
NOMENCLATURA.....	14
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Antecedentes.....	20
1.2 Objetivos.....	28
1.3 Motivación.....	29
1.4 Alcance	30
1.5 Normativa	31
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	33
2.1 Comunidades de Energía Local.....	33
2.1.1 Concepto de Comunidad Energética Local.....	33
2.1.2 Beneficios de las CEL	36
2.1.3 Barreras para las CEL.....	39
2.1.4 Desarrollo y estado actual de las CEL.....	41
2.1.5 Fases en el desarrollo de una CEL	44
2.2 Análisis del marco legal	45
2.3 Modelado de CEL.....	48
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA Y MODELO.....	53
3.1 Metodología empleada	53
3.2 Modelado del sistema	63
3.2.1 Modelado de componentes	63
3.2.2 Coeficientes de reparto.....	66
3.2.3 Estrategias de gestión energética	67
3.2.4 Restricciones del sistema	67
3.2.5 Formulación del problema	71

CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO	72
4.1 Situación geográfica y climatología	72
4.2 Tecnologías disponibles.....	73
4.2.1 Solar Fotovoltaica.....	74
4.2.2 Baterías estacionarias	75
4.2.3 Vehículos Eléctrico	77
4.2.4 Red Eléctrica.....	78
4.3 Cargas del sistema	79
4.3.1 Cargas residenciales	79
4.3.2 Curvas comerciales.....	82
4.4 Escenarios estudiados	82
4.5 Evaluación financiera.....	83
4.6 Grado de autoconsumo	86
4.7 Huella de carbono de la CEL	86
CAPÍTULO 5. RESULTADOS OBTENIDOS	88
5.1 Método de la exposición de los resultados.....	88
5.2 Escala horaria de la simulación de la CEL	88
5.3 Resultados del Caso 0: Situación original	89
5.4 Resultados del Caso 1: FV + Red.....	91
5.5 Resultados del Caso 2: FV + Baterías + Red.....	94
5.6 Resultados del Caso 3: FV + PR + Red.....	101
5.7 Resultados del Caso 4: FV + Baterías + PR + Red.....	104
5.8 Comparativa de casos.....	108
CAPÍTULO 6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	112
6.1 Análisis económico	112
6.2 Análisis del autoconsumo.....	115
6.3 Análisis medioambiental	116
6.4 Limitaciones del trabajo	116
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	117
7.1 Conclusiones.....	117
7.2 Vías de desarrollo futuro	118
7.3 Recomendaciones para legisladores	119
7.4 Recomendaciones para CEL.....	120

REFERENCIAS.....	121
ANEXOS.....	130
Anexo 1. Criterios empleados para clasificar las CEL en la literatura revisada.....	130
Anexo 2. Relación de escenarios estudiados	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Índice de Desarrollo Humano frente al consumo de energía per cápita en 2012 en la que cada punto representa a un país diferente (UNDP 2016).....	20
Figura 2. Problemática del uso actual de la energía en los ámbitos ambiental, económico y social.....	21
Figura 3. Estatus de los límites planetarios en 2015 (Steffen et al. 2015).....	22
Figura 4. Reducción de la dependencia energética española del exterior según el borrador del PNIEC 2021-2030 (MITECO 2020a).	23
Figura 5. Diagrama comparando el autoconsumo individual, compartido y las comunidades energéticas. Adaptado de: (CEER 2019).....	25
Figura 6. ODS que persigue este trabajo.....	29
Figura 7. Proceso de desarrollo de los objetivos del trabajo.	30
Figura 8. Representación conceptual de una comunidad energética local en la que se observan las posibilidades más habituales que pueden incluir (adaptado desde (INTERACT 2021)).	33
Figura 9. Criterios para clasificar las comunidades energéticas.	44
Figura 10. Fases de desarrollo de una CEL.	44
Figura 11. Diagrama de la metodología diseñada para optimizar las CEL.	55
Figura 12. Diagrama de resolución del Caso 1.	56
Figura 13. Diagrama de resolución del Caso 2 con coeficientes dinámicos o con baterías estacionarias de propiedad individual.	57
Figura 14. Diagrama de resolución del Caso 2 con coeficientes estáticos y baterías estacionarias de propiedad comunitaria.	58
Figura 15. Diagrama de resolución del Caso 3 con coeficientes dinámicos.....	59
Figura 16. Diagrama de resolución del Caso 3 con coeficientes estáticos.....	60
Figura 17. Diagrama de resolución del Caso 4 con coeficientes dinámicos.....	61
Figura 18. Diagrama de resolución del Caso 4 con coeficientes estáticos.....	62
Figura 19. Distribución de probabilidad de la distancia diaria recorrida por el VE.....	65
Figura 20. Distribución de probabilidad de salidas y llegadas del VE al PR.	66
Figura 21. Situación geográfica y alcance de la comunidad energética proyectada.	72

Figura 22. Irradiación global sobre plano horizontal (realizado mediante el software CYPETHERM HE Plus a partir de datos climáticos de Energyplus).	73
Figura 23. Esquema del sistema con todas las tecnologías posibles incorporadas.	73
Figura 24. Representación de la instalación sobre el tejado (ECO00 2019)	74
Figura 25. Correlación lineal entre los precios de compra y venta de la facturación PVPC para los meses de abril a diciembre del año 2019.	78
Figura 26. Curvas diarias de las tres curvas tipo que se van a emplear en este caso de estudio. Se presenta en línea continua el consumo promedio y en línea discontinua los valores de consumos reales.	80
Figura 27. Curvas anuales de las tres curvas tipo que se van a emplear en este caso de estudio. Se presenta en línea continua el consumo promedio y en línea discontinua los valores de consumos reales.	81
Figura 28. Día tipo de las curvas comerciales estudiadas en este trabajo.	82
Figura 29. Año de días promedio de las curvas comerciales estudiadas en este trabajo.	82
Figura 30. Media anual del precio de la electricidad en España y su línea de tendencia (Sistema de Información del Operador del Sistema - REE 2021)	85
Figura 31. Semana de verano para un escenario del Caso 1 (escenario 19).	89
Figura 32. Semana de invierno para un escenario del Caso 4 (escenario 223).	89
Figura 33. Mapa de calor de TIR en escenarios del Caso 1 empleando coeficientes estáticos.	91
Figura 34. Mapa de calor de TIR en escenarios del Caso 1 empleando coeficientes dinámicos.	92
Figura 35. Aumento promedio de la rentabilidad al emplear coeficientes dinámicos en lugar de coeficientes estáticos en escenarios del caso 1.	92
Figura 36. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 19. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	93
Figura 37. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 1.	94
Figura 38. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 1 (tCO ₂ eq).	94
Figura 39. Inversiones promedio de diferentes casos.	95
Figura 40. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 30. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	96
Figura 41. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes estáticos para escenarios del Caso 2.	97

Figura 42. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 2.	97
Figura 43. Incremento promedio del ahorro empleando coeficientes dinámicos frente a los coeficientes estáticos en escenarios del Caso 2.	98
Figura 44. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 55. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	99
Figura 45. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 79. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	99
Figura 46. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 2...	100
Figura 47. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 2 (tCO ₂ eq).	101
Figura 48. Mapa de calor de valores promedio de la TIR según los coeficientes de reparto empleados y el incremento de rentabilidad resultante de emplear coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 3.	102
Figura 49. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 151. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	102
Figura 50. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio y el incremento al emplear coeficientes dinámicos en escenarios del Caso 3.	103
Figura 51. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 3 (tCO ₂ eq).	103
Figura 52. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes estáticos para escenarios del Caso 4.	104
Figura 53. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 4.	105
Figura 54. Incremento promedio del ahorro empleando coeficientes dinámicos frente a los coeficientes estáticos en escenarios del Caso 4.	105
Figura 55. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 247. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	106
Figura 56. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 223. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.	107
Figura 57. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 4...	108
Figura 58. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 4 (tCO ₂ eq).	108

Figura 59. Comparativa de las TIR según los diferentes casos estudiados. Se representa el TIR promedio y el mayor obtenido.	110
Figura 60. Comparativa de los grados de autoconsumo según los diferentes casos estudiados. Se representa el grado de autoconsumo promedio y el mayor.	110
Figura 61. Comparativa de las emisiones de carbono evitadas en 20 años según los diferentes casos estudiados (tCO ₂ eq). Se representa el grado de autoconsumo promedio y el mayor. ..	111
Figura 62. Energía adquirida de la red a lo largo de un año por los respectivos sistemas de almacenamiento energéticos de los Casos 2 y 3.....	114
Figura 63. Horas con producción de excedentes al año según la participación residencial para escenarios del Caso 1.	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resultados de los indicadores de pobreza energética en España (MITECO 2019). .	23
Tabla 2. Diferencias características entre Comunidades Energéticas Ciudadanas y Comunidades Energéticas Renovables (CEER 2019).	34
Tabla 3. Tecnologías que emplean cada caso.	53
Tabla 4. Lista de variables de diseño y los posibles valores que pueden tomar.	54
Tabla 5. Características principales de la instalación FV (ECOOO 2019).	74
Tabla 6. Comparativa de costes de diferentes modelos de batería.	75
Tabla 7. Especificaciones técnicas de la batería LG Chem RESU13 y RESU3.3.	75
Tabla 8. Especificaciones de la batería del VE y el punto de recarga.	77
Tabla 9. Lista de variables de diseño y los posibles valores que pueden tomar.	83
Tabla 10. Índices empleados para el método con descuento de la evaluación financiera.	84
Tabla 11. Media anual del precio de la electricidad en España según la tarifa PVPC (Sistema de Información del Operador del Sistema - REE 2021).	85
Tabla 12. Factores de emisión de las diferentes tecnologías empleadas en este trabajo.	86
Tabla 13. Consumo energético global de la CEL según los puntos de consumo suministrados y la ratio de consumo residencial.	90
Tabla 14. Gasto en la factura eléctrica global de la CEL en la situación original según los puntos de consumo suministrados y la ratio de consumo residencial.	90
Tabla 15. Huella de carbono del consumo eléctrico de los usuarios durante 20 años si no cambian su forma de consumir electricidad (tCO ₂ eq).	90
Tabla 16. Número promedio de baterías instaladas en escenarios con baterías de propiedad individual según la capacidad de almacenamiento y la cantidad de puntos de consumo.	95
Tabla 17. TIR, ciclos anuales y vida media de las baterías en promedio según los coeficientes de reparto empleados para escenarios del Caso 2 con baterías comunitarias.	98
Tabla 18. Parámetros característicos promedio obtenidos según el modo de propiedad de las baterías estacionarias en escenarios del Caso 4.	104
Tabla 19. TIR, ciclos anuales y vida media de las baterías en promedio según los coeficientes de reparto empleados para escenarios del Caso 4 con baterías comunitarias.	106
Tabla 20. Mejor opción para cada variable según el objetivo deseado.	109

NOMENCLATURA

Índices

$c_{j,t}$	Índice de coeficientes de reparto para la carga j en el momento t
j	Índice de cargas conectadas a la CEL (sean curvas tipo de consumo o sistemas de gestión energética)
k	Índice de puntos de recarga instalados
l	Índice de posibles distancias recorridas por un vehículo [km]
n	Índice de años desde la puesta en marcha de la CEL [años]
s	Índice de estación del año
t	Índice de la hora del año [h]

Sets

C	Set de coeficientes de reparto
J	Set de curvas tipo de los puntos de consumo y sistemas de gestión energética disponibles
K	Set de puntos de recarga instalados
L	Set de posibles distancias recorridas por un vehículo [km]
N	Set de años desde la puesta en marcha de la CEL [años]
S	Set de estaciones del año
T	Set de horas del año [h]
$T_k \subset T$	Subset de horas del año en que un VE estaciona ($o_{k,t} = 1$ y $o_{k,t-1} = 0$) [h]

Parámetros

AHO	Ahorro anual generado por la CEL [€]
C_{COM}	Número de curvas tipo que corresponden a cargas comerciales
CO_2_{BAT}	Emisiones asociadas al empleo de baterías de ion litio como sistema de almacenamiento energético [gCO ₂ /año]
CO_2_{EVI}	Emisiones evitadas por la comunidad energética tras el paso de N años [tCO ₂]
CO_2_{PV}	Emisiones asociadas al empleo de una instalación FV [gCO ₂ /año]
CO_2_{GAS}	Emisiones asociadas a la conducción de vehículo de gasolina la misma distancia que se emplean los VE en la CEL [gCO ₂ /año]
$CO_2_{RED} _0$	Emisiones asociadas al consumo de electricidad por los usuarios de la CEL en la situación original [gCO ₂ /año]
$CO_2_{RED} _{CEL}$	Emisiones asociadas al consumo de electricidad por los usuarios de la CEL una vez el proyecto entra en marcha [gCO ₂ /año]
$CO_2_{VE} _{BAT}$	Emisiones asociadas al empleo del vehículo eléctrico como sistema de almacenamiento energético [gCO ₂ /año]
$CO_2_{VE} _{MOV}$	Emisiones asociadas al empleo del vehículo eléctrico como sistema de transporte [gCO ₂ /kWh]
$C_{RED,T}$	Coste total anual de la electricidad adquirida de la red [€]
C_{RES}	Número de curvas tipo que corresponden a cargas residenciales
C_{RFI}	Coste del término fijo de la electricidad adquirida de la red en el momento t [€]
d	Tasa de descuento del mercado
$E_B _{CAP}$	Capacidad de almacenamiento de las baterías estacionarias [kWh]
$E_{VE} _{CAP}$	Capacidad de almacenamiento de cada VE [kWh]
f_{eBAT}	Factor de emisión del empleo de baterías de ion litio [gCO ₂ /kWh]
f_{ePV}	Factor de emisión de la electricidad proveniente de la instalación FV [gCO ₂ /kWh]
f_{eGAS}	Factor de emisión de la conducción de vehículos de gasolina [gCO ₂ /kWh]
f_{eRED}	Factor de emisión de la electricidad proveniente de la red [gCO ₂ /kWh]
f_{eVE}	Factor de emisión de la conducción de VE [gCO ₂ /kWh]

i_{elec}	Inflación en el precio de la electricidad
OM	Costes anuales de operación y mantenimiento de la CEL [€]
$P_B _{M_{CAR}}$	Potencia máxima de carga del sistema de baterías estacionarias [kW]
$P_B _{M_{DES}}$	Potencia máxima de descarga del sistema de baterías estacionarias [kW]
POT _j	Potencia total contratada en la curva de demanda j [kW]
$P_{PV,nom}$	Potencia nominal de la instalación fotovoltaica [kW]
PTOS _{COM}	Puntos de consumo comerciales a los que suministra la CEL
PTOS _{RES}	Puntos de consumo residenciales a los que suministra la CEL
PTOS _T	Puntos de consumo a los que suministra la CEL
$P_{VE} _{M_{CAR}}$	Potencia máxima de carga de cada VE [kW]
$P_{VE} _{M_{DES}}$	Potencia máxima de descarga de cada VE [kW]
RATIO _{RES}	Porción de la demanda total de la CEL que proviene de las curvas residenciales [%]
α_{dis}	Parámetro de forma de la distancia recorrida por un vehículo entre salida y llegada
η_{BC}, η_{BD}	Rendimiento energético de las baterías estacionarias durante la carga y la descarga, respectivamente
η_{VEC}, η_{VED}	Rendimiento energético de las baterías de los VE durante la carga y la descarga, respectivamente
λ_{dis}	Parámetro de escala de la distancia recorrida por un vehículo entre salida y llegada
μ_{sal}, μ_{leg}	Media de la distribución normal de la hora de salida y llegada de un vehículo
Π_{POT}	Coste por unidad de potencia contratada [€/kW]
$\sigma_{sal}, \sigma_{leg}$	Desviación estándar de la hora de salida y llegada de un vehículo

Variables continuas

$C_{ENE,t}$	Coste del término de energía en la electricidad adquirida de la red en el momento t [€/kWh]
-------------	---

$C_{RVAR,t}$	Coste del término variable de la electricidad adquirida de la red en el momento t [€/kWh]
$C_{VEN,t}$	Precio compensatorio de la energía excedentaria volcada a la red en el momento t [€/kWh]
$cons_{k,t}$	Energía consumida desde su salida por el VE que estaciona en el punto de recarga k en el momento t [kWh]
$dis_{k,t}$	Distancia recorrida desde su salida por el VE que estaciona en el punto de recarga k en el momento t [kWh]
$f_{sal,k,t}$	Probabilidad de que el VE salga del punto de recarga k en el momento t
$f_{leg,k,t}$	Probabilidad de que el VE llegue al punto de recarga k en el momento t
$E_{B,t}$	Energía almacenada en baterías estacionarias en el momento t [kWh]
$E_{VE,k,t}$	Energía almacenada en el VE k en el momento t [kWh]
$E_{VE,t}$	Energía almacenada en VE estacionados en el momento t [kWh]
$f_{c,t}$	Factor de carga de la instalación fotovoltaica en el momento t
INV_n	Inversión realizada por la CEL en el año n [€]
p_s	Percentil para asignar diariamente el umbral superior de precio durante la sesión s
$P_{A,j,t}$	Potencia asignada según los coeficientes de reparto a la curva j en el momento t [kW]
$P_B _{CAR,t}$	Potencia cargada a las baterías estacionarias en el momento t [kW]
$P_B _{DES,t}$	Potencia descargada a las baterías estacionarias en el momento t [kW]
$P_{D,j,t}$	Potencia demandada en la curva tipo j en el momento t [kW]
$P_{D,t}$	Potencia demandada por el conjunto de usuarios en el momento t [kW]
$P_{PV,j,t}$	Potencia consumida desde la instalación fotovoltaica en la curva j en el momento t [kW]
$P_{PV,t}$	Potencia generada por la instalación fotovoltaica en el momento t [kW]
$P_{RED,t}$	Potencia consumida de la red en el momento t [kW]
$P_{VE} _{CAR,t}$	Potencia cargada a los VE en el momento t [kW]
$P_{VE} _{DES,t}$	Potencia descargada a los VE en el momento t [kW]
$P_{VEN,t}$	Potencia vendida a la red por los usuarios de la CEL en el momento t [kW]
UI	Umbral inferior de precio a partir del cual se permite cargar los sistemas de almacenamiento desde la red [€/kWh]

US	Umbral superior de precio a partir del cual se permite la descarga de los sistemas de almacenamiento [€/kWh]
$VAN_{AHO,N}$	Valor actual neto de los ahorros anuales de la CEL en el año N [€]
$VAN_{CE,N}$	Valor actual neto de la CEL en el año N [€]
$VAN_{INV,N}$	Valor actual neto de la inversión de la CEL en el año N [€]
$VAN_{OM,N}$	Valor actual neto de los costes de operación y mantenimiento de la CEL en el año N [€]
$\Pi_{ENE,t}$	Coste por unidad de energía consumida en el momento t [€/kWh]
$\Pi_{VEN,t}$	Precio de venta de la energía excedentaria en el momento t [€/kWh]

Variables binarias

$o_{k,t}$	Estado de cada punto de recarga k en el momento t. 1 significa ocupado, 0 significa libre.
$f_{k,t}$	Estado de la batería del VE en el punto de recarga k en el momento t. 0 significa que no hay capacidad de almacenamiento, 1 significa que puede cargarse.
$e_{k,t}$	Estado de la batería del VE en el punto de recarga k en el momento t. 0 significa que no hay energía almacenada, 1 significa que puede descargarse.

Abreviaturas

ACA	Asociación de Ciencias Ambientales
AVAESEN	Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía
CEC	Comunidad Energética Ciudadana
CEL	Comunidad Energética Local
CER	Comunidad Energética Renovable
DER II	Directiva (UE) 2018/2001 sobre Energía Renovable
DMIE	Directiva (UE) 2019/944 sobre el Mercado Interior de la Electricidad
ER	Energías Renovables
FV	Solar Fotovoltaica
ICA	Alianza Internacional de Cooperativas
IEA	Agencia internacional de la Energía
INE	Instituto Nacional de Estadística
IVACE	Institut Valencià de Competitivitat Empresarial

LCOE	Coste Normalizado de la Energía
NDC	Contribuciones Determinadas a nivel Nacional
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
P2P	Peer-to-peer
PEL	Paquete de Energías Limpias
PR	Punto de Recarga
RD	Real Decreto
REcoop	Cooperativa Energética Renovable
REE	Red Eléctrica Española
TIR	Tasa Interna de Retorno [%]
UE	Unión Europea
VAN	Valor Actual Neto [€]
VE	Vehículo Eléctrico

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

En la sociedad moderna, la disponibilidad de energía está fuertemente relacionada con el nivel de vida y el bienestar de los seres humanos. De hecho, es tal la importancia de este factor que el incremento en el uso de energía tiene una alta correlación con el Índice de Desarrollo Humano (Figura 1). No obstante, el modo en que se genera, transporta y consume la energía actualmente tiene graves consecuencias a nivel medioambiental, económico y social que alumbran el gran reto de la transición energética en el siglo XXI. Esta transición debe conducir a la humanidad desde el sistema actual, caracterizado por su falta de sostenibilidad, a uno en que se emplee energías renovables (ER) y se haga uso de los recursos de forma sostenible. La humanidad afronta el enorme reto de conseguir una calidad de vida adecuada para los casi 8,000 millones de personas que habitan actualmente el planeta sin desestabilizar los procesos planetarios que permiten la vida humana en la Tierra (Steffen et al. 2015).

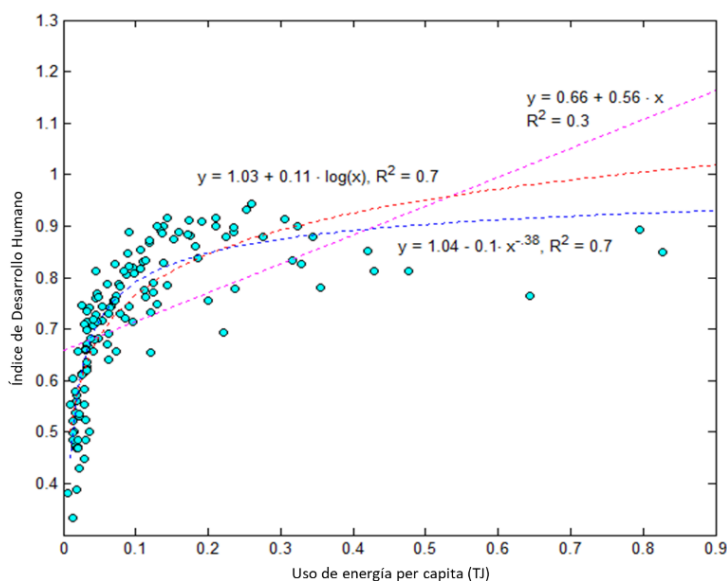


Figura 1. Índice de Desarrollo Humano frente al consumo de energía per cápita en 2012 en la que cada punto representa a un país diferente (UNDP 2016)

Con el objetivo de concretar las consecuencias negativas del modo en que se emplea la energía actualmente y el motivo por el que la transición a un mundo sostenible es necesaria, se ha elaborado la Figura 2. En esta figura se puede ver cómo la problemática derivada del consumo actual de energía extiende sus raíces hasta los conocidos tres pilares del desarrollo sostenible (ONU 2005): los pilares ambiental, económico y social.

En el ámbito ambiental, uno de los principales y más elementales problemas de un sistema con una economía de crecimiento infinito en un planeta finito, es el agotamiento de los

recursos cuando el consumo de los recursos se produce a un ritmo mayor que el de regeneración del recurso. Este agotamiento es consecuencia del crecimiento acelerado de la población y la sobreexplotación de los recursos naturales. El aumento de la población implica que sean necesarios más recursos para mantener el mismo nivel de vida actual ya que, en algún grado, cada ser humano consume recursos y genera residuos. Por otro lado, muchos de los recursos naturales se explotan por encima de sus posibilidades de regeneración. Son ejemplos de esta sobreexplotación los combustibles fósiles que, necesitando milenios para regenerarse, se están consumiendo en apenas 200 años, los bancos de peces o la deforestación (Lindenmayer 2017). De forma indirecta, la polución (Hussain, Khan y Zhou 2020), las prácticas agrícolas ineficientes y el desarrollo industrial y tecnológico de nuevas regiones en el mundo (Ulucak, Danish y Ozcan 2020; Danish et al. 2019) también inciden en el agotamiento al frenar la regeneración de los recursos.

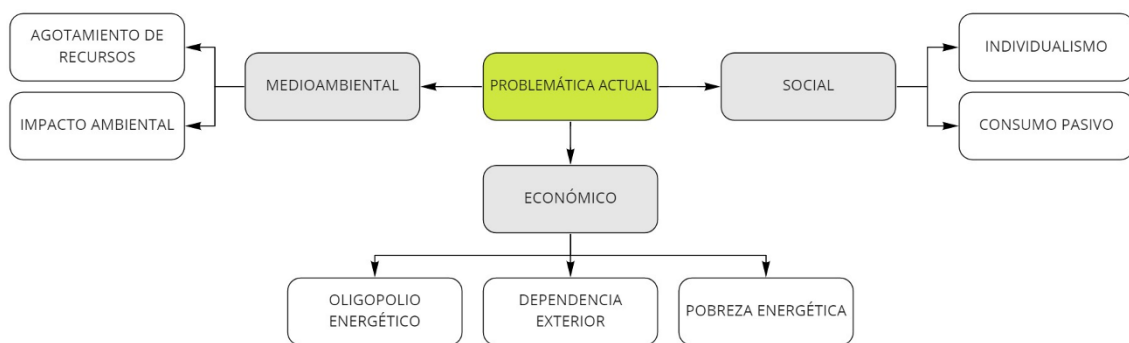


Figura 2. Problemática del uso actual de la energía en los ámbitos ambiental, económico y social.

Por otro lado, hay que considerar también el conjunto de efectos nocivos que tiene la actividad humana sobre el medioambiente. Un enfoque para evaluar estos impactos son los límites planetarios, que definen un espacio de actuación seguro para el desarrollo humano (Steffen et al. 2015); así, se han considerado nueve procesos fundamentales para la estabilidad del sistema Tierra y se han sugerido una serie de umbrales que, si llegaran a superarse, pueden poner en peligro la habitabilidad del planeta. En la Figura 3 pueden verse cuáles son estos límites planetarios y su estado en 2015, la última vez que se han evaluado, con respecto a los umbrales estimados como seguros. Concretamente, se ha señalado que son límites de importancia fundamental por sus interacciones con el resto de límites, el cambio climático y la integridad de la biosfera (Steffen et al. 2015). La evolución del cambio climático ha sido muy estudiada en las últimas décadas y se puede afirmar que está habiendo un calentamiento acelerado del planeta por la cantidad excesiva de gases de efecto invernadero que la sociedad emite (IPCC 2018); por lo tanto, el origen del efecto invernadero es humano y la principal solución a esto es la reducción de las emisiones de carbono. Por su parte, la biodiversidad se encuentra en claro descenso como muestran las altas tasas de extinción de especies observadas (Barnosky et al. 2011; WWF 2020) por lo que medidas de conservación de la naturaleza resultan imprescindibles. Además, los efectos del cambio climático y la pérdida de biodiversidad se potencian entre ellos (Lade et al. 2019), por lo que se genera un círculo de retroalimentación exponencial cuando los límites planetarios son afectados.

En el ámbito económico, uno de los principales problemas en el sector energético español es el oligopolio formado por las cinco mayores empresas eléctricas de España: Endesa,

Iberdrola, Naturgy, EDP y Viesgo. En 2013, estas cinco empresas controlaban el 72 % de la generación eléctrica del país, un 98 % de la distribución y el 80 % de la comercialización de electricidad (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Esta situación de dominio les permite colaborar de forma conjunta influyendo en el precio de mercado para su propio beneficio. De este modo, se generan barreras de entrada a nuevos competidores llegando incluso a expulsar a potentes compañías energéticas extranjeras. Al mismo tiempo, este dominio les otorga gran influencia sobre las políticas energéticas del estado evitando así incrementar las regulaciones del sector o la realización de una auditoría pública sobre los costes eléctricos. En consecuencia, el poder transformador de la política se ve maniatado por los intereses de las compañías que forman el oligopolio y, con ello, la transición energética.

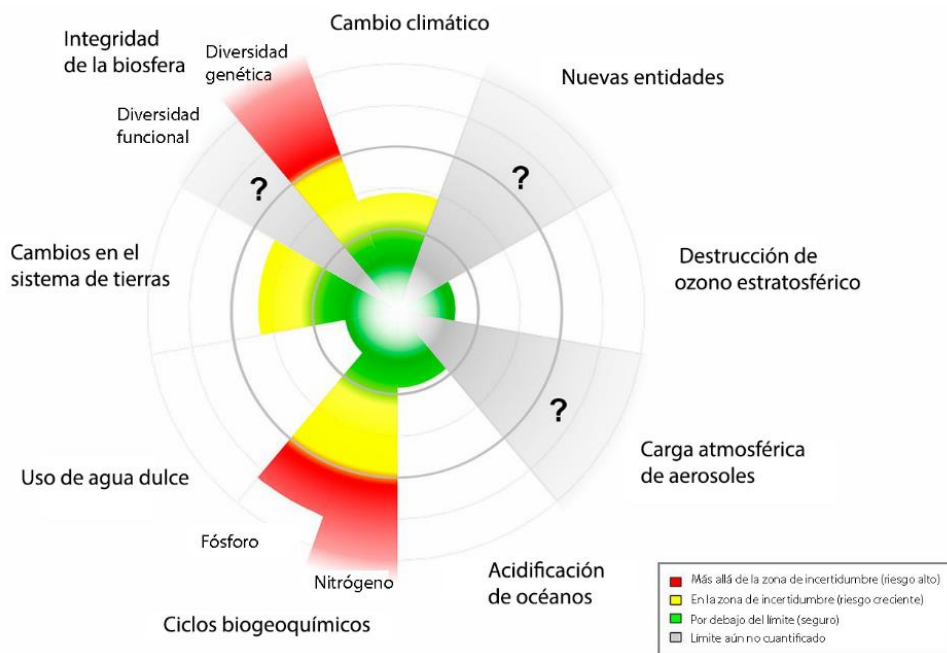


Figura 3. Estatus de los límites planetarios en 2015 (Steffen et al. 2015).

El oligopolio existente en el mercado eléctrico español puede ser, a su vez, una de las causas de que España sea uno de los estados miembros de la UE con los precios de la electricidad y gas natural más caros para consumidores domésticos; concretamente, en 2019 se situó en quinta posición tan sólo por detrás de Dinamarca, Alemania, Bélgica e Irlanda (Eurostat 2020). Una posición muy alejada de la que le correspondería según la renta per cápita de sus ciudadanos. Esto provoca que una parte importante de la población sufra algún modo de pobreza energética. Para evaluar cuánta gente está afectada por esta situación, se están empleando diferentes indicadores que se muestran en la Tabla 1. A partir de estos datos, el Ministerio para la Transición Ecológica en su Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 (MITECO 2019), concluía que «entre el 7.4% y el 17.3% de la población española se encuentra en situación de pobreza energética, porcentajes que corresponden a entre 3.5 y 8.1 millones de personas». No obstante, la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA) en su informe de Pobreza Energética en España (Tirado-Herrero, S; Jiménez-Meneses, L; López-Fernández, J.L.; Irigoyen-Hidalgo 2018) fue un paso más allá en su interpretación de estos indicadores y propuso considerar estos indicadores de forma aditiva, de forma que cada uno de ellos recoja algunas de las múltiples formas en que se expresa y se padece la pobreza energética. De esta forma, se ha estimado que en 2010 el número de personas afectadas por la pobreza energética era de 19.1

millones, lo que supone el 41 % de la población residente en España (Tirado-Herrero, S; Jiménez-Meneses, L; López-Fernández, J.L.; Irigoyen-Hidalgo 2018). Además, este informe señala a la Comunidad Valenciana entre las regiones más afectadas por este problema.

Tabla 1. Resultados de los indicadores de pobreza energética en España (MITECO 2019).

INDICADOR (% población)	2008	2014	2015	2016	2017
Gasto desproporcionado (2M)	15,9	16,6	16,6	16,7	17,3
Pobreza energética escondida (HEP)	14,6	13,2	12,2	12,6	11,5
Temperatura inadecuada de la vivienda en invierno	5,9	11,1	10,6	10,1	8
Retraso en el pago de las facturas	4,6	9,2	8,8	7,8	7,4

Otro grave problema económico es la dependencia energética exterior que se produce en la mayoría de los países por basar su suministro energético en combustibles fósiles que son extraídos y exportados mayoritariamente en unas pocas regiones del planeta. Esto conlleva, entre otras cosas, grandes costes para las economías dependientes, además de generar inseguridad en el suministro y en el precio de los crudos ya que los países exportadores suelen encontrarse en situación de inestabilidad geopolítica. De forma particular, en España se trata de un problema más grave aún si cabe ya que su dependencia exterior es de más del 73 %, 18 puntos por encima de la media de la Unión Europea (UE) (Foro Nuclear 2020). Para combatir este problema, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, el gobierno de España aspira a reducir su dependencia en 12 puntos en la próxima década (Figura 4).

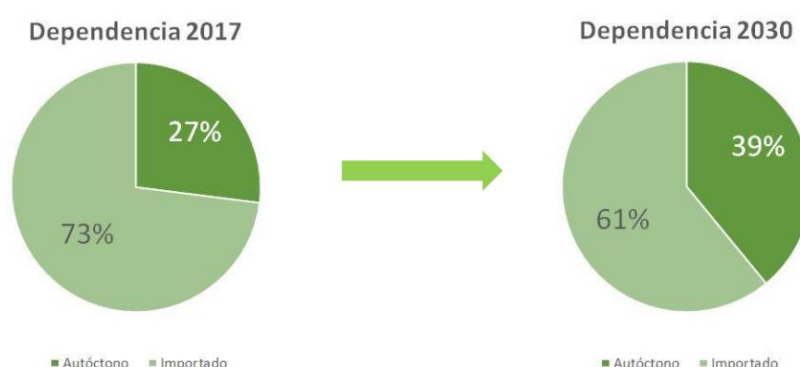


Figura 4. Reducción de la dependencia energética española del exterior según el borrador del PNIEC 2021-2030 (MITECO 2020a).

Por otro lado, la cultura tiene una gran importancia a la hora de lograr una sociedad sostenible, como ha sido señalado por filósofos, psicólogos y científicos ambientales (Komatsu, Rappleye y Silova 2019). En este ámbito, se puede afirmar que la cultura del individualismo está creciendo rápidamente en todo el mundo a lo largo de las últimas décadas (Santos, Varnum y

Grossmann 2017); ahora se enfatizan más valores como la independencia o la originalidad frente a las relaciones familiares o la conformidad social. Aunque no hay todavía una amplia base científica para relacionar los rasgos culturales con el impacto ambiental de una sociedad, en un reciente acercamiento a la cuestión (Komatsu, Rappleye y Silova 2019) se buscaron correlaciones empíricas entre el individualismo y la huella ecológica de distintos países. Si bien correlación no implica causalidad, sus resultados mostraron una fuerte relación entre sociedades individualistas y un mayor impacto ecológico. Por lo tanto, puede que sea momento de repensar los valores sociales que se ponen en valor y cómo se educa en las escuelas para alcanzar una sociedad sostenible y respetuosa con el medioambiente.

Por otra parte, al consistir el sector energético en un sistema eminentemente centralizado, el sistema se ha construido de modo que trata a los ciudadanos como meros consumidores pasivos sin formar parte alguna en la generación, distribución o comercialización de la energía. No obstante, si se quiere recolectar energía solar y eólica, el sistema debe adaptarse al recurso y ser mucho más distribuido lo cual acercará la generación eléctrica a la ciudadanía. El sistema actual centralizado es, por tanto, una barrera para la generación distribuida y la participación ciudadana hasta que no sea transformado para amoldarse a las nuevas circunstancias (Roberts, Bodman y Rybski 2014). Además, se ha observado que esta tradición de rol pasivo lleva a los ciudadanos a atribuir la responsabilidad en temas de sostenibilidad al Estado y no percibir la necesidad de acciones populares (Kooij et al. 2018).

La problemática descrita en este capítulo no es ajena a los órganos de decisión política del mundo y, por ello, en las últimas décadas se está tratando de alcanzar acuerdos internacionales para lograr solventar esta situación. Los acuerdos son fundamentales ya que estos problemas tienen un impacto global y, por tanto, su resolución debe ser un esfuerzo conjunto y colaborativo del mayor número posible de actores alrededor de todo el mundo. Para ello, en 1988, se creó el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC), un amplio grupo de expertos que asesora científicamente a la ONU al respecto, y en 1994 se fundó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que actualmente integra 196 estados que se reúnen anualmente.

Esta colaboración llevó a que, en 2016, se firmara el Acuerdo de París por el que se establece un marco global para evitar un cambio climático peligroso. Se trata del primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático mundial, adoptado en la conferencia sobre el clima de París (COP21) en diciembre de 2015. El objetivo central del Acuerdo de París es mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1.5 grados centígrados (CMNUCC 2020b). Además, el Acuerdo tiene por objeto fortalecer la capacidad de los países para hacer frente a los efectos del cambio climático. Para ello, el Acuerdo de París pide a cada país que esboce y comunique sus acciones climáticas posteriores a 2020, conocidas como sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés). En conjunto, estas medidas climáticas determinarán si el mundo alcanza los objetivos a largo plazo del Acuerdo de París (CMNUCC 2020a).

Por otro lado, en 2015 la ONU estableció la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en renovación de los Objetivos del Milenio. Esta Agenda 2030 se estructura mediante los

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) compuestos de 17 objetivos y 169 metas (ONU 2019). Estos ODS tienen gran relación con las NDC del Acuerdo de París, con lo que se pueden conseguir grandes sinergias entre la protección del clima y el desarrollo sostenible (Janetschek et al. 2019).

A nivel europeo, en 2008 tuvo lugar el lanzamiento del Pacto Europeo de los Alcaldes para el Clima y la Energía en el que se agrupan miles de gobiernos locales que de forma voluntaria se comprometen a implantar los objetivos en materia de clima y energía de la UE (Pacto de los Alcaldes 2020). Concretamente, València se unió a este pacto en 2009 y su objetivo actual es, considerando 2007 como año de referencia, reducir un 40 % las emisiones de CO₂, así como aumentar la eficiencia energética y el uso de energía procedente de fuentes renovables un 27 % para 2030 (Valencia 2017).

No obstante, actualmente los objetivos de estos acuerdos internacionales parecen difíciles de lograr debido a la inercia existente y los esfuerzos de Europa para incrementar su proporción de ER en la matriz energética están siendo sólo parcialmente exitosos. Por lo tanto, nuevos enfoques para la transición energética son necesarios (Hewitt et al. 2019). Son necesarios enfoques que favorezcan de forma transversal la sostenibilidad del sector de forma medioambiental, económica y social, combatiendo los problemas mencionados previamente. Por ejemplo, la instalación centralizada de centrales de ER no encaja con el nuevo sistema ya que, por un lado, las ER se encuentran dispersas, y, por otro, no se logra involucrar a la población en la transición energética. Por esto, la producción eléctrica está en plena transición de una red de suministro eléctrico centralizada a una producción distribuida. En particular, una de las formas en mayor crecimiento de generación distribuida es el autoconsumo energético. El autoconsumo se trata del proceso por el cual un individuo satisface sus propias necesidades de electricidad generando y consumiendo energía, convirtiéndose en lo que se conoce como prosumidor¹. En la actualidad, puede encontrarse en forma de autoconsumo individual, autoconsumo compartido o como una comunidad energética (Figura 5).

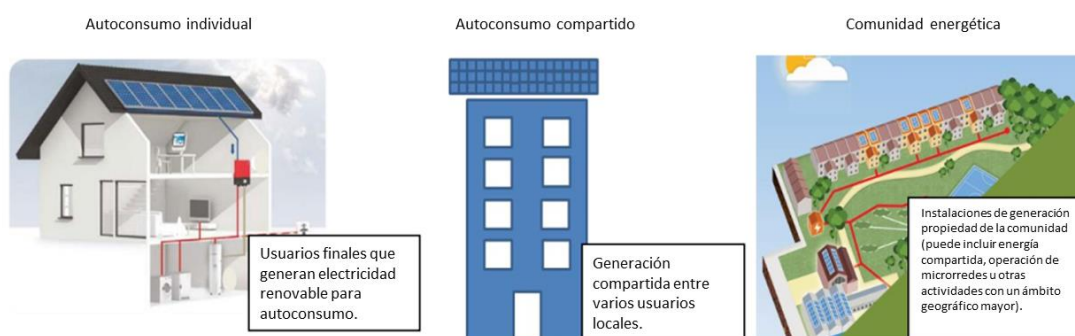


Figura 5. Diagrama comparando el autoconsumo individual, compartido y las comunidades energéticas. Adaptado de: (CEER 2019).

El autoconsumo individual es la forma más extendida de autoconsumo hoy en día porque únicamente es necesaria la voluntad de un usuario para llevarse a cabo. Sin embargo, tiene limitaciones que deben ser consideradas. Por un lado, se necesita disponer del espacio para realizar la instalación y, por otro, del capital de inversión para realizar la instalación

¹ Acrónimo de las palabras «productor» y «consumidor». Son usuarios que tienen la capacidad de producir su propia energía o la flexibilidad suficiente en su demanda para consumir energía de manera independiente a la red, compartirla, almacenarla o verterla al sistema.

completa. Además, sólo hay una carga que cubrir con la instalación y, por lo tanto, sólo una curva de carga que gestionar. Esto proporciona muy poca flexibilidad en cuanto a la gestión de la carga, la eficiencia energética, el ahorro en punta y la reducción de los requisitos de almacenamiento de energía.

Para hacer frente a estas barreras, el autoconsumo compartido y las comunidades energéticas presentan ciertas ventajas. En primer lugar, facilita el acceso a espacios apropiados para la generación distribuida a usuarios que no disponen de espacio para hacer un autoconsumo individual. Un ejemplo claro es el aprovechamiento de tejados de bloques de pisos por parte de propietarios de pisos. Además, la inversión necesaria por parte de cada individuo puede escalarse en función de sus posibilidades financieras ya que sólo necesitan adquirir una parte de la producción energética. Como es lógico, tiene también beneficios económicos al aprovechar el factor de economía de escala. Los materiales, la mano de obra, los permisos o los seguros resultan más baratos en mayores volúmenes, sin mencionar el ahorro que supone usar menos aparatos electrónicos y la reducción de los costos de mantenimiento (Moussa 2019; Lázcoz 2016). Al mismo tiempo, facilita el aspecto técnico y burocrático del proyecto a todas las personas implicadas permitiendo que expertos lleven a cabo estas tareas en nombre de la comunidad. Esto se aplica al diseño de la instalación, la promoción y el mantenimiento durante la vida útil (Baigorrotegui y Parker 2018). El autoconsumo colectivo posibilita además la agregación de diferentes demandas, facilitando el proceso de casación con la demanda. Al tener muchas cargas conectadas a la instalación, la eficiencia puede mejorarse gestionando el reparto energético de la producción renovable y el consumo en el lado de la demanda. En general, al haber más elementos participando en el sistema se consigue mayor flexibilidad para que la comunidad se beneficie de la energía generada. De esta manera, la energía solar compartida es una solución alternativa para ofrecer energía solar más accesible y asequible a los usuarios que o bien no pueden poseer una instalación solar completa o no tienen el lujo del espacio para instalar una.

Por todo esto, para lograr una sociedad sostenible es necesaria una gran expansión de las renovables en el contexto de una red eléctrica más inteligente y flexible y la electrificación de gran parte del transporte y otros productos o procesos que actualmente emplean combustibles fósiles para su funcionamiento (IRENA 2019). Además, la participación de la ciudadanía será vital a la hora de asegurar que la transición energética involucra a todas las personas y no deja a nadie atrás. En esta línea, en junio de 2018, la UE acordó un marco jurídico para los prosumidores como parte de la refundición de la Directiva sobre energías renovables (RED II), que entró en vigor en diciembre de 2018 (EU 2018). Los 28 Estados miembros de la UE tienen ahora hasta junio de 2021 para transponer la RED II a la legislación nacional y, a partir de entonces, los consumidores, como prosumidores, tendrán derecho a consumir, almacenar o vender las ER generadas en sus instalaciones (Lowitzsch, Hoicka y van Tulder 2020). Estos derechos se pueden ejercer de forma individual como hogares o PyMES no energéticas, de forma colectiva como ocurre en comunidades de vecinos o formando parte de una comunidad de energía renovable (CER) organizada como una entidad independiente (Art. 22 RED II). Las «comunidades energéticas» se mencionan y se definen tanto en la RED II como en la IEMD, así como el concepto de «reparto de energía» dentro de ellas.

Todo este impulso a la electrificación de cargas y el empleo de ER trae de la mano el empleo de dos nuevas tecnologías. Por un lado, las ER de mayor crecimiento son la energía solar

fotovoltaica y la eólica (IEA 2020) que se trata de fuentes energéticas no gestionables. Esto trae consigo la necesidad de almacenar la energía en momentos de excedentes de potencia para poder disponer de energía en momentos en que no haya suficiente generación renovable. En el sector residencial, como respaldo al autoconsumo, la tecnología de almacenamiento que más se está empleando son las baterías de ion litio. No obstante, debido a su elevado coste de inversión puede que el valor que aporten a los usuarios residenciales no sea suficiente. Aun así, el empleo de baterías en comunidades energéticas puede favorecer el proceso de casación entre la potencia generada y la demanda de la comunidad reduciendo los intercambios con la red, al mismo tiempo que optimiza los costes de inversión al aplicar economía de escala sin perder la cercanía entre generación y consumo (Dai, Esmailbeigi y Charkhgard 2021).

Por otro lado, uno de los sectores en los que mayor necesidad hay de electrificar su consumo es el del transporte ya que actualmente depende mayoritariamente, 95 %, en combustibles fósiles y consume el 55 % de estos combustibles a nivel global (de Blas et al. 2020). Una de las soluciones disponibles para reducir la huella de carbono de este sector es la electrificación del sector; lo que para los usuarios residencial se traduce en el empleo de vehículos eléctricos (VE) en lugar de vehículos de combustión interna. De momento la penetración de los VE al parque automovilístico español no es muy alta (ANFAC 2021) pero su presencia en el futuro es ineludible por lo que se debe estudiar su impacto a todos los niveles. Uno de los potenciales beneficios de los VE es la posibilidad de emplear las baterías de los vehículos estacionados como sistemas de almacenamiento y gestión energética para comunidades de energía (Felgenhauer et al. 2016).

El contexto español en relación con el autoconsumo tiene ciertas particularidades que hacen que su estudio sea de especial interés. La nueva legislación europea mencionada antes ha forzado a la legislación en materia de energía en España a dar un giro radical. La legislación previa imponía obstáculos e impuestos al autoconsumo que esta nueva legislación ha eliminado (Gallego-Castillo, Heleno y Victoria 2021). Este nuevo aire al autoconsumo en España puede ser clave para alcanzar sus objetivos climáticos y reducir su dependencia energética. No sólo por emplear electricidad de origen renovable, sino además por el impulso que puede suponer a la electrificación de cargas residencial como el uso del gas natural para la calefacción (Gallego-Castillo, Heleno y Victoria 2021). En el año 2016 el consumo del sector residencial representó el 18,3 % del consumo de energía final total mientras que el 23 % de esta demanda se cubre con gas natural, fracción que sigue creciendo año a año (IDAE 2019b). No obstante, la política energética errática que ha llevado a cabo España primero impulsando la fotovoltaica [2007 – 2008], creando una burbuja de rentabilidad [2009 – 2011], hasta la final destrucción del sistema de apoyo a las renovables [2012 – 2015] (Roldán Fernández, Burgos Payán y Riquelme Santos 2021) han llevado a la sociedad a sentirse desconectada enfatizando la sociedad del individualismo y la pasividad frente el autoconsumo, la transición energética y la descarbonización de la sociedad. Por tanto, es muy plausible que la población de España sea reticente a invertir en autoconsumo por falta de interés y desconfianza, además de no disponer muchas veces de los medios necesarios tal como señalan los indicadores de pobreza energética indicados previamente. A esto se suma que casi el 90 % de la población española vive en ciudades (Gutiérrez, Moral-Benito y Ramos 2020) con lo que la mayoría de la población no dispone de un tejado propio, esto limita fuertemente el potencial de crecimiento del autoconsumo individual.

Esto abre la puerta al desarrollo del autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas para aprovechar lo máximo posible las superficies disponibles en las ciudades para el autoconsumo de la ciudadanía residente en España. No obstante, la incertidumbre de la población es una importante barrera que se necesita superar para que este desarrollo sea exitoso. Para disipar esta incertidumbre hará falta información rigurosa que de seguridad a la gente antes de involucrarse en una comunidad e invertir en una instalación de autoconsumo. Por ello, este trabajo se propone estudiar la viabilidad de comunidades energéticas en el contexto español empleando las diferentes tecnologías que parece tendrán un mayor peso dentro del autoconsumo residencial (fotovoltaica, baterías de ion litio y vehículos eléctricos) y bajo diferentes escenarios (comunidades de pequeño o gran tamaño, consumos residenciales o comerciales, coeficientes de reparto estáticos o dinámicos).

1.2 Objetivos

Este trabajo consiste en la evaluación energética y económica de una comunidad energética local (CEL). En primer lugar, se desarrollará una metodología y un modelo matemático aplicable a cualquier CEL que, posteriormente, se aplicará a un caso de estudio. Este caso de estudio será una CEL instalada en València sobre un edificio de uso público como es el edificio de Las Naves que emplea una instalación solar fotovoltaica de 100 kW para alimentar a residentes y comercios que consuman su energía dentro de un radio de hasta 500 metros del punto de generación.

