



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Tortosa Navarro, David

Tutor/a: Gómez Navarro, Tomás

Cotutor/a externo: RIBO PEREZ, DAVID GABRIEL

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS
PARA LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE
UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA LOCAL
EMPLEANDO GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 13 A 100 KWP. CASO
DE ESTUDIO REAL EN CATARROJA,
VALÈNCIA.**

AUTOR: TORTOSA NAVARRO, DAVID

TUTOR: GÓMEZ NAVARRO, TOMÁS

COTUTORES: RIBÓ PÉREZ, DAVID GABRIEL
MANSO BURGOS, ÁLVARO

Curso Académico: 2022-23

Agradecimientos

Gracias a mis amigos y familia, también a la Cátedra de Transición Energética Urbana y el Instituto de Ingeniería de la Energía por el inmenso aprendizaje y ser siempre hogar, en especial a Álvaro, David y Tomás por la continua atención y formación.

Resumen

Las Comunidades Energéticas Locales (CEL) son herramientas clave en la transición energética hacia un modelo más sostenible, permitiendo la descentralización y el empoderamiento ciudadano. El objetivo principal es determinar la influencia de las variables críticas sobre la rentabilidad económica de la CEL. Se han considerado variables críticas aquellas con mayor peso en la inversión inicial: electricidad adquirida de la red, módulo fotovoltaico, baterías estacionarias y gasolina para los vehículos de combustión interna iniciales. Además, se generan otros escenarios variando la potencia fotovoltaica instalada y la capacidad de las baterías, resultando un total de 16.640 escenarios.

El caso de estudio se basa en la formación de una CEL en Catarroja, València. Los elementos principales que la componen son: 25 curvas de carga residenciales horarias, instalación de generación fotovoltaica (13 a 100 kWp), sistema de almacenamiento energético mediante baterías comunitarias de ion-litio (0 a 90 kWh), 10 puntos de recarga para vehículos eléctricos y 10 veces el diferencial de adquisición entre un vehículo de combustión y uno eléctrico. Para la simulación de la CEL, se utiliza un modelo matemático desarrollado en la Cátedra de Transición Energética Urbana UPV y su función es determinar los coeficientes de reparto de la energía óptimos para maximizar los beneficios económicos de la CEL. Se pueden emplear coeficientes de reparto estáticos, variables o dinámicos. Con los resultados de la optimización se realiza el análisis técnico-económico con la finalidad de evaluar las variables críticas.

Este trabajo evaluará la repercusión en la rentabilidad de las variables críticas a la hora de desarrollar una CEL. Ayudará a los entes públicos a tomar mejores decisiones al canalizar recursos y programas públicos hacia soluciones no maduras, en lugar de favorecer soluciones que ya son aplicadas sin apoyo. Futuras investigaciones deberían estudiar las variables más críticas para impulsar su desarrollo tecnológico.

Palabras Clave: Cambio climático; democratización energía; comunidad energética local; autoconsumo colectivo; modelo matemático; optimización coeficientes reparto energía; puntos de consumo; fotovoltaica; baterías; vehículos eléctricos; Catarroja; análisis técnico-económico.

Resum

Les Comunitats Energètiques Locals (CEL) són ferramentes clau en la transició energètica cap a un model més sostenible, permetent la descentralització i l'apoderament ciutadà. L'objectiu principal és determinar la influència de les variables crítiques sobre la rendibilitat econòmica d'una CEL. S'han considerat variables crítiques aquelles amb major pes en la inversió inicial: electricitat adquirida de la xarxa, mòdul fotovoltaic, bateries estacionàries, gasolina per a vehicles de combustió interna inicials. A més, es generen altres escenaris variant la potència fotovoltaica instal·lada i la capacitat de les bateries, resultant un total de 16.640 escenaris.

El cas d'estudi es basa en la formació d'una CEL a Catarroja, València. Els elements principals que la componen són: 25 corbes de càrrega residencials horaries, instal·lació de generació fotovoltaica (13 a 100 kWp), sistema d'emmagatzemament energètic per mitjà de bateries comunitàries d'ió-liti (0 a 90 kWh), 10 punts de recàrrega per a vehicles elèctrics i 10 vegades el diferencial d'adquisició entre un vehicle de combustió i un elèctric. Per a la simulació de la CEL, s'utilitza un model matemàtic desenvolupat en la Càtedra de Transició Energètica Urbana UPV i la seua funció és determinar els coeficients de repartiment de l'energia òptims per a maximitzar els beneficis econòmics del conjunt de la CEL. Es poden emprar coeficients de repartiment estàtics, variables o dinàmics. Amb els resultats de l'optimització es realitza l'anàlisi tècnic-econòmic amb la finalitat d'avaluar les variables crítiques.

Aquest treball avaluarà la repercusió en la rendibilitat de les variables crítiques a l'hora de formar una CEL. Ajudarà als ens públics a prendre millors decisions al canalitzar recursos i programes públics cap a solucions no madures, en compte d'afavorir solucions que ja són aplicades sense suport. Futures investigacions haurien d'estudiar les variables més crítiques per a impulsar la seua millora tecnològica.

Paraules clau: Canvi climàtic; democratització energia; comunitat energètica local; autoconsum col·lectiu; model matemàtic; optimització coeficients repartiment energia; punts de consum; fotovoltaica; bateries; vehicles elèctrics; Catarroja; anàlisi tècnic- econòmic.

Abstract

Local Energy Communities (LECs) are key tools in the energy transition towards a more sustainable model, enabling decentralisation and citizen empowerment. The main objective is to determine the influence of critical variables on the economic profitability of the LEC. Critical variables are considered to be those with the greatest weight in the initial investment: electricity purchased from the grid, photovoltaic module, stationary batteries and gasoline for the initial internal combustion vehicles. In addition, other scenarios are generated by varying the installed PV power and battery capacity, resulting in a total of 16,640 scenarios.

The case study is based on the formation of a LEC in Catarroja, Valencia. The main elements that compose it are: 25 hourly residential load curves, photovoltaic generation installation (13 to 100 kWp), energy storage system using lithium-ion community batteries (0 to 90 kWh), 10 charging points for electric vehicles and 10 times the purchasing differential between a combustion vehicle and an electric vehicle. For the simulation of the LEC, a mathematical model developed at the Cátedra de Transición Energética Urbana UPV is used and its function is to determine the optimal energy sharing coefficients to maximise the economic benefits of the LEC. Static, variable or dynamic distribution coefficients can be used. With the optimisation results, the techno-economic analysis is performed in order to evaluate the critical variables.

This work will assess the impact on the cost-effectiveness of critical variables when developing a CEL. It will help public authorities to make better decisions by channelling public resources and programmes towards immature solutions, rather than favouring solutions that are already implemented without support. Future research should study the most critical variables to boost their technological development.

Keywords: Climate change; energy democratisation; local energy community; collective self-consumption; mathematical model; optimisation of energy distribution coefficients; consumption points; photovoltaic; batteries; electric vehicles; Catarroja; technical-economic analysis.

Tabla de contenido

Agradecimientos	1
Resumen	2
Resum	3
Abstract	4
I MEMORIA	15
1. Introducción	16
1.1. Evolución energética	16
1.2. Contexto energético actual	17
1.3. Perspectiva futura	19
1.4. Objetivos	21
1.5. Motivación	21
1.6. Alcance	22
2. Estado del arte	23
2.1. Comunidad Energética Local	23
2.1.1. ¿Qué es una Comunidad Energética Local?	23
2.1.2. Marco legal de una CEL	23
2.1.3. Modelado de una CEL	25
2.2. Evaluación de las variables críticas	26
3. Metodología	32
3.1. Metodología seguida	32
3.2. Modelado matemático	33
3.2.1. Modelado de componentes	33
3.2.2. Coeficientes de reparto	35
3.2.3. Restricciones del sistema	36
3.2.4. Análisis financiero	38
4. Caso de estudio	39
4.1. Localización y características geográficas	39
4.2. Elementos de la CEL	40
4.2.1. Consumo eléctrico	41
4.2.2. Red eléctrica	42
4.2.3. Instalación fotovoltaica	43
4.2.4. Baterías estacionarias	44
4.2.5. Vehículos eléctricos y de combustión	46
4.3. Evaluación y análisis de sensibilidad de las variables críticas	47
4.4. Parámetros del modelado	49

4.5. Parámetros del análisis financiero	49
5. Resultados	51
5.1. Evaluación con precios de referencia	51
5.2. Análisis de sensibilidad de las variables críticas	57
5.2.1. Análisis de sinergias críticas	59
5.2.2. Rentabilidad de la CEL, hogares y VE	60
5.2.3. Sensibilidad de la BESS	61
5.2.4. Influencia del VE en la rentabilidad	63
6. Discusión de los resultados	65
7. Conclusiones	68
8. Referencias	69
9. Anexos	75
9.1. Anexo I: Curvas de carga y coeficientes variables de cada punto de consumo	75
9.2. Anexo II: Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030	90
II PRESUPUESTO	92
10.Observaciones previas	93
11.Presupuesto	93
11.1. Recursos humanos	93
11.2. Costes de amortización de software y hardware	94
11.3. Costes indirectos	94
11.4. Resumen del presupuesto	94

Índice de tablas

Tabla 1.	Predicciones de los precios de la electricidad en el mercado spot y a futuro. . . .	27
Tabla 2.	Previsión de los precios de los combustibles (en \$2017 CAD/GJ) (Davis et al., 2020).	30
Tabla 3.	Sets de coeficientes variables	36
Tabla 4.	Valores de las variables críticas.	41
Tabla 5.	Especificaciones de la instalación fotovoltaica.	43
Tabla 6.	Relación entre la potencia del sistema fotovoltaico y la potencia del inversor (CTE)	44
Tabla 7.	Especificaciones del inversor.	44
Tabla 8.	Búsqueda de baterías en catálogos.	45
Tabla 9.	Especificaciones técnicas de las baterías convencionales.	45
Tabla 10.	Especificaciones del vehículo de combustión	46
Tabla 11.	Especificaciones técnicas del vehículo eléctrico.	47
Tabla 12.	Especificaciones técnicas del punto de recarga.	47
Tabla 13.	Variaciones de precios de las variables críticas.	47
Tabla 14.	Escenarios de potencia instalada en fotovoltaica.	49
Tabla 15.	Escenarios de capacidad instalada en baterías.	49
Tabla 16.	Resultados económicos para el escenario de referencia.	53
Tabla 17.	Inversión total, VAN y ahorros para cada punto de consumo en el escenario de referencia.	54
Tabla 18.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 1.	75
Tabla 19.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 2.	76
Tabla 20.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 3.	76
Tabla 21.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 4.	77
Tabla 22.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 5.	77
Tabla 23.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 6.	78
Tabla 24.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 7.	78
Tabla 25.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 8.	79
Tabla 26.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 9.	80
Tabla 27.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 10.	80
Tabla 28.	Coficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 11.	81

Tabla 29. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 12.	81
Tabla 30. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 13.	82
Tabla 31. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 14.	82
Tabla 32. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 15.	83
Tabla 33. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 16.	83
Tabla 34. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 17.	84
Tabla 35. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 18.	85
Tabla 36. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 19.	85
Tabla 37. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 20.	86
Tabla 38. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 21.	87
Tabla 39. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 22.	87
Tabla 40. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 23.	88
Tabla 41. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 24.	89
Tabla 42. Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 25.	89
Tabla 43. Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).	90
Tabla 44. Costes de recursos humanos	93
Tabla 45. Costes de software y hardware	94
Tabla 46. Presupuesto final	95

Índice de figuras

Figura 1.	Consumo mundial de energía primaria por fuente (Ritchie y Roser, 2018). . .	16
Figura 2.	Esquema del sistema eléctrico actual (López-Mesa, 2022).	17
Figura 3.	Evolución de los precios de la energía (DE LA FUENTE, 2022).	18
Figura 4.	Esquema del nuevo modelo energético (López-Mesa, 2022).	19
Figura 5.	ODS de una CEL.	21
Figura 6.	Curva de duración del precio en un sistema con calderas híbridas y sistemas polivalentes de producción combinada de calor y electricidad (Böttger y Härtel, 2022).	27
Figura 7.	Gráfico del historial de precios de las células fotovoltaicas de silicio cristalino en dólares por vatio desde 1977 a 2015 (Righini y Enrichi, 2020).	28
Figura 8.	Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas para las diferentes tecnologías (Photovoltaic Research, 2022).	28
Figura 9.	Previsiones de CAPEX de sistemas fotovoltaicos en el Reino Unido, comparación de las estimaciones de 2008-2012. Nota: Los datos se han convertido a libras esterlinas de 2011, teniendo en cuenta los tipos de cambio y la inflación (Candelise et al., 2013).	29
Figura 10.	Previsiones del precio de las baterías convencionales (Mauler et al., 2021). . .	30
Figura 11.	Diagrama de flujo de la metodología seguida para el análisis de rentabilidad de la CEL.	32
Figura 12.	Distribución de probabilidad de la distancia diaria recorrida por el VE.	34
Figura 13.	Distribución de probabilidad de salidas y llegadas del VE al PR.	35
Figura 14.	Localización geográfica de Catarroja.	39
Figura 15.	Localización del colegio La Rodé (blanco) y de los puntos de consumo (negro) en el núcleo urbano de Catarroja.	39
Figura 16.	Salida y puesta del sol en Catarroja (Weather Spark, 2022).	39
Figura 17.	Irradiancia global horaria sobre el plano inclinado de 2020 (European Commission, 2022).	40
Figura 18.	Elementos de la CEL.	40
Figura 19.	Curva de carga agregada del consumo eléctrico de la CEL.	42
Figura 20.	Precios de la energía comprada y vendida en 2021.	43
Figura 21.	Coste eléctrico anual que tiene cada punto de consumo antes de la formación de la CEL.	51
Figura 22.	Coste eléctrico anual que tiene cada punto de consumo antes de la formación de la CEL.	52
Figura 23.	Rentabilidad de la CEL respecto diferente capacidad de la baterías y potencia fotovoltaica instalada con los precios de referencia de los elementos.	52
Figura 24.	Evolución del VAN de la CEL durante su vida útil para el escenario de referencia.	53
Figura 25.	Proporción de la inversión de la CEL el primer año para el escenario de referencia.	53
Figura 26.	Balance energético horario de la CEL el 10 de febrero para el escenario de referencia y óptimo.	55
Figura 27.	Balance energético horario de la CEL el 10 de julio para el escenario de referencia y óptimo.	55

Figura 28. Coste eléctrico y ahorro anual de cada punto de consumo tras la formación de la CEL para el escenario de referencia.	56
Figura 29. Potencia contratada en cada hogar antes y después de la formación de la CEL para el escenario de referencia.	56
Figura 30. Coste y ahorro anual de cada vehículo para el escenario de referencia y óptimo.	57
Figura 31. Rentabilidad de la CEL respecto de las variables críticas. (a) Potencia fotovoltaica (b) Precio fotovoltaica (c) Capacidad baterías (d) Precio baterías (e) Precio electricidad (f) Precio combustible	58
Figura 32. (a) TIR y (b) VAN bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.	59
Figura 33. Rentabilidad de la CEL bajo diferente capacidad y precio de baterías.	59
Figura 34. Rentabilidad de la CEL bajo diferente potencia FV y (a) precio de la electricidad o (b) precio del combustible.	60
Figura 35. Rentabilidad de cada parte de la CEL considerando sus respectivas inversiones.	60
Figura 36. (a) TIR y (b) VAN de los hogares bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.	61
Figura 37. Rentabilidad bajo diferente capacidad y precio de baterías exclusivamente con la inversión de los hogares.	62
Figura 38. Rentabilidad bajo diferente capacidad y precio de baterías exclusivamente con la inversión de los hogares.	62
Figura 39. Rentabilidad bajo diferente precio de la electricidad y (a) capacidad de BESS o (b) precio de BESS, exclusivamente con la inversión de los hogares.	63
Figura 40. (a) TIR y (b) VAN de los VEs bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.	63
Figura 41. (a) TIR y (b) VAN de los VEs bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.	64
Figura 42. Curva de precios de la energía de 2021.	67
Figura 43. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 1.	75
Figura 44. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 2.	76
Figura 45. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 3.	76
Figura 46. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 4.	77
Figura 47. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 5.	77
Figura 48. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 6.	78
Figura 49. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 7.	78
Figura 50. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 8.	79

Figura 51. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 9.	80
Figura 52. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 10.	80
Figura 53. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 11.	81
Figura 54. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 12.	81
Figura 55. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 13.	82
Figura 56. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 14.	82
Figura 57. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 15.	83
Figura 58. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 16.	83
Figura 59. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 17.	84
Figura 60. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 18.	85
Figura 61. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 19.	85
Figura 62. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 20.	86
Figura 63. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 21.	87
Figura 64. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 22.	87
Figura 65. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 23.	88
Figura 66. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 24.	89
Figura 67. Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 25.	89

Lista de abreviaciones

Índices	
j	Índice de curva de carga
k	Índice del vehículo
l	Índice de posibles distancias recorridas por un vehículo
s	Índice del set del año [km]
n	Índice de año de operación [año]
e	Índice de escenario de simulación
t	Índice de la hora del año[h]
Sets	
J	Set de todos los puntos de consumo
K	Set de todos los vehículos
L	Set de posibles distancias recorridas por un vehículo [km]
S	Set de todos los sets del año
N	Set de los años de operación [años]
E	Set de todos los escenarios de simulación
T	Set de todos los periodos de tiempo [h]
$T_k \subset T$	Subset de horas del año en que un VE estaciona ($o_{k,t} = 1$ y $o_{t-1,k} = 0$) [h]
Parámetros	
C^{RED}	Coste anual de la electricidad adquirida de la red [€/yr]
C^{RFIJ}	Coste anual del término de potencia de la electricidad de la red [€/yr]
d	Tasa de descuento del mercado
E_{CAP}^B	Capacidad de almacenamiento de energía de la BESS [kWh]
$E_{CAP,k}^{VE}$	Capacidad de almacenamiento de energía del VE [kWh]
EF^B	Factor de emisión de la BESS [gCO_2/kWh]
EF^{VE}	Factor de emisión del VE [gCO_2/kWh]
EF^{RED}	Factor de emisión de la electricidad adquirida de la red [gCO_2/kWh]
EF^{FV}	Factor de emisión de la generación FV [gCO_2/kWh]
i_{elec}	Índice de inflación de la electricidad
OM	Coste anual de operación y mantenimiento [€/yr]
$P_{MAX}^{B,C}$	Potencia máxima de carga de la BESS [kW]
$P_{MAX}^{B,D}$	Potencia máxima de descarga de la BESS [kW]
$P_{MAX,k}^{VE,C}$	Potencia máxima de carga del VE [kW]
$P_{MAX,k}^{VE,D}$	Potencia máxima de descarga del VE [kW]
POT_j	Potencia contratada en la carga j [kW]
P_{NOM}^{FV}	Potencia nominal del sistema FV [kW]
Π^{POT}	Precio del término de potencia [€/kW]
Π^{COMB}	Precio de la gasolina [€/l]
λ_{dis}	Parámetro de forma de la distancia recorrida por un vehículo entre la salida y la llegada
α_{dis}	Parámetro de escala de la distancia recorrida por un vehículo entre la salida y la llegada
$\sigma_{sal}, \sigma_{lleg}$	Desviación estándar de la hora de salida y llegada de un vehículo
μ_{sal}, μ_{lleg}	Media de la distribución normal de la hora de salida y llegada de un vehículo