Así pues, el objetivo general de este trabajo es el de estudiar cuál es la mejor forma de repartir la energía entre usuarios de una CEL en el ámbito urbano para maximizar los beneficios económicos. Este es un objetivo de gran importancia para comprender y aplicar las CEL ya que estos proyectos requieren ser viables económicamente para que se lleven a cabo. Además, hay que considerar que la práctica totalidad de usuarios que se unen a una CEL tiene entre sus objetivos reducir su factura eléctrica.

Para cumplir con este se han planteado diversos objetivos específicos. En primer lugar, se desea demostrar que es posible desarrollar una metodología y un modelo matemático asociado para definir y simular una CEL en operación. Esto servirá para obtener resultados técnicos y económicos lo más cercanos a la realidad posible, en lugar de emplear días tipo o baremos estadísticos demasiado generales.

En segundo lugar, se desea conocer la mejor forma de repartir la energía entre los usuarios. Se están planteando diferentes posibilidades en la normativa española (concretamente, el empleo de coeficientes estáticos o dinámicos) y es importante evaluar cuál es la mejor opción y cuantificar la diferencia.

En tercer lugar, el objetivo específico busca analizar qué proporción de usuarios residenciales y comerciales favorece más la economía de la CEL. Al querer suministrar energía a usuarios de consumo residencial y comercial, conocer cuál es la proporción idónea para abastecer a usuarios residencial o comerciales es importante a la hora de constituir y gestionar una CEL para maximizar los beneficios que puede generar.

En cuarto lugar, otro objetivo específico de este trabajo va a consistir en evaluar el potencial de tecnologías de almacenamiento y gestión energética. En concreto, se van a evaluar la instalación de baterías estacionarias y de puntos de recarga para vehículos eléctricos

gestionables. Por lo general, demanda y producción energética no van a casar por lo que este tipo de sistemas pueden representar una gran herramienta para ayudar a gestionar la energía disponible de la forma más eficiente posible almacenando excedentes y reduciendo la compra de electricidad a la red en momentos pico. No obstante, la inversión necesaria en estos equipos es aún elevada por lo que es necesario hacer un balance económico para determinar si son rentables. Además, se va a evaluar qué tamaños y configuraciones mejoran la rentabilidad de estas tecnologías.

1.3 Motivación

Este trabajo parte desde el conocimiento de los antecedentes descritos anteriormente y se desea mitigar la problemática existente alrededor de la energía. Al tratarse de una herramienta que permitirá a los habitantes de ciudades de todo el mundo producir y consumir su propia energía, las CEL son fundamentales a la hora de lograr una transición energética urbana satisfactoria. Por lo tanto, es necesario estudiarlas en profundidad para lograr obtener el máximo beneficio de ellas.



Figura 6. ODS que persigue este trabajo.

En lo que respecta al aspecto ambiental de la problemática del sistema energético, las CEL fortalecen los objetivos del Acuerdo de París al emplear ER y mejorar la eficiencia en el uso de la electricidad. Además, persigue cuatro de los ODS establecidos por la ONU (Figura 6): el objetivo 7 por una energía asequible y no contaminante, el objetivo 11 por unas ciudades y comunidades sostenibles, el objetivo 12 por una producción y consumo responsables y el objetivo 13 por la acción por el clima. Por otro lado, este trabajo también va en línea con los objetivos de València de cara al Pacto Europeo de los Alcaldes. En el ámbito económico, al tratarse del aprovechamiento por parte de ciudadanos y PyMES de una fuente energética local, obtienen soberanía energética abasteciéndose de forma alternativa al oligopolio formado por la aelēc. A su vez, reduce la dependencia energética del exterior al emplear fuentes de energía local y potenciar la electrificación de otras cargas residenciales que actualmente se cubren con gas natural y otras fuentes fósiles (Gallego-Castillo, Heleno y Victoria 2021). Además, las CEL tienen potencial también para reducir la pobreza energética al reducir las facturas eléctricas de los usuarios. En el ámbito social, las CEL consiguen involucrar a los ciudadanos en el sistema energético sacándolos de su posición de usuarios pasivos e involucrándolos en la producción y gestión de energía de forma directa. Además, al formar una comunidad con sus vecinos se combate el individualismo existente fortaleciendo los lazos sociales en el barrio y abre la puerta a futuras acciones colectivas. En conclusión, las CEL tienen el potencial de favorecer el desarrollo sostenible en base a sus tres pilares fundamentales: medio ambiental, económico y social. Este trabajo trata de evaluar si este potencial es respaldado por una base realista y objetiva. Ser

capaces de cuantificar los resultados de las comunidades energéticas para obtener estimaciones realistas es fundamental para reducir la incertidumbre de los potenciales participantes.

La intención de este trabajo inicialmente era evaluar el impacto social que pueden generar las CEL; es decir, las fortalezas y barreras para su implementación, la magnitud que puede tener en la reducción de las tarifas eléctricas o en la lucha contra la pobreza energética, entre otros asuntos. No obstante, al tratarse de una herramienta innovadora, hay una ausencia significativa de datos técnicos en los que basar a un estudio objetivo y concluyente. Por ello, se decidió afrontar el análisis de las CEL desde un punto de vista técnico con la perspectiva de que los resultados energéticos y económicos puedan arrojar luz sobre algunos aspectos sociales de las CEL. Este proceso aparece ilustrado en la Figura 7 donde se ve cómo la idea inicial de realizar un análisis completo de los aspectos sociales de una CEL fue descartada en favor de un análisis técnico-económico que pudiera dar cimientos a un análisis del ámbito social, aunque sea parcial.

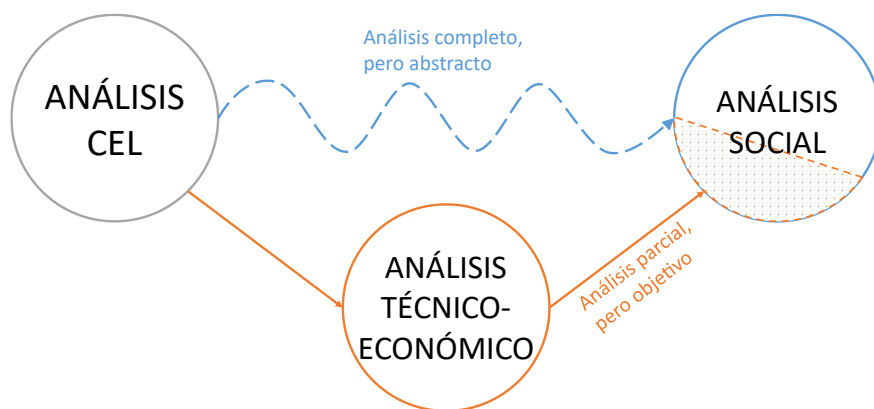


Figura 7. Proceso de desarrollo de los objetivos del trabajo.

1.4 Alcance

Para calcular los resultados técnico-económicos que se pueden obtener de una CEL, este trabajo desarrolla una metodología y un modelo matemático que optimiza de forma estocástica la instalación de una CEL a partir del conjunto de datos climáticos, curvas de carga y especificaciones técnicas de los dispositivos empleados. Este modelo proporciona resultados económicos y energéticos de la CEL para poder analizar posteriormente en función de los diferentes valores de las variables de diseño, qué configuración es la más apropiada para cada situación. En este trabajo se ha aplicado la metodología desarrollada a un caso de estudio concreto para la ciudad de València; no obstante, la metodología puede emplearse para la optimización de otras comunidades energéticas en otras regiones del mundo siempre que se provea al modelo de los datos necesarios. El caso de estudio consiste en una instalación fotovoltaica de 100 kW en área urbana con demandas eléctricas compuestas de cargas residenciales y comerciales. Estas cargas se definen a partir de datos reales de consumo hora a hora de puntos residenciales y comerciales de València a lo largo de un año completo y, de este mismo modo, se han empleado precios de la electricidad reales tanto para la adquisición como para la venta de excedentes. No obstante, el modelo desarrollado no considera la incertidumbre en la previsión de las demandas futuras. Por otro lado, para la CEL de este trabajo no se considera la posibilidad de emplear otros sistemas de generación renovable (como, por ejemplo, un aerogenerador) para construir un sistema híbrido. Tampoco se estudian sistemas de energía térmica como sistemas centralizados de producción de frío o calor. A su vez, no se analiza el

impacto que tendría para la CEL la participación de cargas industriales. Además, no se estudia el potencial de instalaciones de mayor potencia ya que la normativa aplicable cambia a partir de la potencia de 100 kW.

Por otro lado, para la gestión energética se consideran los intercambios con la red nacional, la instalación de baterías estacionarias o los puntos de recarga para VE que puedan gestionarse por la CEL. Al respecto de las baterías, se considera el reemplazo de éstas pasado el número de ciclos indicado por el fabricante, pero no se estudia en detalle su proceso de degradación. Por su parte, los VE se modelan a partir de patrones de uso de vehículos particulares basado en la literatura científica estimando de forma probabilística las horas de salida y llegada al punto de recarga, así como la distancia recorrida por el VE. Aunque se considera cómo las variaciones en el precio de la red afectan a la economía de la CEL, no se ha considerado el modo en que la CEL puede potencialmente impactar en la red. Por otro lado, no se estudian otras tecnologías como el almacenamiento en otros vectores como hidrógeno o amoníaco y su empleo en pilas de combustible ni otras formas de gestión energética como la aplicación de medidas de respuesta de la demanda o el impacto de la electrificación de cargas térmicas.

A su vez, el reparto energético se ha evaluado optimizando coeficientes estáticos o dinámicos empleándolos tal y como se han descrito en la legislación actual. De este modo se obtiene qué coeficientes ofrecen los mejores resultados económicos para la CEL. Sin embargo, en este trabajo no se evalúan los costes para cada usuario de la CEL. Por ejemplo, en el caso de emplearse vehículos eléctricos, los usuarios de dichos vehículos deberían ser los responsables de los costes eléctricos que generan a la comunidad, pero en este trabajo se imputa y afecta a la rentabilidad de la CEL en su conjunto.

1.5 Normativa

La normativa aplicada a la hora de desarrollar este trabajo ha sido la siguiente. En el ámbito europeo:

- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

En el ámbito estatal, se aplican las siguientes normas:

- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

En el ámbito autonómico:

- Decreto ley 14/2020 del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Plan para el fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana. Horizonte 2030. Publicado por Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) de la Conselleria de Economía Sostenible, Sectores Productivos Comercio y Trabajo.

Además, dos normas en trámite se han tenido en cuenta para a la hora de establecer los escenarios futuros:

- Proyecto de ley de cambio climático y transición energética.
- Proyecto de orden por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 244/2019 para la implementación de coeficientes de reparto dinámicos en autoconsumo colectivo.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Comunidades de Energía Local

2.1.1 Concepto de Comunidad Energética Local

El concepto de CEL puede ser abstracto ya que llevan a cabo diversas actividades dentro del sector energético y tener características heterogéneas (Heras-Saizarbitoria et al. 2018). Esto se debe, probablemente, al haber existido durante décadas sin una regulación propia, acogiéndose a las diferentes regulaciones existentes. Para definir una CEL hay que hacer referencia tanto a sus aspectos tecnológicos como a sus aspectos sociales. De este modo, desde el punto de vista tecnológico, las CEL están fuertemente relacionadas con el uso de ER y tienden a emplear GD a pequeña escala. Mirando el lado social de la CEL, se caracterizan por la toma de decisiones participativas, la propiedad comunitaria de la entidad y la proximidad entre producción y consumo. No obstante, muchas veces las CEL se definen también en función de sus resultados, destacando la movilización y transformación de la comunidad modificando sus comportamientos hacia prácticas más sostenibles. Otra manera de definir el concepto puede ser por sus opuestos, ya que las CEL descartan la participación de grandes compañías o agencias gubernamentales (Brummer 2018).

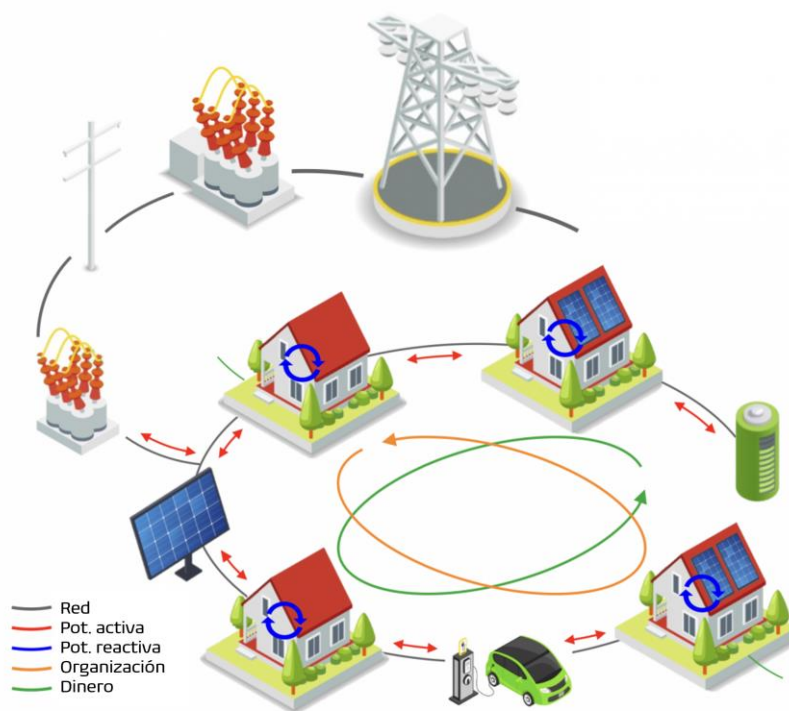


Figura 8. Representación conceptual de una comunidad energética local en la que se observan las posibilidades más habituales que pueden incluir (adaptado desde (INTERACT 2021)).

Para concretar, este trabajo va a emplear el marco legal y las definiciones que éste aporta para este concepto ya que, aunque teóricamente el concepto de «comunidad energética» pueda ser más amplio que el contenido en la legislación; a la práctica, si una entidad no puede enmarcarse en estas definiciones, no podrá disfrutar de los derechos que la legislación otorga a las comunidades energéticas. Como se ha indicado previamente, el PEL se ha completado en 2019 y abre nuevos caminos para los consumidores al reconocer, por primera vez en la legislación de la UE, el derecho de los ciudadanos y las comunidades a participar directamente en el sector de la energía. A su vez, reconoce formalmente y establece marcos legales para ciertas categorías de energía comunitaria como «comunidades energéticas».

Así, las comunidades energéticas se definen en dos leyes separadas del PEL. Por un lado, la Directiva (UE) 2018/2001 sobre Energía Renovable establece el marco para las «comunidades de energía renovable» (CER) circunscribiéndose únicamente a las energías renovables, pero pudiendo emplear tanto energía eléctrica como térmica. Por su parte, la Directiva (UE) 2019/944 sobre el Mercado Interior de la Electricidad introduce nuevos papeles y responsabilidades para las «comunidades de energía ciudadana» (CEC) en el sistema energético que cubre todos los tipos de electricidad, pero no tiene que ser energía renovable necesariamente (Caramizaru y Uihlein 2020).

Aunque las entidades definidas por cada Directiva no son iguales, tienen varios elementos conceptuales en común:

- **Administración:** la participación en la debe ser «libre y voluntaria». Esto implica que el proyecto debe permitir a todos los usuarios potenciales unirse de forma no discriminatoria. Del mismo modo, los miembros tienen derecho a abandonar la comunidad energética sin perder acceso a la red eléctrica.
- **Propiedad y control:** la participación y el control efectivo debe ser llevado a cabo por ciudadanos, autoridades locales o PyMES cuya actividad principal no sea el sector energético.
- **Propósito:** el propósito principal de estas entidades debe ser el de generar beneficios sociales y ambientales más que generar beneficios financieros. Por esto las Directivas describen las comunidades energéticas como actores de tipo no-comercial.

No obstante, las comunidades energéticas renovables y las comunidades energéticas ciudadanas difieren en varios puntos que se han tratado de resumir en la Tabla 2.

Tabla 2. Diferencias características entre Comunidades Energéticas Ciudadanas y Comunidades Energéticas Renovables (CEER 2019).

	Comunidades Energéticas Ciudadanas (CEC)	Comunidades Energéticas Renovables (CER)
Miembros	Personas físicas, autoridades locales (incluidos municipios) o pequeñas empresas y microempresas.	Personas físicas, autoridades locales (incluidos municipios) o pequeñas empresas y microempresas, siempre que en el caso de las empresas privadas su participación no constituya su actividad comercial o profesional principal.

	Comunidades Energéticas Ciudadanas (CEC)	Comunidades Energéticas Renovables (CER)
Limitación geográfica	Sin limitación geográfica. Los Estados Miembro pueden autorizar CEC transnacionales.	Los miembros deben estar situados en las proximidades de los proyectos de energía renovable que son propiedad de la CER.
Actividades permitidas	Sus actividades están limitadas al sector eléctrico.	Pueden trabajar en todos los sectores energéticos.
Tecnologías	Tecnología neutra.	Limitado a tecnologías energéticas renovables.

Este trabajo consiste en una CER ya que se empleará energía renovable de origen solar, los miembros serán usuarios próximos al punto de generación y en ningún caso se tratará de empresas del sector de la energía. Así, en este trabajo se empleará la definición legal proporcionada por la Directiva 2018/2001 de en el artículo 2.16 para Comunidad de Energías Renovables (EU 2018):

«comunidad de energías renovables’: una entidad jurídica:

a) que, con arreglo al Derecho nacional aplicable, se base en la participación abierta y voluntaria, sea autónoma y esté efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya desarrollado;

b) cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios;

c) cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera, en lugar de ganancias financieras;»

España inicialmente transpuso esta directiva en el RD 244/2019 que regula el autoconsumo en España. En dicho RD se ha introducido el concepto de autoconsumo colectivo que define de la siguiente manera (BOE 2019):

«Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.»

Por otro lado, el RD 23/2020 añade las CER a la lista de sujetos que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico en el apartado 1 del artículo 6; transponiendo definitivamente el concepto de CER desde la Directiva 2018/2001. Concretamente, el epígrafe j) define las CER del siguiente modo:

«j) Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.»

Se puede observar que esta definición condensa en unas pocas líneas el concepto de CEL que se trabajaba en la literatura científica. De este modo, las comunidades de energía local quedan reguladas mediante la definición en las normas de las comunidades de energía renovable.

2.1.2 Beneficios de las CEL

Aunque ya se han señalado algunos de los beneficios de las CEL para apuntar su potencial de cara a cumplir los objetivos de desarrollo sostenible y la consecución de una transición energética justa y transformadora, cabe definir con mayor detalle los beneficios que aportan este tipo de entidades para las personas participantes y la sociedad en general. Estos son los aspectos de las CEL que se desean potenciar a la hora de diseñar y fundar una CEL y los aspectos resultados técnicos que se obtendrán de este trabajo deben apoyarse de la comprensión de estos beneficios a la hora de escoger qué configuración de CEL es la más deseable. Para abordar este asunto, Vasco Brummer agrupó los beneficios de las comunidades energéticas en siete categorías (Brummer 2018) y se va a aprovechar esa clasificación para estructurar esta sección. Tal como señala Brummer, hay que tener en cuenta que muchos de estos beneficios podrían corresponder a distintas categorías ya que la clasificación es artificial y unos beneficios se apoyan en otros.

2.1.2.1 Beneficios económicos

A nivel económico, las CEL generan beneficios económicos de forma directa e indirecta. Los beneficios directos provienen de la reducción de facturas, la venta de energía o, incluso, el alquiler de activos pertenecientes a la comunidad (Walker 2008; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Brummer 2018; Caramizaru y Uihlein 2020; Heras-Saizarbitoria et al. 2018). Además, al realizarse de forma colectiva, se aprovecha la economía de escala; los materiales, la mano de obra, los permisos, los seguros... es todo más barato con mayores volúmenes. También se genera ahorro de dinero como resultado de usar menos aparatos electrónicos y la reducción de los costos de mantenimiento (Lázcoz 2016; Moussa 2019). Esto es aún más beneficioso cuando se realiza en comunidades o regiones marginadas, reduciendo sus costes y dependencia energética (Romero-Rubio 2015; Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Walker 2008).

De forma indirecta, se generan beneficios económicos al reducir los costes asociados al servicio de red flexibilizando la demanda y reduciendo el pico de demanda local (Caramizaru y Uihlein 2020). Además, se puede estimular la economía local mediante la creación de empleo y el apoyo a los negocios locales (Brummer 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Romero-Rubio 2015) y puede mejorar tanto la inclusión social como la salud general de la población apoyando medidas de ahorro energético, programas sociales, servicios comunitarios y luchas contra problemas medioambientales (Brummer 2018; Walker 2008). A su vez, las CEL a menudo apoyan actividades y servicios locales aunque no actúen en el ámbito energético (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018).

2.1.2.2 Educación y aceptación

En líneas generales, la participación en CEL ofrece a los usuarios un mejor conocimiento y entendimiento de las tecnologías energéticas empleadas (Brummer 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015), así como experiencia en la ejecución y gestión de proyectos comunitarios (Brummer 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015). Esto suele conllevar que la percepción hacia las ER mejora al aumentar la atención de los miembros hacia los problemas medioambientales, se tiene en cuenta su voluntad y se comprende la importancia del ahorro energético (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Walker 2008). Además, de cara al exterior, las CEL en funcionamiento sirven de ejemplo y apoyo a otras CEL que quieran fundarse (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Hewitt et al. 2019).

2.1.2.3 Participación

Las CEL facilitan la participación en la industria energética de personas que no disponen de los medios ni el espacio necesario para realizar el autoconsumo de forma individual (Brummer 2018; Hewitt et al. 2019; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Romero-Rubio 2015; Hess y Lee 2020). Gracias a esta participación de nuevos sectores sociales, se aumenta la consciencia social hacia los problemas relacionados con la generación y el consumo de energía, así como la necesidad de transformar el sistema actual hacia uno más sostenible (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Esto provoca que la actitud frente al consumo de energía cambie y se promueva un comportamiento más sostenible (Brummer 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015). En última instancia, todo esto conduce además a aumentar la capacidad de participación y la implicación de los ciudadanos en el proceso político de la transición energética (Brummer 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015).

2.1.2.4 Protección del clima y sostenibilidad

La participación en una CEL fomenta que los usuarios relacionen fuertemente el consumo de energía con el cambio climático (Brummer 2018). Por esto, los usuarios son más receptivos a llevar a cabo compromisos éticos y ambientales llevando un estilo de vida más sostenible (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Walker 2008).

2.1.2.5 Construcción de comunidad y autorrealización

La construcción de CEL aumenta la cohesión social a nivel local (Romero-Rubio 2015), generando un sentido de comunidad y creando la confianza necesaria en el proyecto para alentar a más personas a convertirse en prosumidores (Lázcoz 2016). En general, los participantes tienen niveles de autorrealización, orgullo y felicidad más elevados (Brummer 2018). Al identificarse con la comunidad, los usuarios aumentan su interés y participación (Brummer 2018) lo que potencia el impacto de las CEL a todos los niveles.

Las comunidades toman sus propias decisiones de forma autónoma al mercado energético, las grandes empresas o los poderes gubernamentales lo que facilita que promuevan inversiones locales y desarrollos para la comunidad (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Romero-Rubio 2015; Walker 2008). Las CEL incentivan a la gente a tomar decisiones con vista a plazos más largos proporcionando expectativas comunes (Heras-Saizarbitoria et al. 2018). Esto, a su vez, mejora la resiliencia de la comunidad frente a situaciones desesperadas (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015; Walker 2008).

2.1.2.6 Objetivos de generación de energía renovable

Las CEL facilitan la consecución de los objetivos de generación renovable de la región. Por un lado, al construir directamente instalaciones nuevas (Romero-Rubio 2015; Brummer 2018) y, por otro, cuando compran energía con certificados renovables o apoyan campañas y medidas relacionadas con ello (Brummer 2018). Además, suponen una nueva forma de financiación y recaudación de capital para el sector de las ER (Brummer 2018).

Desde un punto de vista más amplio, las CEL actúan como agentes de cambio demandando cambios políticos para que la energía se trate como un derecho de todos los ciudadanos y no un servicio para vender al mayor postor (Hewitt et al. 2019) por lo que tratan de obtener condiciones más justas para la participación en el mercado energético (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018).

2.1.2.7 Innovación

Las CEL generan innovación tanto a nivel tecnológico como a nivel social. A nivel tecnológico favorecen la transformación del sector energético con la incorporación de los prosumidores a la red eléctrica, el uso de tecnologías blockchain o P2P y, en general, potenciando la constitución de redes inteligentes (Caramizaru y Uihlein 2020; Walker 2008). Al mismo tiempo, el autoconsumo colectivo permite la agregación de la demanda (Walker 2008); al tener diversas cargas conectadas a la instalación, se puede mejorar la casación entre generación y demanda de la CEL solapando diferentes demandas y con sistemas de respuesta de la demanda. En general, al haber más elementos participando en el sistema se consigue mayor flexibilidad para que la comunidad se beneficie de la energía generada. Además, separar el punto de generación y de consumo permite aprovechar los mejores emplazamientos de la zona para la producción eléctrica.

A nivel de innovación social, este modelo supone una nueva forma de acceso al mercado eléctrico por parte de personas sin conocimientos técnicos al permitir que expertos lideren estas tareas en la comunidad; esto se aplica al diseño de la instalación, la promoción y el mantenimiento durante la vida útil (Baigorrotegui y Parker 2018). Además, las CEL construyen

nuevas formas y normal sociales entre individuos (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Measuring the Co-operative Difference Research Network 2015) y, de hecho, sirven como incubadoras de ideas para ser más tarde adoptadas por otros sectores más amplios de la sociedad (Hewitt et al. 2019). Por último, es importante destacar que traslada la propiedad de los medios de producción de energía a los ciudadanos (Heras-Saizarbitoria et al. 2018) y ofrece una alternativa al mercado del oligopolio más transparente y competitiva (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018).

2.1.3 Barreras para las CEL

A la hora de diseñar la CEL, se debe considerar qué barreras existen para que el proyecto tenga éxito. De nuevo, el objetivo de este análisis consiste en tener en cuenta las circunstancias que rodean al frío dato técnico-económico para evaluar cómo pueden trasladarse las cifras a la vida real. Los principales aspectos que diferencian las CEL son la financiación, organización, gestión energética y la distribución de beneficios. Por eso, las barreras que se han descrito en la literatura estudiada se van a clasificar empleando estas categorías.

2.1.3.1 *Fundación y financiación*

El primero de los retos que una CEL debe afrontar es la financiación y viabilidad económica de la misma. Hasta hace pocos años este reto no era fácil de superar ya que los requisitos de conexión a red y los costes derivados eran demasiado elevados para una entidad pequeña como las que se forman en las CEL (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Walker 2008). Por suerte, en Europa esta situación se está invirtiendo gracias a las nuevas directivas y sus transposiciones mejorando las condiciones de las CEL dentro del mercado eléctrico para que puedan competir en igualdad de condiciones (Gallego-Castillo, Victoria y Heleno 2020; Lowitzsch, Hoicka y van Tulder 2020). Sin embargo, esta mejora viene precedida de una década de recortes y trabas al autoconsumo lo que refleja la necesidad por parte de las CEL de mantener un contacto apropiado con los actores políticos involucrados (Brummer 2018; Walker 2008) para tener influencia en la tendencia, además de mantenerse al día con los requisitos normativos, anticiparse y planificar a largo plazo.

Además de las trabas regulatorias, el fracaso de otras CEL a la hora de obtener rentabilidad a largo plazo provoca que sean percibidas como un riesgo financiero por parte de los potenciales usuarios, haciéndoles reticentes a la hora de embarcarse en el proyecto desde el inicio (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Walker 2008; Romero-Rubio 2015; Caramizaru y Uihlein 2020). Si esto era poco, hay que ser conscientes de que existe cierto escepticismo frente al funcionamiento y fiabilidad de las energías renovables (Brummer 2018; Caramizaru y Uihlein 2020). Además, cabe señalar que la población española no dispone de la capacidad financiera de otros países en los que las CEL han despegado con mayor fuerza como Alemania, Dinamarca o EEUU (Romero-Rubio 2015). Esto provoca que las reticencias que puedan tener adquieran un mayor peso.

Por otra parte, para fundar una comunidad energética es necesario tener un profundo conocimiento del estado del mercado y las tecnologías a emplear pero este conocimiento y experiencia no está disponible en todas las comunidades (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Walker 2008). Esta falta de experiencia agrava la falta de confianza por parte de la población hacia las CEL y puede alargar el proceso burocrático que,

muchas veces, ya es abrumador y poco claro (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Walker 2008). Además, es importante que en los casos en que existe esa experiencia necesaria, no se disipe después de la fundación; sin olvidar que los profesionales con experiencia tienen un coste que puede ser inasumible para una pequeña entidad (Brummer 2018).

2.1.3.2 *Organización*

Un reto importante a la hora de llevar adelante una comunidad energética es el proceso de captar participantes, fomentar su permanencia y formar una red apropiada de trabajo y comunicación (Walker 2008). Las comunidades suelen tener un tamaño pequeño y muchas veces tienen dificultades para cubrir los costes organizativos, lo cual magnifica la dimensión del reto organizativo (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). En primer lugar, al no disponer de muchos recursos, el trabajo voluntario resulta en muchos casos esencial para la supervivencia de la comunidad energética (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018), pero esto compromete la viabilidad del proyecto a largo plazo. Con esta limitación de recursos, se dificultan notablemente las tareas de comunicación con los miembros de la comunidad, con otras comunidad energética para cooperar o con actores externos, como pueden ser agentes políticos o entidades vinculadas a la comunidad energética de algún modo (Brummer 2018).

Por otro lado, si las comunidades energéticas aumentan su tamaño como entidad, tratando de tener el músculo económico necesario para llevar a cabo todos los retos anteriores, corren el riesgo de generar una desconexión en la comunidad y perder su apoyo (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Bauwens 2016). Además, existe la percepción de que una gobernanza colectiva no es efectiva o que incluso es negativa (Brummer 2018; Walker 2008). Hay una actitud de «esperar a ver» frente a proyectos de ER y, especialmente, proyectos innovadores como éstos (Brummer 2018), que sumado a todo lo comentado anteriormente, indica que no es probable lograr la completa democratización de la energía (Hewitt et al. 2019).

2.1.3.3 *Gestión de la energía*

La generación energética sigue dominada por grandes compañías. Esto es un serio problema para conseguir energía asequible y una transición a un sistema de energías limpias (Hewitt et al. 2019). No obstante, los paneles solares fotovoltaicos han alcanzado un coste tan bajo que la generación distribuida es competitiva con otras tecnologías centralizadas. Sin embargo, la estructura de mercado y el marco legal están diseñados para la producción de energía de forma centralizada y en grandes cantidades con lo que se perjudica la generación distribuida (Brummer 2018; Heras-Saizarbitoria et al. 2018; Hewitt et al. 2019; Romero-Rubio 2015; Walker 2008). De hecho, en muchos países, los sistemas de subvenciones e incentivos favorecen a las grandes compañías (Brummer 2018; Romero-Rubio 2015) mientras que las CEL compiten entre ellas por dichas subvenciones (Verkade y Höffken 2019; Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Todo esto se debe a que los actores dominantes del sistema eléctrico intentan mantener su poder de mercado (Brummer 2018; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018) y se puede concluir que los cambios necesarios en la configuración actual del sistema no se producirán sin apoyo público (Walsh, Castanié y Giovannini 2020).

2.1.3.4 *Distribución de beneficios*

Otro de los grandes retos es decidir qué provecho obtener de los beneficios que la CEL genere. Para empezar, muchas CEL llevan a cabo iniciativas que no generan beneficios por sí mismas como por ejemplo campañas de cambios de conducta. Si no se seleccionan las inversiones con cuidado, puede afectar a la viabilidad de la CEL a largo plazo (Brummer 2018). A su vez, cuando los beneficios de la comunidad energética se distribuyen entre toda la población (aportando servicios públicos, luchando contra la pobreza energética, impulsando el comercio local...), existe el miedo y el riesgo del parasitismo de la CEL (Brummer 2018).

Por otro lado, aunque las CEL reducen los costes por pérdidas en la red de distribución, si esa reducción de costes sólo favorece a los miembros de la comunidad cabe la posibilidad de que el administrador de la red aumente los costes para el resto de los usuarios de la red. Sería necesario rediseñar el sistema de facturación en la red para facilitar la incorporación de la generación distribuida (Caramizaru y Uihlein 2020). Por todo esto, pueden existir disputas entre miembros de la CEL y otros usuarios de la red (Caramizaru y Uihlein 2020) que se hacen imprescindible eludir.

2.1.4 Desarrollo y estado actual de las CEL

Para comprender la situación actual de las CEL es importante tener una visión con perspectiva, analizando su evolución histórica y los factores que han afectado su desarrollo. En el ámbito europeo, la diseminación de las cooperativas de energía renovable (REcoop) ha sido muy heterogénea, con algunos estados miembro de la UE albergando una gran cantidad de cooperativas en operación mientras que en otros el número es mucho más reducido. Algunas razones aportadas para explicar esta disparidad son las normativas de cada estado, la actitud de la ciudadanía frente al modelo cooperativo y la cultura de activismo energético local (Heras-Saizarbitoria et al. 2018).

Desde una perspectiva histórica, el desarrollo de las REcoop en la UE siempre se ha producido debido a una crisis u oportunidad significativa. Esto lleva a identificar tres olas en su crecimiento a nivel europeo (Hewitt et al. 2019). La primera ola suele asociarse a los movimientos ambientalistas surgidos del sentimiento antinuclear y las crisis del petróleo en las décadas de 1960 y 1970 (Hewitt et al. 2019; Caramizaru y Uihlein 2020; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Aunque esta ola no produjo un gran crecimiento en el número de cooperativas energéticas, sirvió para incrementar la atención hacia las energías renovables y concienciar a la población al respecto de los problemas del sistema energético (Hewitt et al. 2019). Durante esta ola se fundaron principalmente cooperativas energéticas pequeñas con fuertes lazos locales en zonas remotas o aisladas (van Veelen 2017). La segunda ola se produjo en los años 90 y, esta vez sí, hubo un gran crecimiento en el número de cooperativas en muchos estados. Esta vez el impulso vino dado por las políticas energéticas estatales de esos años (primas, liberalización, etc.), que facilitaron la creación y rentabilidad de las REcoop (Hewitt et al. 2019). Por último, la Gran Recesión de 2008 impulsó una nueva ola de comunidades energéticas en Europa. Esta vez el motivo fue el deseo de los ciudadanos de conseguir una energía justa y democrática para luchar contra la pobreza energética, el extractivismo y la dependencia energética (Hewitt et al. 2019). En esta última ola se produce la situación paradójica de un desarrollo de las REcoop frente a un ambiente cada vez más hostil ya que los estados endurecieron las políticas y normativas que les afectaban. No obstante, consiguieron prosperar

gracias a que las mejoras tecnológicas hizo mucho más rentable la producción eléctrica renovable y a la coordinación entre cooperativas para unir fuerzas (Bauwens, Gotchev y Holstenkamp 2016).

Por su parte, España no ha seguido el mismo patrón y ha tenido un desarrollo de las REcoop más lento y tardío que otros países como Alemania, Reino Unido, Dinamarca o Países Bajos (Heras-Saizarbitoria et al. 2018). Para estudiar la evolución de las REcoop en España, se va a dividir antes la evolución del sistema eléctrico español en tres periodos: un primer periodo de promoción de las ER (1997-2012), un segundo periodo de resistencia a las ER (2012-2018) (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018) y el periodo actual (desde 2018) en que se ha abierto de nuevo el marco legal para estos proyectos gracias sobre todo a las Directivas europeas del PEL. El primero periodo se inicia en 1997 porque la gestión del sistema eléctrico español cambió de forma radical con el inicio del proceso de liberalización del sector. Este proceso trajo consigo nuevas normativas que, entre sus objetivos, tenían el objetivo de promocionar la producción eléctrica empleando tecnologías de bajo impacto ambiental. En este contexto, se instauró el Régimen Especial que daba prioridad de acceso e incentivos financieros a las ER, la cogeneración y la recuperación energética de residuos. En este contexto, las ER comenzaron a tener un papel importante en el sector energético del país (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). A pesar de este contexto favorable a las ER, durante esta primera etapa ninguna REcoop se fundó en España. Las razones que pueden explicar esta situación son, en primer lugar, la tradicional acumulación de poder económico privado en el sector, la actitud más bien pasiva de la ciudadanía y la ausencia de una tradición de compañías eléctricas municipales (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Además, la transición energética que se planteó en España durante el periodo previo a la crisis de 2008 fue pilotado desde arriba (top-down) e implicó una baja participación ciudadana en contraposición con transiciones como la alemana (Haas 2019). Aunque desde 2008 ya comienza a reducirse el apoyo hacia las ER, la segunda etapa se inicia en 2012 porque se considera ese año el punto de inflexión a partir del cual se pasó de un apoyo a una resistencia por parte de los poderes institucionales (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Este cambio de postura no se produjo de la noche a la mañana, tiene su origen en el crecimiento de la potencia instalada en ciclos combinados a principios de siglo hasta el punto de convertirse en la tecnología con más potencia instalada en España para el año 2007 (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). No obstante, como el mercado eléctrico daba prioridad a energías más limpias debido al Régimen Especial, la demanda de ciclos combinados decreció notablemente. Esta situación dio pie a las empresas dominantes en el sector eléctrico para argumentar que el Régimen Especial desplazaba a los ciclos combinados fuera del sistema y era el responsable del Déficit de Tarifa, que alcanzó los 26.000 millones € en 2013 (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). Esta campaña llevó a la aprobación de una serie de Reales Decretos que han provocado que desde 2012 la rentabilidad de las ER en España fuera muy reducida y se estancara su crecimiento (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018). A pesar de esto, a partir de 2010 cuando las cooperativas tuvieron posibilidad de vender electricidad, se fundaron las primeras REcoop en España (siendo *Som Energía* la primera de ellas). Estas cooperativas se enmarcan en el marco de la tercera ola que se produce en toda Europa a raíz de la Gran Recesión y, por tanto, su origen reside en la percepción social hacia los problemas energéticos del país y sus ciudadanos (Heras-Saizarbitoria et al. 2018) y, en ningún caso, se debió a una situación favorable del contexto político.

En la actualidad, el PEL da nuevos aires al desarrollo de CEL en Europa y podría situar las bases para una nueva ola similar a la de los años 1990 y, de hecho, ya se está percibiendo el impacto. Hasta el momento ya existen comunidades de energía en la Comunidad Valenciana en las localidades de Albalat dels Sorells, Alzira, Castellar l'Oliveral, Canet de Berenguer, Fontanars dels Alforins, Torre d'En Besora, Segorbe, Llíria, los barrios de Ayora y l'Illa Perduda en el municipio de València y el proyecto COMPTTEM de Crevillent (IVACE 2021). Además, se ha fundado un concentrador de comunidades energéticas locales en la Comunidad Valenciana (AVAESSEN 2020) coordinado por la Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía (AVAESSEN) con participación pública, del Institut Valencià de Competitivitat Empresarial (IVACE), de la Conselleria de Vivienda y Arquitectura Bioclimática, la Unión de Consumidores, la Asociación de Administradores de Fincas y con dos cooperativas que hoy día desarrollan estos proyectos en la autonomía, Sapiens Energia y Enercoop. Esto ha llevado a la presentación del «Plan para el fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana» que aspira a que en 2030 el 100 % de los municipios valencianos dispongan de al menos una CEL (IVACE 2021).

Aunque València está apostando fuertemente por el desarrollo de CEL, no es la única región donde esta nueva forma de producir y gestionar la energía está emergiendo. Zaragoza es otra ciudad protagonista en este movimiento gracias al ayuntamiento maño, junto con la Fundación Ecología y Desarrollo (Ecodes) y EDP (Energías de Portugal) que han impulsado la creación de un «barrio solar» (Ayuntamiento de Zaragoza 2020). En Cádiz, la empresa municipal Eléctrica de Cádiz está desarrollando varios proyectos de autoconsumo colectivo en comunidades energéticas de Cádiz, empezando ya en el verano de 2020 a generarse electricidad renovable en tres edificios de viviendas de la ciudad (smartgridsinfo.es 2020). Por su parte, en Madrid las cooperativas Ecooo y La Corriente (La Corriente 2020) han comenzado a estimular la constitución de CEL siendo el caso más representativo el proyecto Entrepatis del barrio de Lavapiés (material-electrico.cdcomunicacion.es 2020). También pequeños municipios como el de Sariegos (León) se han sumado a este movimiento uniéndose al proyecto europeo FlexUnity (Ayuntamiento de Sariegos 2020) con el que realizarán experimentos sobre la tecnología Virtual Power Plant (VPP) para mejorar la flexibilidad en las CEL y reducir los costes de la energía (CE 2020). Incluso una gran empresa del sector como es Repsol ha tratado de apropiarse el término con su campaña Repsol Solmatch (Repsol Solmatch 2020). No obstante, Repsol Solmatch no atiende al objetivo social o ambiental que una CEL debe poseer y simplemente usa generación renovable para reducir las facturas de sus clientes sin transformar su rol pasivo. Esto se trataría de autoconsumo compartido y no de una auténtica comunidad energética. Es difícil seguir el rastro a los nuevos proyectos que florecen semana a semana, por lo que habrá numerosas iniciativas fuera de este compendio. Aun así, puede verse que el crecimiento de las CEL en España está siendo abundante y disperso teniendo en cuenta el poco tiempo que ha transcurrido desde la publicación de la nueva normativa y lo convulso que ha resultado 2020. Por lo tanto, sólo cabe esperar que esta inercia continúe incorporando más gente a la transición ecológica.

Debido a este desarrollo continuado a lo largo de las décadas con un carácter de iniciativa ciudadana, innovadora y de emprendimiento creativo, las CEL existen bajo tipologías muy amplias y variadas. Revisando la literatura se encuentran muchas formas de clasificarlas en función a distintos criterios (ver la sección CAPÍTULO 8 en Anexos). Estos criterios se pueden

reducir y enmarcar dentro de los aspectos señalados previamente para las barreras, obteniendo los criterios presentados en la Figura 9.

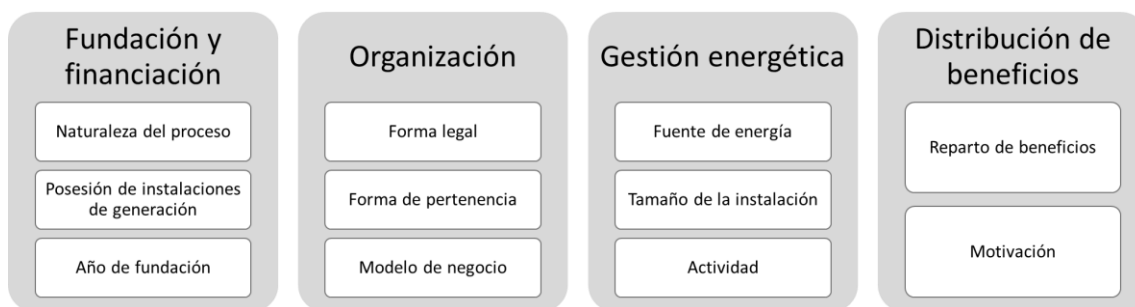


Figura 9. Criterios para clasificar las comunidades energéticas.

2.1.5 Fases en el desarrollo de una CEL

A pesar de las diferentes tipologías que se pueden encontrar dentro del concepto de CEL, su constitución sigue unos patrones muy similares (Heras-Saizarbitoria et al. 2018): un grupo central evalúa la rentabilidad del proyecto, generalmente ayudado por otros actores como autoridades locales u otras comunidades en activo (Tricarico 2021; Heras-Saizarbitoria et al. 2018). Después, este grupo publica y comparte sus perspectivas con el objetivo de atraer miembros a la cooperativa y se recaudan así los fondos necesarios. Una vez los fondos han sido recaudados, se establecen los objetivos de la CEL, se constituye la entidad legal que corresponda y se realiza la instalación energética (IDAE 2019a). Así, la REcoop es oficialmente lanzada. Aunque esta ruta tiene una apariencia sencilla y directa, cada paso supone un desafío importante (Heras-Saizarbitoria et al. 2018).

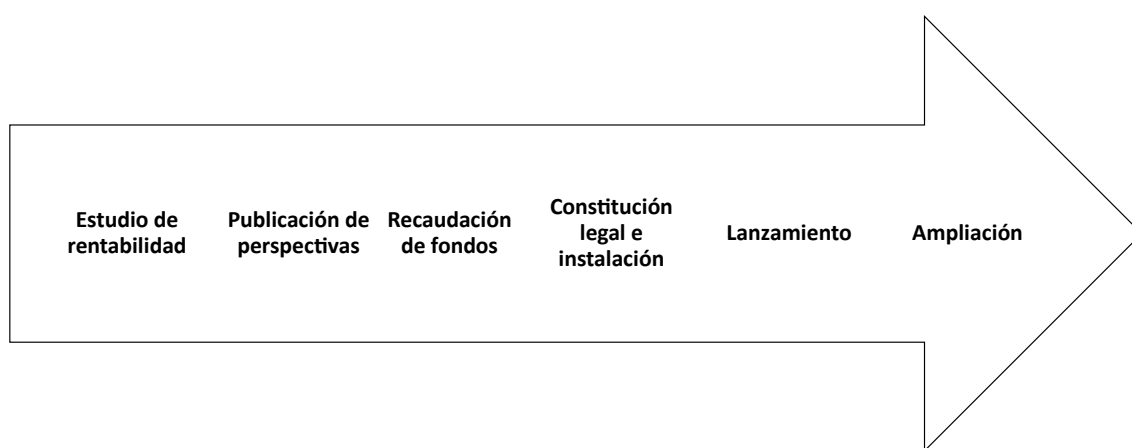


Figura 10. Fases de desarrollo de una CEL.

Una vez la CEL es lanzada, no termina su desarrollo. Es necesaria una buena gestión del grupo para que su funcionamiento sea apropiado (IDAE 2019a; Walsh, Castanié y Giovannini 2020) y, cuando esta unidad mínima es funcional, se recomienda que el proyecto amplíe sus fronteras hacia nuevos emplazamientos de modo que alcance el tamaño óptimo para su funcionamiento (Fina, Auer y Friedl 2020).

Este trabajo se enmarca en el ámbito del primero de los pasos que debe realizar la CEL, cuando se estudia la viabilidad y se obtienen los resultados de la rentabilidad. Como se ha

indicad anteriormente, uno de los objetivos fundamentales de este trabajo es el de obtener cifras fiables con las que obtener las perspectivas. Esto debería servir para incentivar a los potenciales participantes durante la fase de recaudación de fondos demostrando la viabilidad de la inversión.

2.2 Análisis del marco legal

La normativa vigente ha cambiado recientemente tras completarse en 2019 el paquete de «Energía Limpia para todos los europeos» (PEL) por parte de la Unión Europea. Las CEL se encuentran definidas dentro de este paquete dentro de dos leyes separadas. La Directiva (UE) 2018/2001 sobre Energía Renovable (DER II) establece el marco para las «comunidades de energía renovable» mientras que la Directiva (UE) 2019/944 sobre el Mercado Interior de la Electricidad (DMIE) introduce nuevos papeles y responsabilidades para las «comunidades de energía ciudadana». El concepto de CEL y su definición en estas leyes se analiza en el capítulo 2.1.1 por lo que no se van a definir aquí de nuevo.

Para que la normativa sea exitosa y promueva la fundación y crecimiento de las CEL en Europa, ésta debe favorecer los siguientes cuatro conceptos: flexibilidad, interconectividad, bidireccionalidad y complementariedad (Lowitzsch, Hoicka y van Tulder 2020). Tanto la DER como la DMIE incluyen medidas para impulsar todos estos conceptos, especialmente a través de elementos como los contadores inteligentes, las microrredes y el comercio entre pares (Lowitzsch, Hoicka y van Tulder 2020).

A la hora de transponer estas Directivas, los Estados miembros disponen de gran libertad de movimiento e interpretación. No obstante, hay ciertos aspectos que centraron el foco de atención de los legisladores (CEER 2019): los derechos de los consumidores, flexibilidad y balance energético, modelos de negocio y diseño de mercado y, por último, posesión, operación y desarrollo de la red. Con respecto a los derechos de los consumidores, los Estados deben asegurar el derecho de los consumidores a formar parte de las CEL que a la práctica se convierten en distribuidores eléctricos en los que respecta al autoconsumo, venta e intercambio de electricidad (CEER 2019). En cualquier caso, los usuarios deben ser apropiadamente informados de las condiciones del suministro y ser libres de escoger su suministrador eléctrico y cambiar de uno a otro sin barreras por lo que no deben existir barreras para participar o abandonar una CEL. Otro aspecto a tener en cuenta es que los usuarios vulnerables no deberían perder las medidas de protección que otorgue la legislación propia de cada Estado al unirse a una CEL (CEER 2019). Por otro lado, la gestión del consumo eléctrico y el incremento de la flexibilidad es habitualmente parte de la esencia de las CEL. Aunque las regulaciones a este respecto no son específicas para las CEL, éstas pueden aportar una perspectiva nueva a la regulación ya existente (CEER 2019). Un punto importante a este respecto es que, en todo momento, los usuarios de las CEL deben ser conscientes de su responsabilidad por sus desajustes (CEER 2019).