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Variables	
β	Variable de coeficientes de reparto de la energía
CF_t	Factor de capacidad de FV en el período t
$Comp_k$	Compensación de la energía autoconsumida por el VE k [€]
$Comp_j$	Compensación de la energía autoconsumida por el VE proveniente de la curva j [€]
C_t^{ENE}	Coste de la electricidad adquirida de la red en el período t [€]
C_t^{RVAR}	Coste del término variable de la electricidad adquirida de la red en el período t [€]
C_t^{VEN}	Coste de la electricidad vendida a la red en el período t [€]
E_t^B	Energía almacenada en la BESS en el período t [kWh]
$E_{k,t}^{VE}$	Energía almacenada en el VE k en el período t [kWh]
$P^A_{j,t}$	Potencia asignada a la curva j en el período t [kW]
$P_t^{B,C}$	Potencia cargada a la BESS en el período t [kW]
$P_t^{B,D}$	Potencia descarada de la BESS en el período t [kW]
$P_t^{B,RED}$	Potencia cargada a la BESS y adquirida de la red en el período t [kW]
$P_{k,t}^{VE,C}$	Potencia cargada al VE en el período t [kW]
$P_t^{VE,RED}$	Potencia cargada al VE y adquirida de la red en el período t [kW]
$P_{j,t}^D$	Potencia demandada por la curva j en el período t [kW]
P_t^D	Potencia demandada por la CEL en el período t [kW]
P_t^{RED}	Potencia comprada de la red en el período t
$P_{j,t}^{RED}$	Potencia comprada de la red por la curva j en el período t
P_t^{FV}	Potencia generada por el sistema FV en el período t [kW]
$P_{j,t}^{FV}$	Potencia consumida por la curva j directamente desde el sistema FV en el período t [kW]
$P_{j,t}^{VE,FV}$	Potencia consumida por los VE proveniente de excedentes de la curva j en el período t [kW]
P_t^{VEN}	Potencia vendida a la red en el período t [kW]
$\eta_t^{B,C}$	Eficiencia de carga de la BESS
$\eta_t^{B,D}$	Eficiencia de descarga de la BESS
$\eta_{k,t}^{VE,C}$	Eficiencia de carga de la batería del VE
Π_t^{RED}	Precio de la electricidad adquirida en el período t [€/kWh]
Π_t^{VEN}	Precio de la electricidad vendida en el período t [€/kWh]
$cons_{k,t}$	Energía consumida por el VE k desde la salida a la llegada en el período t [kWh]
$dis_{k,t}$	Distancia recorrida por el VE k desde la salida a la llegada en el período t [km]
$f_{sal,k,t}$	Probabilidad de que el VE k salga en el período t
$f_{leg,k,t}$	Probabilidad de que el VE k llegue en el período t
Variables binarias	
$o_{k,t}$	Estado del punto de recarga k en el período t . Cuando el VE está estacionado es 1, cuando no lo está toma valor 0
$f_{k,t}$	Estado de la batería del VE k en el período t . Toma valor 0 cuando no hay capacidad de almacenamiento y 1 cuando puede cargarse
$e_{k,t}$	Estado de la batería del VE k en el período t . Toma valor 0 cuando no tiene energía almacenada y 1 cuando puede descargarse
Indicadores	
AHO	Ahorro anual en la facturación generado por la CEL [€]
GEI^{AV}	GEI emisiones evitadas por la CEL durante su vida útil [tCO_2]
GEI^B	GEI emisiones anuales asociadas al uso de la batería [tCO_2/yr]
GEI^{RED}	GEI emisiones anuales asociadas a la electricidad comprada de la red [tCO_2/yr]
GEI^{FV}	GEI emisiones anuales asociadas al sistema de generación FV [tCO_2/yr]

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

SC	Grado de autoconsumo de la CEL
VAN_n^{INV}	VAN de la inversión en el año n [€]
VAN_n^{CEL}	VAN de la CEL en el año n [€]
VAN_n^{OM}	VAN del OM en el año n [€]
VAN_n^{AHO}	VAN de los ahorros en el año n [€]
Acrónimos	
AHO	Ahorro en las facturas energéticas
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en batería (Battery Energy Storage System)
CEL	Comunidad Energética Local
FV	Solar fotovoltaica
GEI	Gases de efecto invernadero
INV	Inversión económica
LCOE	Coste nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy, en inglés)
ODS	Objetivos para el desarrollo sostenible
PR	Punto de recarga del vehículo eléctrico
RD	Real Decreto
TIR	Tasa interna de retorno
UE	Unión Europea
VAN	Valor actual neto
VC	Vehículo de combustión
VE	Vehículo eléctrico
Subíndices	
0	Situación inicial
CEL	Después de la implementación de la CEL

Parte I

MEMORIA

1. Introducción

1.1. Evolución energética

El ser humano siempre ha tenido una fuerte dependencia de los recursos energéticos, más aún desde que consiguió la extracción de los recursos energéticos de la litosfera en el siglo XVII, motivando un fuerte desarrollo tecnológico. Hasta entonces, todo dependía fuertemente de la fotosíntesis de las plantas, la principal fuente de energía para proporcionar los alimentos y las materias primas. La energía, fundamentalmente, podía clasificarse en dos tipos: la energía térmica, producida por la quema de la madera, y la energía mecánica, proveniente mayoritariamente de los músculos de los humanos y animales, y del agua y viento en los molinos (Ritchie y Roser, 2018). Esta sociedad pre-industrial tenía un metabolismo productivo basado en una economía circular, de manera que el ritmo de crecimiento no era mayor que el de regeneración de estas fuentes energéticas.

Tras la primera revolución industrial del siglo XVIII, se empezó a utilizar el carbón, fuente de energía de la biomasa que fue producida en eras pasadas. Posteriormente, con la segunda revolución industrial, se introdujo la cadena de montaje y la producción en serie en fábricas especializadas, empezándose a utilizar también el petróleo y el gas natural, además del carbón. Fue en el siglo XX cuando se extendió más el consumo de los combustibles fósiles (fig. 1) y aparecieron las primeras centrales eléctricas, las bombillas en los hogares y los motores de combustión interna para los coches y aviones. De manera que esto provocó la transición a un metabolismo lineal, el que existe en la actualidad, en el cual se consumen los recursos naturales y se generan cantidades de residuos a un ritmo en el cual la biosfera no es capaz de asimilar y transformar. Este cambio desplazó al tradicional metabolismo productivo circular, que se encontraba en plena armonía con la naturaleza.

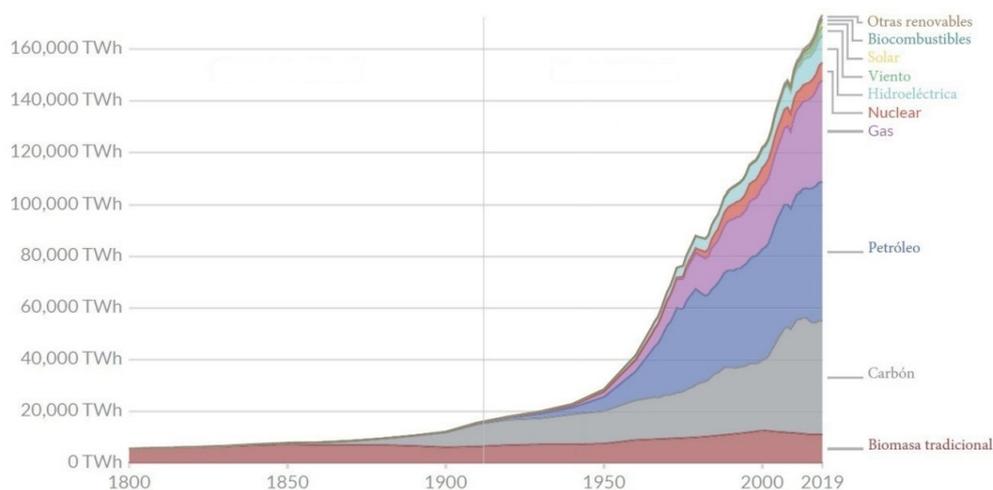


Figura 1: Consumo mundial de energía primaria por fuente (Ritchie y Roser, 2018).

Durante estos siglos la población urbana en Europa aumentó, de representar el 10% en 1750, alcanzó la cifra del 50% en 1950. Además, la población mundial consiguió duplicarse en el último tercio del siglo XX, en cambio, el consumo energético mundial llegó a cuadruplicarse en el mismo periodo (Okorokov, 1989).

En los años 1960, la comunidad científica empezó a alertar a las naciones sobre los grandes problemas ambientales que podrían sufrirse a nivel mundial. Se publicó el informe: *The Limits to growth: A report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*, en el cual se aborda el imparable crecimiento de la población mundial, el aumento de la producción industrial, el agotamiento de los recursos naturales, la contaminación y la tecnología. Más adelante, en 1972, se realizó la Primera Conferencia de Naciones Unidas sobre el Medio Humano. Estos hechos fueron los inicios de la conciencia en la contradicción existente entre el desarrollo entendido como crecimiento económico y material, y las condiciones sociales y ecológicas. Consecuentemente surgieron las actitudes que persiguen la sostenibilidad ambiental con la finalidad de mantener la explotación de los recursos naturales por debajo de sus límites de renovación. Los puntos clave para una buena sostenibilidad se basan en la incorporación de fuentes de energía renovable, con la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de una movilidad sostenible (Mensah, 2019).

1.2. Contexto energético actual

El modelo energético de generación, transporte y consumo provoca graves consecuencias a nivel medioambiental, económico y social, los tres pilares fundamentales de la sostenibilidad. En el ámbito social, el mundo fósil y nuclear se caracteriza por tener una generación centralizada y unidireccional (fig. 2). Es decir, que existen dos actores principales, el productor y el consumidor, donde la energía fluye exclusivamente del primero al segundo. En este contexto se consideran a los ciudadanos como meros consumidores pasivos sin atribuirle ningún rol activo en la generación de su propia energía.

La configuración generación-transmisión-consumo está dominada por una estructura oligopolista en los países de la Unión Europea. Esto significa que un número reducido de grandes empresas tienen el poder en los mercados minoristas y mayoristas, ya que poseen la mayoría de la potencia instalada, y también, la energía producida, las redes de distribución y la comercialización final de la energía a los consumidores.

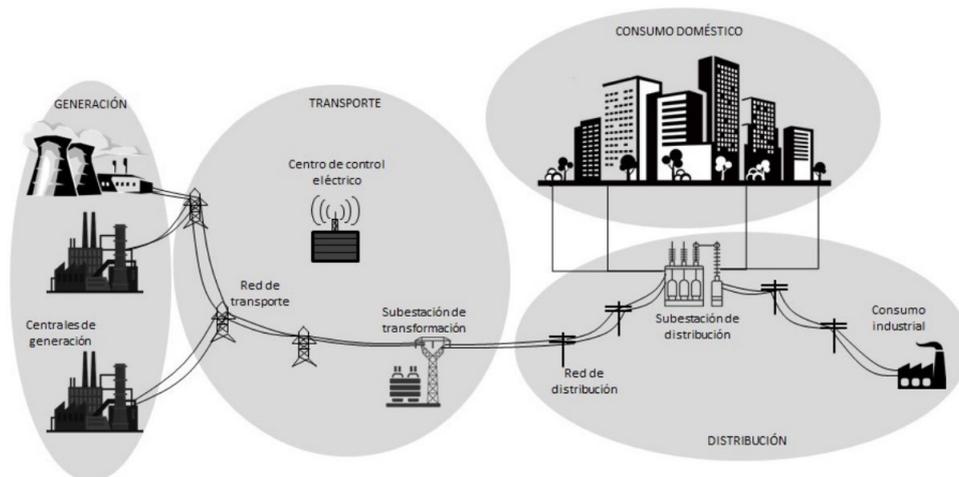


Figura 2: Esquema del sistema eléctrico actual (López-Mesa, 2022).

En España, principalmente es un tripolio, formado por Endesa, Iberdrola y Naturgy. De manera que, si se suman EDP y Repsol, dos empresas medianas, el conjunto de las 5 empresas concentra el

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

70% de la potencia instalada, el 95% de la red de distribución y el 90% de la distribución. Según Palazuelos (Palazuelos, 2019), esta concentración del poder eléctrico es un factor determinante en la transición energética y será limitante si los poderes públicos no recuperan las funciones que han perdido en estas décadas.

Otra característica de la generación centralizada es que la generación de la energía se produce en pocas centrales eléctricas, alejadas de los puntos de consumo. La electricidad debe ser conducida a través de las redes de transporte y distribución a los consumidores, generándose pérdidas en el transporte y que repercuten en el precio de la energía. Según un estudio realizado por una alumna, en el sistema eléctrico español, las pérdidas en transporte suponen un 1,5% con respecto a la demanda, mientras que las pérdidas en la distribución un 8% (Castilla Gallego, 2019).

El sistema energético actual es muy vulnerable económicamente al entorno. Los precios de los combustibles han sufrido un fuerte incremento en los últimos meses y seguirán aumentando en los mercados internacionales de energía de manera acelerada. Motivado por la reducción drástica de la oferta del gas natural ruso a causa del conflicto bélico actual originado por la invasión del ejército ruso a la nación de Ucrania (DE LA FUENTE, 2022). A esto hay que sumarle la situación de recuperación económica tras la crisis sanitaria ocasionada por la pandemia decretada por la OMS el 30 de enero de 2020 debido a la enfermedad por el COVID-19. Todo ello ha tenido una repercusión directa en los precios de la energía, en la fig. 3 se puede apreciar el incremento en la segunda mitad de 2020, tras pasar el periodo grave de la pandemia. Posteriormente, se incrementaron fuertemente en la segunda mitad del 2021, especialmente la electricidad y el gas.

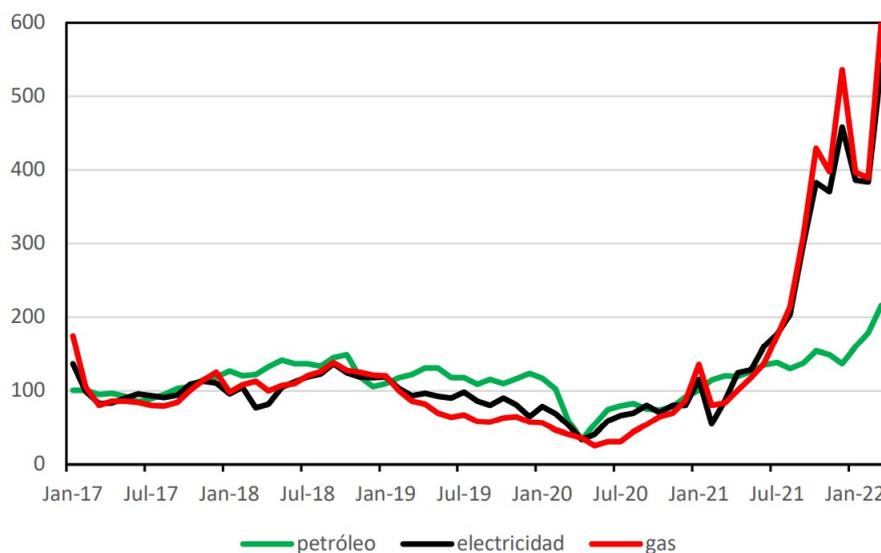


Figura 3: Evolución de los precios de la energía (DE LA FUENTE, 2022).

En España y en la mayoría de las naciones europeas la subida de los precios de la energía ocasiona un efecto negativo macroeconómico importante (Tirado Herrero et al., 2016), ya que se importan grandes cantidades de recursos energéticos y otras materias primas. El grado de dependencia energética de España en el periodo de 2015 a 2020 fue del 72% (statista, 2022). El aumento de los precios al consumo hace disminuir el poder adquisitivo de los ciudadanos y como consecuencia, la pobreza

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

energética se agrava. Cada vez son más los hogares que no pueden permitirse pagar los servicios de energía para cubrir sus necesidades básicas o destinan la mayoría de sus salarios a pagar las facturas eléctricas de sus viviendas. Según el 12º Informe anual sobre el estado de la pobreza publicado este año, el 21,7% de la población española se encuentra en riesgo de pobreza, es decir, 10.269.000 personas (European Anti Poverty Network, 2022).

En cuanto a la problemática de la sostenibilidad medioambiental, el sistema energético actual es responsable del 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero, GEI (Federación Cooperativas Eléctricas Comunitat Valenciana, 2016). En el caso de las ciudades europeas, en ellas se concentran el 70-80% de la población y emiten el 70% del total de GEI de la Unión Europea (Poconi et al., 2016). Estas van a representar un papel clave en la economía circular, ya que en ellas se consume el 75% de los recursos naturales y se produce el 50% de los residuos del planeta (MacArthur, 2017).

El IPCC afirma que la evolución del cambio climático hacia el calentamiento global tiene su origen en las acciones de los seres humanos debido principalmente a la enorme emisión de GEI a la atmósfera y la deforestación incontrolada (The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021). El calentamiento global provocaría una gran pérdida de biodiversidad, que junto con los efectos que tendría el cambio climático hace que todo se retroalimente de manera exponencial, de manera que, si se alcanza el punto de no retorno, ocasionaría la sexta extinción masiva (Baloch et al., 2019). La principal solución al mayor problema al cual nos enfrentamos, y que debemos afrontar conjuntamente, pasa, por tanto, por la drástica reducción de GEI en la atmósfera.

1.3. Perspectiva futura

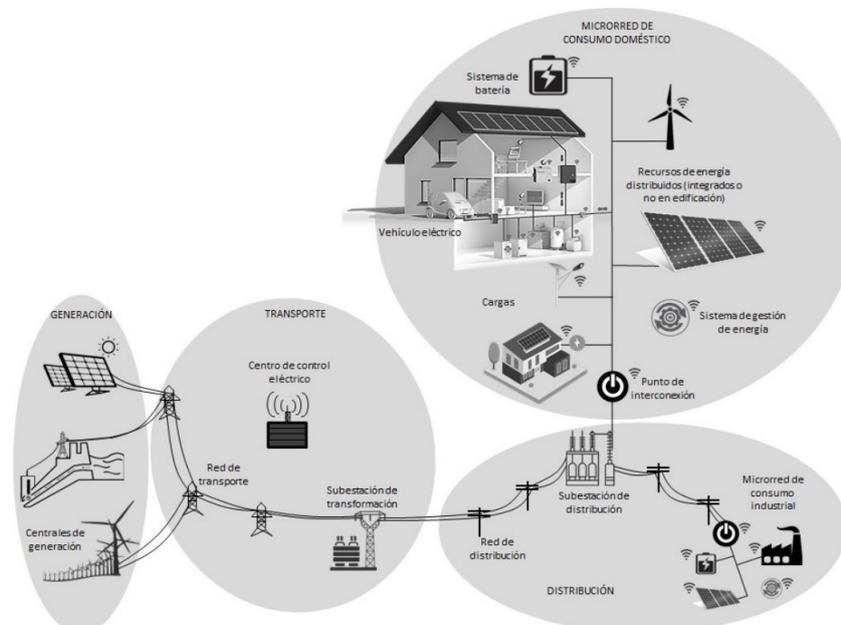


Figura 4: Esquema del nuevo modelo energético (López-Mesa, 2022).

El nuevo modelo de gobernanza y las nuevas políticas ambientales plantean medidas para el impulso masivo de un modelo energético alternativo, con el protagonismo de las fuentes de ener-

gías renovables (fig. 4). El cuál contará con fuentes de generación distribuida, nuevas tecnologías de almacenamiento y también de microrredes, sistemas de distribución en la red de baja tensión (Badal et al., 2019). Con esta configuración, los ciudadanos pasarán a tener un rol más activo en el sistema energético, los llamados prosumidores. Estos últimos pueden participar en los mercados energéticos, de manera que si actúan colectivamente pueden desarrollar diversas formas de decisión y organización, lo que podría llevar a la formación de una comunidad energética.

Europa se ha comprometido con una serie de objetivos para frenar el cambio climático, definidos en el Marco sobre clima y energía para 2030 (European Environment Agency, 2021) y la Hoja de ruta para una economía baja en carbono en 2050 (European Commission, 2018). Los cuales marcan la reducción de CO₂eq en un 55 % para 2030, y del 90 % para 2050, respecto a las emisiones de 1990. El resto deberá ser absorbido por sumideros de carbono para alcanzar así la neutralidad climática.