En el caso de España, la transposición se ha llevado a cabo entre los RD 244/2019 y 23/2020 terminando «con el bloqueo *de facto* que mantenía sobre el autoconsumo» (Gallego-Castillo, Victoria y Heleno 2020), tal como se comentaba en la sección 2.1.4, y se permiten por primera vez esquemas de autoconsumo compartido.

Una de las novedades aportadas en el RD244/2019 es que para las instalaciones de autoconsumo que generen excedentes, la electricidad que la instalación exporte a la red

eléctrica les será retribuida compensatoriamente a un precio horario variable que depende del precio del mercado mayorista. La compañía comercializadora será la encargada de facturar al autoconsumidor el importe neto resultante. El balance se realizará con periodicidad mensual y no puede ser negativo. No obstante, para acogerte a esta modalidad, la instalación debe tener una potencia pico máxima de 100 kW o, en caso contrario, se aplica la modalidad sin excedentes (BOE 2019).

Otra novedad que trajo este RD es que varios consumidores que estén próximos (hasta 500 metros de distancia entre generación y consumo) pueden compartir una misma instalación de generación (BOE 2019). En este caso se establecerán unos coeficientes que determinarán cómo se reparten la electricidad generada por la instalación. Estos coeficientes, según se establece en el Anexo I del RD 244/2019 (BOE 2019), deberán figurar en un acuerdo firmado y el criterio puede ser cualquiera que acuerden entre todas las partes participantes y la suma de estos coeficientes de reparto sea la unidad. La normativa actual establece que «en cualquier caso, el valor de dichos coeficientes deberá ser constante» (BOE 2019). No obstante, en la disposición final quinta al respecto del desarrollo normativo, se indica que «se modificará el Anexo I para desarrollar los mecanismos y requisitos que resulten necesarios para permitir la implementación de coeficientes de reparto dinámicos para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red» (BOE 2019).

Por su parte, el RD 23/2020 regula las comunidades de energía renovable (ver 2.1.1) para favorecer la participación de la ciudadanía en la transición ecológica. Además, aporta varias novedades al ordenamiento jurídico español como el establecimiento de un proceso administrativo determinado con plazos fijo para obtener los permisos de acceso y conexión a red de instalaciones de autoconsumo. De no cumplirse estos plazos, los permisos caducarán automáticamente. De este modo, se trata de asegurar que estos derechos estén asociados a proyectos reales y firmes, y evitar los movimientos de carácter especulativo que puedan darse ante la insuficiencia de la regulación vigente. Otra de las novedades clave que aporta este RD es la habilitación de un nuevo sistema de subastas de renovables que, de un lado, ofrezca previsibilidad, estabilidad de ingresos y financiación a los inversores y, de otro, traslade a los consumidores de forma directa los ahorros asociados a la incorporación de renovables al sistema eléctrico. Este RD, a su vez, definen nuevos modelos de negocio como la figura del almacenamiento, que queda regulada con esta norma, y la hibridación, que posibilita la complementariedad de diversas tecnologías en la misma instalación. Adicionalmente, se incorpora la figura del agregador independiente, que permitirá combinar la demanda de varios consumidores de electricidad o la de varios generadores para su participación en distintos segmentos del mercado. El RD 23/2020, además, simplifica y agiliza la tramitación de los proyectos renovables. Otras medidas incorporadas en este RD 23/2020 buscan impulsar la innovación en el sector energético, la movilidad sostenible o la consecución de una transición ecológica justa. (MITECO 2020b)

A pesar de los aspectos positivos que toda esta nueva legislación aporta, se han señalado también puntos de mejora o, por lo menos, de discusión. En primer lugar, en el precio de venta de los excedentes de las renovables no se considera el valor de las pérdidas ahorradas al acercar generación y consumo. Si se considerara, elevando el precio de venta de excedentes, la rentabilidad de las instalaciones renovables aumentaría sensiblemente y el crecimiento de éstas sería mayor (Gallego-Castillo, Heleno y Victoria 2021). Además, la normativa actual ha levantado

el veto que impedía que los grandes operadores eléctricos actuaran también como representantes de las instalaciones de producción. Esta medida no favorece una mayor participación de nuevos actores en el sistema eléctrico (Gallego-Castillo, Victoria y Heleno 2020). Otra posible mejora en la normativa vigente sería aumentar la distancia permitida entre generación y consumo por encima de los 500 metros ya que está limitando el desarrollo de las CEL, especialmente en zonas rurales (PVP4Grid 2020); en Francia esta distancia es de 2 km y aumenta hasta 20 km en áreas rurales (Frieden et al. 2020). También ayudaría a potenciar las CEL aumentar el período límite de balance energético a un año (actualmente, es mensual) para compensar los déficits estacionales y que el precio reducido de los excedentes no impactara en la viabilidad de las instalaciones (Gallego-Castillo, Victoria y Heleno 2020).

Por otro lado, se aumentará la flexibilidad y se reducirán los excedentes al permitir el uso de coeficientes de reparto dinámicos tal como está previsto en la norma actual. En esta línea, en abril de 2021 se publicó un proyecto de orden para su implementación con la propuesta de indicar los coeficientes de cada hora del año por adelantado (BOE 2021). Esta solución puede decirse que es variable, pero la falta de capacidad para adaptar los coeficientes en el tiempo impide que se trate de una solución dinámica. Esto puede conducir a una situación discriminatoria, en discrepancia con el Art. 21 Párr. 2 de la DER II (EU 2018), al compararse con los contratos bilaterales que pueden renovarse diariamente. No obstante, al emplear la normativa el término dinámico, en este trabajo se van a referir a estos coeficientes como dinámicos.

Existe también legislación que afecta al autoconsumo de forma transversal y requeriría ser adaptada a la nueva situación. Un ejemplo claro es la Ley de Propiedad Horizontal que no fue desarrollada pensando en el autoconsumo colectivo y su interpretación resulta muy confusa, lo que genera gran inseguridad. Debería revisarse e incluir el desarrollo del autoconsumo colectivo (PVP4Grid 2020). También es una traba la obtención de la licencia de obras, que puede atrasar el proyecto varios meses. Se podría agilizar este trámite sustituyendo esta licencia en todos los ayuntamientos por una comunicación previa y una declaración responsable, de manera que la obra pueda comenzar sin necesidad de esperar a la resolución del ayuntamiento (PVP4Grid 2020).

Están además los asuntos menos concisos pero que requieren atención como los planes de incentivos que desde la administración se tendrían que proponer para reducir el impacto de la tasa de descuento en la viabilidad financiera de las instalaciones; se podrían plantear créditos blandos para potenciar estas instalaciones o asegurar un marco regulatorio estable. Otro asunto interesante es el tratamiento de los peajes con discriminación horaria que, tal como están planteados actualmente, su objetivo es que los consumidores trasladen su consumo a la noche, cuando el consumo es más reducido. No obstante, en un contexto de gran penetración de renovables el enfoque debe ser el de trasladar el consumo a las horas en que la diferencia entre consumo y la generación renovable (el hueco térmico) sea mayor (Gallego-Castillo, Victoria y Heleno 2020). Estas horas variarán en función de la estación y de la matriz energética, pero serán habitualmente las horas centrales del día ya que el recurso solar es mayor.

A nivel autonómico, el IVACE anunció en junio de 2020 el inicio de un plan de acción para la implantación de comunidades energéticas locales en el territorio valenciano (Generalitat Valenciana 2020). Se tratará de una línea de ayudas a través de la cual se subvencionará hasta

un 65 % del coste de los proyectos de energía solar fotovoltaica, para la generación y autoconsumo colectivo de energía eléctrica con una cuantía máxima subvencionable por proyecto de 100.000 €. Posteriormente, se publicó el Plan para el fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana (IVACE 2021) que desarrolla una estrategia para disponer de al menos una CEL en todos los municipios de la comunidad autónoma para 2030.

En el plano municipal, el ayuntamiento de València está impulsando la creación de las primeras CEL en la ciudad a través de la fundación municipal València Clima i Energia. La primera de ellas ha sido la de Castellar-l'Oliveral (Oficina de l'Energia 2020a) y ya está en proyecto otra en l'Illa y Ayora (Oficina de l'Energia 2020b).

2.3 Modelado de CEL

Para llevar a cabo este trabajo es necesario el modelado matemático de múltiples elementos que compondrán la CEL. En esta sección se van a revisar cómo se ha realizado este modelado en la literatura previa y, este conocimiento, servirá para diseñar un modelo propio que sea capaz de proveer las necesidades específicas planteadas en este trabajo. En primer lugar, se va a estudiar cómo se han modelado instalaciones solares fotovoltaicas. Vinod et al. (Vinod, Kumar y Singh 2018) desarrollaron un modelo matemático para simular el comportamiento de un panel fotovoltaico ideal y lo evolucionaron a un modelo realista obteniendo un error relativo máximo del 1.65 % con respecto a la información aportada por el fabricante. Por su parte, Ma et al. (Ma, Yang y Lu 2014) evaluaron diferentes modelos y emplearon el modelo de 5 parámetros para simular la curva I-V de un panel fotovoltaico y los puntos de potencia máxima de forma precisa en comparación con los datos de campo recopilados. Luo et al. (Luo et al. 2020) desarrollaron un nuevo modelo matemático para definir un panel fotovoltaico para después emplearlo dentro de una microrred. Además, desarrollaron un algoritmo para resolver la economía de la entrega de energía a lo largo de la microrred evaluando la generación, almacenamiento y la respuesta de las demandas con el que obtuvieron reducciones significativas en el precio de la energía dentro de la microrred.

El siguiente elemento de la comunidad es el sistema de almacenamiento energético en baterías estacionarias y se va a realizar una revisión de la literatura al respecto de la representación matemática que se ha realizado en otros trabajos. Muchas publicaciones combinan las instalaciones fotovoltaicas con un sistema de almacenamiento basado en baterías. Por ejemplo, O'Shaughnessy et al. (O'Shaughnessy et al. 2018) estudian un sistema con estas características aplicando un modelo de NREL con el que simulan un año completo hora a hora. Durante esta simulación prueban diferentes estrategias de control de las cargas eléctricas derivadas de la climatización y el agua caliente sanitaria obteniendo mejoras en la economía del sistema. Otro ejemplo es el trabajo de Zhang et al. (Zhang et al. 2017) en que también modelan un sistema que combina una instalación fotovoltaica con un sistema de almacenamiento en baterías y desarrollan un método para optimizar el tamaño del sistema de almacenamiento. Han modelado las placas FV empleando un modelo de diodo simple y las baterías con el modelo de Shepherd mejorado que describe la relación entre tensión y corriente con consideración del estado de carga. Además, modelan la durabilidad de las baterías en función del número de ciclos que ejecuta. Este modelo lo aplican posteriormente a tres estrategias de operación para evaluar las alternativas que mejoran la economía del sistema. Del mismo modo, Angenendt et al. (Angenendt et al. 2018) modela una instalación FV con baterías de respaldo energético con el

objetivo de aumentar la vida de las baterías y mejorar así la economía del sistema. Para ello se basan en mejorar la predicción de la generación y la demanda para lo que diseñan dos estrategias y determinan que con un día de antelación es suficiente margen para obtener resultados optimizados. Para ello, modelan un sistema fotovoltaico con baterías empleando datos de una célula FV de ensayo y un modelo preciso de la degradación de las baterías hallando finalmente estrategias que incrementan la vida de las baterías y reduce el coste normalizado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) un 12 %. Por otro lado, Olaszi y Ladanyi (Olaszi y Ladanyi 2017) desarrollaron una aplicación web de uso accesible para usuarios residenciales con una metodología que maximiza los resultados económicos de una instalación FV con baterías. Para ello, comparan tres estrategias para la descarga de las baterías y exprimen el potencial de los mercados intradiarios que valoran como un potencial catalizador para el despliegue de esta tecnología. Padmanabhan et al. (Padmanabhan, Ahmed y Bhattacharya 2020) por su parte, proponen un nuevo modelo de la función de costes operativos del BESS teniendo en cuenta el coste de la degradación de las baterías, basado en la profundidad de la descarga y la tasa de descarga, y la incertidumbre en la predicción de la demanda obteniendo mejoras económicas y beneficios técnicos. Linssen, Stenzel y Fleer (Linssen, Stenzel y Fleer 2017) modelaron un sistema solar FV con baterías y determinaron que las curvas de consumo tienen un gran impacto en el diseño de la instalación debido a los cambios que presentan en las cargas base y pico. Para ello, compararon una curva generada a partir de datos reales, una curva con perfil oficial estándar de Alemania y una curva generada sintéticamente por un modelo de simulación concluyendo que lo más aconsejable es emplear curvas realistas para no obtener soluciones demasiado optimistas. En España, el trabajo de Arcos-Vargas, Lugo y Núñez (Arcos-Vargas, Lugo y Núñez 2018) desarrolla un modelo que responde a la demanda minuto a minuto de un consumidor residencial en el mercado eléctrico español durante un año completo para reducir su demanda de potencia pico empleando un sistema de baterías y logran recuperar la inversión en menos de dos años gracias a la reducción del término de potencia en la factura.

De forma tradicional el autoconsumo se ha realizado de forma individual y, por tanto, las baterías se han estudiado mayoritariamente para prosumidores particulares; no obstante, con el surgimiento del autoconsumo compartido, las comunidades energéticas y las redes inteligentes se está prestando atención a la posibilidad de emplear baterías de uso comunitario. En esta línea, un trabajo interesante es el de Lokeshgupta y Sivasubramani (Lokeshgupta y Sivasubramani 2019) que desarrollaron un modelo multiobjetivo de gestión energética del hogar con un sistema de almacenamiento en baterías para múltiples consumidores residenciales con los objetivos de reducir la factura eléctrica total y la demanda pico. Sus resultados son exitosos pues muestran que las baterías se podrían amortizar en 3 años y la demanda pico se reduciría. Por otro lado, Parra et al. (Parra et al. 2017) optimizan un sistema de baterías de ion litio y plomo ácido para respaldar una instalación FV comunitaria con el objetivo de desplazar la energía producida y reducir la demanda pico de la comunidad. Los resultados muestran que el sistema debe optimizarse de modo que se descargue por completo en el pico de demanda, la tecnología de ion litio es más favorable para comunidades con una gran generación solar y las de plomo ácido son más apropiadas cuando el desplazamiento de cargas vaya a ser la principal función de éstas. Además, aporta valores concretos de capacidad de almacenamiento en función del número de hogares conectados. Yendo un paso más allá, Barbour et al. (Barbour et al. 2018) tomaron los datos de consumo de vecindarios reales, agruparon hogares para formar comunidades energéticas ficticias, simulaban instalaciones FV para cada comunidad y

proyectaron sistemas de almacenamiento con baterías comparando el empleo de baterías individuales frente al empleo de baterías comunitarias obteniendo resultados claramente favorables al empleo de baterías comunitarias. Por su parte, Koskela, Rautiainen y Järventausta (Koskela, Rautiainen y Järventausta 2019) desarrollaron un modelo de batería y panel FV para optimizar el sistema de almacenamiento en una instalación de un edificio de viviendas residenciales en Finlandia. De este modo, lograron instalaciones FV de mayor tamaño, aumentando el autoconsumo y la rentabilidad de la instalación solar. No obstante, Roberts, Bruce y MacGill (Roberts, Bruce y MacGill 2019) simularon sistemas de almacenamiento comunitario basado en baterías para cinco apartamentos residenciales que empleaban una instalación solar fotovoltaica en Australia y sus resultados indican que el coste de inversión de las baterías debe reducirse o el precio de la electricidad de la red debe aumentar para que esta solución resulte económicamente atractiva.

El otro sistema de almacenamiento y gestión de energía que va a analizarse en este trabajo como respaldo para la CEL es la integración de vehículos eléctricos con la instalación de puntos de recarga comunitarios. Esta integración ha sido estudiada previamente en la literatura. Lu et al. (Lu et al. 2020) modelaron matemáticamente un centro energético que cuenta con cargas térmicas, eléctricas y una alta penetración de movilidad eléctrica. Además, evaluaron el impacto de acciones de respuesta de la demanda. Los VE son modelados haciendo sus llegadas, salidas y distancias recorridas tengan valores aleatorios aplicando una distribución de probabilidad. Los resultados indican que la descarga coordinada de los VE y las acciones de respuesta de la demanda pueden reducir el coste de la energía en el sistema. Por otro lado, El-Batawi y Morsi (El-Batawy y Morsi 2018) modelan matemáticamente un sistema comunitario con una alta penetración de solar fotovoltaica y VE para determinar la conveniencia y el impacto de la instalación de baterías comunitarias. Finalmente, determinan que para niveles de penetración solar bajos no es necesario incorporar baterías a la comunidad ya que los VE cumplen su función suficientemente bien, pero con niveles de penetración solar elevados las baterías aportan beneficios económicos y mejoras técnicas al sistema. A su vez, Abushnaf y Rassau (Abushnaf y Rassau 2018) optimizaron un sistema de CEL que cuenta con baterías y un vehículo eléctrico empleando un modelo matemático y determinaron que la presencia del vehículo eléctrico no reduce el tamaño de la instalación solar pero puede reducir el coste de la energía al aportar energía en horas pico. Es interesante también el trabajo de Felgenhauer et al. (Felgenhauer et al. 2016) que evalúa la rentabilidad de la integración de vehículos eléctricos de baterías o hidrógeno en una CEL bajo diferentes escenarios de penetración de movilidad eléctrica. Concluyen que estos vehículos pueden reducir la huella de carbono de las comunidades, pero los vehículos basados en hidrógeno tienen un coste mayor por lo que los vehículos eléctricos con baterías son la opción más rentable para reducir la huella de carbono.

El autoconsumo compartido es otro concepto ampliamente estudiado en la literatura científica y múltiples modelos, simulaciones y estrategias han sido presentadas para evaluar su potencial. Por ejemplo Ye et al. (Ye et al. 2017) presentan un modelo matemático para definir cómo diversos prosumidores comparten recursos entre ellos con el objetivo de minimizar el coste final de la energía de forma justa para los usuarios. Poco después Leithon, Werner y Koivunen (Leithon, Werner y Koivunen 2018) propusieron una estrategia de optimización para un conjunto de hogares equipados con instalaciones de generación y almacenamiento de energía renovable con el fin de minimizar sus costes. Para ello desarrollan un detallado modelo

matemático y concluyen que sólo se produce reparto de energía cuando hay diferencias en los perfiles de funciones de precios, cargas y generación entre los hogares participantes. Al año siguiente, el mismo equipo presentó un modelo (Leithon, Werner y Koivunen 2019) en que los hogares en lugar de disponer de sus propios dispositivos, disponen de acceso compartido a un grupo de generadores renovables y sistemas de almacenamiento proponiendo estrategias de minimización de costes de la energía. Con este fin desarrollaron un modelo matemático que considera las pérdidas de potencia de la red con la distancia y una política de reparto justo de energía.

El modelado y simulación de las comunidades energéticas también ha sido el foco de múltiples artículos científicos. En su revisión, Gjorgievski, Cundeva y Georghiou (Gjorgievski, Cundeva y Georghiou 2021) agruparon los proyectos de energía comunitaria, en función de la tecnología empleada, en cuatro categorías: instalación solar comunitaria, sistemas de almacenamiento en propiedad de la comunidad, sistemas híbridos con múltiples fuentes energéticas y sistemas de calor o frío comunitario. El trabajo que se ha realizado aquí se enmarca dentro de las dos primeras categorías al considerar un sistema FV sin sistemas de almacenamiento y, también, con sistemas de almacenamiento comunitario (baterías estacionarias o puntos de recarga para VE) o con sistemas de almacenamiento individuales (baterías estacionarias). En un acercamiento al problema de diseños CEL, Lyden et al. (Lyden, Pepper y Tuohy 2018) identificaron 13 herramientas apropiadas para la planificación de sistemas comunitarios de energía y las categorizaron y documentaron en una serie de tablas para señalar las capacidades de cada herramienta. Una de estas herramientas era EnergyPLAN que emplearon Dorotić et al. (Dorotić et al. 2019) para simular un sistema energético comunitario en una isla empleando únicamente fuentes renovables intermitentes. Por su parte, Chakraborty et al. (Chakraborty et al. 2019) en su trabajo modelan matemáticamente 3 programas de incentivos al autoconsumo y los compara aplicados a una CEL. Concluyeron que las primas a las renovables no generan ventajas para el autoconsumo compartido mientras que, en programas de balance neto o balance de compra y venta, el autoconsumo compartido es ventajoso siempre que el precio de adquisición de electricidad supere al de venta de excedentes. Otro estudio interesante es el de Awad et al. (Awad y Gül 2018) que desarrollan un modelo para simular la demanda energética de una comunidad y un método para diseñar una CEL que maximice el autoconsumo y minimice el coste. Aplicaron este modelo a hogares de diferentes eficiencias energéticas para estudiar cómo las construcciones afectan al diseño de comunidades sostenibles y lo compararon con el despliegue de instalaciones FV en cada hogar obteniendo que el autoconsumo comunitario es más rentable que el individual. El reparto de la energía entre los miembros de una CEL también se ha estudiado y, por ejemplo, Lilla et al. (Lilla et al. 2020) modelaron matemáticamente el proceso de programación con un día de antelación el reparto de potencia en una CEL para optimizar el coste de la red. Evaluaron a su vez un proceso de programación centralizado y otro distribuido con los que obtuvieron resultados económicos similares. Por otro lado, el trabajo de Grzanic et al. (Grzanic et al. 2021) desarrolla un método y modelo matemático para repartir y facturar de forma justa la energía entre usuarios de una CEL. Para ello, establece un método en dos pasos, siendo el primer paso un método habitual en la literatura pero que perjudica en ocasiones a algunos usuarios y añadiendo un segundo para compensar justamente a estos usuarios. Un paso más allá fueron Fina et al. (Fina, Auer y Friedl 2020) que escalaron la red de comunidades energéticas a todo un sistema energético como la red nacional de Austria desarrollando una metodología para evaluar el número óptimo de CEL

que tendrían cabida. De este modo, concluyen que sería posible alcanzar los objetivos de producción FV de Austria para 2030 de un modo técnica y económicamente viable.

Este trabajo pretende conocer cuál es la mejor configuración de una CEL para maximizar los beneficios económicos de la misma. No se ha encontrado ningún estudio que simule y evalúe económicamente una CEL teniendo en cuenta diferentes coeficientes de reparto, número de usuarios, diferentes tipos de consumo, como el residencial y el comercial, y la presencia de sistemas de almacenamiento. En este trabajo se desea conocer el impacto por separado y de forma combinada de las diversas variables que pueden afectar al rendimiento de una comunidad energética. Para ello se ha desarrollado una metodología y un modelo en el que se tienen en cuenta factores como los coeficientes de reparto y el almacenamiento en baterías comunitarias o particulares y en vehículos eléctricos gestionables. Además, este método se va a aplicar a un caso de estudio en España que es uno de los países con mayor potenciales solar de Europa (ESMAP 2020) y que está experimentando un cambio radical en su política energética, tal como se ha explicado previamente. Se considera que las preguntas de investigación que trata de responder este trabajo no han sido respondidas con suficiente detalle en la literatura estudiada y que, por tanto, es necesario tratar de responderlas con la construcción de esta nueva metodología y modelo matemático asociado.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA Y MODELO

3.1 Metodología empleada

La metodología diseñada para la simulación y optimización de una CEL se muestra en la Figura 11. Como puede observarse, se inicia con la definición del caso de estudio y los escenarios que se desean evaluar. Para definir el caso de estudio se requieren datos geográficos, climáticos, económicos y especificaciones técnicas de los dispositivos (ver CAPÍTULO 4). De este modo, se definen las condiciones en las que se llevará a cabo la simulación.

Por su parte, los escenarios se generan a partir de las variables de diseño seleccionadas y los posibles valores que se les atribuye. Los escenarios han sido clasificados en cuatro categorías en función de la tecnología empleada (Tabla 3): caso 1 empleando solamente la instalación fotovoltaica, caso 2 empleando baterías estacionarias como sistema de almacenamiento, caso 3 considerando puntos de recarga para VE gestionables y caso 4 que considera disponer de baterías estacionarias y puntos de recarga como sistemas de gestión energética. Dentro de estas categorías se generan los diferentes escenarios combinando las variables. En función del caso de estudio, las variables tendrán unos valores distintos y se generará un número de escenarios diferente. En la Tabla 4 se muestran las variables de diseño del modelo matemático y los valores que éste admite.

Tabla 3. Tecnologías que emplean cada caso.

Caso	Conexión a Red	Instalación FV	Baterías Estacionarias	Puntos de Recarga
1	X	X		
2	X	X	X	
3	X	X		X
4	X	X	X	X

En primer lugar, según el tipo de coeficiente que se emplee en el escenario que se esté resolviendo, seguirá la vía de los coeficientes estáticos o coeficientes dinámicos. En caso de tratarse de coeficientes estáticos, cada conjunto de coeficientes se aplica a todas las horas del año y se evalúa el ahorro generado. Así, se observa en la Figura que se prueban todos los conjuntos de coeficientes c en todas las horas t hasta encontrar los coeficientes estáticos que mayor ahorro generan. Por su parte, si se trata de coeficientes dinámicos, se prueban todos los conjuntos de coeficientes c en cada hora t y se encuentran coeficientes óptimos diferentes para cada hora. De este modo, se optimizan los coeficientes de reparto en la CEL.

Tabla 4. Lista de variables de diseño y los posibles valores que pueden tomar.

Variable	Valores Posibles
Tipo de coeficientes	Estáticos o dinámicos
Puntos de consumo	\mathbb{N}
Ratio residencial de la potencia demandada	$\mathbb{R} \in [0, 1]$
Baterías estacionarias	Disponible o no disponible
Propiedad de las baterías	Comunitarias o individuales
Capacidad de las baterías (kWh)	$\mathbb{R} \in [0, \infty]$
Coficiente estático asignado a las baterías estacionarias	$\mathbb{R} \in [0, 1]$
Punto de recarga para VE	Disponible o no disponible
Coficiente estático asignado a los puntos de recarga	$\mathbb{R} \in [0, 1]$

Asimismo, se optimizan los percentiles estacionales p_s que determina el umbral diario de precio a partir del cual se permite la descarga de la energía almacenada en baterías o VE para cubrir los déficits energéticos de la CEL (más detalles en la sección 3.2.3). Para ello, en caso de que no se trate de un Caso 1, se ha añadido un bucle al final de la metodología que prueba para cada estación s los valores desde el percentil P_{100} hasta P_0 bajando de cuartil en cuartil hasta obtener los mayores ahorros posibles. Este bucle valora si el ahorro generado es mayor que el que se tenía almacenado: en caso afirmativo lo guarda y prueba el valor del siguiente cuartil ($p_s = p_s - 25$), mientras que en caso negativo usará el cuartil anterior ($p_s = p_s + 25$) ya que se entiende que el resultado el mejor y avanzará a la siguiente estación s que iniciará la iteración en $p_s = 100$. De este modo, se optimizan los percentiles estacionales de descarga de los sistemas de almacenamiento.

Se ha comentado que tanto los coeficientes de reparto como los percentiles estacionales se optimizan a partir del ahorro que generen para la comunidad. Para calcular este ahorro se resuelve el reparto energético en cada hora y se obtiene el valor del ahorro total como la suma de los ahorros horarios. Para cada hora es necesario determinar cuál es la mejor forma de cubrir la demanda de los usuarios de la CEL teniendo en cuenta la generación solar que se haya producido, la energía que haya almacenada, las demandas de cada punto de consumo y los precios de la red eléctrica. El modo de resolución de cada escenario cambia en función de la categoría del escenario (Tabla 3) y, en los escenarios del caso 2, 3 y 4, en función de si los coeficientes de reparto son estáticos o dinámicos hasta generar las 7 posibles vías de resolución para una CEL. Además, si el escenario cuenta con baterías estacionarias de propiedad individual, el modo de resolución es siempre equivalente al de los coeficientes dinámicos. Esto se debe a que al no emplear redes de distribución eléctrica comunes se pueden emplear las baterías de

forma dinámica, sin ajustarse a unos coeficientes preestablecidos. La diferencia entre la resolución de escenarios con coeficientes estáticos y dinámicos es, esencialmente, la carga de los sistemas de almacenamiento. En escenarios con coeficientes estáticos debe asignárseles un coeficiente de reparto estático para realizar la carga, mientras que con coeficientes dinámicos son capaces de absorber los excedentes que se produzcan en la CEL.

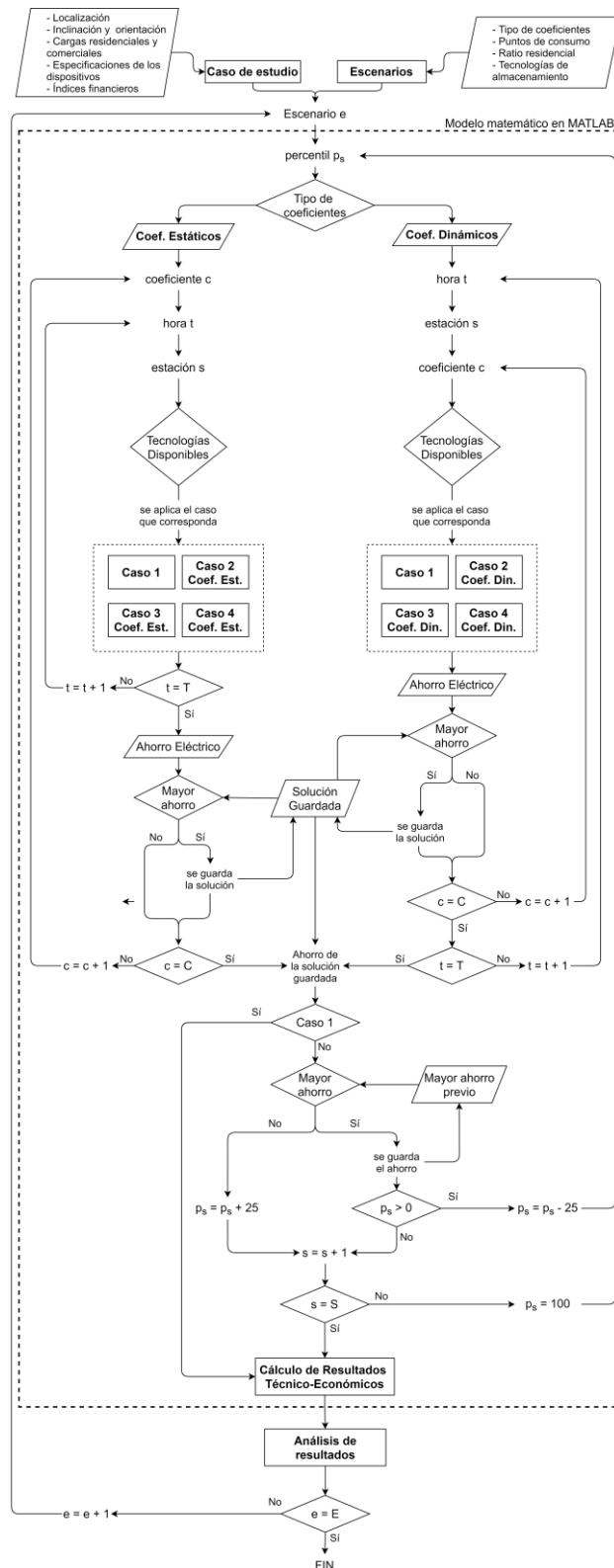


Figura 11. Diagrama de la metodología diseñada para optimizar las CEL.

El primer método de resolución es el del caso 1, que es aquel que no dispone de ningún sistema de almacenamiento energético por lo que la forma de resolución es única para cualquier tipo de coeficientes y se muestra en la Figura 12. En función de los coeficientes de reparto y la potencia solar generada se determina cuánta potencia se asigna a cada curva tipo. Al compararse con la demanda de cada curva se determina si se generan déficits o excedentes. Si existen déficits, se autoconsumirá toda la potencia asignada a ese usuario en esa hora y, si se producen excedentes, se autoconsumirá hasta cubrir la demanda de dicho usuario en esa hora. Posteriormente, se adquirirá de la red la potencia necesaria para cubrir el déficit o, en caso contrario, se venderá la energía excedentaria. Este método explicado con el que obtener los déficits y excedentes en cada momento será igual en el resto de los métodos de resolución posibles. No obstante, en cada modo de resolución se tomarán métodos diferentes para gestionar esos déficits y excedentes como se irá viendo en esta sección.

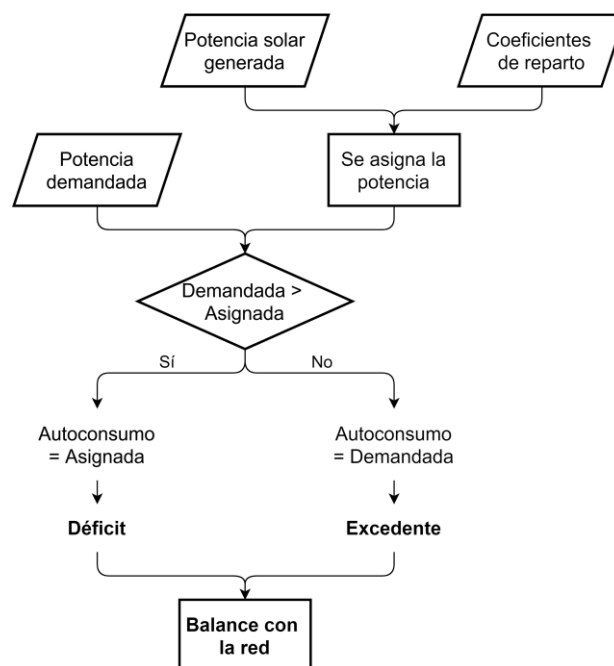


Figura 12. Diagrama de resolución del Caso 1.

El siguiente caso es el 2, aquellos que cuentan con un sistema de almacenamiento en baterías estacionarias. La resolución de escenarios del caso 2 con coeficientes dinámicos o baterías de propiedad individuales se muestra en la Figura 13. Tal como se indicó, para evaluar si existen déficits o excedentes se emplea el mismo proceso que con el caso 1 y es a partir de este punto donde los casos varían en su resolución. Cuando existe déficit energético en un usuario se pasa a contemplar el precio de la red. Si el precio de la red es superior al umbral superior US (ver 3.2.3) se usará la energía que haya almacenada en las baterías para cubrir el déficit, en caso de que el precio de red no sea tan elevado se conservará la energía almacenada y se cubrirá el déficit haciendo balance con la red. Cuando hay excedentes energéticos para algún usuario se almacenarán siempre y cuando las baterías no estén llenas, en caso de no poder almacenar todo el excedente se venderá el resto a la red. No obstante, antes de hacer balance con la red se evaluará una vez más el precio de red y, si fuese inferior al umbral inferior UI (ver 3.2.3), se adquirirá electricidad de la red con el fin de cargar las baterías estacionarias. Tras esto, se concluirá haciendo balance con la red para compensar los excedentes y los déficits.

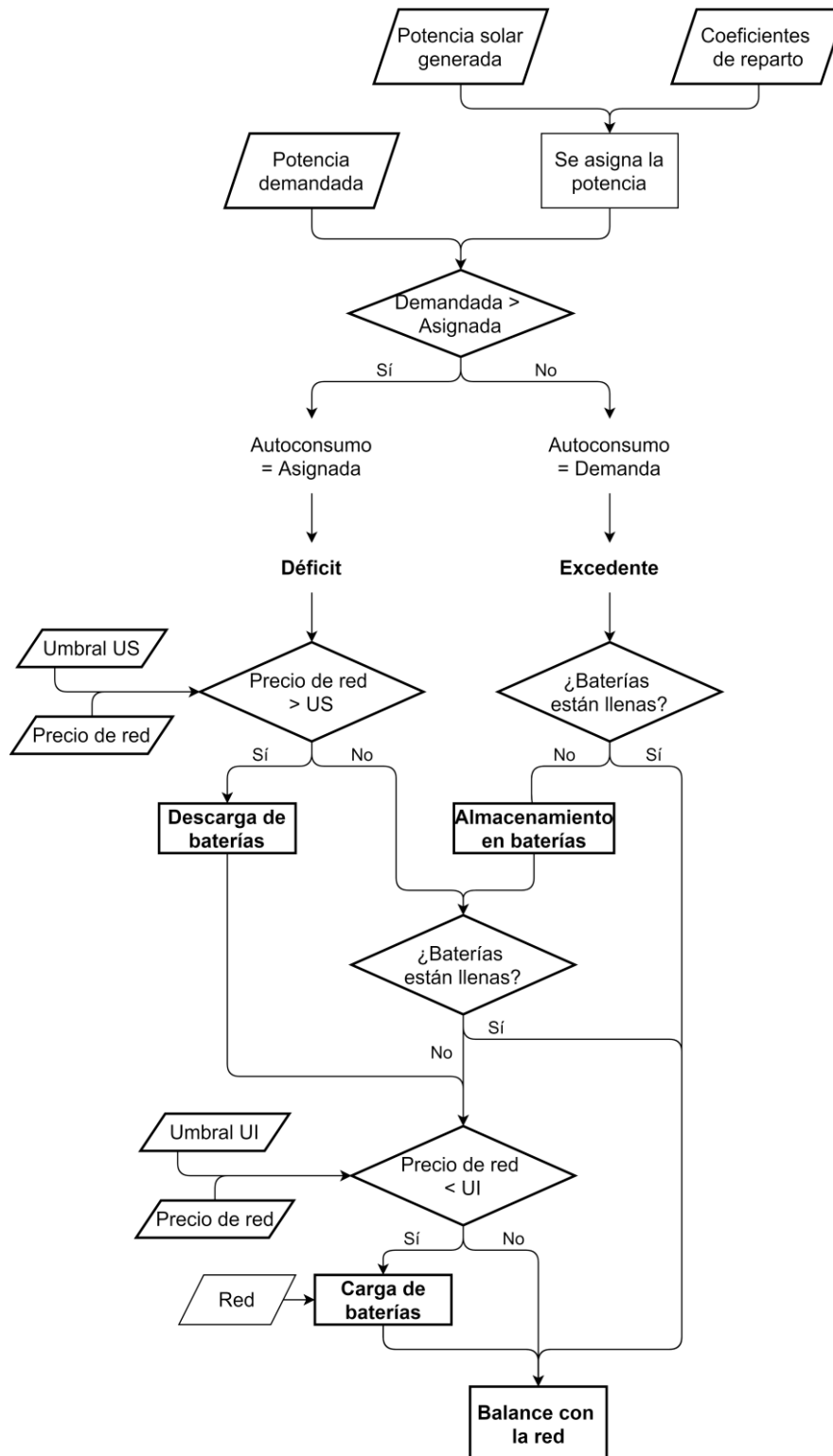


Figura 13. Diagrama de resolución del Caso 2 con coeficientes dinámicos o con baterías estacionarias de propiedad individual.

Si se emplean coeficientes estáticos, la carga de las baterías comunitarias se debe hacer asignando un coeficiente específico a este fin y la descarga de estas seguirá los coeficientes estáticos para respetar el reparto cuando se utilice la red de distribución. Para ello, se genera un procedimiento propio de escenarios del caso 2 con coeficientes estáticos y baterías estacionarias de propiedad comunitaria que se muestra en la Figura 14. De nuevo, los

excedentes y déficits que se generan para cada usuario se calculan igual que en el caso 1. En caso de haber déficits, se comparará el precio de red con el umbral superior US. Si el precio de red es superior a dicho umbral, se descargarán las baterías siguiendo el reparto asignado por los coeficientes de reparto. En este caso se descargará el máximo que no produzca excedentes que haya que vender a la red, ya que se considera que la electricidad almacenada en baterías tiene más valor para evitar la compra de electricidad cara que su precio de venta como excedentes de generación renovable; por lo tanto, generalmente no se cubrirá completamente el déficit. Por otro lado, si el precio de red es inferior al del umbral superior US se cubrirá el déficit haciendo balance con la red. Cuando se producen excedentes al asignar más energía mediante los coeficientes de reparto que la demanda de dicho usuario, esa energía no se puede almacenar en las baterías porque no se cumpliría el reparto fijado por los coeficientes estáticos. Por lo tanto, los excedentes se venderán a red. El último paso, como en el caso anterior, consiste en volver a valorar si el precio de red se encuentra por debajo del umbral inferior UI y, si lo está, adquirir electricidad desde la red para cargar las baterías a un precio barato. Como elemento diferencial a los anterior, en los casos con sistemas de almacenamiento que emplean coeficientes estáticos aparece una tercera rama en paralelo a la de la gestión de déficits y excedentes. Esta rama es la de la potencia asignada mediante coeficientes de reparto a las baterías estacionarias que, en caso de no estar llenas, se cargarán con la energía asignada y, si están llenas, venderán esa energía directamente a red.

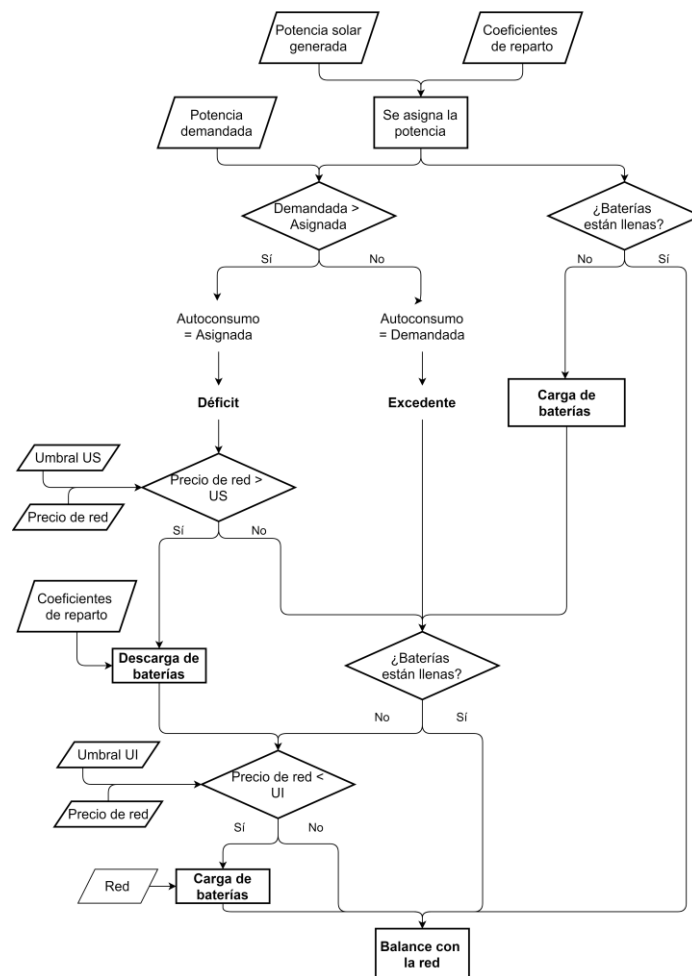


Figura 14. Diagrama de resolución del Caso 2 con coeficientes estáticos y baterías estacionarias de propiedad comunitaria.

A continuación, se explicará la resolución de los escenarios del caso 3, aquellos en los que se emplea un VE como sistema de almacenamiento energético. Los escenarios de caso 3 con coeficientes dinámicos se resuelven tal como se indica en la Figura 15 mientras que la resolución con coeficientes estáticos viene ilustrada en la Figura 16. Estos procedimientos son prácticamente iguales a los de los escenarios del caso 2 con dos pequeñas diferencias. La primera diferencia es que antes de cada paso hay que evaluar si hay VE estacionados en los puntos de recarga comunitarios. En caso de no haber VE estacionados se resuelve haciendo balance con la red tal como ocurría en el caso 1. La segunda diferencia es que, para asegurar que los VE obtienen un servicio apropiado por parte de los puntos de recarga de la CEL se establece un nivel de carga mínimo y un nivel de carga objetivo al que se desea tener los VE. La práctica estándar para proteger la salud de las baterías de los VE es no descargar por debajo del 20 % y cargar sólo hasta el 80 % de nivel de carga (Kostopoulos, Spyropoulos y Kaldellis 2020); por tanto, éstos son los niveles establecidos como mínimo y objetivo. El nivel de carga mínimo establece un límite a partir del cual no pueden descargarse los VE para abastecer la comunidad energética. En nivel de carga objetivo se utiliza en el último paso antes del balance con la red para determinar si es necesario adquirir electricidad desde la red para alcanzar este objetivo. Es decir, si el nivel de carga de un VE está por debajo del nivel de carga objetivo se carga el VE desde la red. El resto de los detalles al respecto de estos diagramas pueden extraerse del procedimiento explicado para los escenarios del caso 2.

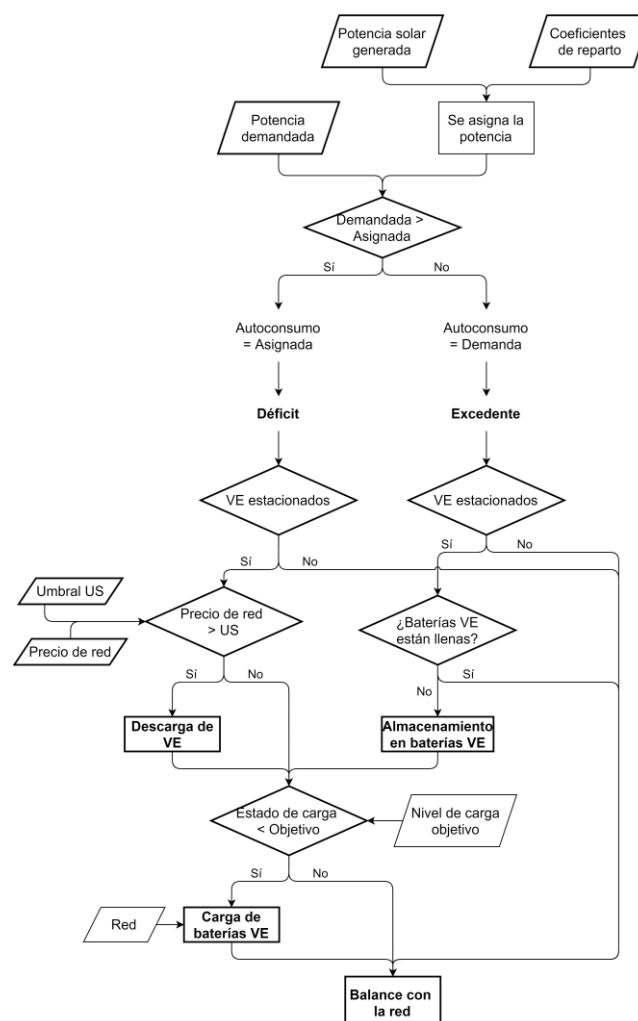


Figura 15. Diagrama de resolución del Caso 3 con coeficientes dinámicos.

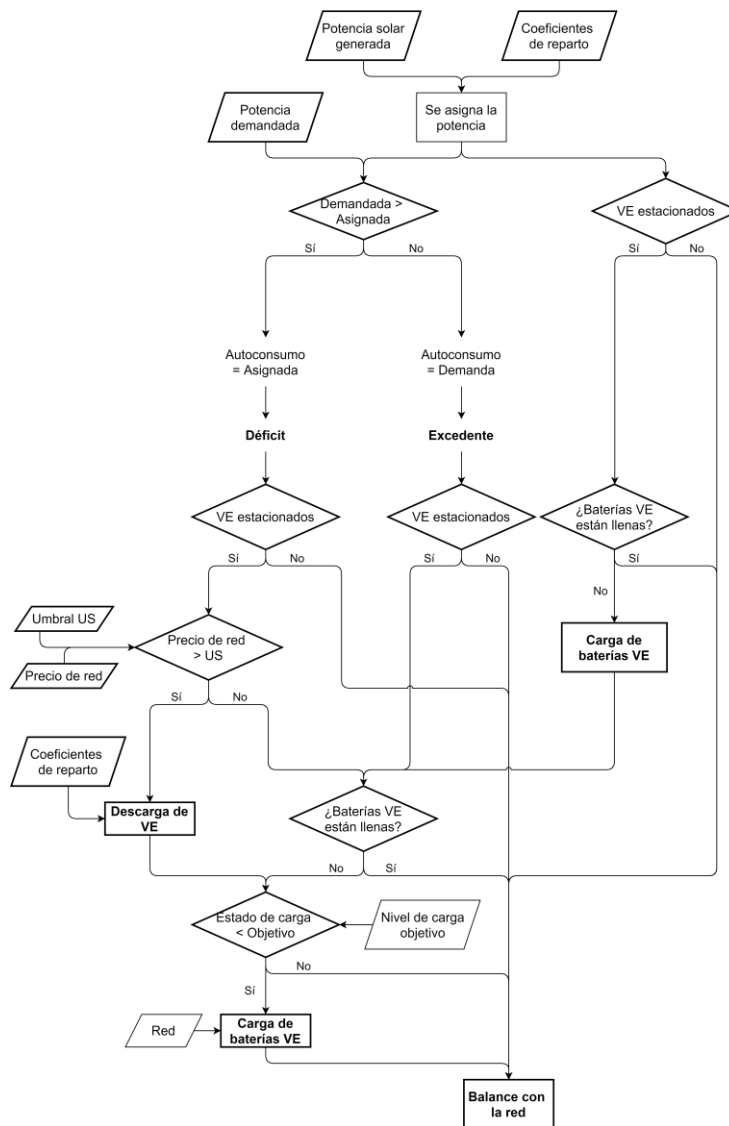


Figura 16. Diagrama de resolución del Caso 3 con coeficientes estáticos.

aaa

A continuación, se va a explicar el proceso de resolución de los escenarios del caso 4, aquellos en los que se dispone al mismo tiempo de baterías estacionarias y vehículos eléctricos. El proceso de resolución de los escenarios del caso 4 que emplean coeficientes dinámicos se muestra en la Figura 17. Se determinan los déficits y excedentes del mismo modo que en el caso 1. Cuando se producen déficits energéticos lo primero que se evalúa es si el precio de red está por encima del umbral superior US y, si no es así, se cubrirán estos déficits adquiriendo electricidad de la red. Si el precio está por encima del umbral, se tratará de cubrir con la energía almacenada en las baterías y, si es necesario, la almacenada en los VE. Se prioriza la descarga de las baterías porque si bajas el estado de carga de los VE por debajo de su nivel objetivo habrá que volver a adquirir esa energía. Por otro lado, cuando se producen excedentes energéticos se trata de almacenar en los VE, si están estacionados y con capacidad de carga. Posteriormente, en caso de que aun quedara excedente por almacenar, significando que los VE no están estacionados o han quedado completamente cargados, se almacenan los excedentes en las baterías. El motivo de esta preferencia por cargar los VE frente a las baterías es el mismo que en el caso con déficit, si el VE no alcanza el nivel de carga objetivo habrá que adquirir electricidad

para cargar la batería del VE. En todo caso, los últimos pasos antes de hacer el balance con la red es comprobar el estado de carga de los VE y adquirir desde la red la energía necesaria y comparar el precio de red con el umbral inferior UI para determinar si la electricidad es suficientemente barata para cargar las baterías estacionarias directamente desde la red. Por último, se hará balance con la red de los déficits y excedentes restantes.