La hoja de ruta europea para una economía baja en carbono en 2050 puede sintetizarse en siete puntos clave:

- **Energía limpia:** electrificación del sistema energético, con la incorporación de energías renovables y disminución de la importación de recursos energéticos de terceros países.
- **Transporte sostenible:** uso de medios de transporte alternativos, con conducción automatizada y conectada. Despliegue de los vehículos eléctricos y uso extendido de los combustibles alternativos.
- **Eficiencia energética:** reducción de los consumos energéticos a la mitad del conjunto de los sectores en 2050 respecto a 2005.
- **Circularidad en industria:** renovación del parque industrial para integrar la economía circular.
- **Tecnología Smart:** incorporación de las redes inteligentes.
- **Sumideros naturales de carbono:** prácticas más sostenibles en el suelo y la agricultura.
- **Emisiones negativas:** captura y secuestro del carbono.

España preparó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, el cual se marca como objetivo a medio plazo la reducción del 20 % de las emisiones de GEI en el año 2030, respecto a 1990 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2020). Así como también, que la generación eléctrica renovable sea del 74 % en 2030.

La Comunitat Valenciana destaca por su apuesta en tomar el liderazgo nacional con las comunidades energéticas, fijándose como reto que en el 100 % de los municipios valencianos haya una Comunidad Energética Local para 2030 (Federación Cooperativas Eléctricas Comunitat Valenciana, 2016). A nivel municipal, se encuentra el Pacto de las Alcaldías por el Clima y la Energía con 11.045 firmantes, con objetivos más ambiciosos a los de la Unión Europea (Pacto de las Alcaldías, 2022).

Las Comunidades Energéticas Locales (CEL) son clave en la actual transición energética, permiten la descentralización y el empoderamiento ciudadano en el sector energético (Gjorgievski et al., 2021).

Estas no buscan solo fines económicos, sino también sociales, haciendo partícipe a la ciudadanía en la transición energética. De esta manera, al involucrarse, se hacen más responsables de las acciones que realizan cada día y actúan en consecuencia. Así, se fortalecen los vínculos sociales en el barrio y se reduce el individualismo. Por último, un aspecto importante que cabe destacar es la generación de la energía dentro de la población local, como también el fomento de oportunidades de empleo locales.

1.4. Objetivos

En el marco regulatorio actual, se plantea evaluar la repercusión en la rentabilidad de las variables críticas para la constitución de una Comunidad Energética Local (CEL). Para ello, el objetivo principal del Trabajo Fin de Grado es identificar las variables críticas y evaluar su influencia en la rentabilidad económica para el diseño de una CEL. Además, se analiza el comportamiento del sistema de almacenamiento y de los VE dentro de la comunidad. El presente caso de estudio dispone de 25 puntos de consumo residenciales, instalación fotovoltaica, sistema de almacenamiento comunitario mediante baterías y 10 vehículos eléctricos de uso comunitario con 10 puntos de recarga.

El análisis busca evaluar la influencia en la rentabilidad y se realiza con la hipótesis de que las variables críticas en su diseño son las siguientes: el precio de la electricidad adquirida de la red (consumo doméstico y carga de vehículos eléctricos), el precio del módulo fotovoltaico, el precio de las baterías convencionales, el precio de los combustibles de los 10 vehículos de combustión originales y el coste diferencial de adquisición entre el vehículo de combustión y el eléctrico. Otros casos para la generación de escenarios son la variación en la potencia solar instalada de 12,5 a 100 kWp y la capacidad de las baterías de 0 a 90 kWh.

1.5. Motivación

Las CEL presentan un gran potencial en los tres pilares fundamentales para el desarrollo sostenible: el ambiental, el económico y el social. En el ámbito ambiental, las CEL van a tener un fuerte protagonismo en la transición energética y disminución del cambio climático. Cabe destacar que integran siete de los diecisiete ODS definidos por la ONU (Naciones Unidas, 2015), fig. 5. En el apartado 9.2 se hace una descripción de la alineación del TFG con los ODS.



Figura 5: ODS de una CEL.

València ha sido elegida Capital Verde Europea 2024 por la Comisión Europea, por ello, las CEL en el ámbito urbano también van a ser de gran ayuda en la descarbonización de la ciudad. En esta línea, la Cátedra de Transición Energética Urbana de la UPV también colabora con el Ayuntamiento de València con el fin de conseguir una ciudad climáticamente neutra en carbono. El Ajuntament de València tiene publicado la base de los Planes de Acción de Mitigación y Adaptación incluidos en el Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (PACES) para la ciudad (Ajuntament de València, 2022).

Por lo que hace al aspecto económico, las CEL destacan por la generación de la propia energía dentro de la población local, lo que favorece la economía de la zona. Proyectos como la constitución de una CEL tienen mayores efectos multiplicadores de empleo y de movilización de inversiones en la economía local. Además, contribuyen a disminuir la pobreza energética al reducir los costes de suministro eléctrico y de los combustibles en los vehículos particulares. Finalmente, en el ámbito social, las CEL favorecen la democratización de la energía y la ciudadanía pasa a tener un rol más activo en el sistema energético. Así como también enriquece los vínculos sociales del barrio.

1.6. Alcance

Se utiliza una metodología y un modelo matemático que puede ser aplicado a cualquier CEL, el cuál incluye puntos de consumo, generación eléctrica, baterías estacionarias y vehículos eléctricos. Este ha sido desarrollado en la Cátedra de Transición Energética Urbana UPV y se ha mejorado durante el desarrollo del TFG. Su función es determinar cuáles son los coeficientes de reparto de la energía (estáticos, variables o dinámicos) óptimos para maximizar los beneficios económicos del conjunto de la CEL.

El modelo matemático emplea el lenguaje de programación Julia y el paquete de optimización matemática JuMP (Julia for Mathematical Programming). Con los resultados se realiza el análisis de la rentabilidad económica en la herramienta de MATLAB con la finalidad de obtener la influencia de las variables críticas. En el modelo se introducen datos de consumo de energía eléctrica reales con una resolución horaria durante todo el año 2021 de los diferentes puntos de consumo que conforma la CEL. Así como los precios de la energía eléctrica de 2021 para las respectivas horas. Otra entrada es la generación fotovoltaica que se tendría a lo largo del año, obtenida con la herramienta PVGIS. El modelo dispone de una distribución de probabilidad que define la distancia recorrida y horas de llegada y salida de los vehículos particulares. En cada escenario, se modifican los valores de las variables identificadas como críticas. De manera que el modelo optimiza los coeficientes de reparto de la energía, la carga/descarga de las baterías y la carga de cada vehículo. También se tiene en cuenta para el ahorro la sustitución de consumos de 10 vehículos de combustión en el caso original por 10 vehículos eléctricos. Teniendo todo esto en cuenta se calcula el coste total de la CEL.

Las limitaciones tenidas en cuenta son que se ha trabajado con consumo eléctrico real con independencia de la demanda eléctrica necesaria de cada hogar con el fin de tener un confort adecuado a sus respectivas características constructivas. Además, el punto de recarga de los vehículos eléctricos es unidireccional para disminuir el desgaste de su batería, no permitiendo el flujo de electricidad del vehículo hacia la CEL para su uso como almacenamiento. Otro punto es que se han utilizado baterías convencionales de ion-litio y no se han considerado otros sistemas de almacenamiento.

2. Estado del arte

2.1. Comunidad Energética Local

2.1.1. ¿Qué es una Comunidad Energética Local?

El concepto de Comunidad Energética Local puede resultar ambiguo y sus fines son muy diversos, ya que abarcan tres ámbitos totalmente diferentes: ambiental, económico y social (Brummer, 2018). En primer lugar, el aspecto ambiental se caracteriza por la producción de energía renovable de proximidad y descentralizada. Por otra parte, el ámbito social incluye aspectos como la toma de decisiones participativas y la ausencia de participación gubernamental o de grandes empresas, clave para el empoderamiento ciudadano en el sector energético. De esta manera, los consumidores se involucran en la generación de su propia energía, haciéndose conscientes de sus acciones y actuando en consecuencia hacia actitudes más sostenibles. Finalmente, la CEL puede tener beneficios económicos al reducir la demanda eléctrica de la red, como también por los ingresos generados en la venta de energía o el alquiler de terrenos/techos. Otro punto importante es la estimulación de la economía regional al fomentar el trabajo de la zona donde se constituye la CEL. Sin embargo, su finalidad no es eliminar el espacio tradicional de las grandes empresas energéticas, legítimamente lucrativas, sino compatibilizar ambas actividades para agilizar la transición energética de la manera más justa (Ivancic et al., 2019).

Dentro de la CEL pueden haber diferentes actores, como pueden ser hogares, escuelas, universidades, organizaciones no gubernamentales, edificios públicos y empresas cuya actividad principal no sea la venta de energía. Así como los miembros no necesariamente deben disponer de unidades de generación y almacenamiento de energía, ya que pueden formar parte de la CEL con cualquier de los tres ámbitos (ambiental, económico o social) (Gjorgievski et al., 2021).

Su formación puede encontrarse con diferentes barreras. La institucional resulta un obstáculo importante al no existir una normativa clara y favorable (Bireselioglu et al., 2021), como también la falta de soporte financiero (Brummer, 2018). Es más difícil el acceso a financiación y contratos para pequeñas compañías. Además, las CEL tienen una resiliencia baja, debido a la fuerte dependencia de factores externos.

2.1.2. Marco legal de una CEL

La figura de las CEL se introdujo por primera vez en la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo con referencia COM(2016)864, de 24 de febrero de 2017, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (European Commission, 2017). Definiéndose el término CEL como sigue:

"Una asociación, cooperativa, sociedad, organización sin ánimo de lucro u otra entidad jurídica que esté realmente controlada por accionistas o miembros locales, generalmente orientada al valor más que a la rentabilidad, dedicada a la generación distribuida y a la realización de actividades de un gestor de red de distribución, suministrador o agregador a nivel local, incluso a escala transfronteriza".