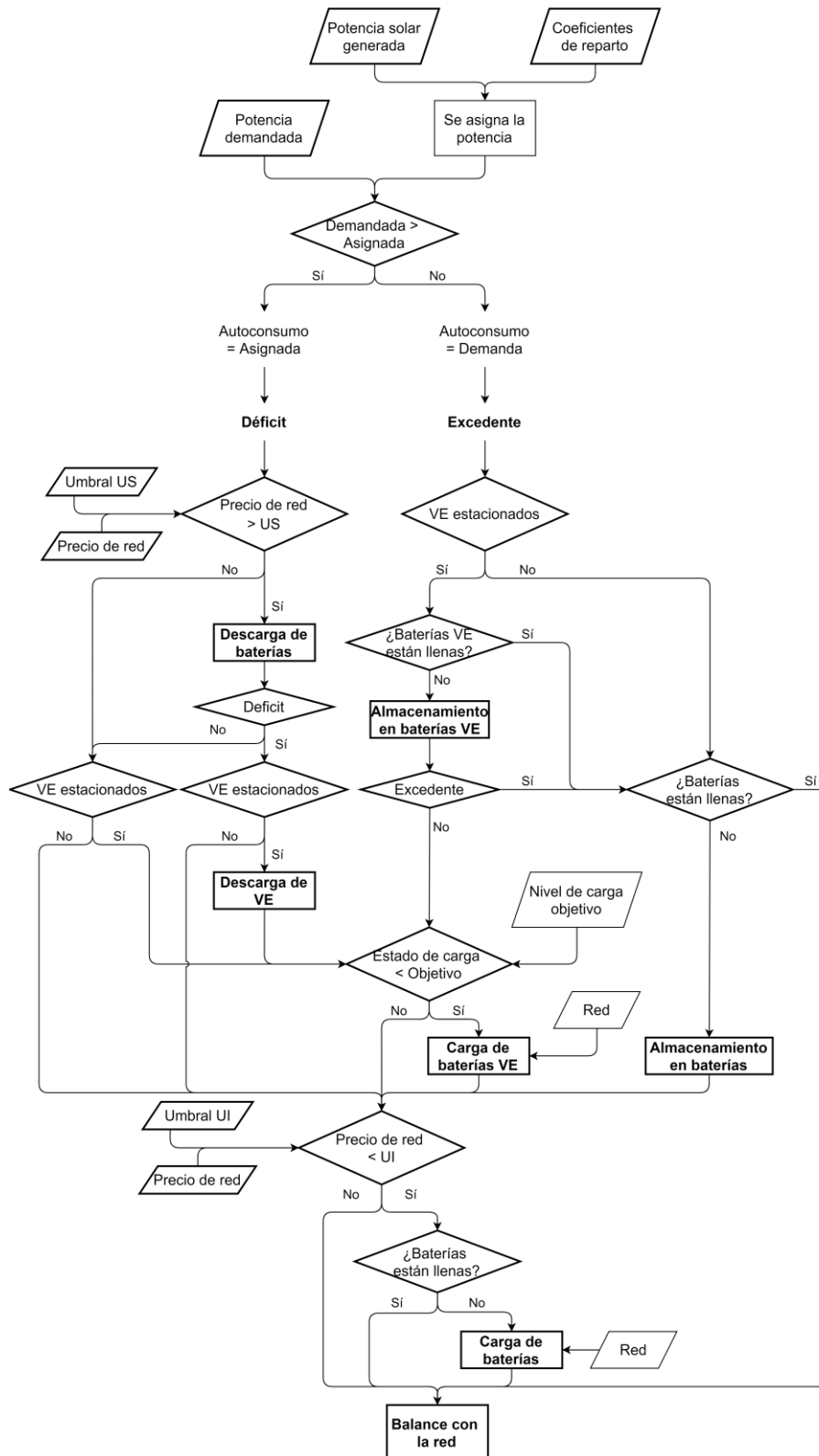


Figura 17. Diagrama de resolución del Caso 4 con coeficientes dinámicos.

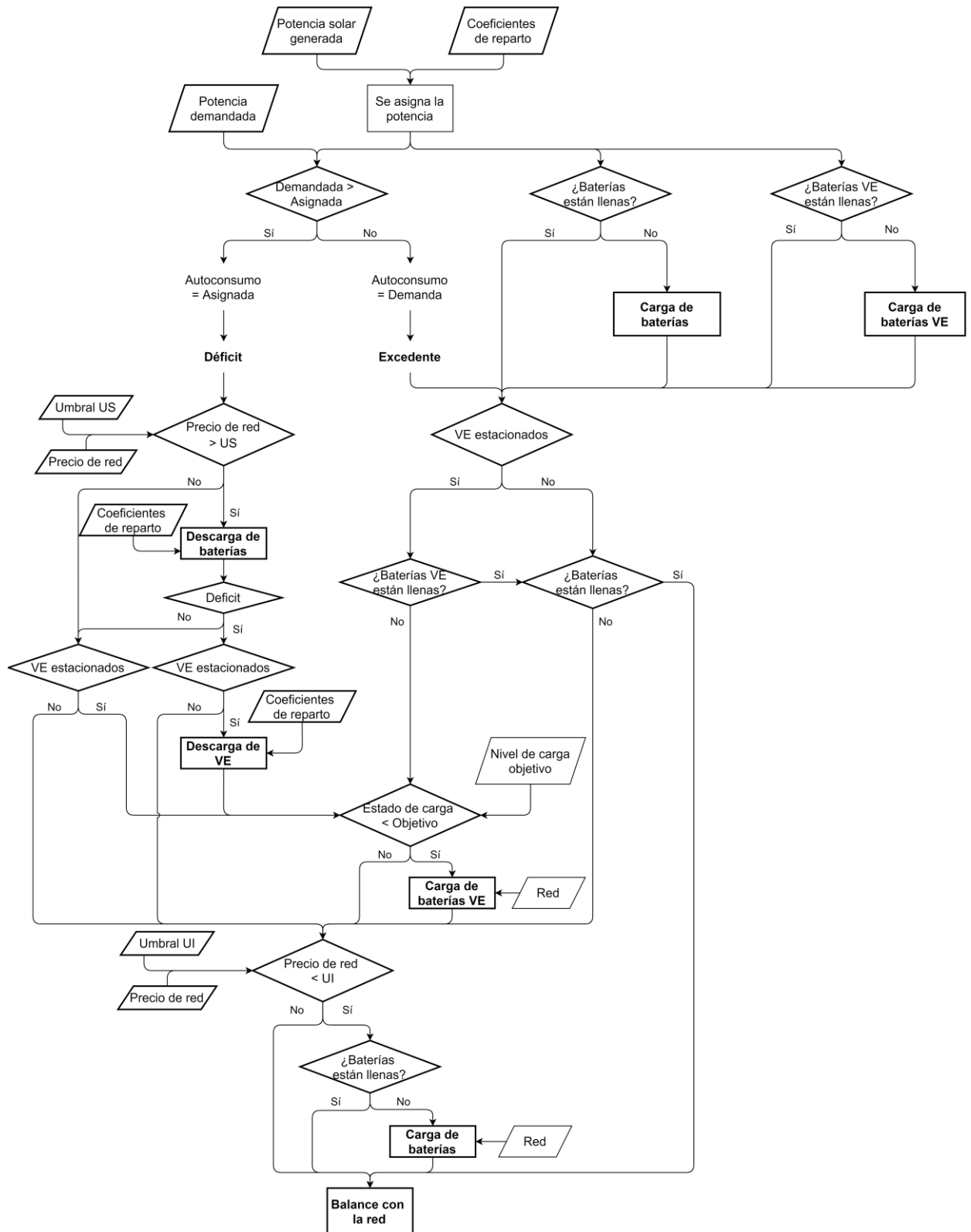


Figura 18. Diagrama de resolución del Caso 4 con coeficientes estáticos².

Para los escenarios del caso 4 que emplean coeficientes estáticos se emplea el procedimiento representado en la Figura 18. Este procedimiento es muy similar al explicado

² En caso de emplear baterías estacionarias de propiedad individual sí que podrían almacenar la energía excedentaria como si se tratase de un caso con coeficientes dinámicos. No obstante, se considera que generaría más confusión que valor añadir un nuevo diagrama para esa situación intermedia.

para coeficientes dinámicos con un par de salvedades. En primer lugar, en la rama del déficit todo es idéntico excepto que la descarga de las baterías o los VE se produce empleando los coeficientes de reparto estáticos. En este caso, igual que en los anteriores se descarga lo máximo para no producir excedentes ya que se considera que la energía almacenada es más valiosa que el precio de venta a red. Por otro lado, la rama de excedentes es bastante diferente ya que no se almacenan en VE ni baterías. En esta rama lo que se comprueba es la presencia de VE estacionados y con capacidad de carga, con el fin de comprobar su estado de carga y adquirir de la red la electricidad necesaria, y de baterías estacionarias con capacidad de carga, para almacenar electricidad en caso de estar en un precio inferior al del umbral inferior UI. La última diferencia con el proceso anterior es que para cargar las baterías y los VE mediante generación renovable se les asigna unos coeficientes estáticos determinados. En caso de que no sean capaces de almacenarlo (por falta de capacidad disponible o por ausencia de VE en los puntos de recarga) se tratará como un excedente de la generación renovable. El resto de los detalles de este diagrama son idénticos a la aplicación de coeficientes dinámicos.

3.2 Modelado del sistema

A continuación, se va a proceder con el modelado matemático de la CEL. En primer lugar, se modelará cada componente de forma individual, después se describirán los coeficientes de reparto, se describirán las restricciones que tiene el sistema y, finalmente, se formulará el problema que el modelo resolverá.

3.2.1 Modelado de componentes

- Demanda eléctrica

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

La demanda eléctrica de los usuarios de la CEL en cada momento corresponde a considerar el conjunto de las demandas individuales de todos los puntos de consumo.

El modelo se aplica a curvas residenciales y comerciales. Para determinar el número de puntos de consumo residenciales y comerciales se determina a partir del número total de puntos de consumo y la ratio de consumo residencial que tenga cada escenario empleando las ecuaciones (2) y (3). Las variables C_{RES} y C_{COM} son determinadas por diseño e indican cuántas curvas tipo residencial y comercial se van a considerar.

$$PTOS_{RES} = PTOS_T \cdot \frac{\sum_{j=C_{RES}+1}^J P_{D,j,t}}{\frac{C_{RES}}{C_{COM}} \cdot \sum_{j=1}^{C_{RES}} P_{D,j,t} \cdot \left(\frac{100}{RATIO_{RES}} - 1 \right) + \sum_{j=C_{RES}+1}^J P_{D,j,t}} \quad (2)$$

$$PTOS_T = PTOS_{RES} + PTOS_{COM} \quad (3)$$

- Instalación fotovoltaica

$$P_{PV,t} = P_{PV,nom} \cdot f_{c,t} \quad \forall t \in T \quad (4)$$

La potencia que genera la instalación fotovoltaica se ha obtenido empleando el software de simulación PVSyst teniendo en cuenta la localización geográfica y la orientación de la instalación.

- Baterías estacionarias

$$E_{B,t} = E_{B,t-1} + P_B|_{CAR,t} \cdot \eta_{BC} \cdot t - P_B|_{DES,t} \cdot \eta_{BD} \cdot t \quad \forall t \in T \quad (5)$$

La energía almacenada en cada hora en las baterías será equivalente a la energía disponible en la hora anterior y se le agrega o sustrae la energía que se haya empleado durante esa hora.

- Vehículos eléctricos

$$E_{VE,k,t} = \begin{cases} E_{VE,k,t-1} + \frac{P_{VE}|_{CAR,t} \cdot \eta_{VEC}}{\sum_{k=1}^K f_{k,t}} - \frac{P_{VE}|_{DES,t} \cdot \eta_{VED}}{\sum_{k=1}^K e_{k,t}} & \text{si } o_{k,t} = 1 \text{ y } o_{k,t-1} = 1 \\ E_{VE,k,t} o_{k,t=1} - cons_k & \text{si } o_{k,t} = 1 \text{ y } o_{k,t-1} = 0 \\ 0 & \text{si } o_{k,t} = 0 \end{cases} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (6)$$

La energía almacenada en cada VE para cada momento se obtiene agregando o sustrayendo de la energía disponible en la hora previa la parte correspondiente de la energía total que se ha cargado o descargado de los VE por parte de la CEL. Esto implica que se hace balance con el conjunto de los VE y, después, se reparte la energía asignada o sustraída entre los diferentes VE estacionados con capacidad para cargar o descargar. Por lo tanto, la energía se reparte equitativamente entre los vehículos disponibles.

$$cons_{k,t} = dis_{k,t} \cdot consumo \quad \forall t \in T_k, k \in K \quad (7)$$

En caso de que un VE se estacione en un punto de recarga, se asume que no lo hará completamente descargado y, por lo tanto, tendrá una energía inicial. Para obtener el valor de esa energía inicial, se ha considerado que los VE que emplean los puntos de recarga comunitarios no se cargan en ningún otro punto de recarga y, por tanto, toda la energía suministrada al VE proviene de esta comunidad energética. Esto implica que la energía con la que el VE estaciona es equivalente a la energía que disponía al abandonar el punto de recarga menos la energía que haya consumido en su recorrido, $cons_k$. Para conocer la cantidad de energía consumida por el VE desde su partida se ha obtenido un valor de distancia recorrida aplicando una distribución de probabilidad. En la literatura se encuentra que la distribución de Weibull es la que mejor se ajusta para un vehículo en ámbito urbano (Plötz, Jakobsson y Sprei 2017). Esta distribución se muestra en la ecuación (8) y emplea dos parámetros: α es el parámetro de forma y λ es el parámetro de escala de la distribución. Al parámetro α se le ha

dato un valor de 3 y a α el valor de la distancia media recorrida diariamente en coche por cada persona en España, 28,9 km (MITECO 2014). Gracias a esta distribución de probabilidad, se puede aleatorizar la distancia recorrida por cada vehículo en el momento de aparcar y obtener valores probables. La distribución de probabilidad resultante se muestra en la Figura 19.

$$dis_{k,l} = 1 - e^{-(\lambda_{dis} \cdot l)^{\alpha_{dis}}} \quad \forall k \in K, l \in L \quad (8)$$

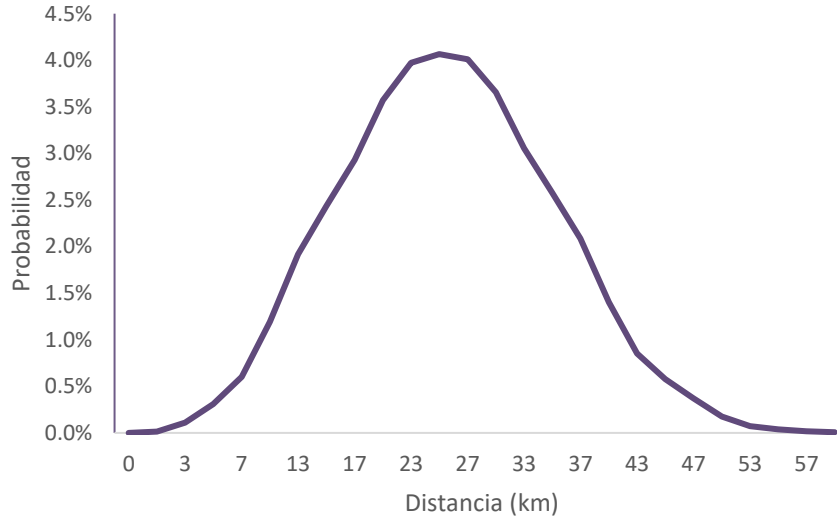


Figura 19. Distribución de probabilidad de la distancia diaria recorrida por el VE.

Por lo general, los usuarios de los VE abandonarán el punto de recarga por la mañana y volverán por la tarde. En este trabajo se ha estimado la probabilidad de partida y llegada para cada hora empleando funciones de distribución de probabilidad. La ecuación corresponde a una distribución normal y los valores de los parámetros empíricos se han obtenido de X. Lu et al. (Lu et al. 2020). La distribución de probabilidad que se obtiene para la salida, la llegada y, por solapamiento, la presencia en el PR del VE se muestra en la Figura 20.

$$f_{sal,k,t} = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{sal}} \exp\left(-\frac{(t - \mu_{sal})^2}{2\sigma_{sal}^2}\right) & 0 < t \leq \mu_{sal} + 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{sal}} \exp\left(-\frac{(t - 24 - \mu_{sal})^2}{2\sigma_{sal}^2}\right) & \mu_{sal} + 12 < t \leq 24 \end{cases} \quad (9)$$

donde $\sigma_{sal} = 2$ y $\mu_{sal} = 8,92$.

$$f_{ileg,k,t} = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{ileg}} \exp\left(-\frac{(t + 24 - \mu_{ileg})^2}{2\sigma_{ileg}^2}\right) & 0 < t \leq \mu_{dep} - 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{ileg}} \exp\left(-\frac{(t - \mu_{ileg})^2}{2\sigma_{ileg}^2}\right) & \mu_{ileg} - 12 < t \leq 24 \end{cases} \quad (10)$$

donde $\sigma_{ileg} = 2$ y $\mu_{ileg} = 17,6$.

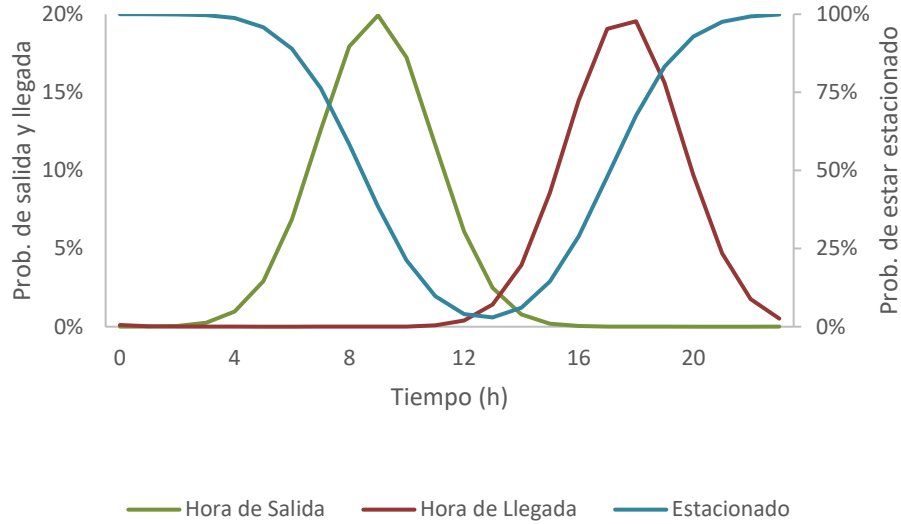


Figura 20. Distribución de probabilidad de salidas y llegadas del VE al PR.

Finalmente, la energía disponible en los VE estacionados en los puntos de recarga comunitarios es equivalente a la suma de la energía disponible en cada uno de los VE.

$$E_{VE,t} = \sum_{k=1}^K E_{VE,k,t} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (11)$$

- Red

$$C_{RED} = \sum_{t=1}^T C_{RVAR,t} + C_{RFIJ} = \sum_{t=1}^T C_{RVAR,t} + \Pi_{POT} \sum_{j=1}^J POT_j \quad (12)$$

El coste anual de la electricidad se calcula como la suma entre los costes variables y los fijos. Los costes fijos de la CEL se obtienen sumando los costes fijos de cada uno de los usuarios de esta.

$$\begin{aligned} C_{RVAR,t} &= C_{ENE,t} - C_{VEN,t} = \\ &= P_{RED,t} \cdot \Delta t \cdot \Pi_{ENE,t} - P_{VEN,t} \cdot \Delta t \cdot \Pi_{VEN,t} \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (13)$$

Por su parte, el término variable del precio de la electricidad consumida por la CEL desde la red se obtiene como la diferencia entre el coste de la energía consumida y la vendida a la red como excedentes del autoconsumo.

3.2.2 Coeficientes de reparto

Los coeficientes de reparto definen cómo la energía producida por un generador se distribuye entre los diferentes participantes del autoconsumo colectivo. La normativa actual únicamente contempla coeficientes estáticos, pero se espera incorporar la posibilidad de

emplear coeficientes dinámicos (ver 2.2). Por lo tanto, tal como se expresa en la ecuación (14), este trabajo considera dos escenarios posibles: el primero es el actual en que los coeficientes de reparto son estáticos y, por lo tanto, hora a hora se mantienen constantes con independencia de las variaciones en las demandas; mientras que el segundo escenario es aquel en que los coeficientes son dinámicos y, por lo tanto, se ajustan en función de la demanda (o el criterio que se elija). Esto implica que, en caso de emplearse coeficientes dinámicos, éstos no serán constantes para cada punto de consumo ya que pueden modificarse en cada hora.

$$\begin{cases} c_{j,t} = cte_j & \text{para coeficientes estáticos} \\ c_{j,t} \neq cte_j & \text{para coeficientes dinámicos} \end{cases} \quad \forall t \in T, j \in J, c_j \in C \quad (14)$$

3.2.3 Estrategias de gestión energética

Cuando un sistema de almacenamiento está disponible, la energía almacenada no se descarga en cualquier instante con déficit energético, sino que sigue una estrategia para maximizar el ahorro económico y, así, aumentar el valor del sistema. El objetivo de esta estrategia es descargar el sistema de almacenamiento cuando el precio de la electricidad de la red sea más alto. Para ello, se define un umbral superior de precio, US , a partir del cual se permite al sistema de almacenamiento proceder a su descarga. Este umbral será más o menos restrictivo en función de la estación del año. De este modo, en épocas de menos recurso solar la descarga estará más restringida a los precios pico, mientras que en épocas con mayor recurso solar se aprovecha todo el excedente almacenado.

$$US = \Pi_{ENE,t} \cdot P_{p_s} \quad \forall t \in [t, t + 24], s \in S \quad (15)$$

Este umbral se actualiza diariamente una vez se conoce el precio de la electricidad del próximo día. Si los usuarios contaran con tarifas eléctricas no reguladas podría considerarse sin ningún problema. Se determina en el percentil p_s , cuyo valor puede cambiar en cada estación del año para optimizar la estrategia.

Por otro lado, se define un umbral inferior de precio, UI , que define un valor de la electricidad especialmente bajo. En caso de que el precio de la red sea inferior a este umbral y haya capacidad de almacenamiento, se comprará electricidad de la red para aprovecharla en momentos de precios altos. Este umbral se define diariamente considerando los precios de la última quincena y estableciéndolo en el percentil 25 de dicho periodo.

$$UI = \Pi_{ENE,t} \cdot P_{25} \quad \forall t \in [t - 168, t] \quad (16)$$

3.2.4 Restricciones del sistema

- Balance energético del sistema

$$\begin{aligned} & (P_{PV,t} + P_B|_{DES,t} \cdot \eta_{BD} + P_{VE}|_{DES,t} \cdot \eta_{VED} + P_{RED,t}) \cdot \Delta t = \\ & (P_{D,t} + P_B|_{CAR,t} \cdot \eta_{BC} + P_{VE}|_{CAR,t} \cdot \eta_{VEC} + P_{VEN,t}) \cdot \Delta t \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (17)$$

Esta ecuación establece que la potencia obtenida de las cuatro posibles fuentes de energía en cada hora del año debe ser equivalente a la combinación de la potencia demandada, almacenada y vendida en cada hora del año.

- Balance neto anual

$$E_{B,0} = E_{B,T} \quad (18)$$

$$E_{EV,0} = E_{EV,T} \quad (19)$$

Con las ecuaciones (18) y (19) se garantiza que no haya un déficit o excedente energético anual a final de la simulación.

- Reparto energético

$$P_{A,j,t} = P_{PV,t} \cdot c_{j,t} \quad \forall t \in T, j \in J \quad (20)$$

$$\sum_{j=1}^J c_{j,t} = 1 \quad \forall t \in T, c_j \in C \quad (21)$$

$$c_{j,t} = 0,1 \cdot \mathbb{N}^* \quad \forall t \in T, c_j \in C, \mathbb{N}^* \in [1,6] \quad (22)$$

La ecuación (20) define cómo se establece para cada curva j la energía asignada a partir de la generación solar y los coeficientes de reparto del momento t . Dichos coeficientes deben sumar siempre la unidad, como establece la ecuación (21), y, para simplificar, se van a considerar en este trabajo sólo los valores positivos múltiplos de 0,1, como queda indicado en la ecuación (22).

$$\begin{cases} P_{PV,j,t} = P_{A,j,t} & P_{A,j,t} < P_{D,j,t} \\ P_{PV,j,t} = P_{D,j,t} & P_{A,j,t} > P_{D,j,t} \end{cases} \quad \forall t \in T, j \in J \quad (23)$$

La energía que cada curva consumirá directamente desde el sistema fotovoltaico en un momento dado dependerá de los valores de potencia asignados y demandados. Si la demanda es superior a la energía asignada, se consumirá toda la energía asignada y el resto se cubrirá con la red eléctrica, las baterías estacionarias o los VE. Por otro lado, si la energía asignada a cierta curva es superior a su demanda, toda la demanda se cubrirá con la energía producida por el sistema fotovoltaico y el excedente se almacenará o verterá a la red.

Las baterías estacionarias y los vehículos eléctricos estacionados en puntos de recarga comunitarios reciben su energía desde la instalación fotovoltaica siguiendo éstas mismas expresiones.

- Baterías

$$P_B|_{DES,t} \cdot P_B|_{CAR,t} = 0 \quad \forall t \in T \quad (24)$$

Esta ecuación impide que se produzca la carga y la descarga de las baterías al mismo tiempo.

$$0 \leq P_B|_{CAR,t} \leq P_B|_{M_{CAR}} \quad \forall t \in T \quad (25)$$

$$0 \leq P_B|_{DES,t} \leq P_B|_{M_{DES}} \quad \forall t \in T \quad (26)$$

$$0 \leq E_{B,t} \leq E_B|_{CAP} \quad \forall t \in T \quad (27)$$

Las restricciones (25), (26) y (27) ponen límites a la potencia de carga y descarga de las baterías, así como a la energía que son capaces de almacenar.

$$\begin{cases} P_B|_{DES,t} = 0 \\ P_B|_{DES,t} \geq 0 \end{cases} \quad \begin{cases} \Pi_{ENE,t} < US \\ \Pi_{ENE,t} \geq US \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (28)$$

$$\begin{cases} P_B|_{CAR,t} \cdot P_{RED,t} = 0 \\ P_B|_{CAR,t} \cdot P_{RED,t} \geq 0 \end{cases} \quad \begin{cases} \Pi_{ENE,t} > UI \\ \Pi_{ENE,t} \leq UI \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (29)$$

La restricción (28) indica que sólo puede producirse la descarga de las baterías estacionarias cuando el precio de la red sea superior al umbral superior. A su vez, la restricción (29) indica que sólo pueden cargarse las baterías desde la red cuando el precio esté por debajo del umbral inferior.

- Vehículos eléctricos

$$P_{VE}|_{DES,t} \cdot P_{VE}|_{CAR,t} = 0 \quad \forall t \in T \quad (30)$$

Esta ecuación impide que se produzca la carga y la descarga de los vehículos eléctricos al mismo tiempo.

$$0 \leq P_{VE}|_{CAR,t} \leq P_{VE}|_{M_{CAR}} \cdot \sum_{k=1}^K o_{k,t} \quad \forall t \in T \quad (31)$$

$$0 \leq P_{VE|DES,t} \leq P_{VE|MDES} \cdot \sum_{k=1}^K o_{k,t} \quad \forall t \in T \quad (32)$$

$$0 \leq E_{VE,t} \leq E_{VE|CAP} \cdot \sum_{k=1}^K o_{k,t} \quad \forall t \in T \quad (33)$$

Las restricciones (31), (32) y (33) ponen límites a la potencia de carga y descarga de los vehículos eléctricos, así como a la energía que son capaces de almacenar.

$$0 \leq \sum_{k=1}^K o_{k,t} \leq PR \quad \forall t \in T \quad (34)$$

Con la ecuación (34) se establece que no puede haber más vehículos estacionados que puntos de recarga posee la comunidad.

$$\begin{cases} P_{VE|DES,t} = 0 \\ P_{VE|DES,t} \geq 0 \end{cases} \quad \begin{cases} \Pi_{ENE,t} < US \\ \Pi_{ENE,t} \geq US \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (35)$$

$$\begin{cases} P_{VE|CAR,t} \cdot P_{RED,t} = 0 \\ P_{VE|CAR,t} \cdot P_{RED,t} \geq 0 \end{cases} \quad \begin{cases} \Pi_{ENE,t} > UI \\ \Pi_{ENE,t} \leq UI \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (36)$$

La restricción (35) indica que sólo puede producirse la descarga de las baterías del VE cuando el precio de la red sea superior al umbral superior. A su vez, la restricción (36) indica que sólo pueden cargarse los VE desde la red cuando el precio esté por debajo del umbral inferior.

- Red

$$C_{RFIJ}|_0 = C_{RFIJ}|_{CE} \quad (37)$$

Esta restricción implica que el término de potencia no se va a modificar debido a la participación en la comunidad energética y, por tanto, los costes debidos al término de potencia se mantienen igual. Esto se trata de una aproximación conservadora al problema, asumiendo que el pico de demanda en cada punto de consumo no se verá afectado sensiblemente por la presencia de la instalación fotovoltaica.

$$C_{VEN}|_{0,t} = 0 \quad \forall t \in T \quad (38)$$

Esta restricción indica que no se vende electricidad en la situación original. Al no haber instalación fotovoltaica es imposible que se generen excedentes de autoconsumo.

3.2.5 Formulación del problema

- Función objetivo

El objetivo del problema consiste en maximizar la ecuación (53) que representa el ahorro anual generado por la CEL. El ahorro vendrá definido por la diferencia entre el coste anual de la electricidad para los usuarios de la CEL en la situación original y el coste una vez dentro de la comunidad.

$$AHO = C_{RED}|_0 - C_{RED}|_{CE}$$

Así, teniendo en cuenta la ecuación (13) y las restricciones (37) y (38), se puede expresar de la siguiente manera:

$$AHO = \sum_{t=0}^T C_{ENE}|_{0,t} - C_{ENE}|_{CE,t} + C_{VEN}|_{CE,t}$$

$$AHO = \sum_{t=1}^T (\Pi_{ENE,t} \cdot [P_{RED}|_{0,t} - P_{RED}|_{CE,t}] \cdot \Delta t + \Pi_{VEN,t} \cdot P_{VEN}|_{CE,t} \cdot \Delta t) \quad (39)$$

La potencia consumida desde la red en la situación original y en la comunidad energética se definen como:

$$P_{RED}|_0 = \sum_{t=0}^T P_{D,t} \quad (40)$$

$$P_{RED}|_{CE} = \sum_{t=0}^T \left(P_{D,t} + P_{VEN}|_{CE,t} - P_{PV,t} + \frac{P_B|_{CAR,t}}{\eta_{BC}} - \frac{P_B|_{DES,t}}{\eta_{BD}} + \frac{P_{VE}|_{CAR,t}}{\eta_{VEC}} - \frac{P_{VE}|_{DES,t}}{\eta_{VED}} \right) \quad (41)$$

En la situación original es equivalente a la suma de todas las demandas ya que es la única posibilidad que disponen los usuarios para cubrir sus necesidades energéticas. Sin embargo, en la CEL la demanda a la red se verá afectada por la generación solar que se produzca y la energía que se intercambie con los sistemas de almacenamiento energético disponibles.

CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO

4.1 Situación geográfica y climatología

El proyecto plantea situar sobre uno de los tejados de Las Naves³, en la ciudad de València, una instalación de generación fotovoltaica. Tal como delimita el RD 244/2019, los usuarios de la CEL deben situarse a una distancia inferior a 500 metros del punto de generación eléctrica. Esta área alrededor del edificio de Las Naves puede contemplarse en la Figura 21. Como puede observarse, se encuentra cerca del puerto de València y en el área de alcance de la CEL se encuentra una región prácticamente vacía al Sur, pero está densamente poblado al Norte con edificaciones de entre 4 y 7 plantas. Se tratan principalmente de edificaciones residenciales con bajos comerciales y hay presentes también algunos servicios públicos como un colegio, una iglesia o un centro de salud.



Figura 21. Situación geográfica y alcance de la comunidad energética proyectada.

Al encontrarse en la ciudad de València, la climatología es muy benigna. Se caracteriza por un clima suave, típicamente mediterráneo, con una temperatura media anual superior a los 17 °C. Los veranos son cálidos y los inviernos muy moderados. Esto permite que la radiación solar en la zona sea elevada (Figura 22) y convierte a la ciudad en un lugar idóneo para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.

³ LAS NAVES es una fundación sin ánimo de lucro de personalidad jurídica privada y perteneciente al Sector Público Local del Ayuntamiento de València que promueve la innovación urbana en los sectores estratégicos de movilidad, energía y agua, agroalimentación, salud y ciudad saludable y, por último, industria creativa y cultural. (Valencia 2020)

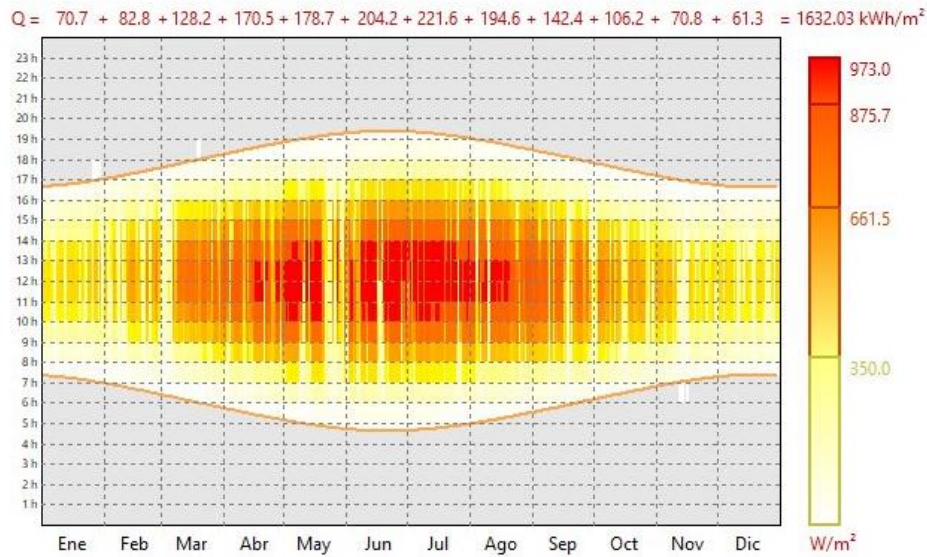


Figura 22. Irradiación global sobre plano horizontal (realizado mediante el software CYPETHERM HE Plus a partir de datos climáticos de Energyplus).

4.2 Tecnologías disponibles

El sistema dispondrá, en su opción más simple, de una instalación solar fotovoltaica, un conjunto de cargas consumiendo electricidad y conexión a la red eléctrica nacional. Además, se contemplan la incorporación de sistemas de almacenamiento y gestión energética como las baterías estacionarias y puntos de recarga comunitarios para vehículos eléctricos que puedan ser cargados y descargados a voluntad por la CEL. Un esquema incluyendo todos estos elementos se presenta en la Figura 23. A continuación, se detallan las características de cada una de estas tecnologías.

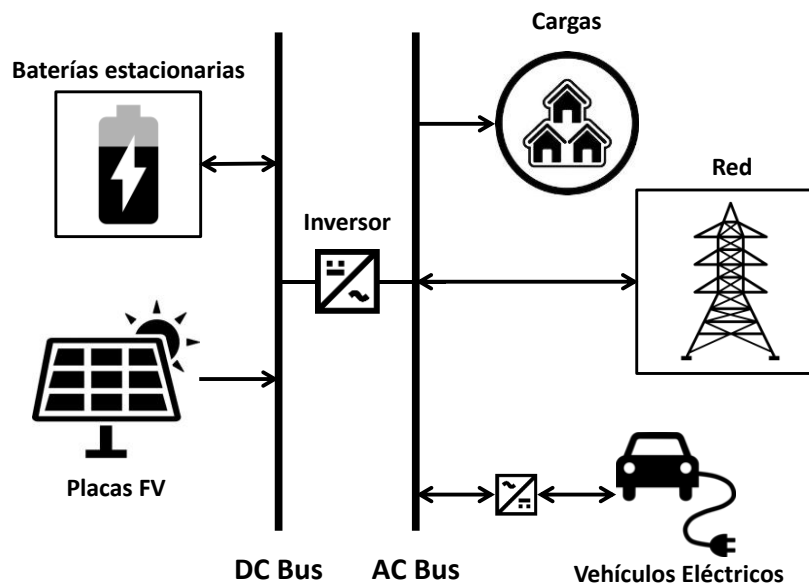


Figura 23. Esquema del sistema con todas las tecnologías posibles incorporadas.

4.2.1 Solar Fotovoltaica

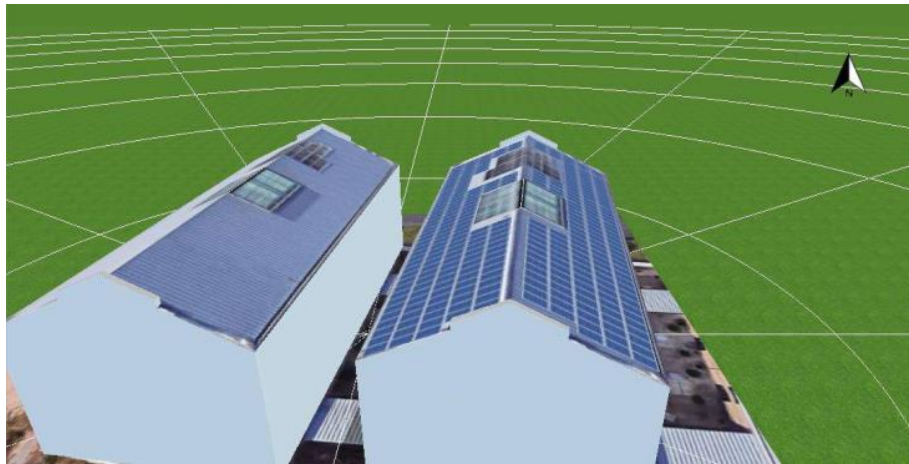


Figura 24. Representación de la instalación sobre el tejado (Ecooo 2019)

El diseño de la instalación fotovoltaica ha sido realizado previamente por la empresa de no lucro Ecooo por lo que se van a partir de sus resultados para este trabajo y la instalación va a ser tal como Ecooo la proyectó. La instalación constará de dos superficies, tal como puede observarse en la Figura 24: una con orientación este y otra con orientación oeste. Estas superficies coinciden lógicamente con las orientaciones de los tejados del edificio. A pesar de no orientar las placas hacia el sur, la gran radiación disponible, la ausencia de elementos que la obstaculicen alrededor y la superficie disponible permiten que la generación eléctrica de la instalación sea muy significativa.

Para obtener los valores de producción solar en cada hora del año se ha recurrido al software PVSyst. Se simuló ambos tejados y se sumaron los valores obtenidos. Finalmente, para ajustarse al proyecto presentado por Ecooo, se multiplicó por un factor de 0,92 los valores de cada hora para ajustar el total anual al previsto por la empresa en el proyecto fotovoltaico.

Tabla 5. Características principales de la instalación FV (Ecooo 2019)

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia del generador FV	kWp	100.98
Superficie del generador FV	m ²	593.7
Número de módulos FV	u.	306
Número de inversores	u.	2
Inyección anual en la red	kWh/año	124,186
LCOE (Wiser, Bolinger y Seel 2020)	€/MWh	43
Coste de instalación del sistema FV	€	106,800
Coste de reemplazo del inversor (Rasuni 2021)	€/u.	3,654
Coste de O&M del sistema FV (Walker 2017)	€/kW/año	20

4.2.2 Baterías estacionarias

Las baterías que se van a emplear son emplean tecnología de ion litio. La razón es que, tal como indica la literatura, para aplicaciones de almacenamiento de excedentes solares resultan más apropiadas que las que emplean tecnología de plomo ácido (Parra et al. 2017). Por ello, para seleccionar los modelos de baterías estacionarias se ha realizado una comparación de precios de mercado de algunos de los modelos de ion litio más populares (Tabla 6). A partir de esta comparativa se ha decidido emplear, por sus buenas relaciones entre coste y capacidad, los modelos de LG Chem RESU13 y RESU3.3 (europe-solarstore.com 2021; europe-solarshop.com 2021) como batería comunitaria y batería individual, respectivamente.

Tabla 6. Comparativa de costes de diferentes modelos de batería.

Modelo	Capacidad (kWh)	Coste (€)	€/kWh
Tesla Powerwall 2.0	13.5	8,240	610
LG Chem RESU13	13.1	5,590	427
xStorage by Nissan	9.6	5,580	581
Varta Pulse	6.5	5,745	884
Solax Battery	6.3	3,550	564
Sonnen Batterie Eco	4	5,950	1,488
LG Chem RESU3.3	3.3	2,524	765
Samsung SDI	3.24	4,000	1,235
Moixa Smart Battery	3	3,900	1,300
Enphase	1.2	1,900	1,583

Las características de estas baterías se muestran a continuación en la Tabla 7:

Tabla 7. Especificaciones técnicas de la batería LG Chem RESU13 y RESU3.3

Características eléctricas	Unidades	RESU13	RESU3.3
Capacidad total de energía	kWh	13.1	3.3
Capacidad de energía útil	kWh	12.4	2.9
Profundidad de descarga	%	94.7	87.9
Capacidad de la batería	Ah	252	63
Rango de tensión	V _{DC}	42.0 to 58.8	42.0 to 58.8

Características eléctricas	Unidades	RESU13	RESU3.3
Tensión nominal	V _{DC}	51.8	51.8
Eficiencia de la batería		95 %	95 %
Ciclos de descarga hasta el 90 %	u.	6,000	6,000
Precio de la batería	€/u.	5,590	2,524

A nivel comunitario, para dimensionar la pila de baterías se han empleado las siguientes ecuaciones:

$$\text{Mínimo } C_{batt}|_{com} = \frac{E_{necesaria_T}}{DoD \cdot V_N \cdot \eta_B} \quad (42)$$

$\text{Mínimo } C_{batt}$ es la carga mínima necesaria en el conjunto de baterías, $E_{necesaria}$ es la cantidad de energía que se desea poder almacenar, DoD se trata de la profundidad de descarga y V_N de la tensión nominal del sistema que será de 48 V en este trabajo. La energía necesaria viene definida por diseño en el escenario que se esté estudiando y determina el tamaño de la pila de baterías.

Para conocer el número de baterías en serie, en paralelo y el total se realizaron los siguientes cálculos:

$$N_{bat_{serie}}|_{com} = \frac{V_N}{V_{N_{bat}}} = \frac{48 V}{51,8 V} \approx 1 \text{ batería} \quad (43)$$

Siendo $N_{bat_{serie}}$ el número de baterías instaladas en serie y $V_{N_{bat}}$ la tensión nominal de las baterías.

$$N_{bat_{paralelo}}|_{com} = \frac{\text{Mínimo } C_{batt}}{C_{bat_{unitaria}}} = \frac{\text{Mínimo } C_{batt}}{252 Ah} \quad (44)$$

Siendo $N_{bat_{paralelo}}$ el número de baterías instaladas en paralelo y $C_{bat_{unitaria}}$ la carga de cada batería. Así, se obtienen el número de baterías en serie y en paralelo. Para obtener el número total de baterías ($N_{bat_{total}}$) solo hay que multiplicar los valores anteriores:

$$N_{bat_{total}}|_{com} = N_{bat_{serie}}|_{com} \cdot N_{bat_{paralelo}}|_{com} \quad (45)$$

A nivel individual, para obtener el número de baterías necesarias se ha dividido la energía necesaria por toda la CEL entre el número de puntos de consumo de la comunidad y se han aplicado el resto de las ecuaciones de forma idéntica a las explicadas en este apartado. Por lo tanto, el conjunto de ecuaciones sería el siguiente:

$$E_{necesaria}|_{ind} = \frac{E_{necesaria_T}}{PtOS_{con}} \quad (46)$$

$$\text{Minimo } C_{batt}|_{ind} = \frac{E_{necesaria}}{DoD \cdot V_N \cdot \eta_B} \quad (47)$$

$$Nbat_{serie}|_{ind} = \frac{V_N}{V_{Nbat}} = \frac{48 V}{51,8 V} \approx 1 \text{ batería} \quad (48)$$

$$Nbat_{paralelo}|_{ind} = \frac{\text{Mínimo } C_{batt}}{Cbat_{unitaria}} = \frac{\text{Mínimo } C_{batt}}{63 Ah} \quad (49)$$

$$Nbat_{total}|_{ind} = Nbat_{serie}|_{ind} \cdot Nbat_{paralelo}|_{ind} \cdot Ptos_{con} \quad (50)$$

4.2.3 Vehículos Eléctrico

Para definir las características del vehículo eléctrico se ha empleado como referencia el Renault Zoe por ser el vehículo eléctrico más vendido en España en el año 2020 (hibridosyelectricos.com 2021), y se asumirá por simplificar que todos los vehículos eléctricos de la comunidad serán idénticos. Se ha escogido el vehículo con la batería de mayor capacidad porque se puede esperar que la tendencia en los próximos años sea la de aumentar la autonomía. Como la batería que emplea Renault en los vehículos Zoe son LG Chem, se asume que la eficiencia puede ser la misma que las baterías estacionarias. Además, se estima que el vehículo tiene un consumo de 13 kWh cada 100 km (pasatealoelectrico.es 2020). Por su parte, los puntos de recarga eléctrica tendrán una potencia de 7,4 kW que corresponde a una recarga estándar rápida. Estos son los puntos de recarga más comunes en viviendas o puntos de recarga públicos y tienen un coste que no supera los 1.000 € (Neomotor 2020).

Tabla 8. Especificaciones de la batería del VE y el punto de recarga.

Parámetro	Unidades	Valor
Capacidad de la batería del VE	kWh	50
Consumo energético	kWh/km	0.13
Rendimiento de la batería	%	95
Potencia de carga del PR	kW	7.4
Potencia de descarga del PR	kW	7.4
Precio de adquisición e instalación del PR	€/u.	1,000

El número de puntos de recarga se estima en función del número de usuarios que forman parte de la CEL. Empleando las ecuaciones (2) y (3) se calcula el número de puntos residenciales y comerciales que formarán parte de la comunidad. Se ha estimado que por cada punto de consumo residencial se cuenta con una media de 2,5 usuarios (la media de personas por hogar en España) y con 1,5 usuarios por cada punto de consumo comercial. De este modo, se conocen cuántos usuarios hay en total en la CEL.

$$USUARIOS = 2.5 \cdot PTOS_{RES} + 1.5 \cdot PTOS_{COM} \quad (51)$$

A su vez, conociendo que el parque de vehículos eléctricos en España es de aproximadamente 78,000 vehículos (movilidadelectrica.com 2020) y la población española es de 46.94 millones de personas, se estima cuántos puntos de recarga son necesarios en la comunidad siguiendo esa proporción.

$$K = USUARIOS \cdot \frac{78,000}{46.94 \cdot 10^6} \quad (52)$$

4.2.4 Red Eléctrica

La fuente principal de energía en la comunidad energética seguirá siendo la red eléctrica nacional. Para este caso de estudio, se va a considerar que tanto el precio de adquisición de la electricidad como el precio de venta de excedentaria del autoconsumo siguen la facturación del PVPC. Se han empleado valores horarios obtenidos de e-sios, el sistema de información del operador del sistema de REE. Sin embargo, se podría simular otras facturaciones para este modelo sin ningún problema.

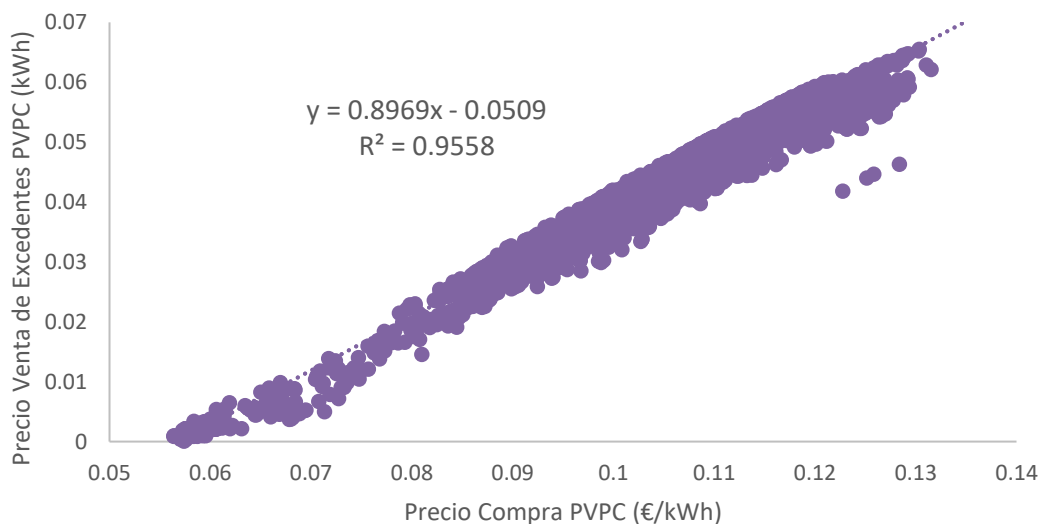


Figura 25. Correlación lineal entre los precios de compra y venta de la facturación PVPC para los meses de abril a diciembre del año 2019.

Como el año 2020 ha tenido unas circunstancias particulares a causa de la emergencia sanitaria que ha obligado a cambiar muchos de los patrones de uso de la energía a nivel social, se va a emplear 2019 como año de estudio y así evitar obtener resultados y conclusiones que no sean aptas fuera de la situación extraordinaria de 2020. No obstante, considerar 2019 para la simulación presenta una desventaja y es que los excedentes de autoconsumo comenzaron a

compensarse a partir de abril; por lo tanto, no hay precios de venta para los primeros tres meses del año. Para superar este obstáculo se ha realizado una correlación entre el precio de compra y el de venta durante el resto del año y se ha observado una correlación lineal con coeficiente de determinación superior al 95 % (Figura 25). De este modo, se han podido estimar los valores de venta para el primer trimestre del año.

4.3 Cargas del sistema

Las cargas del sistema corresponden con las demandas eléctricas de los usuarios de la CEL. En este trabajo se han considerado tres cargas residenciales y dos cargas comerciales para la simulación en el modelo matemático.

4.3.1 Cargas residenciales

Para las cargas residenciales se han obtenido curvas de consumo reales durante el año 2019 de 9 viviendas cerca del área donde se desea fundar la CEL. Agrupando las curvas por semejanza se han formado las 3 curvas tipo del modelo, que reciben el nombre de “Residencial 1”, “Residencial 2” y “Residencial 3”. De este modo, representan 3 tipos de consumos con instalaciones y patrones de comportamiento diferenciados. Así pues, las curvas de “Residencial 1” corresponden con consumos que en los meses de verano tienen un consumo elevado, supuestamente por la presencia de equipos de refrigeración en las viviendas. Por su parte, “Residencial 2” corresponde a curvas con consumos reducidos en comparación con el resto, probablemente se traten de viviendas con baja ocupación. Y, por último, “Residencial 3” se caracteriza por un elevado consumo nocturno y en los meses de invierno, posiblemente por la presencia de un calentador de agua eléctrico.

Para detectar estas similitudes se han empleado dos estrategias: comparar los días tipo y comparar el año de días promedio. El día tipo significa obtener el valor promedio para cada hora del día entre todos los días del año. Así, la Figura 26 muestra los días tipo de las 3 curvas residenciales en línea continua y gruesa, junto con los valores reales representados en línea discontinúa. Por otro lado, el año de días promedio se construye a partir de la media de consumo en cada día del año para cada punto de consumo; es decir, se realiza una media del consumo de cada día hasta obtener los 365 días del año. De este modo, a Figura 27 muestra los años tipo de las 3 curvas residenciales en línea continua y gruesa, junto con los valores reales representados en línea discontinúa.

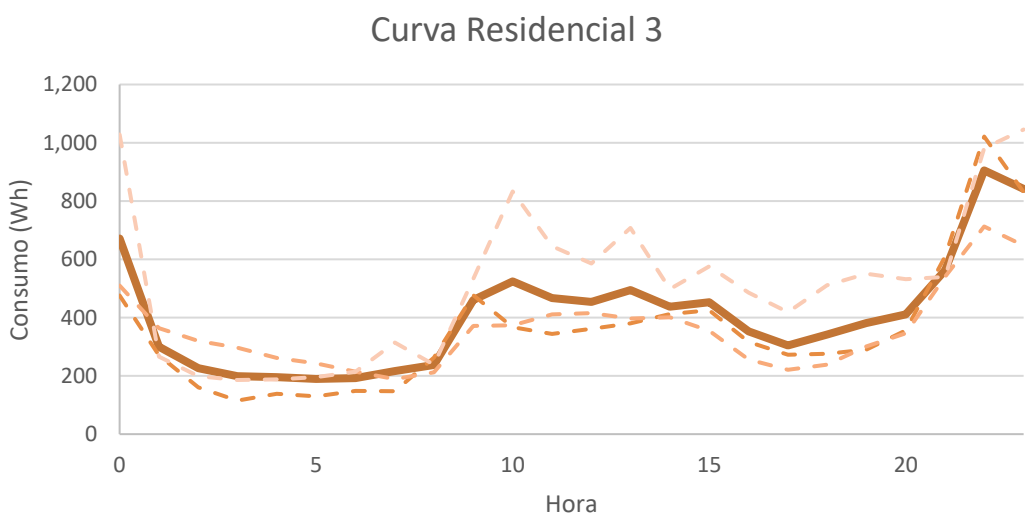
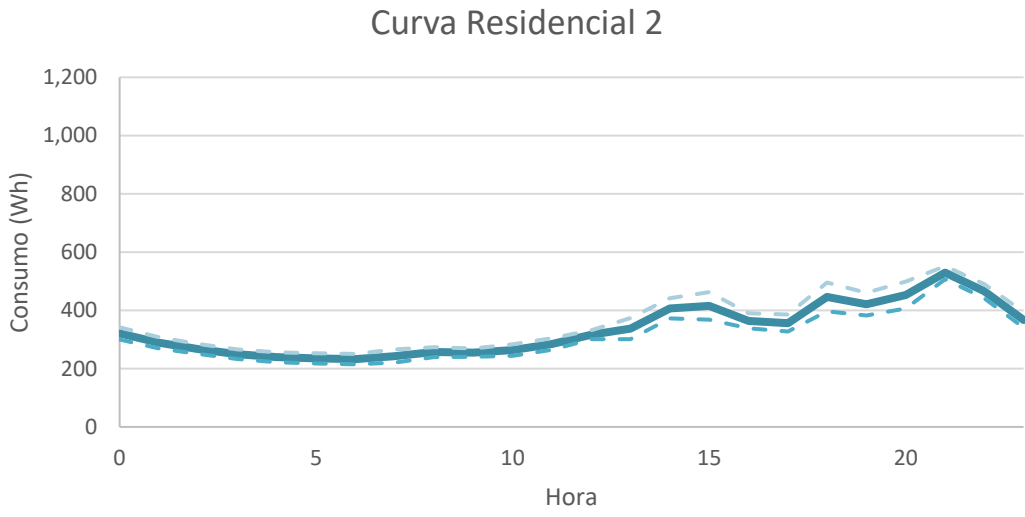
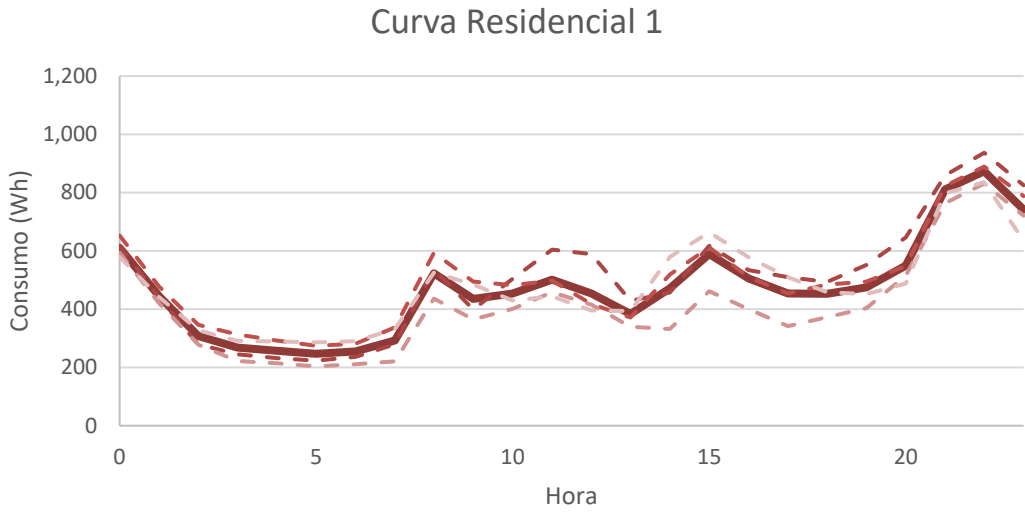


Figura 26. Curvas diarias de las tres curvas tipo que se van a emplear en este caso de estudio. Se presenta en línea continua el consumo promedio y en línea discontinua los valores de consumos reales.

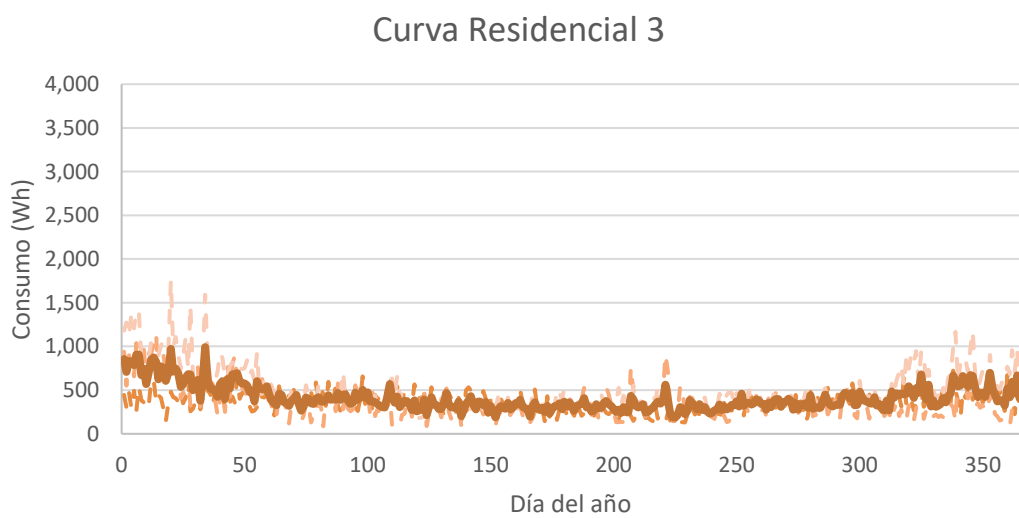
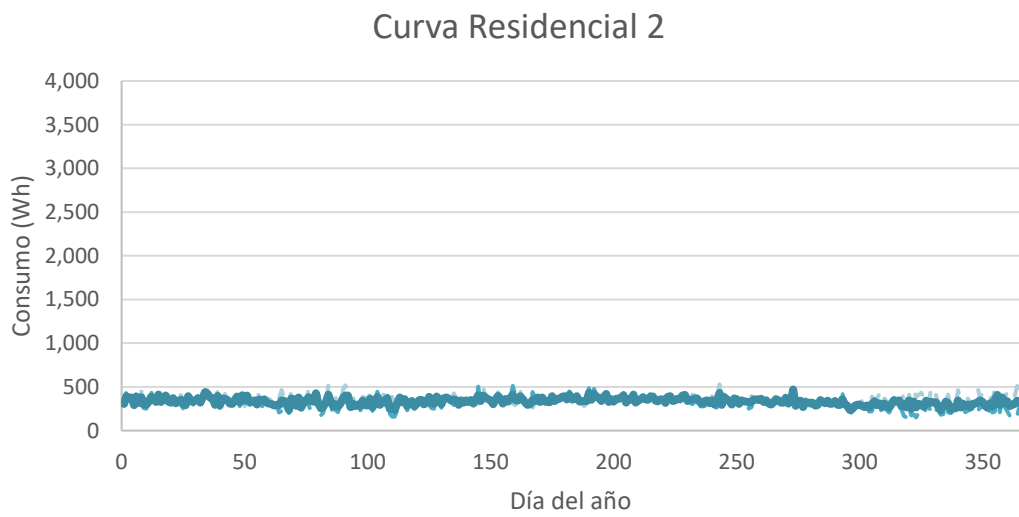
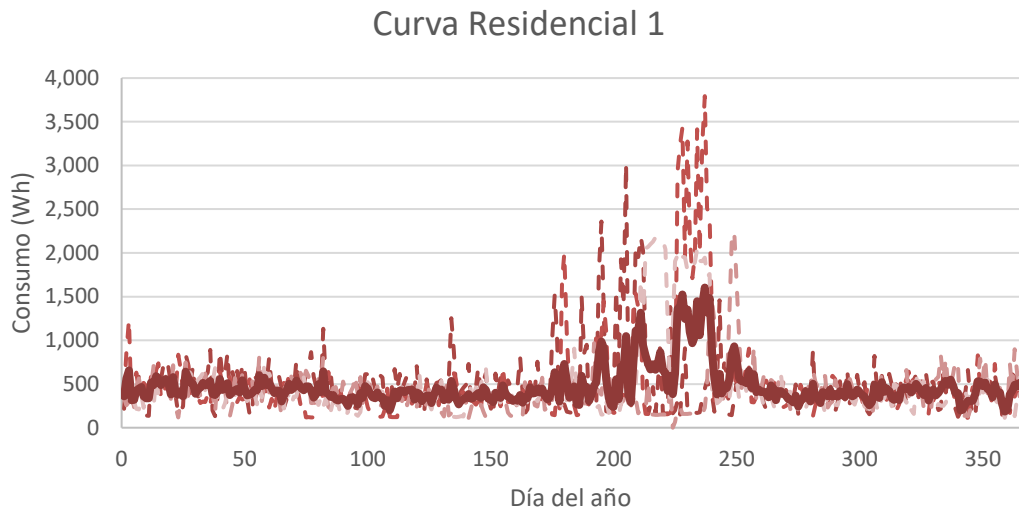


Figura 27. Curvas anuales de las tres curvas tipo que se van a emplear en este caso de estudio. Se presenta en línea continua el consumo promedio y en línea discontinua los valores de consumos reales.

4.3.2 Curvas comerciales

En el caso de las curvas comerciales, se han empleado dos curvas de este tipo en el modelo matemático. Solamente ha sido posible recopilar en este caso dos curvas de consumo de comercios locales por lo que se van a emplear directamente como las curvas tipo para el modelo. A continuación, se muestran las curvas de día típico y las curvas del año de días promedio. Como se puede observar, en este tipo de consumos aumenta la demanda en las horas del mediodía en comparación con los consumos residenciales.

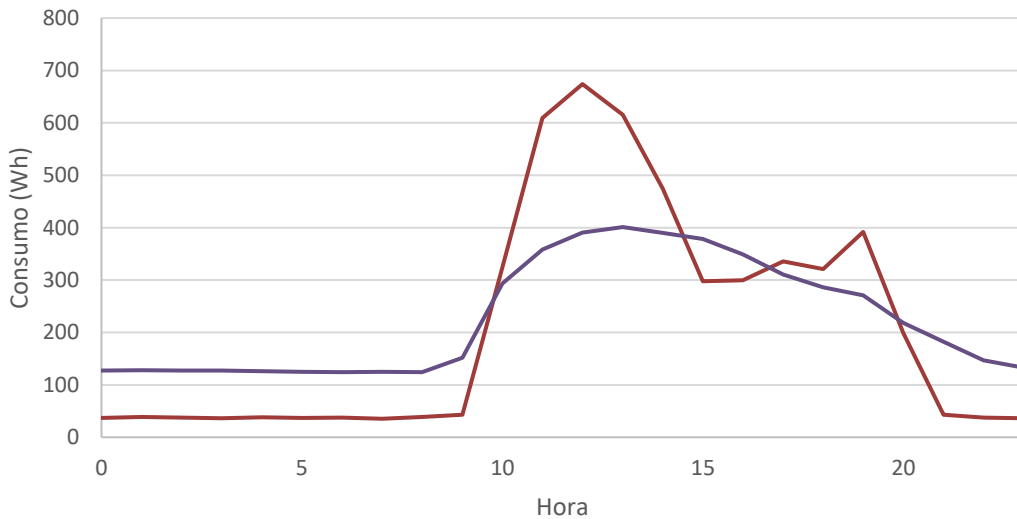


Figura 28. Día típico de las curvas comerciales estudiadas en este trabajo.

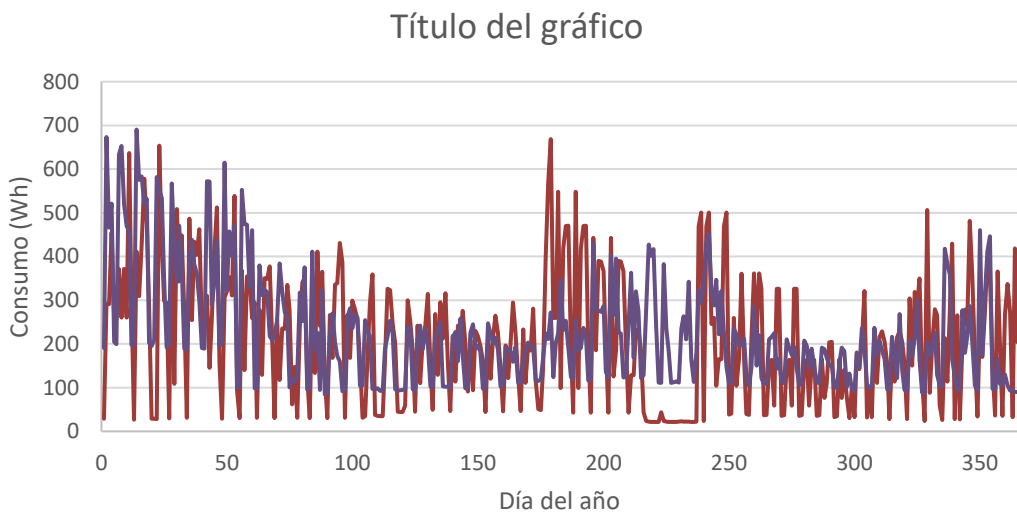


Figura 29. Año de días promedio de las curvas comerciales estudiadas en este trabajo.

4.4 Escenarios estudiados

Tal como se indica en la sección 3.1, los escenarios que se estudian con el modelo matemático se generan a partir de las variables listadas en la Tabla 4 combinando los valores posibles que se decida estudiar. En el caso de este caso de estudio, los valores concretos de dichas variables se indican en la Tabla 9. Considerando todas las posibles combinaciones entre

esos valores, se han generado un total de 432 escenarios. La relación de todos los escenarios y sus valores se muestra en el Anexo Anexo 2.

Tabla 9. Lista de variables de diseño y los posibles valores que pueden tomar.

Variable	Valores
Tipo de coeficientes	Estáticos o dinámicos
Puntos de consumo	50, 100 o 150 puntos
Ratio residencial de la potencia demandada	25, 50, 75 o 100 %
Baterías estacionarias	Disponible o no disponible
Propiedad de las baterías	Comunitarias o individuales
Capacidad de las baterías	0, 100 o 300 kWh
Coefficiente estático asignado a las baterías estacionarias	0, 0.1, 0.2 o 0.3
Punto de recarga para VE	Disponible o no disponible
Coefficiente estático asignado a los puntos de recarga	0, 0.1, 0.2 o 0.3

4.5 Evaluación financiera

La evaluación financiera se realizará empleando el VAN de la CEL, resolviendo la siguiente ecuación:

$$VAN_{CE,N} = VAN_{AHO,N} - VAN_{OM,N} - VAN_{INV,N} \quad (53)$$

Siendo $VAN_{CE,N}$ el Valor Actual Neto (VAN) de la comunidad energética en el año N, para este trabajo se ha establecido que el objetivo es que en el año 20 este valor sea el mayor posible. Para calcular el VAN de cada término se emplean las ecuaciones que se presentan a continuación. En el caso de la inversión no se realiza el descuento en función del flujo de capital anual sino del valor actual de las inversiones necesarias en el año que correspondan. Las inversiones abarcan tanto la instalación inicial como el reemplazo de inversores y baterías a lo largo de la vida útil de la CEL.

$$VAN_{AHO,n} = \frac{AHO}{d - i_{elec}} \cdot \left[1 - \left(\frac{1 + i_{elec}}{1 + d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (54)$$

$$VAN_{OM,n} = \frac{OM}{d} \cdot \left[1 - \left(\frac{1}{1+d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (55)$$

$$VAN_{INV,n} = VAN_{INV,n-1} + \frac{INV_n}{(1+d)^n} \quad \forall n \in N \quad (56)$$

Para obtener los valores actuales se realiza un descuento en función de los índices de inflación de la electricidad (i_{elec}) y la tasa de descuento del mercado (d). A la hora de otorgar valor a estos índices se han tenido en cuenta sus tendencias recientes y los valores empleados se muestran en la Tabla 10. Los conceptos optimista y pesimista vienen definidos exclusivamente en función de cómo afecta a la rentabilidad de la CEL y, por tanto, las opciones menos deseables para la sociedad general (altos precios de la electricidad, intereses de mercado bajos) se consideran optimistas aquí al recompensar el riesgo realizado en la inversión.

Tabla 10. Índices empleados para el método con descuento de la evaluación financiera.

	Referencia	Optimista	Pesimista
Inflación electricidad (i_{elec})	0.000	0.020	- 0.020
Interés mercado (d)	0.020	0.010	0.050

Para establecer el valor de referencia de la inflación de la electricidad se ha considerado la evolución de la tarifa PVPC en España desde 2014 hasta 2020. Estos precios se han obtenido del Sistema de Información del Operador del Sistema (Sistema de Información del Operador del Sistema - REE 2021) y se presentan en la Tabla 11. Para obtener un valor lo más realista posible de la tendencia en la inflación se ha excluido el valor de 2020 al ser un valor esperablemente bajo por motivo de la pandemia y el consiguiente descenso del consumo eléctrico. En la Figura 30 se ha representado la serie histórica considerada y la regresión de mínimos cuadrados, obteniendo así la inflación promedio de los últimos años. En este caso, la tendencia es muy próxima a 0.

No obstante, puede observarse que el precio tiene una gran volatilidad y, por lo tanto, considerar únicamente el promedio para un periodo de 20 años tiene mucha incertidumbre. Para intentar reducir esta incertidumbre, se van a considerar tres escenarios: un escenario de referencia, un escenario optimista y un escenario pesimista. De este modo se espera poder estimar los resultados en situaciones en que la evolución de los mercados sea más o menos favorable para la rentabilidad de la CEL. Así, la inflación de la electricidad en el escenario de referencia se considera similar a la tendencia promedio y será del 0 %, en un escenario optimista la electricidad de la red aumentará mucho su precio por lo que se considera una inflación del 2 % y en un escenario pesimista la inflación sería negativa, se ha considerado un - 2 %. En todo caso, durante la presentación y análisis de resultados se va a hacer referencia prioritariamente a los índices de referencia y se hará explícita las situaciones en que se esté hablando de los escenarios optimista o pesimista.

Tabla 11. Media anual del precio de la electricidad en España según la tarifa PVPC (Sistema de Información del Operador del Sistema - REE 2021)

AÑO	PRECIO (€/kWh)
2014	0.1172
2015	0.1208
2016	0.1026
2017	0.1190
2018	0.1234
2019	0.1104
2020	0.0943

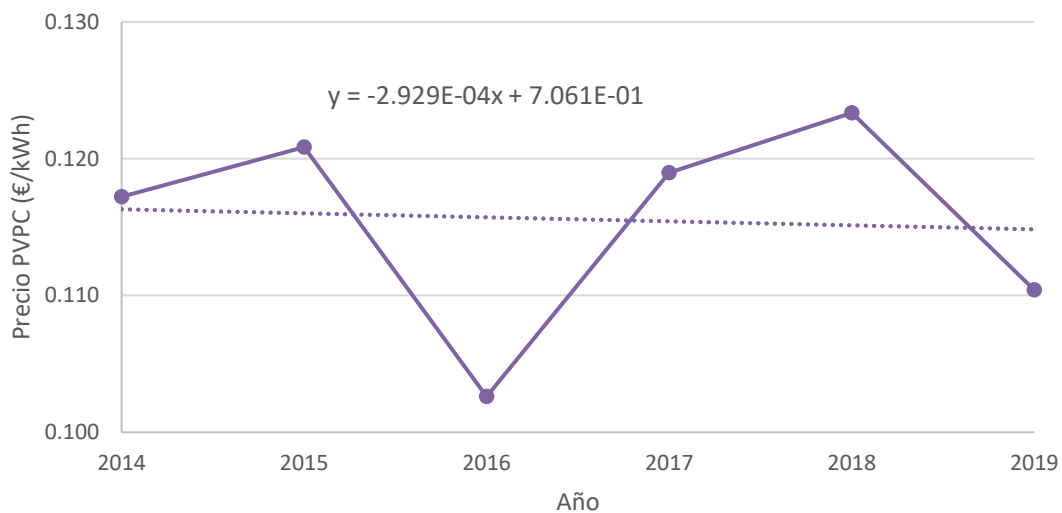


Figura 30. Media anual del precio de la electricidad en España y su línea de tendencia (Sistema de Información del Operador del Sistema - REE 2021)

En el caso de la tasa de descuento de mercado, la rentabilidad de los depósitos se sitúa a finales de 2020 en el 0.04 % (Bolsamanía 2020); muy lejos del 5 % que llegaban a ofrecer antes de la crisis financiera de 2008. Aunque el valor de 2020 puede ser irreal ya que el mundo se encuentra de nuevo embarcado en una profunda crisis, a lo largo de la última década nunca el valor ha sido muy elevado. Así pues, se ha decidido optar por el valor algo elevado y, por tanto, conservador del 2 % para el valor de referencia. Los valores optimistas y pesimistas son respectivamente del 1 % y el 5 %. Como se puede ver, el valor optimista no es tampoco muy optimista viendo la situación actual del mercado, pero cabe esperar que a lo largo de los próximos 20 años se produzcan momentos de mayor estabilidad económica y, por tanto, aumente la tasa de descuento del mercado.

4.6 Grado de autoconsumo

Para evaluar el autoconsumo se ha considerado cuánta de la energía consumida por la CEL proviene de la instalación solar FV. Desde la instalación solar puede alimentarse a la CEL de forma directa o almacenando la energía previamente en baterías estacionarias o el VE. No obstante, puede almacenarse energía en baterías y VE provenientes de la red nacional que no se consideraría autoconsumo. Para tener todo esto en cuenta, se suma el autoconsumo directo, la energía proporcionada por las baterías, la energía proporcionada por los VE y se resta la energía adquirida de la red para cargar baterías estacionarias o VE. Finalmente, para obtener el valor del grado de autoconsumo se divide este resultado por el total de consumo de la CEL.

4.7 Huella de carbono de la CEL

Para evaluar las emisiones de efecto invernadero que las diferentes configuraciones de la CEL son capaces de generar se van a emplear los factores de emisión señalados en la Tabla 12. Para los valores de los vehículos eléctricos y de combustión el valor que aporta la literatura es la huella de carbono por cada kilómetro recorrido; no obstante, considerando que el VE consume 13 kWh cada 100 km de promedio se ha estimado la huella de carbono por cada unidad energética consumida. En el caso del vehículo impulsado por gasolina, se ha hecho la misma equivalencia para poder hacer una comparativa directa entre los vehículos eléctricos y los de combustión interna.

Tabla 12. Factores de emisión de las diferentes tecnologías empleadas en este trabajo.

Tecnología	Factor de emisión (gCO ₂ /kWh)
Red Eléctrica Española (REE 2020)	190
Instalación Fotovoltaica (Victoria y Gallego-Castillo 2019)	20
Baterías Estacionarias (Thomas et al. 2020)	60
Vehículo Eléctrico (Lander et al. 2021)	1,085
Vehículo impulsado por Gasolina (EEA 2017)	1,885

Además, las emisiones asociadas a los VE se han dividido en dos: asociadas a su uso como batería en la CEL, $CO_{2VE|BAT}$, y asociadas a su movilidad en carretera, $CO_{2VE|MOV}$. Las emisiones asociadas a su uso como batería corresponden a la descarga de energía que realizan en la CEL y, al tratarse también de baterías de ion litio, el impacto será equivalente al de las baterías estacionarias.

$$CO_{2VE|BAT} = \sum_{t=0}^T (P_{VE|DES,t} \cdot \Delta t) \cdot fe_{BAT} \quad (57)$$

Por su parte, las emisiones asociadas a su función de movilidad se corresponden a la energía que adquiere en el punto de recarga y no descarga posteriormente.

$$CO_2 VE|_{MOV} = \sum_{t=0}^T ((P_{VE}|_{CAR,t} - P_{VE}|_{DES,t}) \cdot \Delta t) \cdot fe_{VE} \quad (58)$$

Las emisiones equivalentes para esa energía empleando un vehículo de gasolina se obtiene de la misma manera, pero empleando el factor de emisión correspondiente al coche de gasolina.

$$CO_2 GAS = \sum_{t=0}^T ((P_{VE}|_{CAR,t} - P_{VE}|_{DES,t}) \cdot \Delta t) \cdot fe_{GAS} \quad (59)$$

Para el resto de los componentes se obtienen las emisiones asociadas mediante sus respectivos factores de emisión y sus intercambios energéticos.

$$CO_2 RED|_0 = \sum_{t=0}^T (P_{RED}|_{0,t} \cdot \Delta t) \cdot fe_{RED} \quad (60)$$

$$CO_2 RED|_{CEL} = \sum_{t=0}^T (P_{RED}|_{CEL,t} \cdot \Delta t) \cdot fe_{RED} \quad (61)$$

$$CO_2 PV = \sum_{t=0}^T (P_{PV,t} \cdot \Delta t) \cdot fe_{PV} \quad (62)$$

$$CO_2 BAT = \sum_{t=0}^T (P_B|_{CAR,t} \cdot \Delta t) \cdot fe_{RED} \quad (63)$$

Finalmente, las emisiones evitadas por la comunidad energética se obtienen con la siguiente expresión:

$$CO_2 EVI = \left(CO_2 RED|_0 + CO_2 GAS - CO_2 RED|_{CEL} - CO_2 PV \right. \\ \left. - CO_2 BAT - CO_2 VE|_{BAT} - CO_2 VE|_{MOV} \right) \cdot N \cdot 10^{-6} \quad (64)$$

CAPÍTULO 5. RESULTADOS OBTENIDOS

5.1 Método de la exposición de los resultados

Para presentar los resultados de este caso de estudio se va a seguir una metodología con el objetivo de facilitar la comprensión de las cifras. En primer lugar, se va a ilustrar la potencia del modelo con unos ejemplos que muestran el cálculo horario durante una semana de verano y otra de invierno sobre cómo se reparte y se cubre las demandas que se generan en la CEL del caso de estudio. A continuación, se van a presentar los resultados para la situación original sin CEL del consumo energético, gasto económico y huella de carbono de los usuarios de la CEL.

A partir de aquí, se presentan los resultados de cada uno de los casos en los que se han clasificado los escenarios estudiados. Estos casos están definidos en función de las tecnologías que emplea la CEL (ver Tabla 3). Para cada uno de estos casos se van a mostrar en primer lugar los resultados financieros, seguidos de los grados de autoconsumo conseguidos y, finalmente, las emisiones evitadas gracias a esta CEL. Los resultados financieros se mostrarán empleando la Tasa Interna de Retorno (TIR) ya que más conveniente para comparar escenarios con inversiones diferentes en función de las tecnologías empleadas, como ocurre en este trabajo especialmente al emplear baterías estacionarias, y este indicador ayuda a comparar el rendimiento de las inversiones.

Por último, se va a realizar un estudio comparativo de los 4 casos siguiendo el mismo patrón. En primer lugar, se compararán los resultados financieros, seguido del grado de autoconsumo y, para terminar, las emisiones evitadas por cada caso.

5.2 Escala horaria de la simulación de la CEL

Para empezar, tal como se ha anticipado, se va a mostrar cómo el modelo simula la CEL hora a hora representando los resultados durante una semana de verano e invierno en diferentes escenarios. La Figura 31 ilustra una semana de verano en un escenario del Caso 1, sin sistemas de gestión energética. Puede observarse cómo la producción solar reduce la compra de electricidad a la red que, de no existir generación fotovoltaica, se acopla a la demanda de la CEL perfectamente. Se producen unos pequeños excedentes que son vendidos a la red debido a que la resolución de 0,1 empleada para optimizar los coeficientes de reparto no permite ajustar perfectamente el reparto a las demandas de cada punto de consumo.

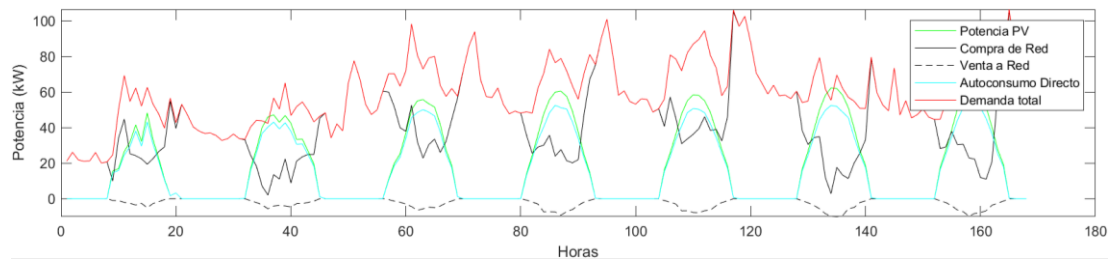


Figura 31. Semana de verano para un escenario del Caso 1 (escenario 19).

Por su parte, la Figura 32 muestra la simulación de una CEL durante una semana de invierno de un escenario del Caso 4, que dispone de baterías y punto de recarga para VE como sistemas de almacenamiento y gestión energética. En este caso se observa que la producción solar es muy inferior al ejemplo anterior. Además, la energía almacenada en los VE se retira por las mañanas y regresa por las noches siguiendo su rutina de entradas y salidas del punto de recarga. La presencia del VE provoca que en algunos instantes la compra de electricidad a la red supere la demanda eléctrica de la CEL debido a la necesidad de cargar el vehículo hasta el nivel de carga objetivo. Además, es posible adquirir electricidad para cargar las baterías estacionarias si el precio de red es bajo. El hecho de que las baterías no se descarguen completamente indica que el umbral de precio durante esa semana es algo elevado para ser ideal; no obstante, es de suponer que en otras semanas estará correctamente ajustado pues, de otro modo, se hubiera seleccionado un valor del percentil para esa estación más bajo para aprovechar toda la energía almacenada.

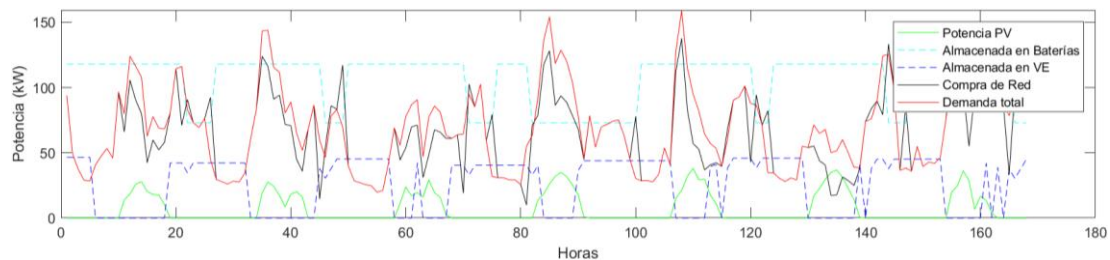


Figura 32. Semana de invierno para un escenario del Caso 4 (escenario 223).

5.3 Resultados del Caso 0: Situación original

A continuación, se van a evaluar los resultados que se obtendrían en el caso de que los usuarios no participasen en la CEL y no variasen en nada su forma de consumir electricidad. En este caso, toda la energía que demandan los usuarios de la CEL se adquiere desde la red eléctrica nacional al ser la única fuente de suministro eléctrico disponible. El gasto económico en la compra de electricidad en este caso inicial es el que sirve de referencia para calcular el ahorro y la rentabilidad financiera del resto de resultados, tal como se indica en la ecuación (39). Tanto el consumo energético como, por tanto, el gasto económico variará en función del número de puntos de consumo en la CEL y de la participación de demandas residenciales. Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 13 y 14, respectivamente.

Tabla 13. Consumo energético global de la CEL según los puntos de consumo suministrados y la ratio de consumo residencial.

Ratio Residencial	Para 50 puntos (kWh)	Para 100 puntos (kWh)	Para 150 puntos (kWh)
25 %	111,945	213,234	328,987
50 %	124,868	253,545	367,758
75 %	144,638	296,124	440,762
100 %	181,141	351,626	532,767

Tabla 14. Gasto en la factura eléctrica global de la CEL en la situación original según los puntos de consumo suministrados y la ratio de consumo residencial.

Ratio Residencial	Para 50 puntos	Para 100 puntos	Para 150 puntos
25 %	12,640.88 €	24,090.87 €	37,163.57 €
50 %	14,054.45 €	28,540.71 €	41,404.27 €
75 %	16,227.08 €	33,213.23 €	49,440.31 €
100 %	20,245.10 €	39,299.32 €	59,544.43 €

En la situación original no se considera que exista ninguna reducción de emisiones de carbono, pero se puede evaluar la huella ecológica del consumo de electricidad por parte de los usuarios de la CEL antes de unirse a la comunidad. Para ello se han considerado las emisiones de dióxido de carbono equivalente asociadas al consumo de electricidad desde la red nacional y las demandas energéticas. Los valores de emisiones obtenidos se muestran en la Tabla 15 y, como resulta esperable, a mayor número de usuarios el impacto energético es mayor. Además, se aprecia que los consumidores residenciales de este caso de estudio consumen más energía que los consumidores comerciales.

Tabla 15. Huella de carbono del consumo eléctrico de los usuarios durante 20 años si no cambian su forma de consumir electricidad (tCO₂eq).

Ratio Residencial	Para 50 puntos	Para 100 puntos	Para 150 puntos
25 %	21.27	40.51	62.51
50 %	23.72	48.17	69.87
75 %	27.48	56.26	83.74
100 %	34.42	66.81	101.23

5.4 Resultados del Caso 1: FV + Red

Se presentan a continuación los resultados obtenidos empleando el modelo desarrollado en este trabajo. En primer lugar, se muestran los resultados del Caso 1. El Caso 1 es aquel en que se considera la presencia de la instalación fotovoltaica pero ningún sistema de almacenamiento o gestión energética. La inversión inicial será, por tanto, el coste de la instalación FV y a los 10 años se añadirá el reemplazo de los inversores.

En este caso, las variables de diseño que afectan al resultado económico del escenario son el número de puntos suministrados y la ratio de consumo residencial a las que se suma el tipo de coeficiente de reparto empleado. De este modo, se muestran los resultados para coeficientes estáticos en la Figura 33 y los resultados para coeficientes dinámicos en la Figura 34. Se observa claramente que la mejor configuración de CEL en este caso es una comunidad grande (150 puntos de consumo) y una proporción de consumo residencial elevada (ratio del 75 %).

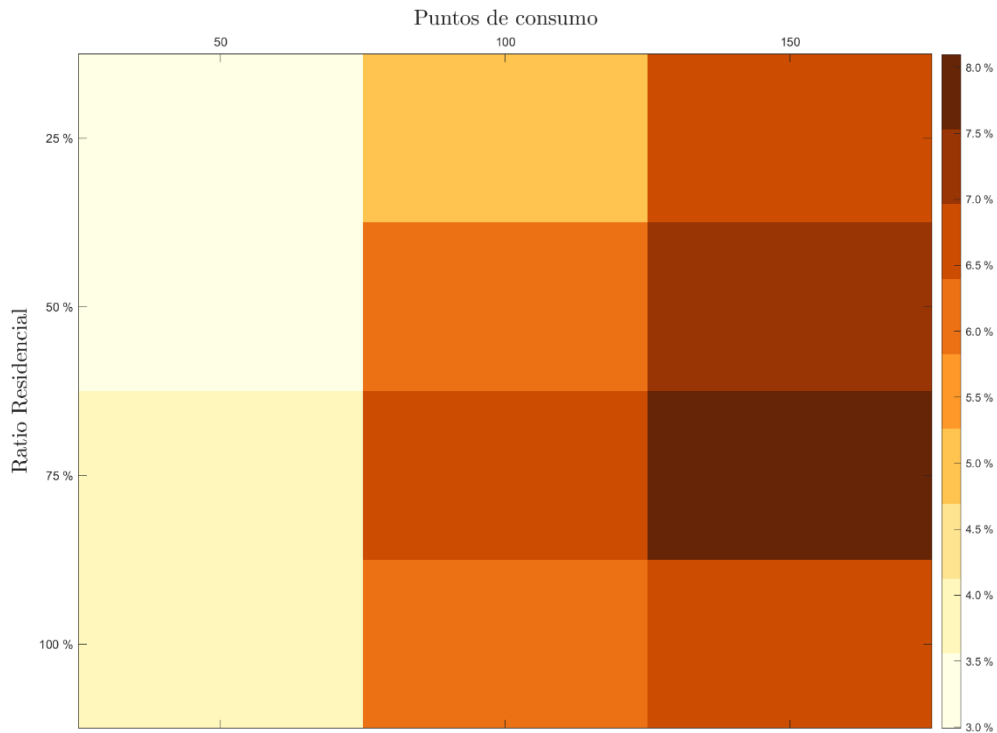


Figura 33. Mapa de calor de TIR en escenarios del Caso 1 empleando coeficientes estáticos.



Figura 34. Mapa de calor de TIR en escenarios del Caso 1 empleando coeficientes dinámicos.

Además, se observa cómo los coeficientes de reparto dinámico mejoran la economía de la CEL en cualquier situación (Figura 35) y que esta mejora es más notable cuanto menor es el tamaño de la CEL.

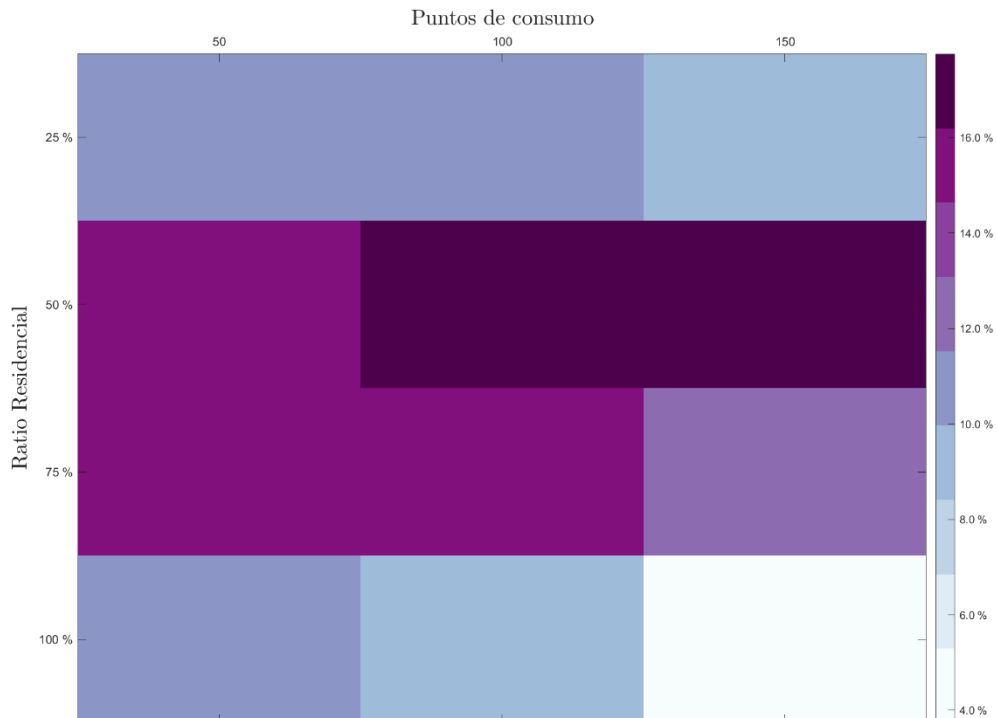


Figura 35. Aumento promedio de la rentabilidad al emplear coeficientes dinámicos en lugar de coeficientes estáticos en escenarios del caso 1.

Para concluir el apartado financiero, se van a mostrar las perspectivas financieras que puede esperarse de un escenario del Caso 1 con una configuración optimizada en la Figura 36.

Esta figura representa las perspectivas financieras del mejor escenario del Caso 1 y los posibles escenarios futuros considerando una evolución más optimista o pesimista del índice de mercado y la inflación del precio de la electricidad. En concreto, se trata del escenario 19, con 150 puntos de consumo y un 75 % de participación residencial. En este caso se observa que, incluso en las condiciones más pesimistas, la CEL recupera la inversión y obtiene beneficios. La pequeña irregularidad que se produce en el décimo año corresponde con el reemplazo del inversor de la instalación FV.

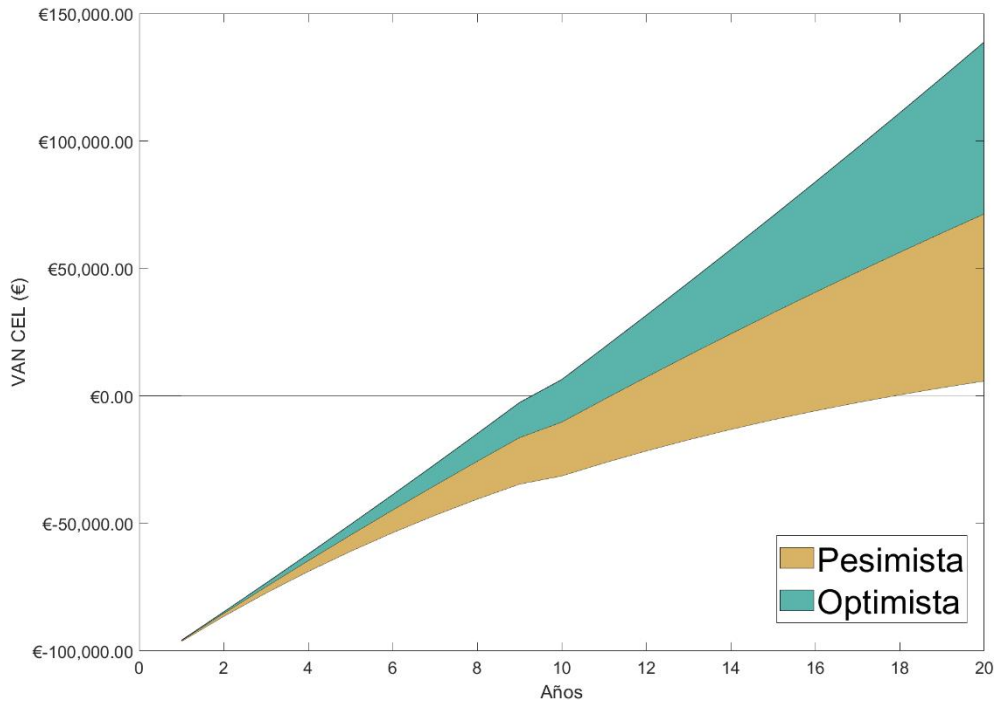


Figura 36. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 19. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

Siguiendo con la representación de los resultados obtenido en el Caso 1, se van a mostrar ahora los resultados de autoconsumo obtenidos en la Figura 37 y, para acabar, las emisiones evitadas en la Figura 38. Al tener la instalación solar una dimensión fija, es lógico que los mayores porcentajes de autoconsumo se obtengan con comunidades pequeñas y con poca presencia residencial ya que disminuye la demanda energética. No obstante, en valores absolutos las comunidades que más emisiones evitan son las grandes ya que generan menos excedentes al tener demandas superiores.