La Directiva (UE) 2018/2001 (Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2018) relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, define el marco para las Comunidades de Energía Renovable (CER), en las cuales puede emplearse exclusivamente energías renovables. Mientras que otra Directiva (UE) 2019/944 (Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2019) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad introduce el término de Comunidad Energética Ciudadana (CEC) con la diferencia principal de que esta puede emplear cualquier tipo de generación de energía, incluida la procedente de fuentes no renovables. Otro elemento que las diferencia de las CER, es que en las CEC las instalaciones generadoras no necesariamente deben estar cerca de los puntos de consumo.

Estas Directivas se transpusieron a la normativa española en 2019. El Real Decreto Ley 244/2019 (Boletín oficial del estado, 2019) regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo individual y colectivo de energía eléctrica. Seguidamente, el Real Decreto Ley 23/2020 (Boletín oficial del estado, 2020) modifica la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico para introducir la figura de las CER, definiéndolas como sigue:

"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 las entidades jurídicas y que éstas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios, y la finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o en las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras".

Con todo esto, la figura de las Comunidades Energéticas Locales, queda superada por las de las CER y CEC, según las Directivas 2019/944 y 2018/2001. Puede observarse que la anterior definición de CER se ajusta al concepto de CEL trabajado en la literatura científica, por este motivo, pueden declararse las CEL como figura jurídica de CER.

Otra figura legal es la del autoconsumo colectivo, en cambio, esta pierde la esencia social de la CEL. El art. 3.m) del Real Decreto 244/2019 expresa que:

"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".

Así mismo, las instalaciones de producción pueden considerarse cercanas a las de consumo y asociadas a estas cuando cumplen las siguientes condiciones del art. 3.g):

- *"Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.*
- *Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.*
- *Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia*

entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

- *Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. "*

El pasado 18 de octubre se publicó el Real Decreto-ley 18/2022 (Boletín oficial del estado, 2022), el cual amplía el límite entre la planta generadora y el punto de consumo a través de red a 1.000 metros en instalaciones de generación ubicadas en cubiertas.

El anterior decreto expresa que un autoconsumo colectivo puede desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit cuando la potencia total de las instalaciones de generación no supere los 100 kW. Por otro lado, en el anexo I se explica el uso de los coeficientes de reparto de la energía, contemplándose únicamente la utilización de coeficientes estáticos. Estos son constantes durante todo el año y únicos para cada consumidor, la suma de todos debe ser la unidad y han de ser notificados a la empresa distribuidora. Posteriormente, la Orden TED/1247/2021 (Boletín oficial del estado, 2021a), modifica el anexo I del Real Decreto 244/2019 para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo. Los coeficientes llamados como variables son horarios y pueden ser diferentes para cada hora del año de manera que se consigue un mayor grado de autoconsumo. Los coeficientes estáticos y variables son ex ante. Sin embargo, se contempla el futuro desarrollo de mecanismos y requisitos para la implementación de coeficientes ex post, los denominados coeficientes dinámicos, que pueden modificarse para cada hora ya que varían en función de la demanda.

2.1.3. Modelado de una CEL

El modelado matemático de las diferentes variables que conforma la CEL ha sido objeto de estudio en la literatura que se indica en las siguientes líneas. Empezando por el sistema de generación, en el trabajo de Kumar (Kumar, Singh et al., 2018) se simula el comportamiento que tiene un panel fotovoltaico en condiciones climáticas reales, obteniendo un error relativo de solo un 1,65 % respecto a los datos proporcionados por el fabricante. Los autores Ma, Tao y Yang (Ma et al., 2014) integran un cálculo algebraico simulando los diferentes parámetros del módulo fotovoltaico en condiciones reales de funcionamiento, que validaron, y posteriormente lo utilizaron para predecir la potencia del sistema fotovoltaico.

El autoconsumo colectivo también ha sido tratado en la literatura científica para modelar y optimizar su funcionamiento, donde Awad y Gül (Awad y Gül, 2018), concluyen que el autoconsumo colectivo es más rentable que el autoconsumo individual. El modelado completo de las diferentes componentes de la CEL y su simulación lo realizó Lu et al. (Lu et al., 2020). En esta investigación se hace el despacho óptimo de carga con el objetivo de reducir el coste total de la comunidad energética, la cual incluye producción de calor y electricidad, caldera de gas, unidad de almacenamiento de calor, instalación fotovoltaica, turbina eólica y vehículos eléctricos. Otro trabajo complementario propone un modelo de reparto de energía de la energía producida por los generadores de la comunidad energética y los usuarios, esto lo analiza Di Lorenzo (Di Lorenzo et al., 2021) mediante MATLAB/Simulink con

varios casos prácticos. Por otra parte, Zatti et al. (Zatti et al., 2021) diseña una metodología para obtener la capacidad óptima de las diferentes instalaciones energéticas de la CEL (caldera, bomba de calor, fotovoltaica, almacenamiento térmico).

Por lo que hace a la gestión de la energía, Barreto et al. y otros (Barreto et al., 2022; Franzoi et al., 2021; Nagpal et al., 2022) demuestran como las CEL con sistemas de almacenamiento pueden proporcionar flexibilidad y estabilidad a la red, ya que la descongestionan y evitan los picos de consumo de la red eléctrica. Además, una planificación óptima permite reducir el coste de los residentes, como muestra el estudio centrado en una cooperativa con almacenamiento en baterías (Fina et al., 2022).

En último lugar, el modelado completo del uso del vehículo eléctrico lo muestra Lu et al. (Lu et al., 2020), el cual utiliza la simulación Monte Carlo, generando valores aleatorios para la hora de salida y llegada (Mohiti et al., 2019), así como los kilómetros realizados durante el día (Lu et al., 2018). En adición, Piazza et al. (Piazza et al., 2021) integra los vehículos eléctricos en una micro-red con generación de recursos renovables, para así reducir la contaminación en las ciudades.

Finalmente, en la Cátedra de Transición Energética Urbana y el Instituto Universitario de Investigación en Ingeniería Energética de la UPV, en concreto, las investigaciones realizadas por Álvaro Manso, David Ribó, Tomás Gómez y Manuel Alcázar también se han centrado en el análisis y simulación de una CEL. Evalúan que los cambios normativos hacia las CEL permiten mejorar la rentabilidad hasta un 25 % (Manso-Burgos et al., 2021), sin embargo, afirman que se necesitan más medidas para que las CEL instalen plantas de generación tan grandes como el potencial que permite cada caso. Con el fin de determinar la cantidad de miembros óptima en una CEL, en la reciente publicación (Manso-Burgos et al., 2022) desarrollan un modelo matemático y una metodología. El modelo incorpora generación fotovoltaica, diferentes capacidades del sistema de almacenamiento de energía en baterías y considerando dos estrategias de reparto de la energía (coeficientes estáticos y variables). Aconsejan instalar almacenamiento solo si se quiere aumentar el grado de autoconsumo, y en cuanto a los resultados económicos y medioambientales, se obtiene que el tamaño óptimo de CEL es grande con un 75 % de consumo residencial y un 25 % comercial.

2.2. Evaluación de las variables críticas

En el presente análisis de sensibilidad económica, se ha hecho la hipótesis de que los elementos clave para estudiar la influencia en la CEL son: el precio de compra de la electricidad, el precio del sistema fotovoltaico, el precio de adquisición de las baterías convencionales y el precio de los combustibles de los vehículos particulares originales.

En primer lugar, se analiza el precio de la electricidad. Como afirma Böttger y Härtel (Böttger y Härtel, 2022), en un sistema con fuentes de energía 100 % renovables los precios de la energía al por mayor alternarán entre valores muy altos y muy bajos. En la fig. 6, se indica la curva de duración del precio de casación de la electricidad prevista en un sistema con calderas híbridas y sistemas polivalentes de producción combinada de calor y electricidad, donde puede verse la volatilidad que sufrirán los precios a lo largo del año según la tecnología en operación. Es de esperar que los precios sean extremadamente altos en los periodos de baja producción solar fotovoltaica y eólica. Dicho

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

estudio concluye que la demanda flexible de energía del sector del calor y el transporte será un punto clave en este contexto.

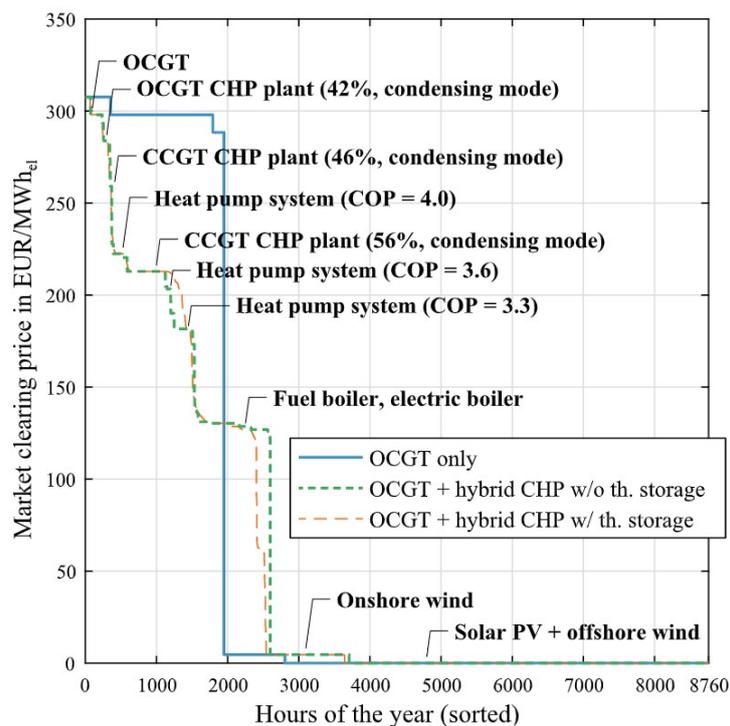


Figura 6: Curva de duración del precio en un sistema con calderas híbridas y sistemas polivalentes de producción combinada de calor y electricidad (Böttger y Härtel, 2022).