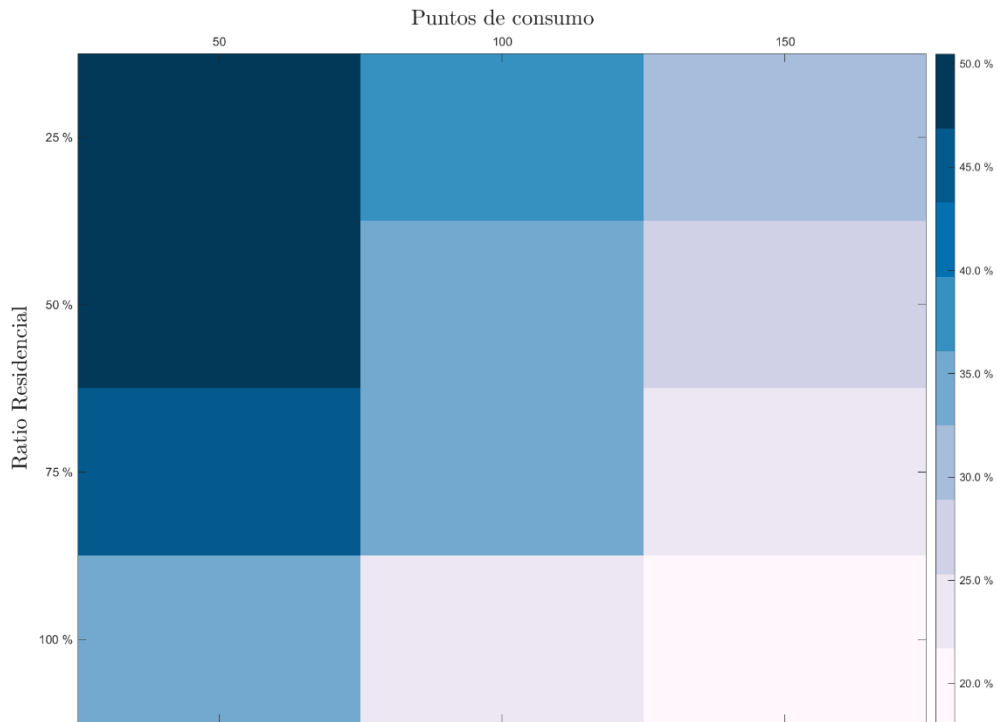


Figura 37. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 1.



Figura 38. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 1 (tCO₂eq).

5.5 Resultados del Caso 2: FV + Baterías + Red

A continuación, se van a representar los resultados del Caso 2 continuando con el mismo esquema que en los casos previos. El Caso 2 es aquel que cuenta con baterías estacionarias como sistema de almacenamiento de la CEL. Los factores que determinan la rentabilidad de la CEL

serán los mismos que en el Caso 1 (coeficientes de reparto, puntos suministrados y ratio residencial) agregando las particularidades de las baterías. En este caso, las baterías pueden variar su capacidad de almacenamiento, el modelo de propiedad y, cuando corresponda, el coeficiente estático asignado.

Lo primero que cabe mencionar al analizar este caso es que el sistema de baterías estacionarias tiene un importante impacto en la inversión necesaria para fundar la CEL. Como puede observarse en la Figura 39, al emplear baterías estacionarias la inversión que necesita hacer la CEL se incrementa sensiblemente. Según el caso, la inversión aumenta entre un 60 y un 450 %. Además, los casos con baterías de propiedad particular requieren un desembolso inicial que duplica la inversión en casos con baterías comunitarias.

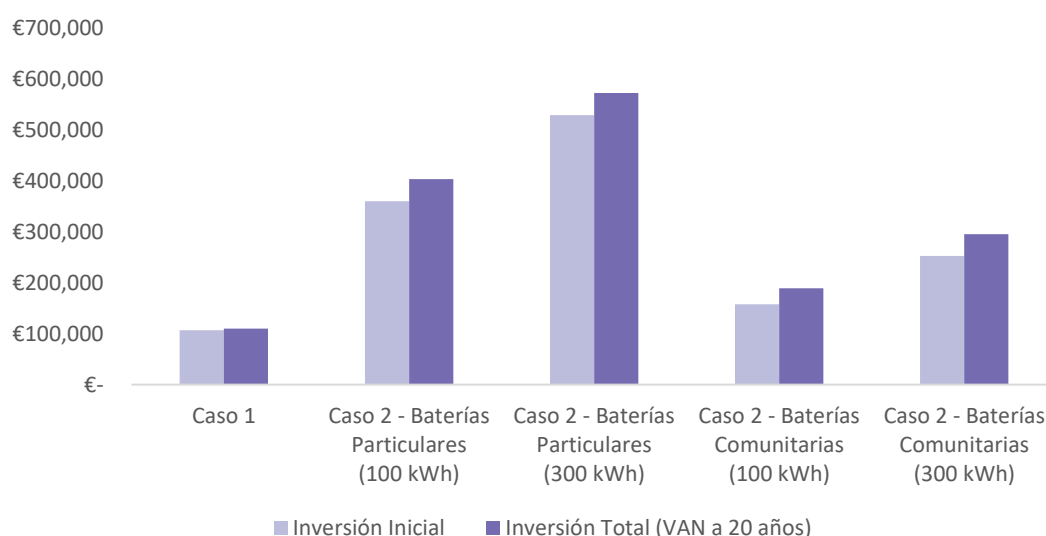


Figura 39. Inversiones promedio de diferentes casos.

Esto se debe al número de baterías que se necesita adquirir en cada configuración que asciende según el número de puntos de consumo. Cuando las baterías son de propiedad individual, para obtener 100 kWh de capacidad se instala el número mínimo de baterías en todos los casos, una batería en cada punto de consumo, y para obtener 300 kWh de capacidad se instalan 3 baterías en comunidades pequeñas, 2 en comunidades medianas y 1 en comunidades grandes, de modo que se emplea el mismo número de baterías tanto si el objetivo es tener 100 o 300 kWh de capacidad. Esto ocurre porque al tener un mínimo número de baterías a instalar se sobredimensiona el sistema de almacenamiento.

Tabla 16. Número promedio de baterías instaladas en escenarios con baterías de propiedad individual según la capacidad de almacenamiento y la cantidad de puntos de consumo.

Capacidad (kWh)	Para 50 puntos	Para 100 puntos	Para 150 puntos
100	51	100	151
300	152	201	151

Esto lleva a que los resultados que se obtienen cuando las baterías son de propiedad individual no son rentables y ningún escenario logra un VAN positivo al cabo de 20 años. De hecho, el escenario con esta configuración que logra mejores resultados se muestra en la Figura 40 y su VAN de referencia presenta unas pérdidas de -145,000 €. El motivo es que, aunque

únicamente se reemplazan una vez (se aprecia en la figura la bajada del VAN en el año 18) y sólo una parte de las baterías, el ahorro que se genera anualmente no es suficiente para lograr compensar la inversión inicial realizada.

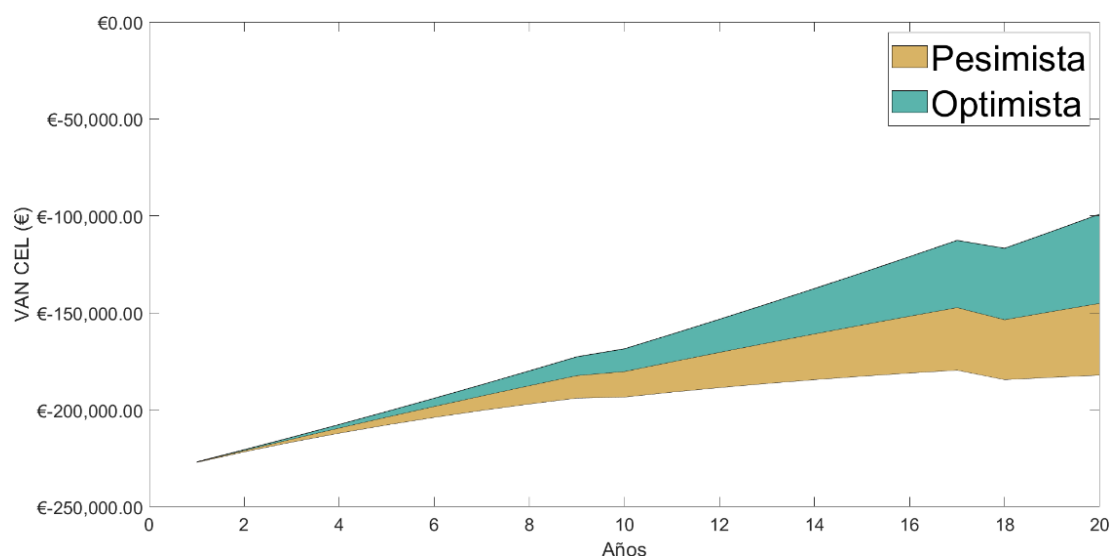


Figura 40. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 30. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

Por otra parte, los escenarios que emplean baterías comunitarias instalan únicamente 9 o 26 baterías para obtener una capacidad de 100 y 300 kWh, respectivamente. Aun así, los escenarios con baterías comunitarias tampoco resultan rentables y en sólo 1 de los 96 escenarios se obtiene un valor del TIR superior al 1 %. Si se observan los ahorros anuales generados, los mejores resultados se obtienen en comunidades de gran tamaño, como se observa en las Figuras 41 y 42. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento de menor tamaño funcionan algo mejor al emplear coeficientes estáticos mientras que para coeficientes dinámicos se obtienen mayores ahorros anuales al instalar sistemas de mayor capacidad. Tanto la tendencia en el tamaño de la CEL como la combinación entre coeficientes de reparto y las capacidades óptimas de almacenamiento, tienen que ver con la flexibilidad que dispone la CEL para aprovechar las variaciones de precio de la red. En comunidades grandes se producen menos excedentes lo que favorece a la CEL porque aprovecha más la energía producida por la instalación solar. Además, cuando se emplean coeficientes dinámicos, las baterías tendrán más capacidad disponible al no almacenar tanto excedentes y podrán comprar más electricidad barata de la red. Por otra parte, empleando coeficientes estáticos, los excedentes no se almacenan por lo que un sistema de mayor tamaño resulta excesivo para aprovechar los precios de red, queda sobredimensionado y los costes de operación y mantenimiento no se compensan lo que reduce el ahorro generado.

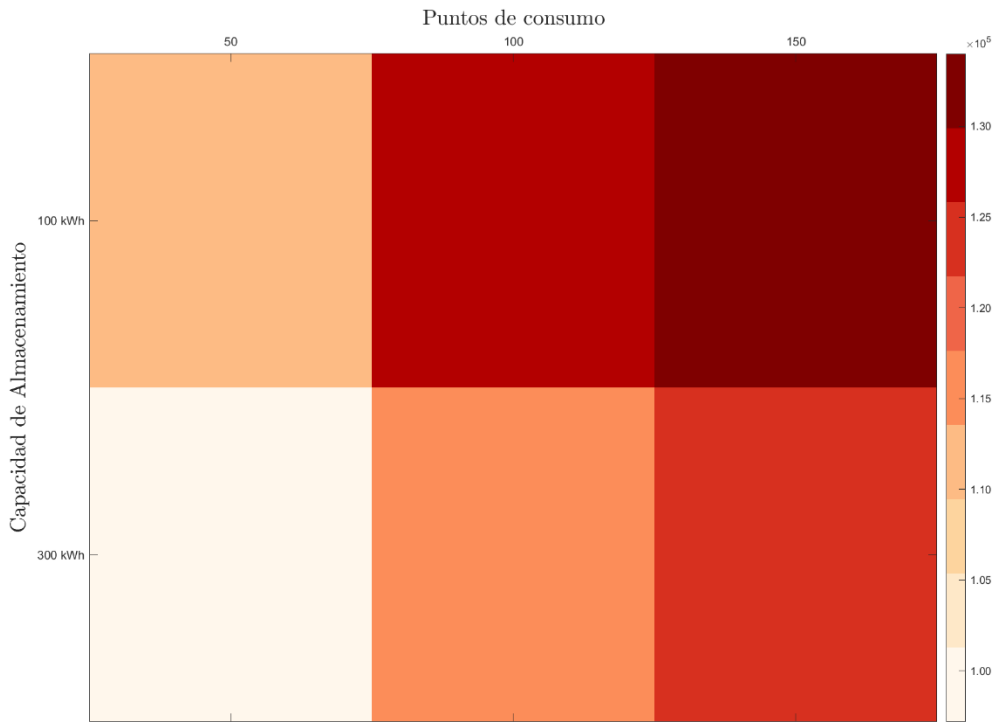


Figura 41. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes estáticos para escenarios del Caso 2.

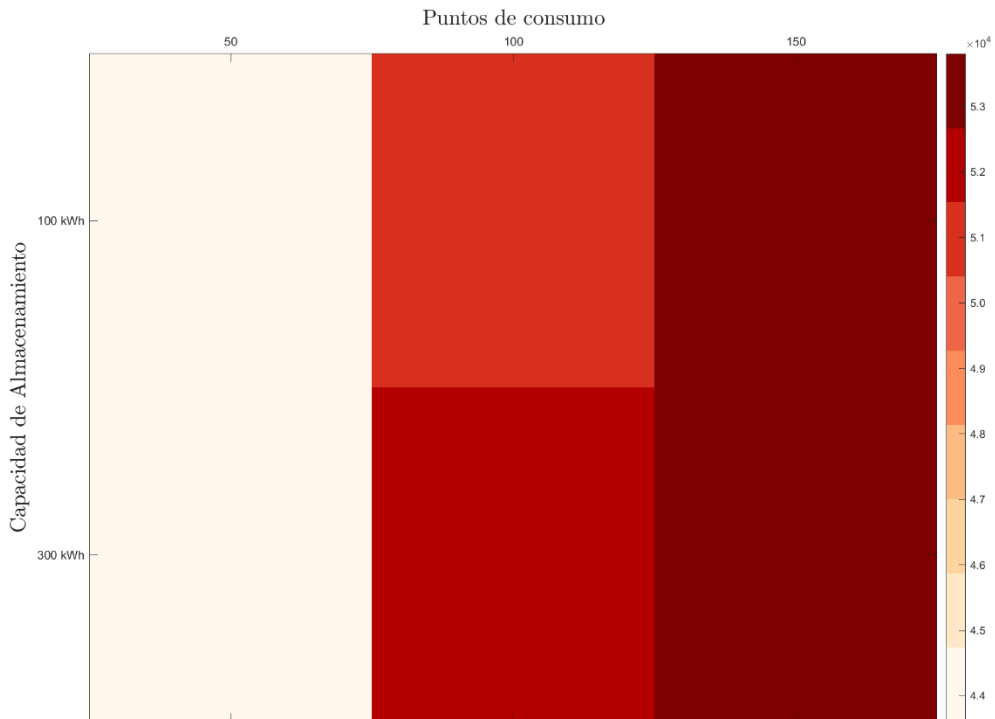


Figura 42. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 2.

Se observa en estos resultados que los coeficientes dinámicos obtienen mejores resultados que los coeficientes estáticos en todas las configuraciones (Figura 43). Esta mejora es más importante en comunidades pequeñas y con gran capacidad de almacenamiento porque permite una mejor gestión de los excedentes que se producen.

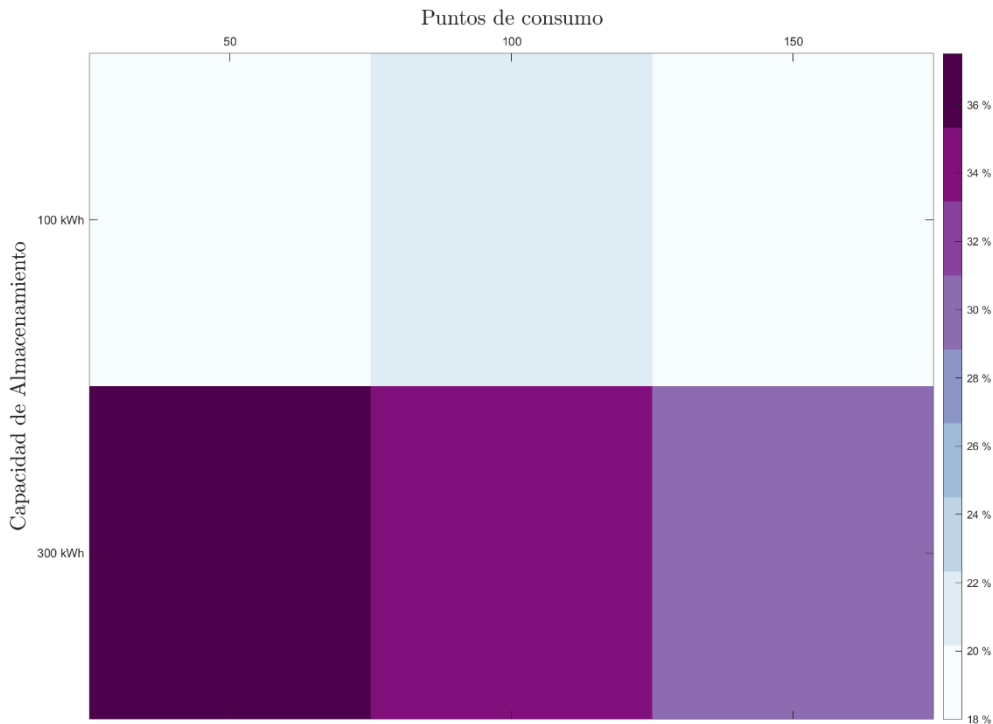


Figura 43. Incremento promedio del ahorro empleando coeficientes dinámicos frente a los coeficientes estáticos en escenarios del Caso 2.

En este caso se ha analizado el valor del ahorro anual generado porque las TIR no aportan claridad al respecto de qué configuraciones serán más ventajosas económicamente. Esto se debe a que las vidas útiles de las baterías son menores a las del proyecto completo y, por tanto, deben ser reemplazadas impactando en la rentabilidad del proyecto. Esto provoca la contraintuitiva situación de que con coeficientes estáticos los proyectos tienen TIR superiores a cuando se emplean coeficientes dinámicos. La causa es que el número de ciclos que realizan anualmente con coeficientes dinámicos es muy superior a cuando se emplean coeficientes estáticos (Tabla 17) y, por tanto, se reduce la vida útil de las baterías que deben reemplazarse más a menudo.

Tabla 17. TIR, ciclos anuales y vida media de las baterías en promedio según los coeficientes de reparto empleados para escenarios del Caso 2 con baterías comunitarias.

Coeficientes	TIR	Ciclos Anuales	Vida Útil (Años)
Estáticos	-4.3%	47.1	25.1
Dinámicos	-54.8%	102.5	12.3

Para ilustrar esta situación se muestran las Figuras 44 y 45 que representan dos escenarios del Caso 2 con baterías comunitarias: uno, el escenario 55, con coeficientes dinámicos y el otro, el escenario 79, con coeficientes estáticos. Al tratarse de un sistema de baterías estacionarias de propiedad comunitaria y misma capacidad de almacenamiento (100 kWh) la inversión inicial es la misma. Sin embargo, el modo de emplear las baterías provoca que en el escenario que emplea coeficientes dinámicos la pendiente de subida sea más inclinada porque el ahorro anual generado es superior. Sin embargo, en este escenario se reemplaza en dos ocasiones su sistema de baterías estacionarias (se aprecia en la figura las caídas en el VAN en los años 9 y 18), lo que supone una reducción en la rentabilidad del proyecto hasta el punto

de obtener un VAN inferior que el escenario que emplea coeficientes estáticos y genera ahorros anuales inferiores.

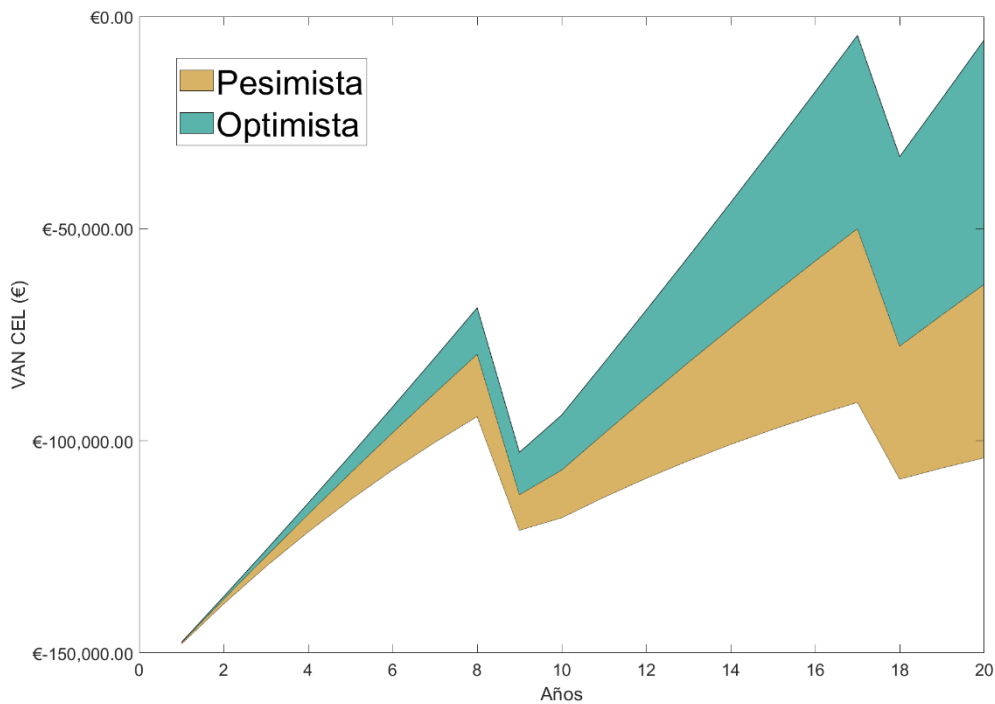


Figura 44. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 55. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

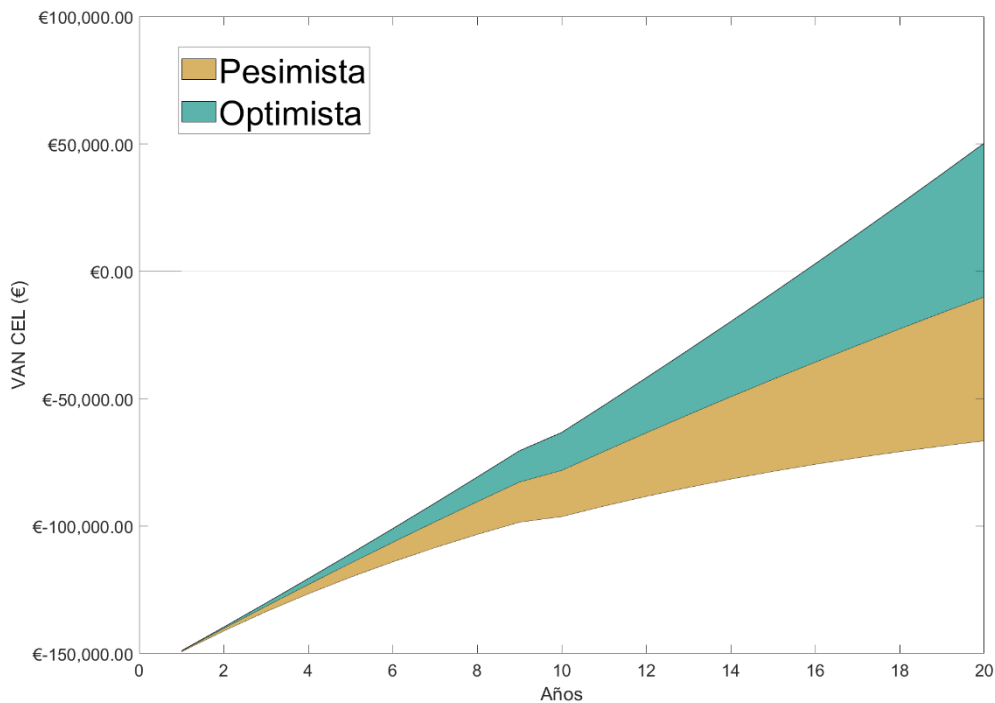


Figura 45. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 79. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

Finalmente, se debe mencionar que cuando se emplean coeficientes de reparto estáticos hay que decidir cuánta energía generada se deriva a las baterías estacionarias

comunitarias. Se han probado con valores que van del 10 al 30 % y los resultados indican que la mejor opción desde un punto de vista económico es asignarle sólo un 10 %. La tendencia del TIR en el Caso 2 con respecto a la participación residencial es similar a la del Caso 1, siendo más favorables situaciones con un 75 % de consumo residencial.

Al respecto del autoconsumo, se muestran en la Figura 46 los resultados obtenidos. Es interesante observar cómo al emplear baterías individuales el autoconsumo no aumenta con la capacidad de almacenamiento; esto indica que se encuentra sobredimensionado en ese modo de propiedad. Sin embargo, al emplear un modo de propiedad comunitario un sistema con más capacidad de almacenamiento logra aumentar la energía autoconsumida. También se aprecia un incremento notable entre el empleo de coeficientes de reparto estáticos o dinámicos gracias al mejor ajuste que realizan los coeficientes dinámicos.

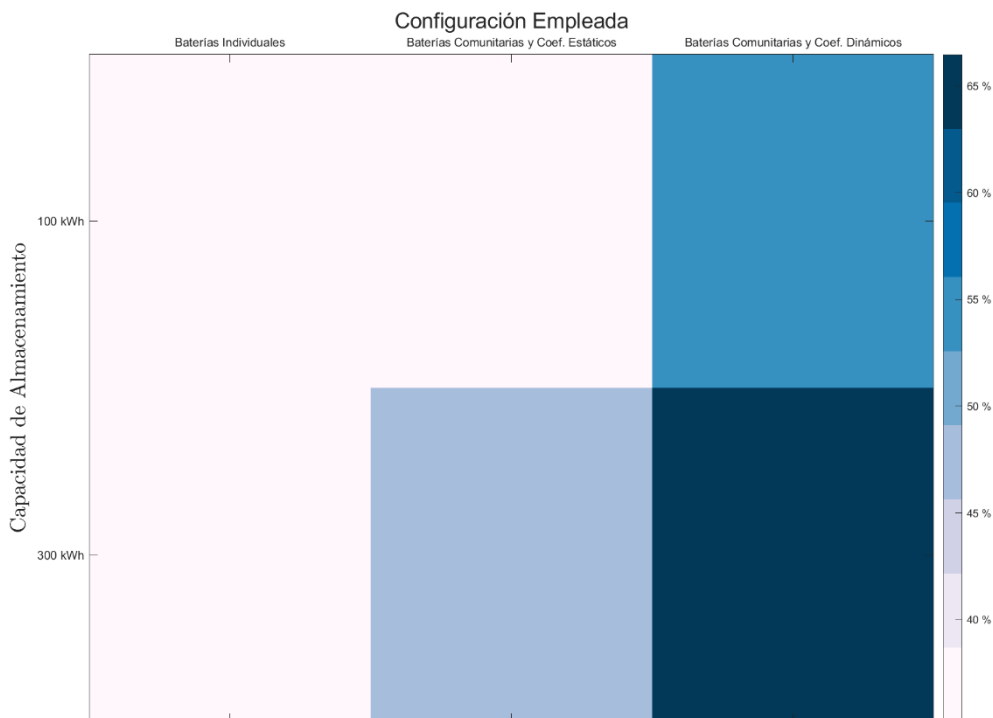


Figura 46. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 2.

Al evaluar los resultados obtenidos de emisiones evitadas (Figura 47), se observa que los coeficientes estáticos reducen sensiblemente el potencial de las CEL de reducir el impacto medioambiental. Tanto las configuraciones con baterías individuales como con coeficientes dinámicos tienen libertad para cargar y descargar sus baterías en cualquier momento y eso provoca que se reduzca notablemente el empleo de electricidad proveniente de la red y, consecuentemente, se incremente la reducción de emisiones de carbono con estas configuraciones. Por otro lado, se ha añadido al análisis la dimensión del impacto de la ratio residencial mostrando que los mejores resultados se obtienen con un 75 % de participación residencial.

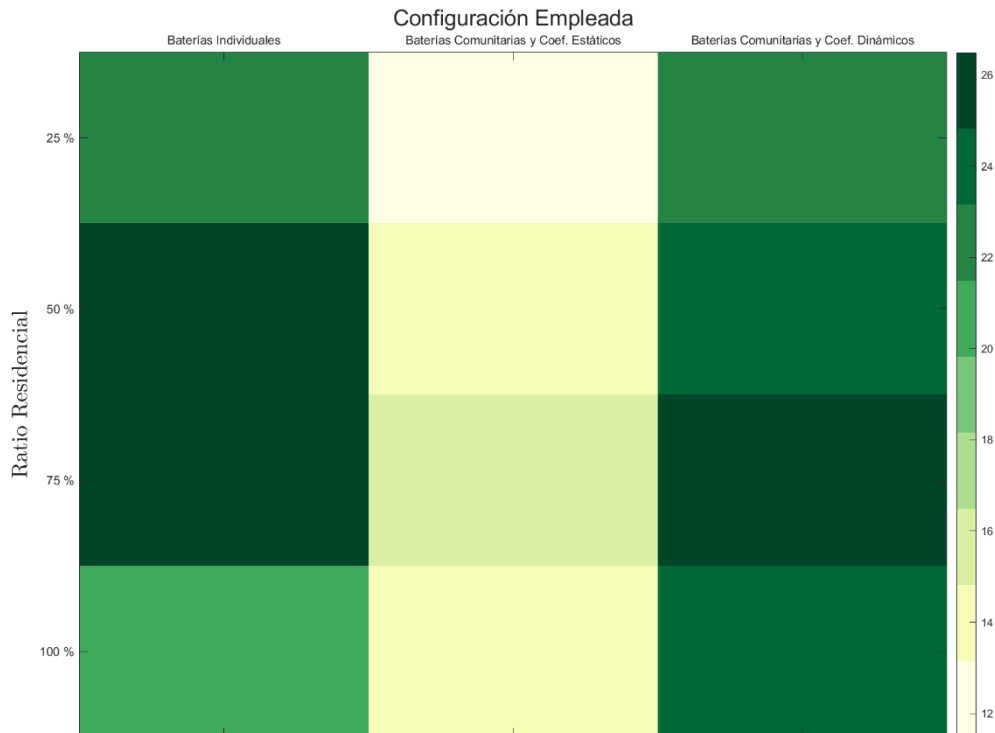


Figura 47. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 2 (tCO₂eq).

5.6 Resultados del Caso 3: FV + PR + Red

Se mostrarán a continuación los resultados del Caso 3, aquel con puntos de recarga para VE gestionados por la CEL. En este caso, de los 48 escenarios estudiados, 47 de ellos producen un VAN positivo. En estos escenarios la inversión inicial corresponde a los mismos términos que en el Caso 1 (la instalación FV más el reemplazo del inversor) agregando únicamente la instalación de un punto de recarga (en ningún escenario se han instalado más de un punto de recarga).

Los factores que mayor impactan en la rentabilidad de la comunidad son el número de puntos de consumo participantes y el tipo de coeficiente de reparto que se emplee (Figura 48). De nuevo, se obtienen las mejores rentabilidades en CEL grandes y con coeficientes dinámicos.

Como se indicó para el Caso 2, al emplear coeficientes estáticos se necesita decidir cuánta energía generada se deriva al sistema de almacenamiento existente, los VE estacionados en este caso. Se han probado con valores del 10 al 30 % y los resultados indican claramente que la mejor opción es asignarle sólo un 10 % para obtener los mejores resultados financieros. Este resultado es razonable si se tiene en cuenta que, cuando el VE no esté estacionado, la energía asignada deberá volcarse a la red. Con respecto a la ratio de consumo, de nuevo los mejores resultados se obtienen con un 75 % de participación residencial.

Finalmente, para ilustrar los resultados financieros que se pueden esperar de una CEL que integra VE correctamente optimizada se ofrece la Figura 49. Esta figura muestra los resultados del escenario 151 que emplea coeficientes de reparto dinámicos, suministra a 150 puntos de consumo y cuenta con un 75 % de participación residencial. En este caso se observa que la CEL recuperará su inversión y obtendrá beneficio en casi todo el espectro de posibilidades

consideradas. Tan sólo con perspectivas muy pesimistas se obtiene un VAN negativo al cabo de los 20 años.

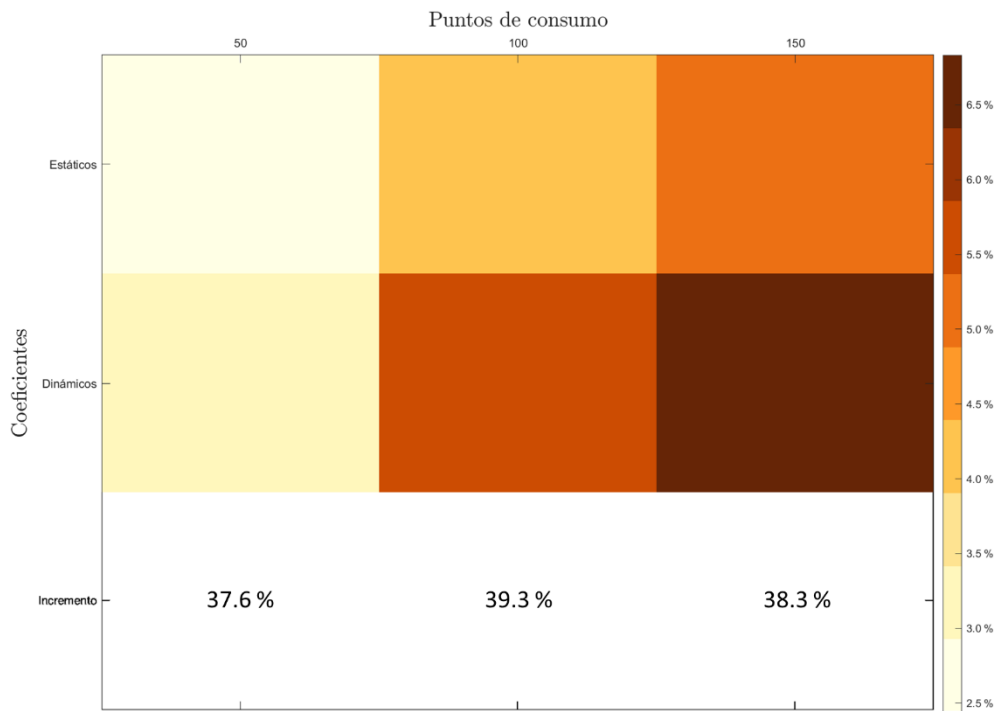


Figura 48. Mapa de calor de valores promedio de la TIR según los coeficientes de reparto empleados y el incremento de rentabilidad resultante de emplear coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 3.

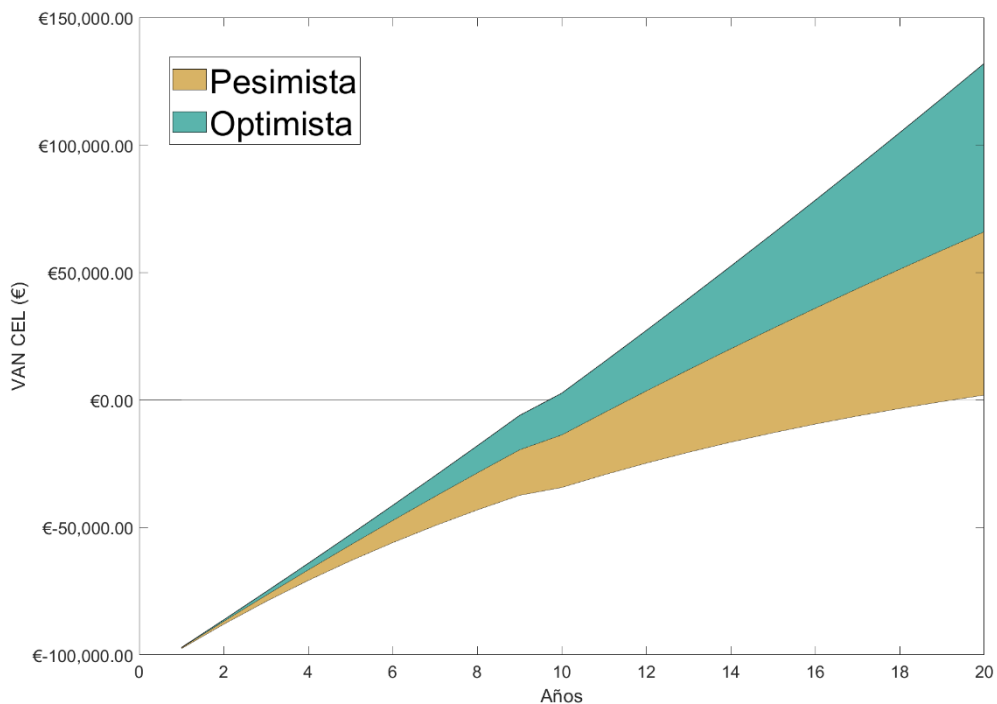


Figura 49. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 151. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

Al evaluar los niveles de autoconsumo logrados en los escenarios del Caso 3 (Figura 50), se observa que los mayores valores se logran para CEL pequeñas por tener demandas energéticas menores y los coeficientes dinámicos suponen un incremento de casi el 30 % en el autoconsumo.

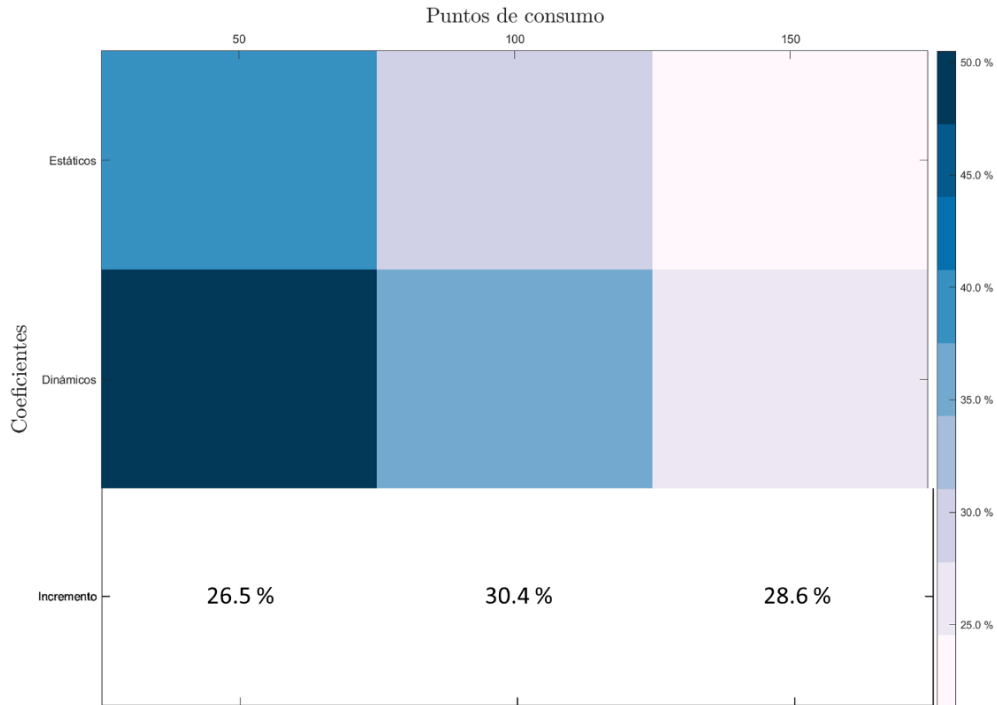


Figura 50. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio y el incremento al emplear coeficientes dinámicos en escenarios del Caso 3.

Al respecto de las emisiones evitadas (Figura 51), se obtienen resultados en línea con los casos anteriores. Es decir, se logra evitar un mayor volumen de emisiones en comunidades grandes con un 75 % de participación residencial.



Figura 51. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 3 (tCO₂eq).

5.7 Resultados del Caso 4: FV + Baterías + PR + Red

El último caso estudiado es el Caso 4 que hace referencia a todos los escenarios que emplean baterías estacionarias y puntos de recarga de VE simultáneamente. De los 216 escenarios estudiados en este caso, solamente uno de ellos ofrece una TIR positiva de 0.5 %, por lo que puede decirse que no es una alternativa atractiva.

Tal como ocurría en los escenarios del Caso 2, la inversión en baterías estacionarias es el factor que más impacto tiene en la rentabilidad de estos escenarios. Como puede observarse en la Tabla 18, cuando el modo de propiedad de las baterías es individual, el número de baterías que se instala en promedio es muy superior a cuando las baterías son de propiedad comunitaria. Esto, por tanto, hace que la inversión inicial requerida sea mucho más elevada y dificulta que la CEL sea rentable. De hecho, aunque se logran ahorros anuales superiores, las TIR que se obtienen con baterías de propiedad individual son peores.

Tabla 18. Parámetros característicos promedio obtenidos según el modo de propiedad de las baterías estacionarias en escenarios del Caso 4.

Propiedad	Baterías Instaladas	Inversión Inicial	Ahorro Anual	TIR
Individual	134	445,911.14 €	11,198.85 €	-44.4%
Comunitaria	18	205,607.80 €	9,336.92 €	-7.3%

Al observar los ahorros anuales generados por las diferentes configuraciones simuladas para escenarios del Caso 4 con baterías de propiedad comunitaria (Figuras 52 y 53), se observa que los resultados obtenidos siguen la tendencia indicada por los casos anteriores. Es decir, los mejores resultados se obtienen en CEL de gran tamaño y con una participación residencial del 75 %. Además, el empleo de coeficientes de reparto dinámicos frente a los coeficientes estáticos incrementa el ahorro anual obtenido entre un 20 y un 35 %.

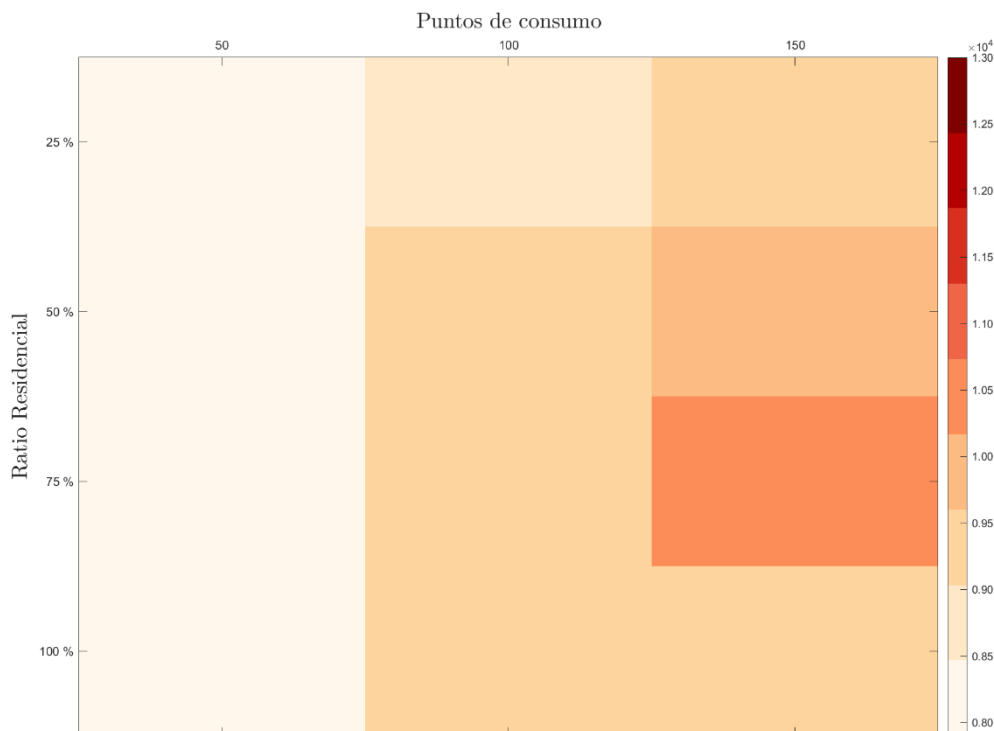


Figura 52. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes estáticos para escenarios del Caso 4.

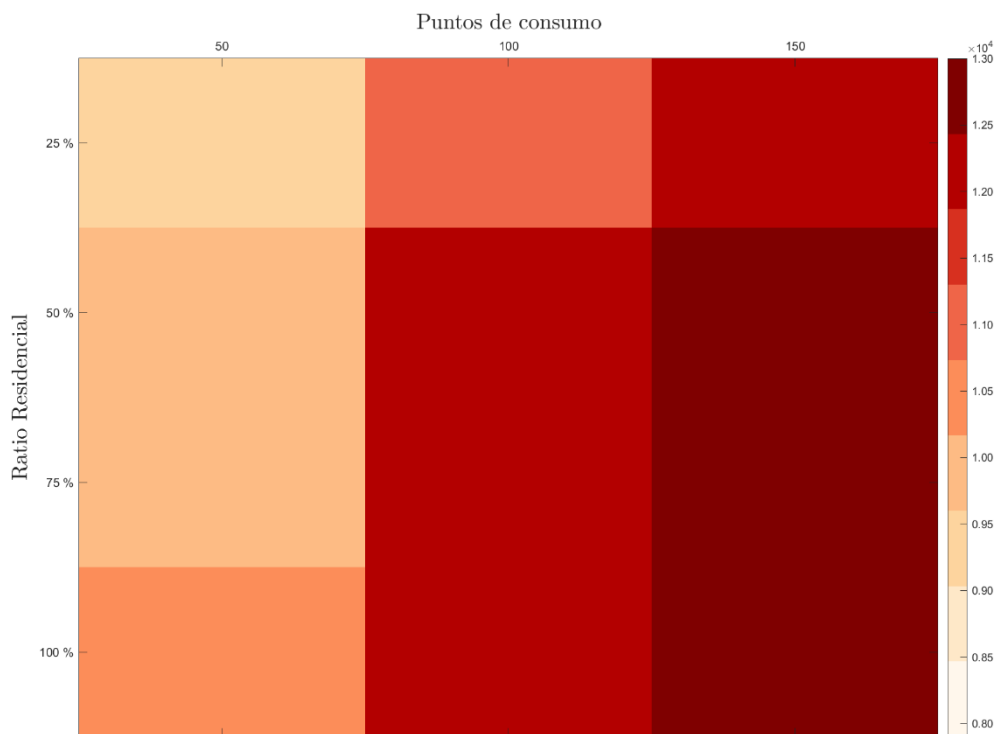


Figura 53. Mapa de calor de ahorro anual generado (€) empleando baterías comunitarias y coeficientes dinámicos para escenarios del Caso 4.

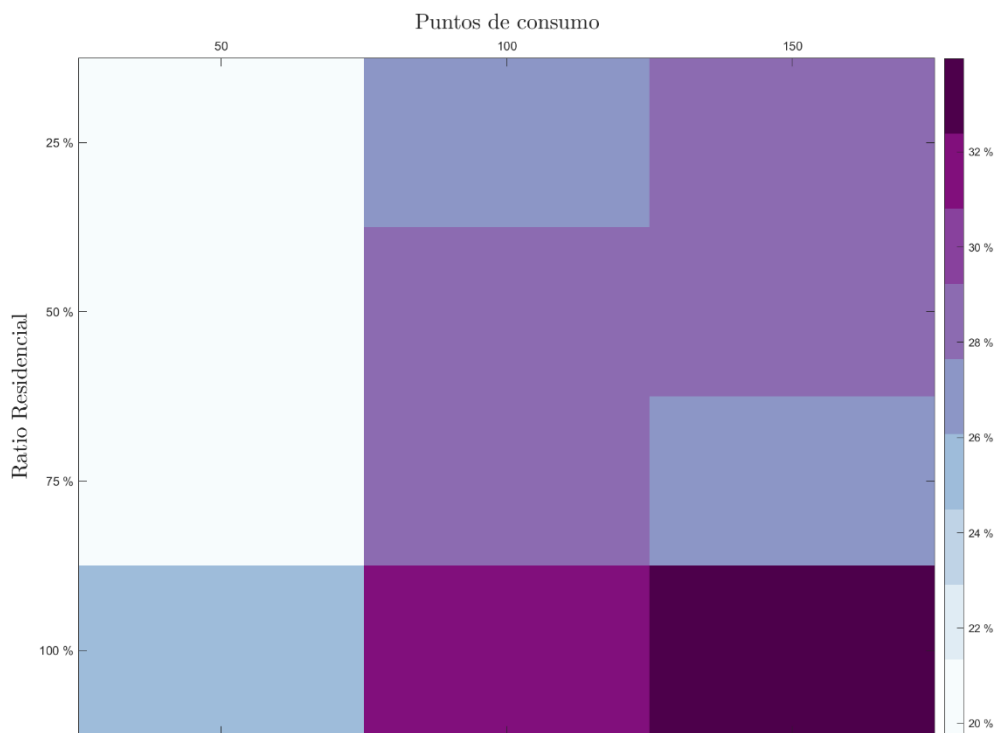


Figura 54. Incremento promedio del ahorro empleando coeficientes dinámicos frente a los coeficientes estáticos en escenarios del Caso 4.

No obstante, cuando se evalúa la rentabilidad del proyecto al cabo de 20 años se observa que, a pesar de los mejores resultados en el ahorro anual, los escenarios con coeficientes dinámicos obtienen peores resultados (Tabla 19). Esto se debe, como ocurría en los escenarios del Caso 2, a que el número de ciclos que ejecutan anualmente las baterías empleando coeficientes dinámicos es prácticamente el doble que con coeficientes estáticos y eso impacta reduciendo la vida útil de las baterías. En este caso las vidas útiles de las baterías son superiores a las obtenidas en el caso 2 gracias a la colaboración del VE en la gestión energética de la CEL.

Tabla 19. TIR, ciclos anuales y vida media de las baterías en promedio según los coeficientes de reparto empleados para escenarios del Caso 4 con baterías comunitarias.

Coeficientes	TIR	Ciclos Anuales	Vida Útil (Años)
Estáticos	-5.3 %	41.2	29.2
Dinámicos	-23.8 %	78.9	18.5

De nuevo, para ilustrar estos resultados se incluyen las perspectivas económicas de un escenario que emplea coeficientes estáticos (Figura 55) y un escenario que emplea coeficientes dinámicos (Figura 56). Partiendo desde la misma inversión inicial, el escenario que emplea coeficientes dinámicos mejora su rentabilidad a un ritmo más rápido, pero en el año 14 debe reemplazar sus baterías con lo que no logra ser rentable. Sin embargo, el escenario con coeficientes estáticos, aunque lleva un ritmo más lento porque el ahorro anual es inferior, no necesita reemplazar sus baterías durante los 20 años de vida del proyecto y logra obtener unos mejores resultados económicos.

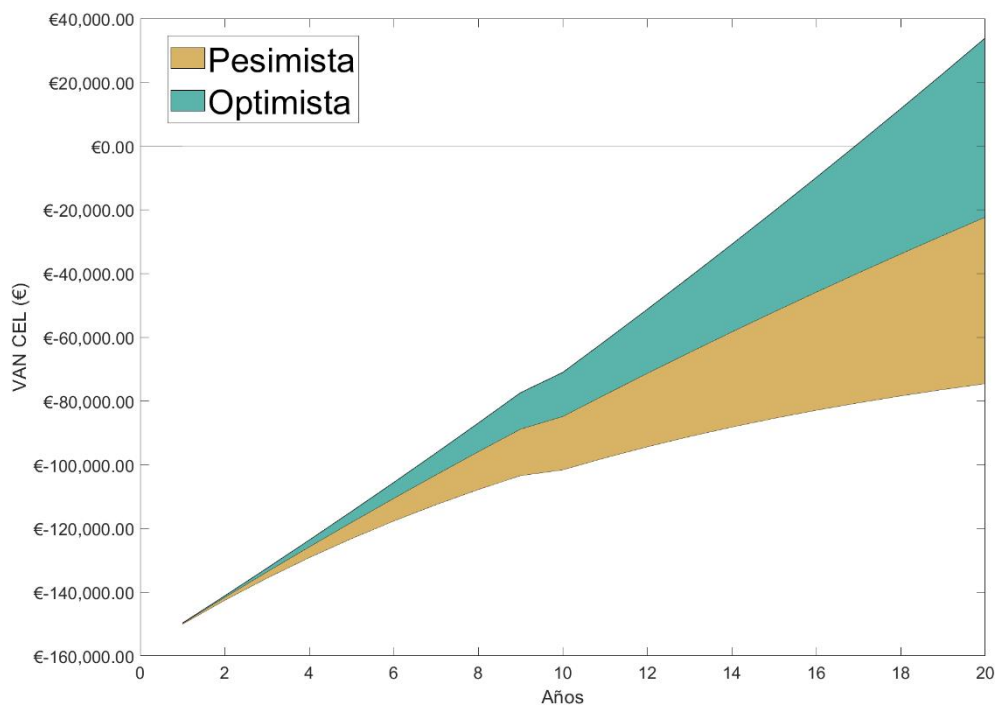


Figura 55. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 247. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

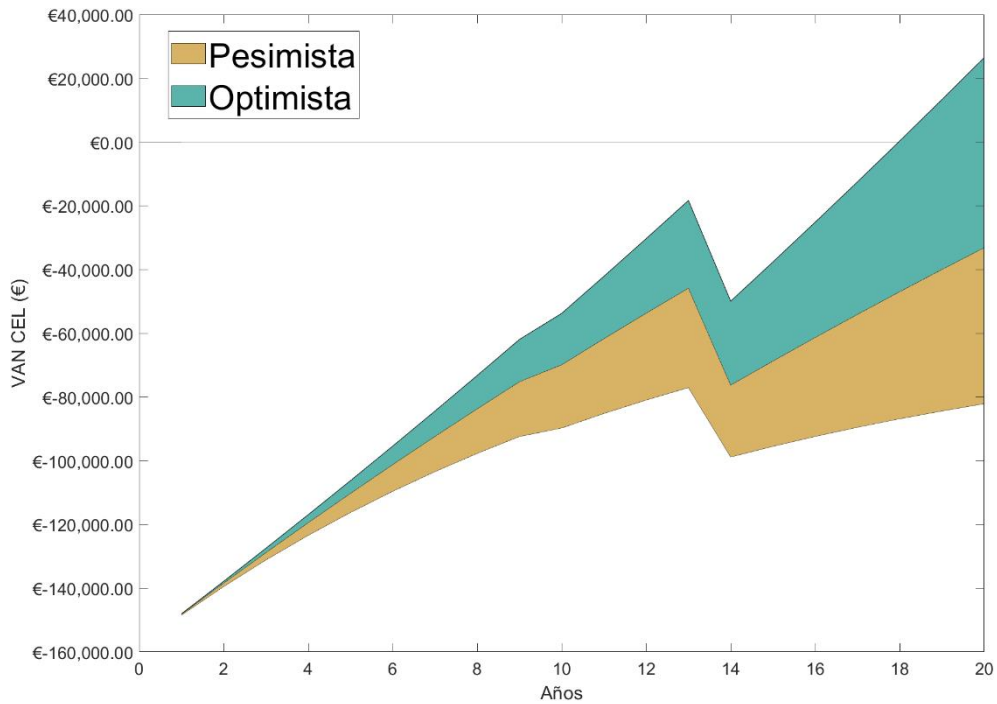


Figura 56. Evolución del Valor Actual Neto del escenario 223. La línea central divisoria se trata del escenario de referencia mientras que la línea superior e inferior son las perspectivas con índices optimistas y pesimistas, respectivamente.

Finalmente, cuando se emplean coeficientes estáticos se debe asignar un coeficiente de reparto a los sistemas de almacenamiento. En este caso, tal como se ha indicado previamente, se han evaluado escenarios asignando coeficientes entre el 10 y el 30 % de la potencia solar generada. Los resultados indican de nuevo que la mejor opción es asignar solamente un 10 % tanto a baterías como VE.

Entrando en la evaluación del autoconsumo de las diferentes configuraciones de CEL posibles en los escenarios del Caso 4 (Figura 57) se aprecia que aumenta al decrecer el tamaño y la participación residencial como en los casos anteriores. Del mismo modo, al calcular las emisiones que se evitan gracias a la CEL (Figura 58), los resultados indican como anteriormente que se evitan más emisiones en comunidades de mayor tamaño con un 75 % de participación residencial.

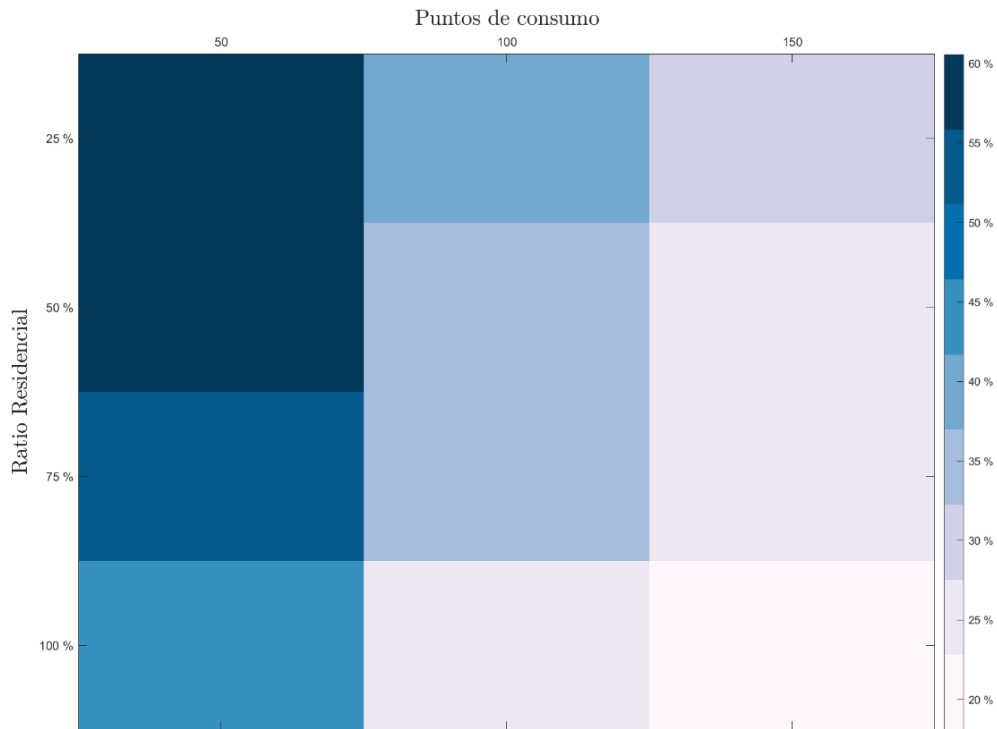


Figura 57. Demanda cubierta con autoconsumo en promedio en escenarios del Caso 4.



Figura 58. Emisiones evitadas en promedio durante el ciclo de vida de la CEL para escenarios del Caso 4 (tCO₂eq).

5.8 Comparativa de casos

Al observar los resultados de todos los casos en conjunto, se observa que en cada una de las variables hay opciones que favorecen obtener los mejores resultados, ya sean objetivos económicos, de autoconsumo o de reducción de emisiones. En la Tabla 20 se ha recogido la mejor alternativa para cada variable al ser considerada de forma independiente. De este modo

se puede observar que la presencia de baterías estacionarias favorece el autoconsumo, pero no tanto la reducción de emisiones por parte de la CEL. Por otro lado, los puntos de recarga para VE sí incrementan el volumen de emisiones evitadas, pero no favorecen aumentan el autoconsumo. Además, ninguna de las dos tecnologías de almacenamiento y gestión energética evaluadas logran mejorar las perspectivas económicas de la CEL.

Tabla 20. Mejor opción para cada variable según el objetivo deseado.

Variable	Económico	Autoconsumo	Reducción de emisiones
Tipo de coeficientes	Dinámicos (con atención a la vida útil de las baterías)	Dinámicos	Dinámicos
Puntos de consumo	150 puntos	50 puntos	150 puntos
Ratio residencial de la potencia demandada	75 % residencial	25 % residencial	75 % residencial
Baterías estacionarias	No disponibles	Disponibles	No disponibles
Propiedad de las baterías	Comunitaria	Comunitaria	Individual
Capacidad de las baterías	100 kWh	300 kWh	100 kWh
Coficiente estático asignado a las baterías	10 %	10 %	10 %
Punto de recarga para VE	No disponible	No disponible	Disponible
Coficiente estático asignado a los PR	10 %	10 %	10 %

En la Figura 59 se representan los valores de TIR promedio y máximos según las tecnologías empleadas que generan mayores diferencias en la necesidad de inversión. Esta gráfica deja claro que las alternativas con baterías estacionarias tienen dificultades para lograr ser rentables y las mejores configuraciones son aquellas sin tecnologías de almacenamiento energético.

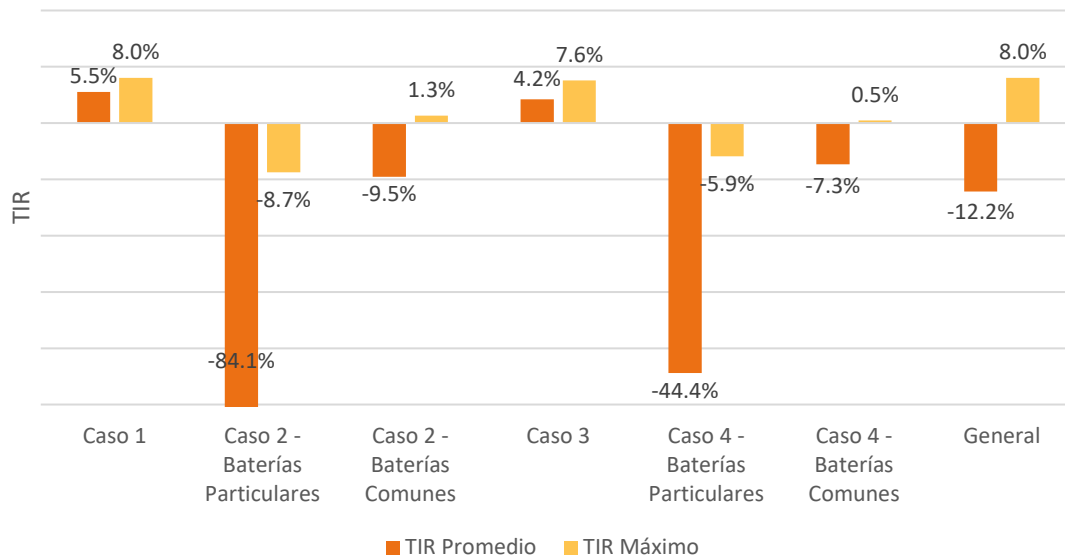


Figura 59. Comparativa de las TIR según los diferentes casos estudiados. Se representa el TIR promedio y el mayor obtenido.

De modo similar, se han comparado los valores promedio y máximos de autoconsumo entre los diferentes escenarios (Figura 60). En este caso se observa que el elemento que más favorece el autoconsumo es la batería estacionaria, especialmente bajo propiedad comunitaria. Es interesante observar que los peores resultados promedio se obtienen con la integración del VE en la CEL aunque debería facilitar el autoconsumo en horas sin radiación solar. Probablemente se deba a que cargar el vehículo consume producción solar que luego no se revierte a la comunidad, sino que se consume durante la conducción.

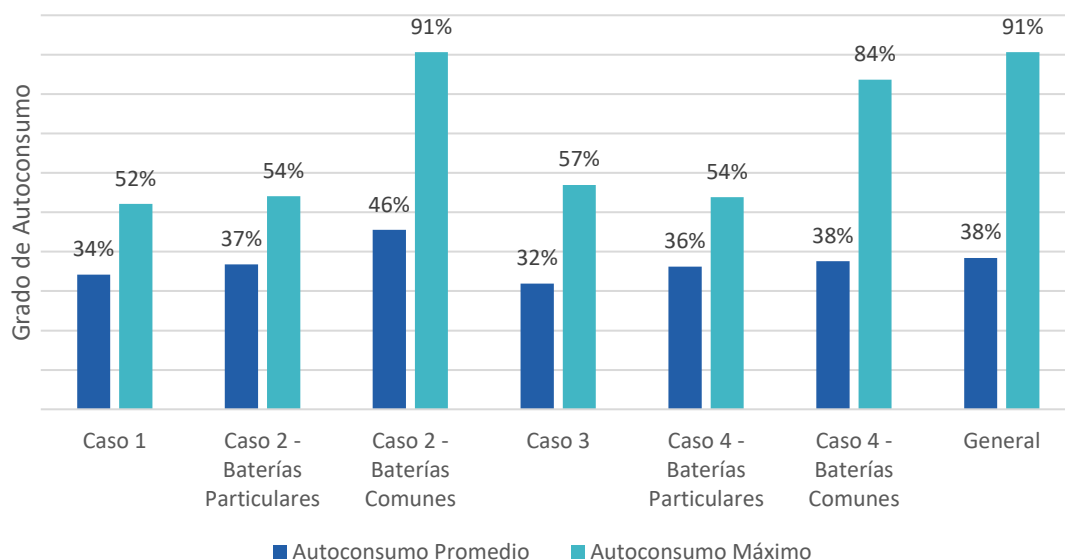


Figura 60. Comparativa de los grados de autoconsumo según los diferentes casos estudiados. Se representa el grado de autoconsumo promedio y el mayor.

En la Figura 61 se comparan los resultados de emisiones de carbono evitadas por la CEL en cada uno de los diferentes casos evaluados. En este caso puede verse el potencial de integrar

los VE en las comunidades energéticas para lograr objetivos medioambientales ya que logran las mayores reducciones de emisiones para el caso de estudio. El motivo principal es la clara diferencia medioambiental que hay entre conducir un vehículo de gasolina y un vehículo eléctrico.

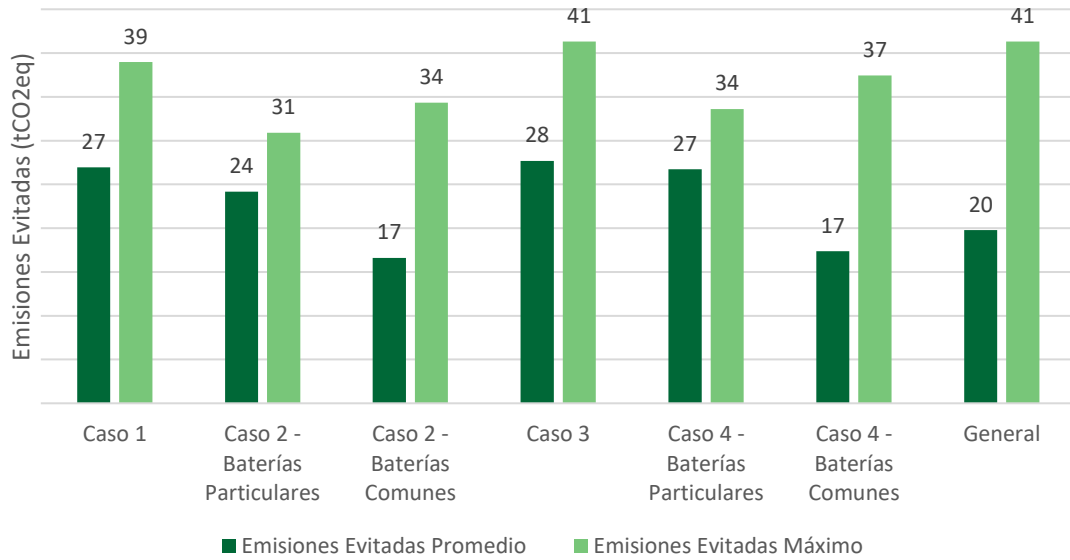


Figura 61. Comparativa de las emisiones de carbono evitadas en 20 años según los diferentes casos estudiados (tCO₂eq). Se representa el grado de autoconsumo promedio y el mayor.

CAPÍTULO 6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El modelo desarrollado en este trabajo permite simular una amplia variedad de configuraciones distintas para comunidades energéticas locales. De este modo se responden a los objetivos planteados de conocer cuál es la mejor forma de reparto energético, la mejor combinación de demandas residenciales y comerciales y qué tecnologías de almacenamiento energético favorecen más a la CEL estudiada. Esto lo consigue aportando cifras concretas a los resultados económicos, ambientales y de grado de autoconsumo. Además, al tratarse de una simulación horaria puede analizarse en detalle el origen de los diferentes resultados que se obtienen que, de haber empleado curvas y parámetros estándar o promedio, hubieran hecho el modelo muy opaco e impermeable al análisis. Gracias a los resultados que se obtienen, se puede estudiar el potencial real de algunos beneficios de las CEL como los que hacen referencia a la rentabilidad económica, la mejora ambiental y de producción renovable o la innovación técnica que suponen. Al mismo tiempo, ayudan a resolver dudas alrededor de ciertas barreras que existen en el desarrollo de las CEL como la incertidumbre económica y la gestión energética de ésta. A continuación, se va a discutir al respecto de los resultados obtenidos en función de los tres parámetros empleados anteriormente: las perspectivas financieras, el grado de autoconsumo y la reducción de emisiones de carbono.

6.1 Análisis económico

Desde el punto de vista económico, los resultados de este trabajo señalan que los sistemas de almacenamiento en baterías estacionarias o vehículos eléctricos no mejoran las perspectivas de la CEL. A esta conclusión se llega rápidamente al observar que los mejores valores de TIR, tanto en valor promedio como máximo, se obtienen en los escenarios del Caso 1. Por lo tanto, no resulta económicamente atractiva la opción de almacenar y gestionar electricidad en las condiciones actuales. No obstante, al respecto de los VE, seguramente la pérdida de rentabilidad provenga de la compra adicional de electricidad que se requiere para cargar el VE, coste que sería asumido por la persona usuaria del mismo, y, por tanto, para el conjunto de la CEL la integración del VE podría suponer una mejora de su economía. Sin embargo, en este trabajo al estudiarse la CEL como un conjunto y no considerar los resultados internos de cada usuario, no se puede demostrar esta hipótesis ni afirmar que la integración de VE mejorará la economía de la CEL. Por otra parte, al respecto de las baterías estacionarias, cabe destacar la gran conveniencia que supone adquirir baterías a nivel comunitario en comparación con la adquisición de baterías para cada vivienda. Además, hay que prestar atención al empleo de baterías estacionarias con coeficientes dinámicos. Es necesario diseñar una buena estrategia de carga y descarga de modo que se extienda la vida útil de las baterías lo posible para evitar tener que acometer su reemplazo antes de poder amortizar la inversión realizada. Aun así, teniendo en cuenta la acelerada caída en el coste de las baterías de ion litio (Ziegler y Trancik 2021) y que la nueva tarifa eléctrica española, en vigor desde junio de 2021, acentúa la diferencia

entre precios pico y valle de la red, las baterías comunitarias pronto serán económicamente rentables.

Al respecto de la configuración de la comunidad, conforme aumenta el tamaño de la CEL también se obtienen mejores resultados económicos. Este resultado era esperable ya que, para la misma instalación fotovoltaica, cuantos más puntos de suministros participen en la comunidad menores excedentes energéticos se generarán. Llevando al límite esta situación, al aumentar el número de puntos de consumo, llegará un momento en que no se generen más excedentes y que los resultados económicos no mejoren más. Podría ser de interés conocer la cantidad de puntos de consumo a partir del cual una CEL no mejora sus resultados económicos; no obstante, hay que considerar el lado humano de la comunidad más allá de los resultados económicos. Una comunidad energética requiere de la participación de sus usuarios y un número elevado de participantes puede afectar al sentimiento de pertenencia al grupo, la logística de la comunidad y el apoyo del proyecto.

Otro hallazgo interesante que se extrae de estos resultados es que los coeficientes de reparto dinámicos siempre mejoran los resultados económicos de las CEL frente a las configuraciones homónimas empleando coeficientes estáticos. En casos sin sistemas de almacenamiento energético, el aumento de la rentabilidad puede ser de más del 15 % mientras que, en sistemas con almacenamiento energético, se logran aumentos de la rentabilidad de hasta el 35 %. Por un lado, que los coeficientes de reparto dinámicos mejoraran la economía de la CEL era de esperar porque permite un mejor ajuste entre las demandas y el reparto de la energía. Por otro lado, al contar con un sistema de almacenamiento la flexibilidad de la CEL aumenta considerablemente y puede aprovechar la diferencia de precios existentes en la red entre las horas pico y las valle con lo que el empleo de coeficientes de reparto dinámico saca más partido a esa flexibilidad del sistema. Por todo esto, el empleo de un tipo de coeficiente u otro marcará la diferencia para la viabilidad de un proyecto de CEL. De todos modos, en la aplicación práctica no cabe esperar rendimientos tan notables ya que hay que considerar que este trabajo realiza una simulación que optimiza los coeficientes hora a hora de forma casi ideal. Estos resultados diferirán más aún si la normativa sigue impidiendo que se ajusten los coeficientes de forma dinámica y tan sólo permite ajustar los coeficientes dinámicos una vez al año (lo que, como se ha comentado en el análisis del marco legal, merecen más ser denominados variables que dinámicos). Aun así, la nueva tarifa eléctrica aumenta el potencial del empleo de sistemas de almacenamiento y los coeficientes de reparto dinámicos para mejorar los resultados económicos de la CEL más allá de lo obtenido en este trabajo simulando el año 2019.

Ahondando en el asunto de los coeficientes de reparto, se observa que al aplicar coeficientes dinámicos en escenarios del Caso 1 las mayores mejoras se producen en comunidades pequeñas. Este resultado se explica porque, al haber una demanda menor, se generan más excedentes y es más relevante ajustar bien las demandas con la generación, mientras que en comunidades grandes se producen excedentes en menos horas del año y el impacto de optimizar el reparto es menor. Sin embargo, al observar escenarios del Caso 2, el empleo de coeficientes dinámicos frente a estáticos aumenta el ahorro anual de la CEL cuando la comunidad es grande y el sistema de baterías tiene una capacidad de almacenamiento grande. Esta diferencia se puede explicar gracias a la capacidad del sistema de baterías de aprovechar las diferencias en el precio de red entre las horas pico y valle. En una comunidad pequeña, al generarse más excedentes, las baterías almacenan energía solar y apenas disponen de

capacidad para comprar electricidad en las horas con precios reducidos. Sin embargo, una comunidad grande genera menos excedentes y las baterías disponen de su capacidad para cargarse desde la red y aprovechar las diferencias entre los precios en horas valle y pico. Por otra parte, los escenarios del Caso 3 siguen la misma tendencia que el Caso 1. Esto puede deberse a que los VE adquieren una cantidad de energía de la red muy inferior a un sistema de baterías estacionarias y, por tanto, el factor dominante es la reducción de los excedentes por el mejor ajuste. Como se puede observar en la Figura 62, gracias a su mayor disponibilidad y capacidad de almacenamiento, la cantidad que se adquiere de la red por parte de los sistemas de baterías es muy superior a la que adquieren los VE. Además, toda la energía adquirida por el sistema de baterías estacionarias se compra a bajo precio para ser empleada cuando la red tiene un precio elevado. No obstante, los VE adquieren electricidad a cualquier hora para asegurar el estado de carga objetivo. Asimismo, los VE tienen capacidades de almacenamiento más reducidas que sistemas de baterías estacionarias y no pueden descargarse más allá del 20 %.

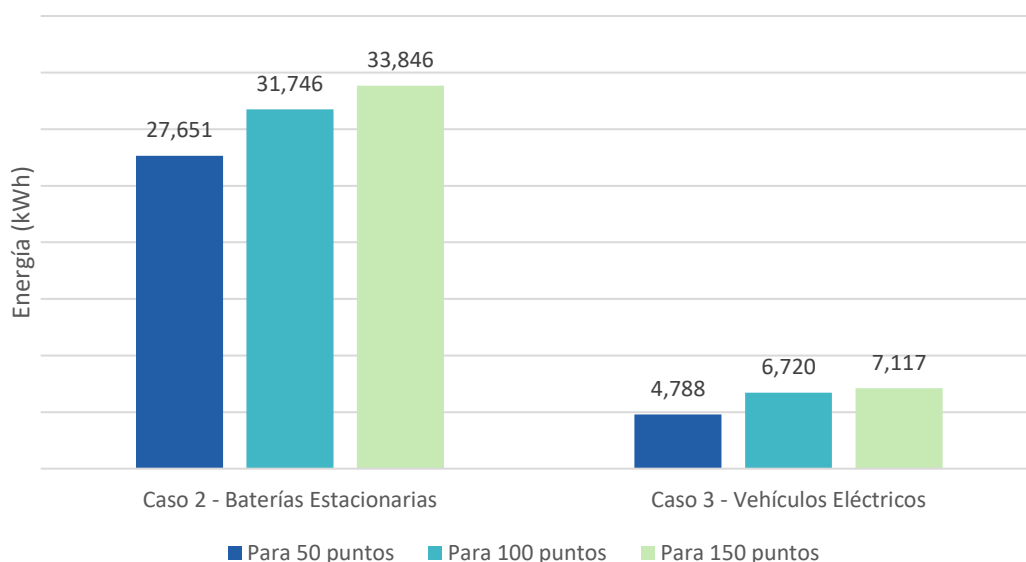


Figura 62. Energía adquirida de la red a lo largo de un año por los respectivos sistemas de almacenamiento energéticos de los Casos 2 y 3.

Al respecto del grado de participación residencial en la CEL, los mejores resultados económicos se obtienen con un 75 % de consumo residencial. Ya que el agregado de las diferentes curvas de consumo residencial y comercial, al combinarlas en esa proporción, generan la menor cantidad de energía excedentaria. Para comprobar esta hipótesis se han contado el número de horas en que se venden excedentes del autoconsumo en los escenarios del Caso 1, sin sistemas de gestión energética, y se han obtenido los resultados que se ilustran en la Figura 63. Como se puede observar, efectivamente con un 75 % de consumo residencial las horas con excedentes son menores. El motivo de esto es que es el punto donde mejor se aprovechan los beneficios que aportan el comportamiento de las curvas comerciales y residenciales en los días entre semana y el fin de semana. Entre semana las curvas comerciales se ajustan algo mejor que las curvas residenciales a la generación solar y evitan que se produzca excedentes; no obstante, el fin de semana la curva comercial tiene una caída en el consumo muy grande que provoca que apenas se aproveche la generación fotovoltaica. Por otro lado, las curvas residenciales generan algunos excedentes solares en los días entre semana, pero el fin

de semana tienen un consumo elevado en las horas centrales que se ajusta muy bien a la producción eléctrica de la instalación FV evitando los excedentes. Al hacer balance, el beneficio que generan las curvas comerciales frente a las residenciales entre semana es reducido en comparación con el impacto inverso en los días de fin de semana, por lo que un consumo mayoritariamente residencial sale como la opción más provechosa. No obstante, como hay más días en que las curvas comerciales generan algo de beneficio (cada semana hay 5 días de entre semana frente a 2 de fin de semana) una pequeña fracción de consumo comercial mejora los resultados económicos de la CEL.

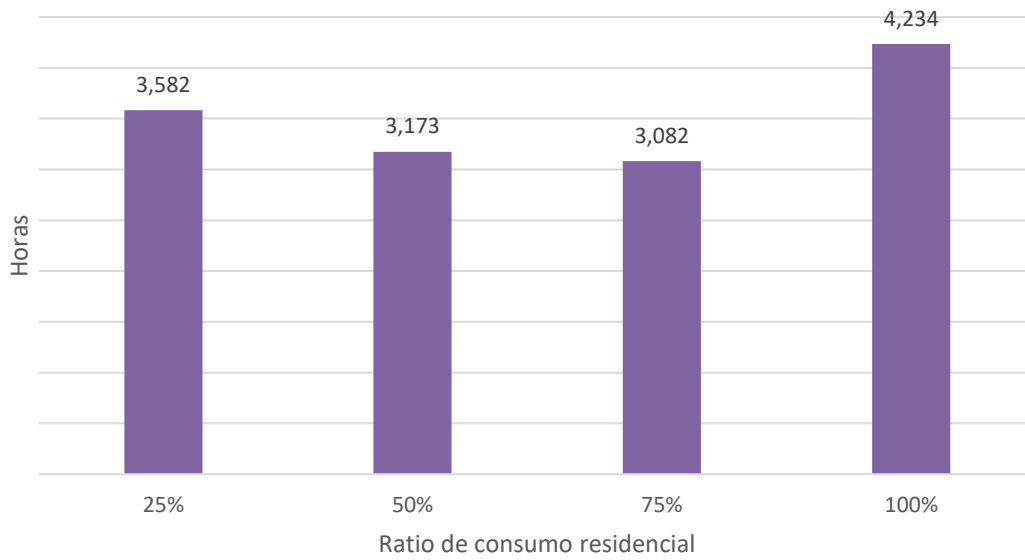


Figura 63. Horas con producción de excedentes al año según la participación residencial para escenarios del Caso 1.

6.2 Análisis del autoconsumo

Al respecto de los valores de autoconsumo, los mayores valores se obtienen con comunidades pequeñas para la misma instalación FV porque corresponde más energía a cada punto de consumo. Además, el autoconsumo aumenta también con una participación residencial menor ya que estas cargas tienen consumos peor acoplados a la generación social que las cargas comerciales.

Por otro lado, tal como muestran los resultados de este estudio, los sistemas de almacenamiento y gestión energética incrementan el grado de autoconsumo sensiblemente, especialmente las baterías estacionarias. Este resultado es el esperable ya que al almacenar excedentes y poder consumirlos en otro momento la cantidad de energía que se vuelca a la red desde la instalación FV disminuye. En concreto, los escenarios que emplean baterías como sistema de almacenamiento son los que mayor grado de autoconsumo presentan; sin embargo, no ocurre lo mismo en casos que integran vehículos eléctricos. De hecho, los escenarios del Caso 3 presentan un grado de autoconsumo promedio ligeramente inferior a los del Caso 1 y el Caso 4 también empeora su autoconsumo con respecto al Caso 2. Esta situación parece paradójica, pero se puede explicar al considerar que parte de la energía que se almacena en los VE se

consume en la carretera en lugar de en autoconsumo para la comunidad. Por lo tanto, integrar VE como sistema de almacenamiento energético puede que, no sólo no aumente el autoconsumo, sino que lo reduzca.

6.3 Análisis medioambiental

En el ámbito medioambiental se han evaluado el volumen de emisiones de CO₂ equivalente que la comunidad energética es capaz de evitar frente a la situación original durante los primeros 20 años de operación. En este caso se sigue la tendencia de comunidades grandes con una participación residencial del 75 % como mejor solución en promedio. Es lógico pensar que, si se generan menos excedentes energéticos, la capacidad de reducción de huella de carbono de la instalación FV se magnifica.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento evaluados de nuevo presentan resultados contradictorios. Por una parte, las baterías estacionarias no reducen el impacto de la CEL lo que indica que, a pesar de aumentar el grado de autoconsumo, neutraliza ese beneficio con el impacto ambiental que producen las baterías. Esto se debe a la electricidad que la comunidad adquiere de la red en horarios de precios bajos para cargar las baterías. Esa energía tiene la huella de carbono de la red eléctrica más la de las baterías en las que se almacenan. Sin embargo, al integrar los VE sí se aprecia una reducción de emisiones promedio superior al resto de casos. Esto se debe a la gran diferencia que hay entre conducir un vehículo de gasolina y un vehículo eléctrico. No obstante, el impacto que tiene es muy reducido porque los recorridos diarios del vehículo tienen un consumo energético pequeño en comparación con el conjunto de todos los usuarios de la CEL. De hecho, cuando se incorporan ambas tecnologías, los resultados en promedio son mucho más próximos a los escenarios con baterías que con punto de recarga.

6.4 Limitaciones del trabajo

Como se ha indicado, este trabajo arroja luz a muchas incertidumbres que rodean a la formación de CEL. No obstante, también presenta algunas limitaciones importantes. Para empezar, no se considera la facturación particular a cada usuario y puede afectar de forma importante a las decisiones económicas en la comunidad. El caso paradigmático es el de la integración del VE cuyo coste energético sería asumido por la persona usuaria y no por el conjunto de la CEL. Además, no se considera la posible reducción del término de potencia de la factura eléctrica gracias al autoconsumo y es un elemento que podría favorecer a la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento al poder desplazar cargas fuera de las horas pico.

Tampoco se ha considerado la posible electrificación de cargas térmicas o las medidas de respuesta de la demanda que podrían modificar sensiblemente los hábitos de uso de electricidad por parte de los usuarios de la CEL, alterando así las conclusiones que este modelo pueda arrojar.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

7.1 Conclusiones

Este trabajo partió con el objetivo de evaluar técnica y económicamente cuál es la mejor forma de repartir la energía entre usuarios de una CEL. Para ello, se ha desarrollado una metodología y un modelo específicos de forma que se pueda evaluar qué opciones favorecen más las perspectivas económicas de la CEL, además de sus grados de autoconsumo y las emisiones de carbono que se evitan. Este modelo simula una CEL con una resolución temporal horaria para un año completo de modo que es capaz de evaluar el impacto económico de las variaciones en el precio de la red, las curvas de demanda a lo largo del año y la gestión que se realiza de los excedentes energéticos en la CEL.

Posteriormente, este modelo se aplicó a un caso de estudio en la ciudad de Valencia para lo cual se emplearon datos reales de consumo de hogares y comercios. Los resultados indican que las comunidades energéticas basadas en una instalación FV son viables técnica y económicamente para Valencia. Al respecto de la participación de usuarios residenciales y comerciales, este trabajo ha comprobado cómo una combinación de sus curvas mejora los resultados de la comunidad desde un punto de vista económico, del autoconsumo y en la reducción de emisiones de efecto invernadero.

Además, se ha comparado el uso de coeficientes de reparto estáticos, tal como aparecen reflejados en la normativa vigente, con los coeficientes de reparto dinámicos para evaluar el impacto que tendrá flexibilizar estos coeficientes para las CEL. Los resultados que se han obtenido muestran que los coeficientes dinámicos pueden mejorar la rentabilidad de las comunidades, especialmente cuando se emplean sistemas de almacenamiento y gestión energética. No obstante, hay que tener cuidado con el desgaste de estos sistemas para no caer en costes extra por su reemplazo prematuro.

Concretamente, este trabajo ha evaluado dos tecnologías de almacenamiento energético para la comunidad energética: baterías estacionarias y la integración del VE. Los resultados indican que no mejoran las perspectivas económicas de la CEL por lo que no serían rentables de momento. Esto es especialmente cierto para el caso de emplear baterías de propiedad particular; sin embargo, las baterías de propiedad comunitaria pueden generar rentabilidades positivas si se administran apropiadamente y las nuevas tarifas eléctricas de España potenciar la diferencia entre precios pico y valle lo que mejorará el impacto económico de estos sistemas. Por otro lado, se debe considerar que el sobrecoste que se genera al integrar el VE será asumido probablemente por la persona usuaria del vehículo por lo que es posible que esta integración favorezca a la comunidad; no obstante, para comprobar esto será necesario estudiar la gestión organizativa entre los miembros de la comunidad. Finalmente, se ha comprobado que las baterías son capaces de aumentar el grado de autoconsumo de la comunidad y el VE ayuda a la reducción de emisiones contaminantes.

La creación de comunidades energéticas locales, por tanto, permite autoconsumir energía renovable a parte de la población que no dispone del espacio, los recursos económicos o la capacidad técnica necesarios para autoconsumir de forma individual. Además, lo logra de una forma que es técnica y económicamente viable. Sin embargo, mientras que el autoconsumo individual se está expandiendo rápidamente gracias a los bajos precios de los paneles fotovoltaicos, la creación de CEL está siendo más lenta y muchos proyectos que se anuncian acaban por no formalizarse. Esto demuestra que las barreras que enfrentan las CEL no son de tipo técnico o económico, sino que se trata de barreras sociales como la percepción y confianza de la ciudadanía, la burocracia de las tramitaciones necesarias, la organización interna de los usuarios o la distribución de beneficios. Estas son las barreras en las que se debe poner el foco para buscar soluciones que permitan a las comunidades energéticas emerger y aprovechar todo su potencial que, como este trabajo demuestra, es grande de cara a lograr un sistema energético sostenible.

7.2 Vías de desarrollo futuro

En esta sección se van a señalar algunas de las vías por las que se considera que este trabajo podría desarrollarse en trabajos posteriores. En primer lugar, tal como se ha dicho en las conclusiones, es necesario poner el foco en el aspecto social de las comunidades energéticas. Este trabajo ha consistido en analizar la comunidad de forma global por lo que una vía de desarrollo inmediata podría ser definir cómo se organiza internamente la comunidad de modo que se reparta y facture de forma justa la energía consumida por cada usuario. De este modo, se puede presentar un proyecto y un modelo de CEL a los potenciales participantes de forma clara y concisa que elimine inseguridades. A su vez, para poder combatir las barreras sociales es importante realizar un análisis de la percepción de la ciudadanía hacia las CEL y estudiar el impacto potencial en los barrios donde se ejecutan estos proyectos. Todo ello junto con el modelo de este trabajo, podría computarse dentro de un análisis de decisiones de criterios múltiples (MCDM, por sus siglas en inglés) de forma que puedan definirse criterios e indicadores para seleccionar las mejores posibilidades a la hora de formar y gestionar una CEL.

Otra vía de desarrollo de este trabajo podría ser añadir más elementos al modelo de forma que tenga en cuenta más posibilidades. Por ejemplo, este trabajo no ha considerado el impacto de la posible reducción de la potencia contratada en las facturas de los usuarios de la comunidad. Si se reduce el término de potencia en función de los nuevos picos de demanda, en lugar de mejorar el resultado económico cuantos más usuarios participen como pasaba en este trabajo, se producirá un tamaño óptimo de la comunidad energética. Al considerar la reducción del término de potencia, más participantes significa menores reducciones en el término de potencia y compensará el efecto positivo de reducir los excedentes. Este estudio de la reducción del término de potencia es aún más relevante si se incluyen en el modelo medidas de respuesta de la demanda que ayuden a reducir el pico de demanda y, en general, reducir la factura eléctrica de los usuarios de la CEL.

También se podría desarrollar más trabajo aplicando este modelo a circunstancias diferentes. Por ejemplo, el impacto de las CEL en un entorno con curvas de demandas industrial podría ser muy interesante ya que suponen un gran consumo energético en el ámbito español y se trata de demandas más flexibles que las residenciales, que se adaptarían bien al posible estudio de medidas de respuesta de la demanda que se ha comentado. Otro uso para este

modelo podría ser estudiar el impacto de las CEL en la red eléctrica si se extiende su uso y cómo se podrían organizar los intercambios energéticos entre ellas.

Por último, un importante foco dentro del trabajo futuro puede ser los sistemas de almacenamiento y gestión de la energía. Por un lado, se puede reevaluar la rentabilidad de las baterías estacionarias bajo el nuevo marco tarifario de la electricidad en España y, en caso de no resultar rentable, hacer un análisis de las condiciones necesarias para lograr su rentabilidad futura. Además, sería interesante diseñar una estrategia de uso que optimice la vida útil de las baterías al tiempo que aprovecha las diferencias horarias que se producen en la red. Por otra parte, se podrían estudiar otros modos de almacenamiento energético como los sistemas térmicos o el hidrógeno.

7.3 Recomendaciones para legisladores

En vista de los beneficios que las comunidades energéticas pueden presentar a la hora de lograr objetivos medioambientales, de generación renovable e incorporando a la ciudadanía en la transición energética, se recomienda a los legisladores el establecimiento de un marco normativo favorable al autoconsumo compartido. Para ello es fundamental flexibilizar los coeficientes de reparto para hacerlos lo más dinámicos posible de modo que pueda aprovecharse toda la energía renovable que produzcan las CEL de forma local y, así, reducir las pérdidas de transporte asociadas al empleo de la red eléctrica nacional. De este modo, se lograría aumentar sensiblemente la rentabilidad y, por tanto, el atractivo de las CEL para los usuarios.

Además, hay que tener presente que algunos de los principales obstáculos a los que están haciendo frente las CEL son de carácter burocrático. Por tanto, urge clarificar, simplificar y agilizar los trámites administrativos para la constitución de este tipo de proyectos. Una propuesta en este sentido es la creación de una ventanilla única donde puedan informarse, recibir asesoramiento y realizar los trámites necesarios. Otro cambio favorable a nivel organizativo sería aumentar la distancia máxima entre la generación y el consumo, como se hace en otros países, para facilitar que los potenciales usuarios puedan unirse y que encontrar participantes no sea una barrera para la fundación de CEL. También se fomentarían estos proyectos mediante el apoyo y financiación de campañas de promoción y sensibilización o la asignación de subvenciones y créditos blandos.

Asimismo, para que las CEL se extiendan sería importante que las autoridades se comprometiesen con objetivos vinculantes de autoconsumo entre su ciudadanía, de modo que se vean motivados a favorecerlas para cumplir los objetivos. Además, sería conveniente priorizar en concursos y compras públicas a las cooperativas, pymes y empresas respetuosas con el medioambiente, la justicia social y ecológica y con perspectiva feminista.

Por último, este trabajo ha demostrado que la integración de VE en comunidades energéticas puede favorecer el autoconsumo y aumentar el volumen de emisiones contaminantes evitadas, mientras que el coste económico de las baterías estacionarias genera mayor incertidumbre en su rentabilidad. Por tanto, frente a la inevitable aparición de los vehículos eléctricos, se recomienda que se favorezca su integración en las CEL para aportarles mayor flexibilidad en la gestión de la energía.

7.4 Recomendaciones para CEL

Los proyectos de energía comunitaria tienen mucho potencial para avanzar en una transición energética hacia una sociedad más sostenible y justa según muestra la literatura, los cambios normativos y los resultados de este trabajo. No obstante, este potencial debe ser comprendido por la ciudadanía para que se hagan los esfuerzos e inversiones necesarios. Por tanto, una de las primeras recomendaciones que hacer a las CEL sería utilizar algún modelo como el mostrado en este trabajo para simular la CEL y obtener perspectivas fiables de modo que se pueda dar seguridad económica a los usuarios en el momento de unirse al proyecto. Además, a partir de los resultados que este trabajo arroja, no se recomienda hacer hincapié en el empleo de sistemas de almacenamiento de momento. Sin embargo, sería prudente mantener las puertas abiertas a esta posibilidad ya que, por un lado, la integración de VE aportará flexibilidad a la CEL a un coste muy reducido y, como se ha señalado, la pérdida de rentabilidad que se ha obtenido en este trabajo sería probablemente asumida por la persona usuaria del VE y, por otro lado, las baterías de ion litio pueden ser rentables muy pronto ya que siguen reduciendo su precio rápidamente y la nueva tarifa eléctrica premia notablemente la flexibilidad en la demanda.

A su vez, se recomienda el empleo de coeficientes de reparto dinámicos para lograr un mayor ajuste entre producción y demanda. No obstante, el marco normativo actual aun no permite el empleo de coeficientes dinámicos y la propuesta presentada sólo contempla actualizarlos una vez al año. Por esto, una recomendación para las CEL es la de presionar a los órganos públicos para lograr un marco normativo favorable y estable que de seguridad, claridad y predictibilidad al desarrollo de CEL. Para lograr tener un impacto en este ámbito será importante la colaboración entre las diferentes comunidades energéticas de modo que se logren sinergias que favorezcan a todas las personas que se embarquen en estos proyectos y se favorezca la entrada de nuevas CEL. Para ello, es muy recomendable también colaborar y compartir información entre todos los grupos y organizaciones con experiencia en comunidades energéticas. La colaboración entre personas será fundamental para lograr una transición energética de escala humana, participativa y justa.