Por otra parte, en la página del operador del mercado Ibérico, OMIP, se indican predicciones de los precios de la electricidad a futuro (MIBEL, 2022). En la tabla 1 expongo datos extraídos de la misma y calculo variaciones porcentuales respecto al precio SPOT. A corto plazo (año 2023) experimentarán un incremento debido principalmente al encarecimiento de los combustibles fósiles, alrededor del 30%. En cambio, a pesar de que a largo plazo (año 2032) el precio de la electricidad será muy volátil, la media de los precios será menor a la actual debido a la incorporación de las renovables y de nueva tecnología en la generación, motivo por el cual las predicciones consideran una reducción de hasta el 70%.

	España	Portugal	Francia	Alemania
SPOT	158,02	158,02	373,05	309,81
YR23	205,75	205,75	465,3	336,41
Ppa-23/32	75,55			
YR32		41,72		
$\Delta(YR23)_{SPOT}$	+30,21 %	+30,21 %	+24,73 %	+8,6 %
$\Delta(YR32)_{SPOT}$	-52,2 %	-73,6 %		

Tabla 1: Predicciones de los precios de la electricidad en el mercado spot y a futuro.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Los datos históricos de los precios de los sistemas fotovoltaicos muestran que los precios han descendido drásticamente durante los últimos años, un 99,6% de 1977 a 2015 (Photovoltaic Research, 2022; Righini y Enrichi, 2020), como puede verse en fig. 7 y fig. 8. En general, la dinámica rápidamente cambiante del precio, el coste y el rendimiento de la energía fotovoltaica, así como la compleja combinación de factores subyacentes, plantean profundos desafíos para las herramientas de previsión tecnológica. Sin embargo, estudios como los de Jacobson y Delucchi (Jacobson y Delucchi, 2011) concluyen que el desarrollo de un gran sistema fotovoltaico mundial no estará limitado por la escasez o el coste de las materias primas.

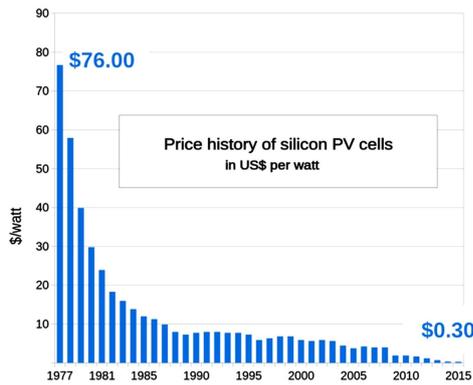


Figura 7: Gráfico del historial de precios de las células fotovoltaicas de silicio cristalino en dólares por vatio desde 1977 a 2015 (Righini y Enrichi, 2020).

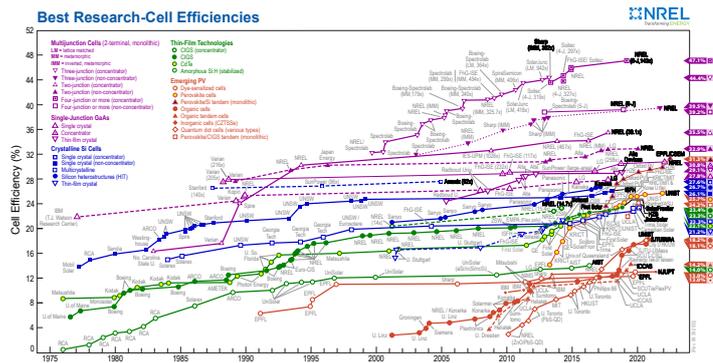


Figura 8: Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas para las diferentes tecnologías (Photovoltaic Research, 2022).

Las previsiones realizadas por un estudio del Reino Unido (Candelise et al., 2013) indican que el precio de los paneles solares tendrá una reducción de alrededor el 25% en el periodo de 2020 a 2030 (fig. 9). La disminución podría ser aún mayor con el desarrollo de las nuevas tecnologías y mucho más con las ayudas públicas.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

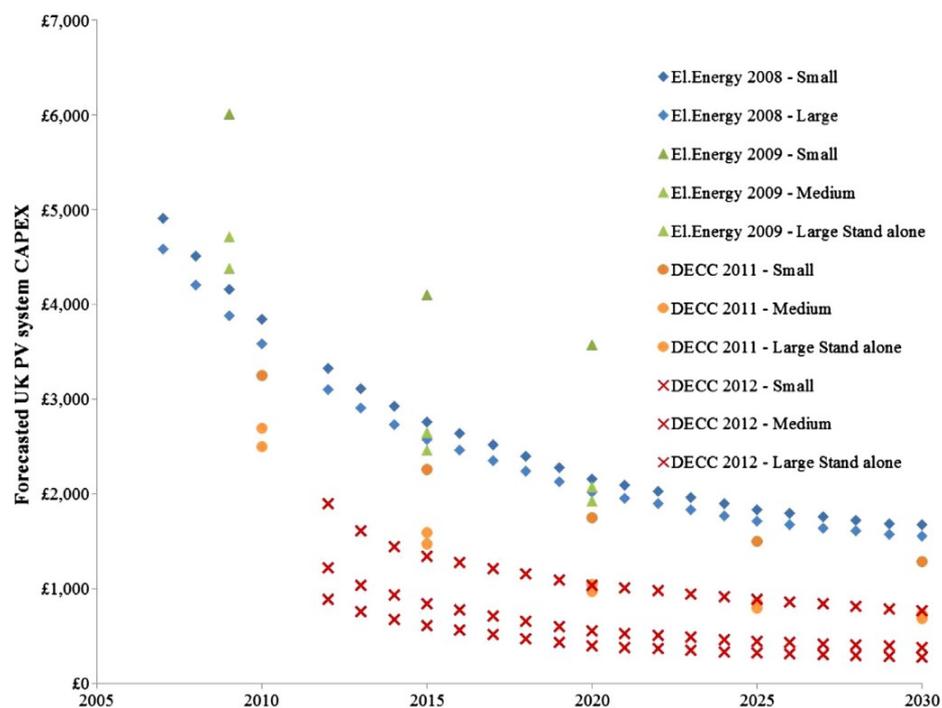


Figura 9: Previsiones de CAPEX de sistemas fotovoltaicos en el Reino Unido, comparación de las estimaciones de 2008-2012. Nota: Los datos se han convertido a libras esterlinas de 2011, teniendo en cuenta los tipos de cambio y la inflación (Candelise et al., 2013).

En tercer lugar, se tiene el elemento del precio de las baterías. Mauler et al. (Mauler et al., 2021) se analiza 53 investigaciones acerca de la previsión del coste de las baterías y afirma que el aumento de los volúmenes de ventas conduciría a una reducción en el coste de las baterías del 27% en 2030 respecto a 2020. Sobre la base de estas expectativas, el estudio anterior afirma que en 2032 se espera que los vehículos eléctricos alcancen la paridad de costes con los vehículos convencionales. Además, comprobó que las previsiones realizadas años anteriores se hicieron con pensamientos muy pesimistas al observarse los precios actuales.

Los resultados a nivel de paquete de las publicaciones que se han revisado hacen previsiones específicas para el tiempo basadas en fuentes bibliográficas y oscilan entre 1093 \$/kWh para 2010 y 104 \$/kWh para 2030, una reducción del 94%. En general, los estudios revisados esperan una disminución anual del 5% en el coste de las baterías. Como puede verse en la fig. 10, la previsión de reducción que se producirá de 2020 a 2050 es del 70%.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

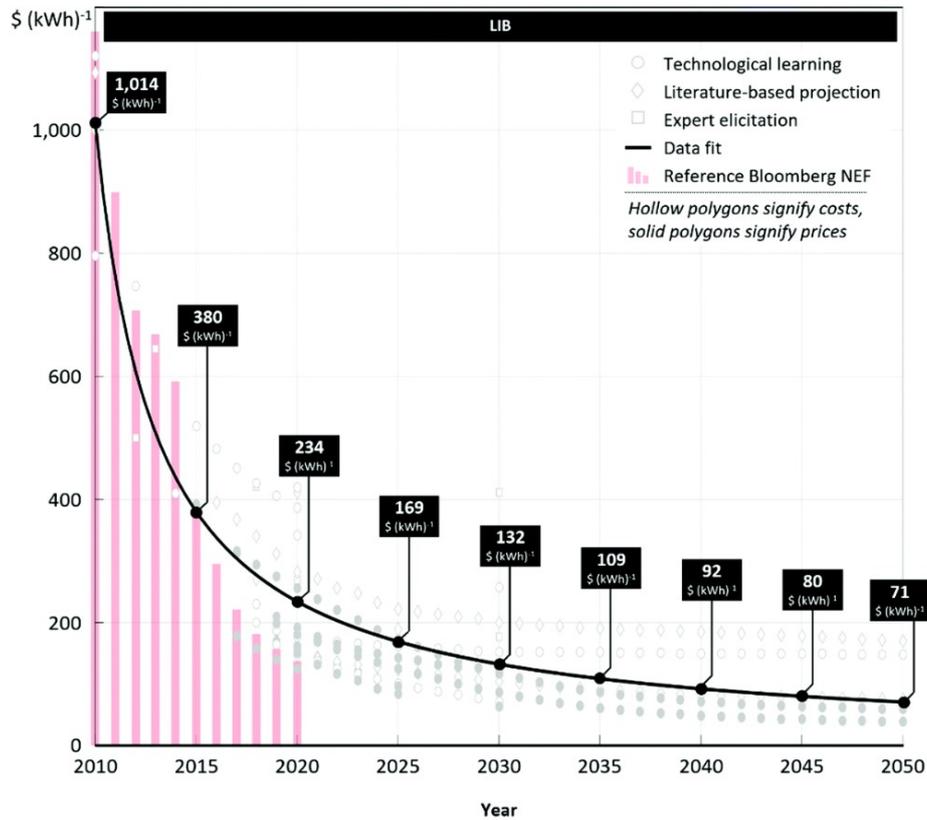


Figura 10: Previsiones del precio de las baterías convencionales (Mauler et al., 2021).

Por último, se analizan las perspectivas sobre el precio del combustible. Con datos del Regulador Canadiense de la Energía (citeCER2021), el estudio de Davis et al (Davis et al., 2020) realizó proyecciones de los precios del gas natural hasta 2040 y las extrapoló linealmente hasta 2050 basándose en el crecimiento de 2035-2040. Analizando variaciones porcentuales a los datos de la tabla 2, supondría un aumento en los precios del gas natural para 2050 del 83% respecto a 2015, y del 214% respecto a 2020.