REFERENCIAS

- ABUSHNAF, J. y RASSAU, A., 2018. Impact of energy management system on the sizing of a grid-connected PV/Battery system. *Electricity Journal* [en línea], vol. 31, no. 2, pp. 58-66. ISSN 10406190. DOI 10.1016/j.tej.2018.02.009. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.02.009>.
- ANFAC, 2021. Barómetro de la Electromovilidad. ,
- ANGENENDT, G., ZURMÜHLEN, S., AXELSEN, H. y SAUER, D.U., 2018. Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies. *Applied Energy* [en línea], vol. 229, no. May, pp. 884-899. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2018.08.058. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.058>.
- ARCOS-VARGAS, A., LUGO, D. y NÚÑEZ, F., 2018. Residential peak electricity management. A storage and control systems application taking advantages of smart meters. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* [en línea], vol. 102, no. March, pp. 110-121. ISSN 01420615. DOI 10.1016/j.ijepes.2018.04.016. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.016>.
- AVAESEN, 2020. Ciudadanía y municipio tienen el poder: nace el hub de comunidades energéticas locales de la Comunitat Valenciana. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.avaesen.es/ciudadania-y-municipio-tienen-el-poder-nace-el-hub-de-comunidades-energeticas-locales-de-la-comunitat-valenciana/>.
- AWAD, H. y GÜL, M., 2018. Optimisation of community shared solar application in energy efficient communities. *Sustainable Cities and Society* [en línea], vol. 43, no. March, pp. 221-237. ISSN 22106707. DOI 10.1016/j.scs.2018.08.029. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.08.029>.
- AYUNTAMIENTO DE SARIEGOS, 2020. Sariegos formará parte de un proyecto piloto de energías limpias con gestión inteligente - Información y noticias - Ayuntamiento de Sariegos. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.sariegos.es/actualidad/noticias/80/proyecto-energias-limpias-gestion-inteligente>.
- AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA, 2020. El Ayuntamiento de Zaragoza, EDP y ECODES impulsan el primer «barrio solar» renovable y solidario en España. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: https://www.zaragoza.es/ciudad/urbanismo/detalle_Noticia?id=230329.
- BAIGORROTEGUI, G. y PARKER, C., 2018. *¿Conectar o desconectar? Comunidades energéticas y transiciones hacia la sustentabilidad*. S.l.: Editorial Estudios Avanzados - IDEA - USACH. ISBN 9789563033588.
- BARBOUR, E., PARRA, D., AWWAD, Z. y GONZÁLEZ, M.C., 2018. Community energy storage: A smart choice for the smart grid? *Applied Energy* [en línea], vol. 212, no. June 2017, pp. 489-497. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.12.056. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.056>.
- BARNOSKY, A.D., MATZKE, N., TOMIYA, S., WOGAN, G.O.U., SWARTZ, B., QUENTAL, T.B., MARSHALL, C., MCGUIRE, J.L., LINDSEY, E.L., MAGUIRE, K.C., MERSEY, B. y FERRER, E.A., 2011. *Has the Earth's sixth mass extinction already arrived?* 2011. S.l.: s.n.
- BAUWENS, T., 2016. Explaining the diversity of motivations behind community renewable energy. *Energy Policy* [en línea], vol. 93, pp. 278-290. ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2016.03.017. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.017>.
- BAUWENS, T., GOTCHEV, B. y HOLSTENKAMP, L., 2016. What drives the development of community

- energy in Europe? the case of wind power cooperatives. *Energy Research and Social Science*, ISSN 22146296. DOI 10.1016/j.erss.2015.12.016.
- BOE, 2019. RD 244/2019. *Boletín Oficial del Estado*, pp. 61561-61567.
- BOE, 2021. Proyecto de orden por la que se modifica el Anexo I del Real Decreto 244/2019. *Boletín Oficial del Estado* [en línea], no. 94, pp. 1-5. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-4292.
- BOLSAMANÍA, 2020. Los depósitos son cada vez menos rentables: ¿interesa cambiar a una cuenta remunerada? - Bolsamanía.com. [en línea]. [Consulta: 18 enero 2021]. Disponible en: <https://www.bolsamania.com/noticias/finanzas-personales/rentabilidad-depositos-bajando-interesa-cambiar-cuenta-remunerada--7722412.html>.
- BRUMMER, V., 2018. *Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces*. 2018. S.l.: s.n.
- CAPELLÁN-PÉREZ, I., CAMPOS-CELADOR, Á. y TERÉS-ZUBIAGA, J., 2018. Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain. *Energy Policy*, ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2018.08.064.
- CARAMIZARU, A. y UIHLEIN, A., 2020. *Energy communities: an overview of energy and social innovation* [en línea]. Luxembourg: s.n. ISBN 9789276107132. Disponible en: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/energy-communities-overview-energy-and-social-innovation>.
- CE, 2020. Scaling-up Power Flexible Communities business models empowered by Blockchain and AI | FleXunity Project | H2020 | CORDIS | European Commission. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://cordis.europa.eu/project/id/870146>.
- CEER, 2019. Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities CEER Report. [en línea], no. June, pp. 53. Disponible en: https://www.ceer.eu/documents/104400/6509669/C18-CRM9_DS7-05-03_Report+on+Regulatory+Aspects+of+Self-Consumption+and+Energy+Communities_final/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a?version=1.1.
- CHAKRABORTY, P., BAEYENS, E., KHARGONEKAR, P.P., POOLLA, K. y VARAIYA, P., 2019. Analysis of solar energy aggregation under various billing mechanisms. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4175-4187. ISSN 23318422.
- CMNUCC, 2020a. Contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) | CMNUCC. [en línea]. [Consulta: 21 octubre 2020]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement/contribuciones-determinadas-a-nivel-nacional-ndc>.
- CMNUCC, 2020b. El Acuerdo de París. [en línea]. [Consulta: 21 octubre 2020]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>.
- DAI, R., ESMAEILBEIGI, R. y CHARKHGARD, H., 2021. The utilization of shared energy storage in energy systems: a comprehensive review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1-12. ISSN 19493061. DOI 10.1109/TSG.2021.3061619.
- DANISH, BALOCH, M.A., MAHMOOD, N. y ZHANG, J.W., 2019. Effect of natural resources, renewable energy and economic development on CO 2 emissions in BRICS countries. *Science of the Total Environment*, ISSN 18791026. DOI 10.1016/j.scitotenv.2019.05.028.
- DE BLAS, I., MEDIAVILLA, M., CAPELLÁN-PÉREZ, I. y DUCE, C., 2020. The limits of transport decarbonization under the current growth paradigm. *Energy Strategy Reviews*, vol. 32. ISSN 2211467X. DOI 10.1016/j.esr.2020.100543.
- DOROTIĆ, H., DORAČIĆ, B., DOBRAVEC, V., PUKŠEC, T., KRAJAČIĆ, G. y DUIĆ, N., 2019. Integration of transport and energy sectors in island communities with 100% intermittent renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 99, no. October 2018, pp. 109-124. ISSN 18790690. DOI 10.1016/j.rser.2018.09.033. Disponible en:

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.033>.
- ECOOO, 2019. *AU003 VALENCIA Las Naves*. 2019. S.l.: s.n.
- EEA, 2017. Range of life-cycle CO2 emissions for different vehicle and fuel types. [en línea]. [Consulta: 15 junio 2021]. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2017/infographics/range-of-life-cycle-co2/view>.
- EL-BATAWY, S.A. y MORSE, W.G., 2018. Optimal design of community battery energy storage systems with prosumers owning electric vehicles. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 5, pp. 1920-1931. ISSN 15513203. DOI 10.1109/TII.2017.2752464.
- ESMAP, 2020. Global Photovoltaic Power Potential by Country. *Global Photovoltaic Power Potential by Country*. Washington DC:
- EU, 2018. Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. *Diario Oficial de la Unión Europea*, vol. 2018, no. 87, pp. 141-144. ISSN 1989-5666.
- EUROPE-SOLARSHOP.COM, 2021. LG Chem RESU3.3 | LG Chem Solar Battery | Europe-SolarShop.com. [en línea]. [Consulta: 2 marzo 2021]. Disponible en: <http://www.europe-solarshop.com/lg-chem-resu3-3.html>.
- EUROPE-SOLARSTORE.COM, 2021. LG Chem RESU 13 - 48V lithium-ion storage battery. [en línea]. [Consulta: 2 marzo 2021]. Disponible en: <https://www.europe-solarstore.com/lg-chem-resu-13-48v-lithium-ion-storage-battery.html>.
- EUROSTAT, 2020. Electricity price statistics - Statistics Explained. [en línea]. [Consulta: 14 octubre 2020]. Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers.
- FELGENHAUER, M.F., PELLOW, M.A., BENSON, S.M. y HAMACHER, T., 2016. Evaluating co-benefits of battery and fuel cell vehicles in a community in California. *Energy* [en línea], vol. 114, pp. 360-368. ISSN 03605442. DOI 10.1016/j.energy.2016.08.014. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.014>.
- FINA, B., AUER, H. y FRIEDL, W., 2020. Cost-optimal economic potential of shared rooftop PV in energy communities: Evidence from Austria. *Renewable Energy* [en línea], vol. 152, pp. 217-228. ISSN 18790682. DOI 10.1016/j.renene.2020.01.031. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.031>.
- FORO NUCLEAR, 2020. *Energía 2020*. . S.l.:
- FRIEDEN, D., TUERK, A., NEUMANN, C., D'HERBEMONT, S. y ROBERTS, J., 2020. Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework. , no. December, pp. 1-50.
- GALLEGO-CASTILLO, C., HELENO, M. y VICTORIA, M., 2021. Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. *Energy Policy* [en línea], vol. 150, no. June 2020, pp. 112144. ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2021.112144. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112144>.
- GALLEGO-CASTILLO, C., VICTORIA, M. y HELENO, M., 2020. El autoconsumo en edificios de viviendas bajo la perspectiva del nuevo marco legislativo. *Papeles de Economía Española*,
- GENERALITAT VALENCIANA, 2020. Júlia Company anuncia un plan de acción para fomentar las comunidades energéticas locales. [en línea]. [Consulta: 17 septiembre 2020]. Disponible en: https://www.gva.es/es/inicio/area_de_prensa/not_detalle_area_prensa?id=865718.
- GJORGIEVSKI, V.Z., CUNDEVA, S. y GEORGHIOU, G.E., 2021. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy* [en línea], vol. 169, pp. 1138-1156. ISSN 18790682. DOI 10.1016/j.renene.2021.01.078. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>.
- GRZANIC, M., MORALES, J.M., PINEDA, S. y CAPUDER, T., 2021. Electricity Cost-Sharing in Energy

- Communities under Dynamic Pricing and Uncertainty. *IEEE Access*, vol. 9, pp. 30225-30241. ISSN 21693536. DOI 10.1109/ACCESS.2021.3059476.
- GUTIÉRREZ, E., MORAL-BENITO, E. y RAMOS, R., 2020. Tendencias recientes de la población en las áreas rurales y urbanas de España. . S.l.:
- HAAS, T., 2019. Comparing energy transitions in Germany and Spain using a political economy perspective. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 31, pp. 200-210. ISSN 22104224. DOI 10.1016/j.eist.2018.11.004.
- HERAS-SAIZARBITORIA, I., SÁEZ, L., ALLUR, E. y MORANDEIRA, J., 2018. *The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review*. 2018. S.l.: s.n.
- HESS, D.J. y LEE, D., 2020. Energy decentralization in California and New York: Conflicts in the politics of shared solar and community choice. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 121, pp. 109716. ISSN 18790690. DOI 10.1016/j.rser.2020.109716. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109716>.
- HEWITT, R.J., BRADLEY, N., COMPAGNUCCI, A.B., BARLAGNE, C., CEGLARZ, A., CREMADES, R., MCKEEN, M., OTTO, I.M. y SLEE, B., 2019. *Social innovation in community energy in Europe: A review of the evidence*. 2019. S.l.: s.n.
- HIBRIDOSYELÉCTRICOS.COM, 2021. Estos han sido los coches eléctricos más vendidos en España durante 2020 - Actualidad - Híbridos y Eléctricos | Coches eléctricos, híbridos enchufables. [en línea]. [Consulta: 20 enero 2021]. Disponible en: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/coches-electricos-mas-vendidos-espana-2020/20210104114919041305.html>.
- HUSSAIN, J., KHAN, A. y ZHOU, K., 2020. The impact of natural resource depletion on energy use and CO2 emission in Belt & Road Initiative countries: A cross-country analysis. *Energy*, ISSN 03605442. DOI 10.1016/j.energy.2020.117409.
- IDAE, 2019a. *Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales*. Madrid: s.n. ISBN 9788578110796.
- IDAE, 2019b. SPAHOUSEC II: Análisis estadístico del consumo de gas natural en las viviendas principales con calefacción individual. *Idae* [en línea], pp. 86. Disponible en: <https://www.idae.es/publicaciones/spahousec-ii-analisis-estadistico-del-consumo-de-gas-natural-en-las-viviendas>.
- IEA, 2020. *Renewables 2020*. IEA Publications. S.l.:
- INTERACT, 2021. Interact Project Homepage. [en línea]. [Consulta: 24 agosto 2021]. Disponible en: <https://www.ped-interact.eu/>.
- IPCC, 2018. *Climate change 2013 the physical science basis: Working Group I contribution to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. ISBN 9781107415324.
- IRENA, 2019. *Electrification with renewables*. ,
- IVACE, 2021. *Plan de Fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana*. . S.l.:
- JANETSCHKEK, H., BRANDI, C., DZEBO, A. y HACKMANN, B., 2019. The 2030 Agenda and the Paris Agreement: voluntary contributions towards thematic policy coherence. *Climate Policy*, ISSN 17527457. DOI 10.1080/14693062.2019.1677549.
- KOMATSU, H., RAPPLEYE, J. y SILOVA, I., 2019. Culture and the Independent Self: Obstacles to environmental sustainability? *Anthropocene*, ISSN 22133054. DOI 10.1016/j.ancene.2019.100198.
- KOOIJ, H.J., OTEMAN, M., VEENMAN, S., SPERLING, K., MAGNUSSON, D., PALM, J. y HVELPLUND, F., 2018. Between grassroots and treetops: Community power and institutional dependence in the renewable energy sector in Denmark, Sweden and the Netherlands. *Energy Research and Social Science*, ISSN 22146296. DOI 10.1016/j.erss.2017.09.019.
- KOSKELA, J., RAUTIAINEN, A. y JÄRVENTAUSTA, P., 2019. Using electrical energy storage in residential

- buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization. *Applied Energy* [en línea], vol. 239, no. October 2018, pp. 1175-1189. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2019.02.021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.021>.
- KOSTOPOULOS, E.D., SPYROPOULOS, G.C. y KALDELLIS, J.K., 2020. Real-world study for the optimal charging of electric vehicles. *Energy Reports* [en línea], vol. 6, pp. 418-426. ISSN 23524847. DOI 10.1016/j.egy.2019.12.008. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.12.008>.
- LA CORRIENTE, 2020. Las comunidades energéticas ya están aquí y han venido para quedarse - Sociedad Cooperativa La Corriente. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://lacorrientecoop.es/las-comunidades-energeticas-ya-estan-aqui-y-han-venido-para-quedarse/>.
- LADE, S.J., NORBERG, J., ANDERIES, J.M., BEER, C., CORNELL, S.E., DONGES, J.F., FETZER, I., GASSER, T., RICHARDSON, K., ROCKSTRÖM, J. y STEFFEN, W., 2019. Potential feedbacks between loss of biosphere integrity and climate change. *Global Sustainability*, ISSN 2059-4798. DOI 10.1017/sus.2019.18.
- LANDER, L., KALLITSIS, E., HALES, A., EDGE, J.S., KORRE, A. y OFFER, G., 2021. Cost and carbon footprint reduction of electric vehicle lithium-ion batteries through efficient thermal management. *Applied Energy* [en línea], vol. 289, no. January, pp. 116737. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2021.116737. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116737>.
- LÁZCOZ, A.L., 2016. Autoconsumo compartido: por qué impulsarlo y cómo. [en línea], pp. 1-16. Disponible en: <http://www.conama11.vsf.es/conama10/download/files/conama2016/CT2016/1998971929.pdf>.
- LEITHON, J., WERNER, S. y KOIVUNEN, V., 2018. Cooperative renewable energy management with distributed generation. *European Signal Processing Conference*, vol. 2018-Septe, pp. 191-195. ISSN 22195491. DOI 10.23919/EUSIPCO.2018.8553316.
- LEITHON, J., WERNER, S. y KOIVUNEN, V., 2019. Storage Management in a Shared Solar Environment with Time-Varying Electricity Prices. *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 6, no. 5, pp. 7420-7436. ISSN 23274662. DOI 10.1109/JIOT.2019.2894804.
- LILLA, S., OROZCO, C., BORGHETTI, A., NAPOLITANO, F. y TOSSANI, F., 2020. Day-Ahead Scheduling of a Local Energy Community: An Alternating Direction Method of Multipliers Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1132-1142. ISSN 15580679. DOI 10.1109/TPWRS.2019.2944541.
- LINDENMAYER, D., 2017. Halting natural resource depletion: Engaging with economic and political power. *Economic and Labour Relations Review*, ISSN 10353046. DOI 10.1177/1035304616685265.
- LINSSEN, J., STENZEL, P. y FLEER, J., 2017. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. *Applied Energy* [en línea], vol. 185, no. 2017, pp. 2019-2025. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2015.11.088. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.088>.
- LOKESHGUPTA, B. y SIVASUBRAMANI, S., 2019. Multi-objective home energy management with battery energy storage systems. *Sustainable Cities and Society* [en línea], vol. 47, no. February, pp. 101458. ISSN 22106707. DOI 10.1016/j.scs.2019.101458. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101458>.
- LOWITZSCH, J., HOICKA, C.E. y VAN TULDER, F.J., 2020. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 122, no. January 2020, pp. 109489. ISSN 18790690. DOI 10.1016/j.rser.2019.109489. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>.
- LU, X., LIU, Z., MA, L., WANG, L., ZHOU, K. y FENG, N., 2020. A robust optimization approach for optimal load dispatch of community energy hub. *Applied Energy*, vol. 259, no. July 2019. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2019.114195.
- LUO, L., ABDULKAREEM, S.S., REZVANI, A., MIVEH, M.R., SAMAD, S., ALJOJO, N. y PAZHOOHESH, M., 2020.

- Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty. *Journal of Energy Storage* [en línea], vol. 28, no. August 2019, pp. 101306. ISSN 2352152X. DOI 10.1016/j.est.2020.101306. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101306>.
- LYDEN, A., PEPPER, R. y TUOHY, P.G., 2018. A modelling tool selection process for planning of community scale energy systems including storage and demand side management. *Sustainable Cities and Society* [en línea], vol. 39, no. January, pp. 674-688. ISSN 22106707. DOI 10.1016/j.scs.2018.02.003. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.02.003>.
- MA, T., YANG, H. y LU, L., 2014. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 36, pp. 304-315. ISSN 13640321. DOI 10.1016/j.rser.2014.04.057. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.057>.
- MATERIAL-ELECTRICO.CDECOMUNICACION.ES, 2020. Ecooo autoconsumo fotovoltaico compartido Lavapies Entrepatis Madrid. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/sectoriales/36372/ecooo-abre-la-puerta-del-autoconsumo-fotovoltaico-compartido-en-madrid>.
- MEASURING THE CO-OPERATIVE DIFFERENCE RESEARCH NETWORK, 2015. Benefits of Renewable Energy Co-operatives. , no. January, pp. 8.
- MITECO, 2014. ¿Cómo nos movemos? [en línea]. [Consulta: 19 mayo 2021]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/carpeta-informativa-del-ceneam/novedades/como-nos-movemos.aspx>.
- MITECO, 2019. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. ,
- MITECO, 2020a. Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. *Gobierno de España*,
- MITECO, 2020b. El Gobierno aprueba un Real Decreto-ley con medidas para impulsar las energías renovables y favorecer la reactivación económica. [en línea]. [Consulta: 16 septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-un-real-decreto-ley-con-medidas-para-impulsar-las-energias-renovables-y-favorecer-la-reactivacion-economica/tcm:30-510021>.
- MOUSSA, N., 2019. Study of a Shared Self-Consumption System Applied to Neighborhood Communities in Urban Environments By Certified by Pablo Arboleya Thesis Supervisor Javier Izquierdo Head of emobility EDP España Thesis Supervisor. , pp. 1-93.
- MOVILIDADELECTRICA.COM, 2020. España cerrará 2020 con 78.000 matriculaciones de vehículos eléctricos. [en línea]. [Consulta: 21 mayo 2021]. Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/matriculaciones-de-vehiculos-electricos/>.
- NEOMOTOR, 2020. ¿Cuánto cuesta instalar un punto de recarga de coche eléctrico en casa? | Neomotor: coches, motos y todo motor. [en línea]. [Consulta: 15 junio 2021]. Disponible en: <https://neomotor.sport.es/conduccion/cuanto-cuesta-instalar-un-punto-de-recarga-de-coche-electrico-en-casa.html>.
- O'SHAUGHNESSY, E., CUTLER, D., ARDANI, K. y MARGOLIS, R., 2018. Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings. *Applied Energy* [en línea], vol. 213, no. January, pp. 11-21. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.12.118. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.118>.
- OFICINA DE L'ENERGIA, 2020a. Castellar-l'Oliveral - València Clima i Energia. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <http://canviclimatic.org/oficina-de-l-energia/comunitats-energetiques/castellar-loliveral/>.
- OFICINA DE L'ENERGIA, 2020b. Encén la llum del teu barri - València Clima i Energia. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <http://canviclimatic.org/oficina-de-l-energia/comunitats-energetiques/encen-la-llum-del-teu-barri/>.
- OLASZI, B.D. y LADANYI, J., 2017. Comparison of different discharge strategies of grid-connected

- residential PV systems with energy storage in perspective of optimal battery energy storage system sizing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 75, no. November 2015, pp. 710-718. ISSN 18790690. DOI 10.1016/j.rser.2016.11.046. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.046>.
- ONU, 2005. Resolución No. 60/1 de la Asamblea General de las Naciones Unidas. Documento Final de la Cumbre Mundial 2005. *Naciones unidas*, pp. 1-42. ISSN 2386-9453.
- ONU, 2019. Informe de los objetivos del desarrollo sostenible. *Informe de los Objetivos del Desarrollo Sostenible 2019*. S.I.:
- PACTO DE LOS ALCALDES, 2020. Origen y trayectoria. [en línea]. [Consulta: 21 octubre 2020]. Disponible en: <https://www.pactodelosalcaldes.eu/sobre-nosotros/el-pacto/origen-y-trayectoria.html>.
- PADMANABHAN, N., AHMED, M. y BHATTACHARYA, K., 2020. Battery Energy Storage Systems in Energy and Reserve Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 215-226. ISSN 15580679. DOI 10.1109/TPWRS.2019.2936131.
- PARRA, D., NORMAN, S.A., WALKER, G.S. y GILLOTT, M., 2017. Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management. *Applied Energy* [en línea], vol. 200, pp. 358-369. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.05.048. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.048>.
- PASATEALOELECTRICO.ES, 2020. Nuevo Renault ZOE ZE50, el perfecto equilibrio entre precio y autonomía. *Nuevo Renault ZOE ZE50, el perfecto equilibrio entre precio y autonomía* [en línea]. [Consulta: 15 junio 2021]. Disponible en: <https://pasatealoelectrico.es/2020/02/29/nuevo-renault-zoe-ze50-un-coche-electrico-con-386-km-de-autonomia-wltp/>.
- PLÖTZ, P., JAKOBSSON, N. y SPREI, F., 2017. On the distribution of individual daily driving distances. *Transportation Research Part B: Methodological* [en línea], vol. 101, pp. 213-227. ISSN 01912615. DOI 10.1016/j.trb.2017.04.008. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.trb.2017.04.008>.
- PVP4GRID, 2020. Recomendaciones de política energética nacional. , no. 764786.
- RASUNI, 2021. SUNGROW SG50KTL-M-20 – rasuni.com. [en línea]. [Consulta: 15 abril 2021]. Disponible en: <https://www.rasuni.com/products/sungrow-sg50ktl-20>.
- REE, 2020. Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España. , pp. 2.
- REPSOL SOLMATCH, 2020. Qué es una Comunidad Solar | Repsol Solmatch. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://solmatch.repsolluzygaz.com/que-es-comunidad-solar>.
- ROBERTS, J., BODMAN, F. y RYBSKI, R., 2014. Community power; Model legal frameworks for citizen-owned renewable energy. *ClientEarth energy*, ISSN 2058-7546.
- ROBERTS, M.B., BRUCE, A. y MACGILL, I., 2019. Impact of shared battery energy storage systems on photovoltaic self-consumption and electricity bills in apartment buildings. *Applied Energy* [en línea], vol. 245, no. April, pp. 78-95. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2019.04.001. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.001>.
- ROLDÁN FERNÁNDEZ, J.M., BURGOS PAYÁN, M. y RIQUELME SANTOS, J.M., 2021. Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain. *Journal of Cleaner Production*, vol. 279. ISSN 09596526. DOI 10.1016/j.jclepro.2020.123439.
- ROMERO-RUBIO, M. del C., 2015. *Barreras Y Oportunidades Para El Desarrollo De Comunidades Energéticas Sostenibles En España . Estudio Comparativo Con Estados Unidos* [en línea]. S.I.: s.n. ISBN 000000205. Disponible en: [repositorio.https://riuma.uma.es/xmlui/bitstream/handle/10630/13331/TD_ROMERO_RUBIO_Maria_del_Carmen.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://riuma.uma.es/xmlui/bitstream/handle/10630/13331/TD_ROMERO_RUBIO_Maria_del_Carmen.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- SANTOS, H.C., VARNUM, M.E.W. y GROSSMANN, I., 2017. Global Increases in Individualism. *Psychological Science*, ISSN 14679280. DOI 10.1177/0956797617700622.
- SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA - REE, 2021. ESIOS electricidad · datos · transparencia. [en línea]. [Consulta: 2 marzo 2021]. Disponible en:

<https://www.esios.ree.es/es?locale=es>.

- SMARTGRIDSINFO.ES, 2020. Las primeras comunidades energéticas de Cádiz empiezan a generar su propia electricidad • SMARTGRIDSINFO. [en línea]. [Consulta: 18 septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.smartgridsinfo.es/2020/07/14/primeras-comunidades-energeticas-cadiz-empiezan-generar-propia-electricidad>.
- STEFFEN, W., RICHARDSON, K., ROCKSTRÖM, J., CORNELL, S.E., FETZER, I., BENNETT, E.M., BIGGS, R., CARPENTER, S.R., DE VRIES, W., DE WIT, C.A., FOLKE, C., GERTEN, D., HEINKE, J., MACE, G.M., PERSSON, L.M., RAMANATHAN, V., REYERS, B. y SÖRLIN, S., 2015. Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, ISSN 10959203. DOI 10.1126/science.1259855.
- THOMAS, L.V., SCHMIDT, O., GAMBHIR, A., FEW, S. y STAFFELL, I., 2020. Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage. *Journal of Energy Storage* [en línea], vol. 28, no. September 2019, pp. 101230. ISSN 2352152X. DOI 10.1016/j.est.2020.101230. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101230>.
- TIRADO-HERRERO, S; JIMÉNEZ-MENESES, L; LÓPEZ-FERNÁNDEZ, J.L.; IRIGOYEN-HIDALGO, V.M., 2018. Pobreza Energética en España 2018. *Asociación de Ciencias Ambientales*. S.l.:
- TRICARICO, L., 2021. Is community earning enough? Reflections on engagement processes and drivers in two Italian energy communities. *Energy Research and Social Science* [en línea], vol. 72, no. December 2020, pp. 101899. ISSN 22146296. DOI 10.1016/j.erss.2020.101899. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101899>.
- ULUCAK, R., DANISH y OZCAN, B., 2020. Relationship between energy consumption and environmental sustainability in OECD countries: The role of natural resources rents. *Resources Policy*, ISSN 03014207. DOI 10.1016/j.resourpol.2020.101803.
- UNDP, 2016. Energising Human Development | Human Development Reports. 2016 [en línea]. [Consulta: 2 octubre 2020]. Disponible en: <http://hdr.undp.org/en/content/energising-human-development>.
- VALENCIA, A. de, 2020. FUNDACIÓN LAS NAVES. ESPACIO DE CREACIÓN CONTEMPORÁNEA. [en línea]. [Consulta: 13 mayo 2020]. Disponible en: https://www.valencia.es/ayuntamiento/infocidad_accesible.nsf/vDocumentosWebListado/1C4B702ABE028F4EC12572C20024067E?OpenDocument&bdOrigen=&idapoyo=&nivel=3&lang=1.
- VALENCIA, D. de, 2017. Metodología para el desarrollo de los documentos del Pacto de las Alcaldías para el Clima y la Energía en la provincia de Valencia. ,
- VAN VEELLEN, B., 2017. Making Sense of the Scottish Community Energy Sector—An Organising Typology. *Scottish Geographical Journal*, ISSN 1751665X. DOI 10.1080/14702541.2016.1210820.
- VERKADE, N. y HÖFFKEN, J., 2019. Collective energy practices: A practice-based approach to civic energy communities and the energy system. *Sustainability (Switzerland)*, vol. 11, no. 11. ISSN 20711050. DOI 10.3390/su11113230.
- VICTORIA, M. y GALLEGO-CASTILLO, C., 2019. Hourly-resolution analysis of electricity decarbonization in Spain (2017–2030). *Applied Energy* [en línea], vol. 233-234, no. October 2018, pp. 674-690. ISSN 03062619. DOI 10.1016/j.apenergy.2018.10.055. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.055>.
- VINOD, KUMAR, R. y SINGH, S.K., 2018. Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution. *Energy Reports* [en línea], vol. 4, pp. 701-712. ISSN 23524847. DOI 10.1016/j.egyr.2018.09.008. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.09.008>.
- WALKER, A., 2017. PV O & M Cost Model and Cost. , no. June, pp. 1-27.
- WALKER, G., 2008. What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use? *Energy Policy*, ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2008.09.032.
- WALKER, G. y DEVINE-WRIGHT, P., 2008. Community renewable energy: What should it mean? *Energy Policy*, ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2007.10.019.
- WALSH, M., CASTANIÉ, M. y GIOVANNINI, S., 2020. Community Energy: A practical guide to reclaiming

- power. [en línea]. S.l.: Disponible en: <http://www.nortonenergycommunity.org/energy-community/>.
- WISER, R., BOLINGER, M. y SEEL, J., 2020. Benchmarking Utility-Scale PV Operational Expenses and Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Solar Industry Professionals. [en línea]. E-Scholarship Repository, Berkeley, CA (United States): Disponible en: http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/wind_useful_life_report.pdf%0A.
- WWF, 2020. *Living Planet Report 2020 - Bending the curve of biodiversity loss* [en línea]. Gland, Switzerland: s.n. ISBN 2880852552. Disponible en: <https://f.hubspotusercontent20.net/hubfs/4783129/LPR/PDFs/ENGLISH-FULL.pdf>.
- YE, G., LI, G., WU, D., CHEN, X. y ZHOU, Y., 2017. Towards cost minimization with renewable energy sharing in cooperative residential communities. *IEEE Access*, vol. 5, pp. 11688-11699. ISSN 21693536. DOI 10.1109/ACCESS.2017.2717923.
- ZHANG, Y., LUNDBLAD, A., CAMPANA, P.E., BENAVENTE, F. y YAN, J., 2017. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in Sweden. *Energy Conversion and Management* [en línea], vol. 133, pp. 249-263. ISSN 01968904. DOI 10.1016/j.enconman.2016.11.060. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.060>.
- ZIEGLER, M.S. y TRANCIK, J.E., 2021. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy and Environmental Science*, vol. 14, no. 4, pp. 1635-1651. ISSN 17545706. DOI 10.1039/d0ee02681f.

ANEXOS

Anexo 1. Criterios empleados para clasificar las CEL en la literatura revisada

La Figura 9 resume los criterios para clasificar las comunidades energéticas. En este anexo se va a explicar qué valores pueden presentar cada uno de estos criterios según la literatura. Las fuentes bibliográficas revisadas con los criterios aportados por cada una se muestran al final de este anexo.

Al respecto del proceso de fundación y financiación de las comunidades energéticas, el principal criterio es la naturaleza del proceso; es decir, quién desarrolla, influencia y ejecuta el proyecto. Esto define si la CEL es abierta y participativa o, por el contrario, cerrada e institucional (Walker y Devine-Wright 2008). Otro criterio para tener en cuenta es la posesión o no de instalaciones de generación energética (van Veelen 2017) y, si es pertinente, el año de fundación (van Veelen 2017).

De acuerdo con el modo de organización en la CEL, el criterio fundamental es la forma legal de la entidad y así es reflejado en gran parte de las tipologías encontradas en la literatura (IDAE 2019a; Gjorgievski, Cundeve y Georghiou 2021; Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018; Caramizaru y Uihlein 2020; Hewitt et al. 2019; Walker 2008; van Veelen 2017). Todas las formas legales exploradas por estas fuentes pueden resumirse en las siguientes, una vez retiradas aquellas que no pueden ceñirse a la definición legal de CEL (principalmente, por la necesidad de estar en la proximidad al punto de generación y entrar en la categoría de CEC):

- Cooperativa local de energía renovable: es la modalidad más común y que más acogida tiene. Estas entidades son propiedad de sus miembros y benefician principalmente a éstos. Este tipo de organizaciones se forman alrededor de un proyecto local específico de energía renovable y, por tanto, no tiene aspiraciones de crecer.
- Modelo híbrido gobierno local – capital privado: las autoridades locales pueden llegar a acuerdos con comunidades de vecinos y negocios para ayudar a reducir el riesgo de la inversión inicial y proporcionar apoyo con la planificación o la cesión de espacios públicos. Este tipo de colaboraciones han sido clave en muchos países, como en Francia, para el desarrollo de las CEL (Hewitt et al. 2019).
- Modelo híbrido comunidad – empresa privada: esta modalidad aporta a la comunidad la experiencia y habilidad de las empresas del sector a la hora de llevar adelante proyectos de este tipo. De este modo, los proyectos son más exitosos y eficaces en su ejecución, además de abrir la puerta a instalaciones de mayor tamaño e inversiones estratégicas.
- Sociedad Limitada: cuando la generación de electricidad es el principal objetivo del proyecto, una sociedad limitada puede ser la opción preferida. Esta alternativa permite

a los participantes distribuir responsabilidades y beneficios participando en la generación de ER a escala local.

- **Empresa pública:** el impulso de proyecto de ER por parte de una empresa controlada por el gobierno local es un modelo que presenta grandes ventajas cuando no hay cultura de cooperativismo entre la población. De este modo, un proyecto se iniciaría mediante esta empresa pública y después se abriría a público para formar la comunidad. Este es el modelo que se está siguiendo, por ejemplo, en Cádiz (smartgridsinfo.es 2020).
- **Organización Benéfica:** en ocasiones se emplea este tipo de asociaciones para proveer y administrar instalaciones para la comunidad. Pueden disponer además de ramas comerciales o empresas de interés comunitario para prestar servicios locales.
- **Fondo de desarrollo y fundaciones:** Su objetivo es generar valor social y desarrollo local antes que beneficios para los individuos involucrados. Esta es una modalidad muy empleada en Escocia (Hewitt et al. 2019; Walker 2008; van Veelen 2017).
- **Entidad no dedicada a la energía:** organizaciones que deciden iniciar un proyecto de ER como complemento a su actividad principal. La estructura de esa organización normalmente se reproduce en la gestión del proyecto.

Consecuentemente a la variedad de formas legales posibles, las formas de pertenencia y participación en la entidad serán diferentes. Las principales alternativas son la participación democrática (una persona, un voto) o la participación según la contribución (van Veelen 2017), además existen modelos híbridos que pueden presentar formas más complejas.

Otro posible criterio para clasificar las CEL es su modelo de negocio (Heras-Saizarbitoria et al. 2018; CEER 2019) según si se trata de una comunidad que posee y explota sus propias instalaciones de generación pero no consume la energía producida sino que la vende, si además de generar consume la energía a través de la red de distribución de forma virtual o si además poseen la red eléctrica local por la que comparten la electricidad.

Desde el punto de vista de la gestión de la energía, pueden considerarse la fuente de energía renovable (Heras-Saizarbitoria et al. 2018; van Veelen 2017) y el tamaño de la instalación (van Veelen 2017). Además, la actividad que realiza la CEL puede abarcar ámbitos distintos de la energía (Heras-Saizarbitoria et al. 2018; van Veelen 2017; Caramizaru y Uihlein 2020; Gjorgievski, Cundeva y Georghiou 2021): generación, suministro, consumo y reparto, distribución, servicios energéticos, movilidad eléctrica...

Por último, el reparto de beneficios determina para quién se hace el proyecto, quién se beneficia de él. En función de cómo se decidan gestionar los beneficios, la comunidad energética será más local y colectiva o más distante y privada (Walker y Devine-Wright 2008; Gjorgievski, Cundeva y Georghiou 2021). Esto vendrá muy relacionado con la motivación que haya provocado esta iniciativa (van Veelen 2017; Gjorgievski, Cundeva y Georghiou 2021) y el problema que trate de resolver.

I. Heras-Saizarbitoria, L. Sáez, E. Allur, and J. Morandeira, "The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018 (Heras-Saizarbitoria et al. 2018)

Fuente de energía

REcoops que estimulan la producción de la energía de biomasa

I. Heras-Saizarbitoria, L. Sáez, E. Allur, and J. Morandeira, "The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018 (Heras-Saizarbitoria et al. 2018)

REcoops que estimulan la producción de energía eólica

REcoops que estimulan la producción de energía solar

REcoops que estimulan la producción de energía geotérmica

REcoops que estimulan la producción de energía de gas natural o biogas

REcoops que estimulan la producción de energía de las mareas

REcoops híbridas que estimulan la producción de una combinación de las RE anteriores

Valor añadido

REcoops centradas en el consumo y adquisición de ER

REcoops centradas en la producción de ER

REcoops centradas en la distribución de ER

REcoops centradas en el comercio de ER

Modelo de negocio

REcoop de un grupo local de ciudadanos

REcoop regional-nacional

REcoop completamente integrada

Red de REcoops

REcoop con un modelo de gobernanza conjunta

REcoop como organizaciones no centradas en la energía

IDAE, *Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales*. Madrid, 2019 (IDAE 2019a)

Opciones probables

Comunidades establecidas en fincas de propiedad horizontal

Comunidades conformadas por usuarios conectados a una misma red de baja tensión

Comunidades ya existentes en otros ámbitos (de regantes, cooperativas, vinícolas, etc.)

Núcleos de cohesión social

Clústeres de equipamientos públicos

IDAE, Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. Madrid, 2019 (IDAE 2019a)

Clústeres de empresas

Tecnologías

Compra agregada de servicios o equipos

Autoconsumo eléctrico compartido

Rehabilitación energética del edificio en propiedad horizontal

Generación centralizada y suministro compartido de energía térmica

Modelo de propiedad

Cooperativo (Empresa social propiedad de la comunidad)

Modelo híbrido comunidad/gobierno local

Modelo híbrido comunidad/privado

Propiedad segregada

G. Walker and P. Devine-Wright, “Community renewable energy: What should it mean?,” Energy Policy, 2008 (Walker y Devine-Wright 2008)

Proceso

Abierto y participativo

Cerrado e institucional

Resultado

Local y colectivo

Distante y privado

I. Capellán-Pérez, Á. Campos-Celador, and J. Terés-Zubiaga, “Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain,” Energy Policy, 2018 (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018)

Modelos organizativos

Grupo local de ciudadanos

REcoop regional-nacional

Recoop completamente integrada

I. Capellán-Pérez, Á. Campos-Celador, and J. Terés-Zubiaga, “Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain,” *Energy Policy*, 2018 (Capellán-Pérez, Campos-Celador y Terés-Zubiaga 2018)

Red de Recoops

REcoop con un modelo de gobernanza conjunta

REcoop como organizaciones no centradas en la energía

B. van Veelen, “Making Sense of the Scottish Community Energy Sector—An Organising Typology,” *Scottish Geogr. J.*, 2017 (van Veelen 2017)

Año de fundación

Antes de 1990

A finales de los 90

Comienzos de los 2000

Mediados de los 2000

Tipo de organización

Asociaciones comunitarias

Grupos de interés con base local (p.e. clubs deportivos, iglesias)

Organizaciones de desarrollo local con tierras en propiedad

Organizaciones de desarrollo local sin tierras en propiedad

Cooperativas energéticas

Ciudades en Transición, grupos ambientales locales

Modelo de propiedad

Propiedad plena comunitaria (equidad)

Empresa conjunta (capital compartida)

Otros bienes en posesión

Construcciones

Tierras

Tecnología

Solar

Bomba de calor

B. van Veelen, "Making Sense of the Scottish Community Energy Sector—An Organising Typology,"
Scottish Geogr. J., 2017 (van Veelen 2017)

Eólica

Hidro

Soluciones Inteligentes (p.e. redes inteligentes, almacenamiento)

Ahorro Energético

Mareas y Olas

Tamaño de la instalación (kW)

Micro (< 15 kW)

Pequeño (16 - 100 kW)

Medio-grande (> 100 kW)

Grande (> 1000 kW)

Conexión entre la generación y el uso de la energía

Uso directo

Energía vendida a la red

Ambas, uso directo y venta a la red

Facilita el uso directo

Motivación principal para establecer un proyecto de energía renovable

Aumentar el confort

Reducir costes energéticos

Generar ingresos locales

Aumentar la autosuficiencia

Reducir la huella de carbono

Controlar proyecto planeado previamente

R. J. Hewitt et al., "Social innovation in community energy in Europe: A review of the evidence,"
Frontiers in Energy Research. 2019 (Hewitt et al. 2019)

Tipología organizativa

Recoop

R. J. Hewitt et al., "Social innovation in community energy in Europe: A review of the evidence,"
Frontiers in Energy Research. 2019 (Hewitt et al. 2019)

Fondos de desarrollo comunitario

Proyectos de gobierno local con participación ciudadana

Sociedad público-privada

Compañías privadas

Otras iniciativas ciudadanas

A. Caramizaru and A. Uihlein, *Energy communities: an overview of energy and social innovation*.
Luxembourg, 2020 (Caramizaru y Uihlein 2020)

Actividades

Generación

Suministro

Consumo y reparto

Distribución

Servicios energéticos

Movilidad eléctrica

Otras actividades

Estructuras legales

Cooperativas energéticas

Sociedades limitadas

Fondos comunitarios y fundaciones

Cooperativas de viviendas

Empresa sin ánimo de lucro propiedad de los consumidores

Sociedad público-privada

Empresa de servicios públicos

G. Walker, “What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use?,” *Energy Policy*, 2008 (Walker 2008)

Modelos de propiedad y uso comunitario

Cooperativas

Organizaciones benéficas

Fondos de desarrollo

Participaciones propiedad de una organización comunitaria local

Council of European Energy Regulators (CEER), “Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities CEER Report”, 2019 (CEER 2019)

Comunidades energéticas

Medios de generación propiedad de la comunidad

Intercambio virtual a través de la red

Intercambio de la producción local a través de redes comunitarias

V. Z. Gjorgievski, S. Cundeva, and G. E. Georghiou, “Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review,” *Renew. Energy*, vol. 169, pp. 1138–1156, 2021

Localización y propósito

Propósito único / múltiple

Localizada o deslocalizada

Organización

Centralizada

Descentralizada

Distribuida

Actividad

Gestión energética

Producción energética

Autoconsumo

Entidad legal

V. Z. Gjorgievski, S. Cundeva, and G. E. Georghiou, "Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review," *Renew. Energy*, vol. 169, pp. 1138–1156, 2021

Cooperativas energéticas

Sociedades limitadas

Fondos comunitarios y fundaciones

Cooperativas de viviendas

Empresa sin ánimo de lucro propiedad de los consumidores

Sociedad público-privada

Empresa de servicios públicos

Energía de la red

Conectado / Desconectado de la red

Dentro de una cooperativa de viviendas

Cruzando los límites de la propiedad

Energía comunitaria distribuida

Anexo 2. Relación de escenarios estudiados

ESCE- NARIO	CA- SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
1	1	Estático	150	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
2	1	Estático	100	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
3	1	Estático	50	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
4	1	Estático	150	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
5	1	Estático	100	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
6	1	Estático	50	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
7	1	Estático	150	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
8	1	Estático	100	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
9	1	Estático	50	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
10	1	Estático	150	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
11	1	Estático	100	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coeficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coeficiente estático asignado al PR
12	1	Estático	50	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
13	1	Dinámico	150	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
14	1	Dinámico	100	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
15	1	Dinámico	50	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
16	1	Dinámico	150	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
17	1	Dinámico	100	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
18	1	Dinámico	50	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
19	1	Dinámico	150	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
20	1	Dinámico	100	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
21	1	Dinámico	50	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
22	1	Dinámico	150	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
23	1	Dinámico	100	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
24	1	Dinámico	50	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
25	2	Dinámico	150	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
26	2	Dinámico	100	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
27	2	Dinámico	50	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
28	2	Dinámico	150	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
29	2	Dinámico	100	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
30	2	Dinámico	50	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
31	2	Dinámico	150	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
32	2	Dinámico	100	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
33	2	Dinámico	50	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
34	2	Dinámico	150	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
35	2	Dinámico	100	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
36	2	Dinámico	50	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
37	2	Dinámico	150	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
38	2	Dinámico	100	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
39	2	Dinámico	50	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
40	2	Dinámico	150	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
41	2	Dinámico	100	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
42	2	Dinámico	50	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
43	2	Dinámico	150	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
44	2	Dinámico	100	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
45	2	Dinámico	50	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
46	2	Dinámico	150	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
47	2	Dinámico	100	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
48	2	Dinámico	50	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
49	2	Dinámico	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
50	2	Dinámico	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
51	2	Dinámico	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
52	2	Dinámico	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
53	2	Dinámico	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
54	2	Dinámico	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
55	2	Dinámico	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
56	2	Dinámico	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
57	2	Dinámico	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
58	2	Dinámico	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
59	2	Dinámico	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
60	2	Dinámico	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
61	2	Dinámico	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
62	2	Dinámico	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
63	2	Dinámico	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
64	2	Dinámico	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
65	2	Dinámico	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
66	2	Dinámico	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
67	2	Dinámico	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
68	2	Dinámico	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
69	2	Dinámico	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
70	2	Dinámico	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
71	2	Dinámico	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
72	2	Dinámico	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	No Disponibles	No Aplica
73	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponibles	No Aplica
74	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponibles	No Aplica
75	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponibles	No Aplica
76	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponibles	No Aplica

ESCE- NARIO	CA- SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
77	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
78	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
79	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
80	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
81	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
82	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
83	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
84	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
85	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
86	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
87	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
88	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponi- bles	No Aplica
89	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponi- bles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
90	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
91	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
92	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
93	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
94	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
95	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
96	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	No Disponibles	No Aplica
97	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
98	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
99	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
100	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
101	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
102	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
103	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
104	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
105	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
106	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
107	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
108	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	No Disponibles	No Aplica
109	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
110	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
111	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
112	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
113	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
114	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
115	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
116	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
117	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
118	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
119	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
120	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	No Disponibles	No Aplica
121	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
122	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
123	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
124	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
125	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
126	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
127	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
128	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
129	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
130	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
131	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
132	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	No Disponibles	No Aplica
133	2	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
134	2	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
135	2	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
136	2	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
137	2	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
138	2	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
139	2	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
140	2	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica
141	2	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponibles	No Aplica

ESCE- NARIO	CA- SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
142	2	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponi- bles	No Aplica
143	2	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponi- bles	No Aplica
144	2	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	No Disponi- bles	No Aplica
145	3	Dinámico	150	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
146	3	Dinámico	100	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
147	3	Dinámico	50	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
148	3	Dinámico	150	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
149	3	Dinámico	100	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
150	3	Dinámico	50	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
151	3	Dinámico	150	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
152	3	Dinámico	100	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
153	3	Dinámico	50	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
154	3	Dinámico	150	100%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
155	3	Dinámico	100	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
156	3	Dinámico	50	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	No Aplica
157	3	Estático	150	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
158	3	Estático	100	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
159	3	Estático	50	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
160	3	Estático	150	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
161	3	Estático	100	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
162	3	Estático	50	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
163	3	Estático	150	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
164	3	Estático	100	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
165	3	Estático	50	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
166	3	Estático	150	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
167	3	Estático	100	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
168	3	Estático	50	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.1
169	3	Estático	150	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
170	3	Estático	100	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
171	3	Estático	50	25%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
172	3	Estático	150	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
173	3	Estático	100	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
174	3	Estático	50	50%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
175	3	Estático	150	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
176	3	Estático	100	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
177	3	Estático	50	75%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
178	3	Estático	150	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
179	3	Estático	100	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2
180	3	Estático	50	100%	No Disponibles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.2

ESCE- NARIO	CA- SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
181	3	Estático	150	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
182	3	Estático	100	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
183	3	Estático	50	25%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
184	3	Estático	150	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
185	3	Estático	100	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
186	3	Estático	50	50%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
187	3	Estático	150	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
188	3	Estático	100	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
189	3	Estático	50	75%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
190	3	Estático	150	100%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
191	3	Estático	100	100%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
192	3	Estático	50	100%	No Disponi- bles	Individual	0	No Aplica	Disponibles	0.3
193	4	Dinámico	150	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
194	4	Dinámico	100	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
195	4	Dinámico	50	25%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
196	4	Dinámico	150	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
197	4	Dinámico	100	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
198	4	Dinámico	50	50%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
199	4	Dinámico	150	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
200	4	Dinámico	100	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
201	4	Dinámico	50	75%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
202	4	Dinámico	150	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
203	4	Dinámico	100	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
204	4	Dinámico	50	100%	Disponible	Individual	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
205	4	Dinámico	150	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
206	4	Dinámico	100	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
207	4	Dinámico	50	25%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
208	4	Dinámico	150	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
209	4	Dinámico	100	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
210	4	Dinámico	50	50%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
211	4	Dinámico	150	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
212	4	Dinámico	100	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
213	4	Dinámico	50	75%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
214	4	Dinámico	150	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
215	4	Dinámico	100	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
216	4	Dinámico	50	100%	Disponible	Individual	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
217	4	Dinámico	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
218	4	Dinámico	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
219	4	Dinámico	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
220	4	Dinámico	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
221	4	Dinámico	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
222	4	Dinámico	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
223	4	Dinámico	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
224	4	Dinámico	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
225	4	Dinámico	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
226	4	Dinámico	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
227	4	Dinámico	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
228	4	Dinámico	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	No Aplica	Disponibles	No Aplica
229	4	Dinámico	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
230	4	Dinámico	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
231	4	Dinámico	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
232	4	Dinámico	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
233	4	Dinámico	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
234	4	Dinámico	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
235	4	Dinámico	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
236	4	Dinámico	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
237	4	Dinámico	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
238	4	Dinámico	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
239	4	Dinámico	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
240	4	Dinámico	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	No Aplica	Disponibles	No Aplica
241	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
242	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
243	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
244	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
245	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
246	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
247	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
248	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
249	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
250	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
251	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
252	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.1
253	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
254	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coeficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coeficiente estático asignado al PR
255	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
256	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
257	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
258	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
259	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
260	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
261	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
262	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
263	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
264	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.1
265	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
266	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
267	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
268	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
269	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
270	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
271	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
272	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
273	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
274	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
275	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
276	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.1
277	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
278	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
279	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
280	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
281	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
282	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
283	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
284	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
285	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
286	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
287	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
288	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.1
289	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
290	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
291	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
292	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
293	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
294	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
295	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
296	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
297	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
298	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
299	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
300	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.1
301	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
302	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
303	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
304	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
305	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
306	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
307	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
308	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
309	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
310	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
311	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
312	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.1
313	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
314	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
315	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
316	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
317	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
318	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
319	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
320	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
321	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
322	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
323	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
324	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.2
325	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
326	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
327	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
328	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
329	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
330	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
331	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
332	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
333	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
334	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coeficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coeficiente estático asignado al PR
335	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
336	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.2
337	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
338	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
339	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
340	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
341	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
342	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
343	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
344	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
345	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
346	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
347	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
348	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.2
349	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
350	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
351	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
352	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
353	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
354	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
355	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
356	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
357	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
358	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
359	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
360	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.2
361	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
362	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
363	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
364	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
365	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
366	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
367	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
368	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
369	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
370	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
371	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
372	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.3	Disponibles	0.2
373	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
374	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
375	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
376	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
377	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
378	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
379	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
380	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
381	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
382	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
383	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
384	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.3	Disponibles	0.2
385	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
386	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
387	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
388	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
389	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
390	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
391	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
392	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
393	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
394	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coficiente estático asignado al PR
395	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
396	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.1	Disponibles	0.3
397	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
398	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
399	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
400	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
401	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
402	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
403	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
404	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
405	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
406	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
407	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
408	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.1	Disponibles	0.3
409	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
410	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
411	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
412	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
413	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
414	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3

ESCE-NARIO	CA-SO	Tipo de coeficiente	Puntos de Consumo	Ratio Residencial	Baterías Estacionarias	Propiedad de las baterías	Capacidad de las baterías (kWh)	Coefficiente estático asignado a las baterías	Puntos de recarga	Coefficiente estático asignado al PR
415	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
416	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
417	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
418	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
419	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
420	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	100	0.2	Disponibles	0.3
421	4	Estático	150	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
422	4	Estático	100	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
423	4	Estático	50	25%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
424	4	Estático	150	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
425	4	Estático	100	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
426	4	Estático	50	50%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
427	4	Estático	150	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
428	4	Estático	100	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
429	4	Estático	50	75%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
430	4	Estático	150	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
431	4	Estático	100	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3
432	4	Estático	50	100%	Disponible	Comunitaria	300	0.2	Disponibles	0.3