Año	2015	2020	2030	2040	2050
Gas natural	2,4	1,4	3,2	3,8	4,4
Carbón	1,1	1,1	1,1	n/a	n/a

Tabla 2: Previsión de los precios de los combustibles (en \$2017 CAD/GJ) (Davis et al., 2020).

El punto de recarga de los vehículos eléctricos también podría estudiarse. Sin embargo, se considera que su influencia es despreciable debido a la baja inversión de este en comparación con el coste total de la CEL.

Por lo que hace a la revisión literaria de estudios de sensibilidad, se han examinado los que se indican en las siguientes líneas. Mohammadi et al. demuestra que incluso con un aumento del 15% de los costes iniciales y una disminución del 15% de la FIT, las plantas fotovoltaicas propuestas con el modo de seguimiento de 1 eje son económicamente viables en todas las ciudades de la costa sur de

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Irán (Mohammadi et al., 2018). En segundo lugar, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad adicional del proyecto analizando el impacto de la inflación y las tasas de descuento en el valor actual neto (VAN) y en el Ciclo Vital anual del ahorro (annual life cycle savings, ALCS). Los resultados muestran que las variaciones de ambos parámetros modifican el VAN y el ALCS, mientras que el impacto de la tasa de descuento es muy significativo.

Carpentiero et al. analiza los costes a largo plazo planteando tres escenarios de la evolución del precio del combustible: la de referencia, con baja evolución y con fuerte incremento (Carpentiero et al., 2012). Evidentemente, cuanto mayor sea la tendencia temporal del precio del combustible, menor será el consumo de este.

Por último, Alayi et al. desarrolla un sistema híbrido de eólica, solar y celda de combustible para uso residencial en Irán, el cuál lo simula en HOMER para encontrar el sistema económico óptimo (Alayi et al., 2022). Con los resultados de la simulación hace el análisis financiero y realiza una evaluación de la sensibilidad sobre la intensidad de la radiación solar y la velocidad del viento. Concluyendo que lo óptimo está en el escenario con pila de combustible sólo con aerogeneradores, descartando la fotovoltaica, ya que el aumento de la intensidad de la radiación solar no tiene ningún efecto sobre los resultados.

Hasta donde alcanza el conocimiento, ningún estudio ha realizado un análisis de sensibilidad de los componentes de una CEL. El presente trabajo resulta ser innovador al evaluar la repercusión de las variables críticas en la constitución de una comunidad y indicar cuáles necesitar de soporte para su implementación. De esta manera, ayudará a canalizar los recursos y programas públicos hacia soluciones no maduras con el fin de potenciar su desarrollo.

3. Metodología

3.1. Metodología seguida

La metodología seguida para la evaluación y análisis de las variables críticas se muestra en la fig. 11. Primeramente, se definen las características del caso de estudio y los escenarios planteados. El caso de estudio cuenta con las características geográficas, climáticas, económicas y especificaciones técnicas de los elementos. En cuanto a los escenarios, estos se generan con las variables identificadas como críticas y variaciones técnicas de la capacidad instalada de fotovoltaica y del sistema de almacenamiento. Finalmente, con los resultados obtenidos en el modelo se realiza un análisis económico para evaluar la influencia de las variables críticas en la rentabilidad económica de la CEL.

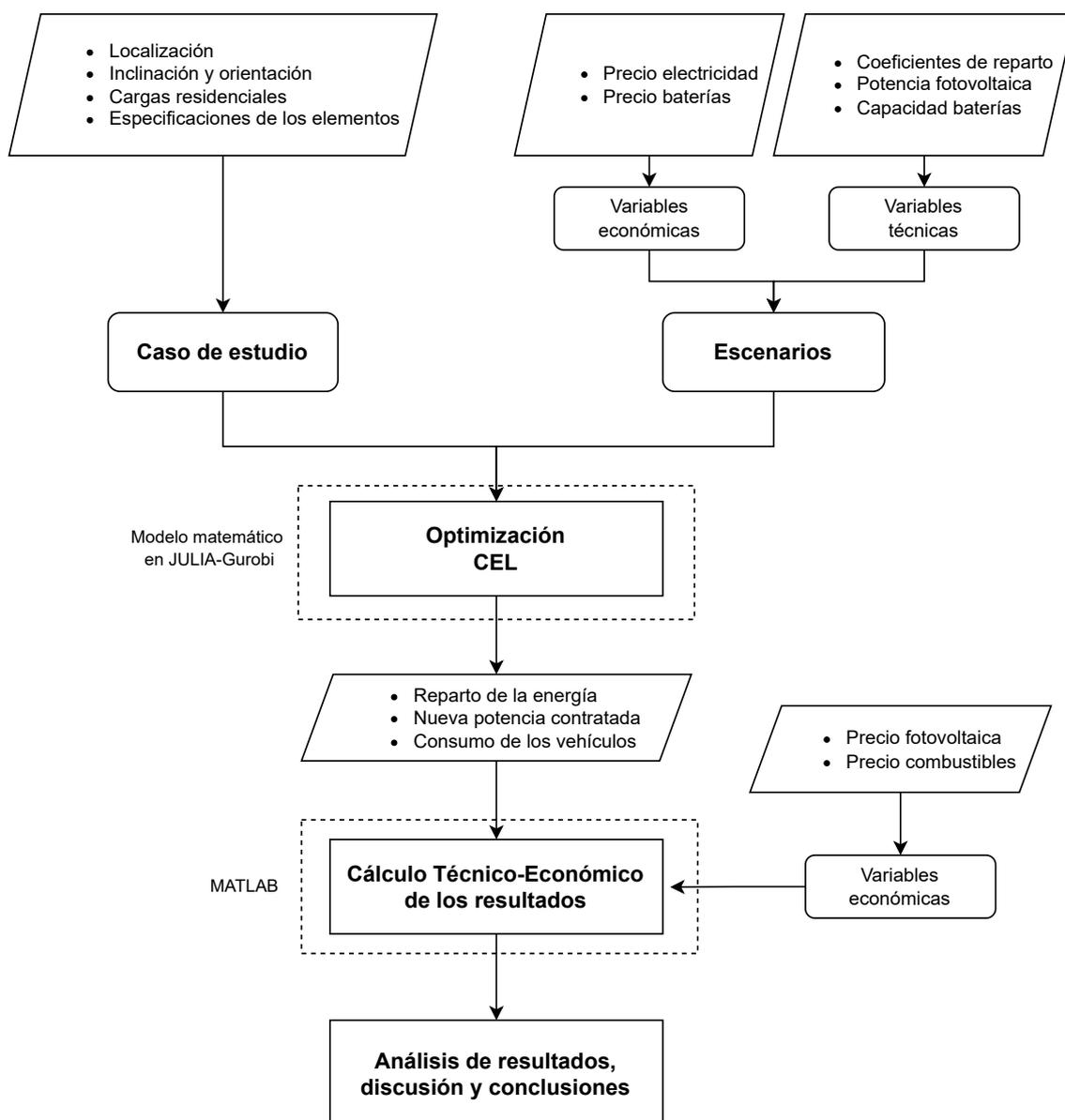


Figura 11: Diagrama de flujo de la metodología seguida para el análisis de rentabilidad de la CEL.

3.2. Modelado matemático

Para exponer el modelo matemático, en primer lugar, se definen las variables que componen la CEL. A continuación, se explica el problema de optimización y posteriormente se describen las restricciones del sistema. El objetivo de la función de optimización es minimizar los costes del conjunto de la CEL:

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

3.2.1. Modelado de componentes

- Demanda eléctrica

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

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

- Instalación fotovoltaica

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

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

- Baterías estacionarias

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

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

- Vehículos eléctricos

La energía disponible en las baterías de los vehículos eléctricos en cada período, eq. (5), se calcula agregando o sustrayendo a la energía disponible en el instante anterior la cantidad de energía total que se ha cargado o descargado en el período de tiempo considerado.

$$E_t^{VE} = \begin{cases} E_{t-1}^{VE} + \frac{P_t^{VE,C} \eta^{VE,C}}{\sum_{k=1}^K f_{k,t}} & \text{si } VE_{o_{k,t}} = 1 \text{ y } VE_{o_{k,t-1}} = 1 \\ E_{k,t}^{VE} - cons_k & \text{si } VE_{o_{k,t}} = 1 \text{ y } VE_{o_{k,t-1}} = 0 \\ 0 & \text{si } VE_{o_{k,t}} = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$cons_{k,t} = dis_{k,t} consumo \quad \forall t \in T_k, k \in K \quad (6)$$

En el presente trabajo no se va a considerar que la energía de las baterías de los VE pueda fluir hacia la CEL. El punto de recarga de los VE será unidireccional permitiendo así solamente la carga de estos dentro de la CEL. De esta manera solamente podrá descargarse según la distancia recorrida en el trayecto, eq. (7). Cuando un VE estaciona en un punto de recarga de la CEL, se asume que no lo hace completamente descargado, tiene energía en ese momento. Para obtenerla se considera que los VE solo se cargan en los punto de recarga de la CEL. De manera que la energía que dispone el VE en el momento de aparcar es la que tenía cuando salió del punto de recarga menos la que ha consumido en su recorrido, $cons_k$, eq. (6).

Para obtener la distancia del trayecto se aplica la distribución de probabilidad de Weibull, siendo la más adecuada para el ámbito urbano la desarrollada por Plötz et al (Plötz et al., 2017), eq. (7). En la distribución se emplean dos parámetros: el parámetro de forma, α , con un valor de 3; y el parámetro de escala de la propia distribución, λ , asignándole el valor de 28,9 km, correspondiente a la distancia media recorrida diariamente en coche por persona en España (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2014). La distribución de la fig. 12 permite obtener valores probables y aleatorios de la distancia recorrida por cada VE.

$$dis_{k,l} = 1 - e^{-(\lambda_{dis}l)^{\alpha_{dis}}} \quad \forall k \in K, l \in L \quad (7)$$

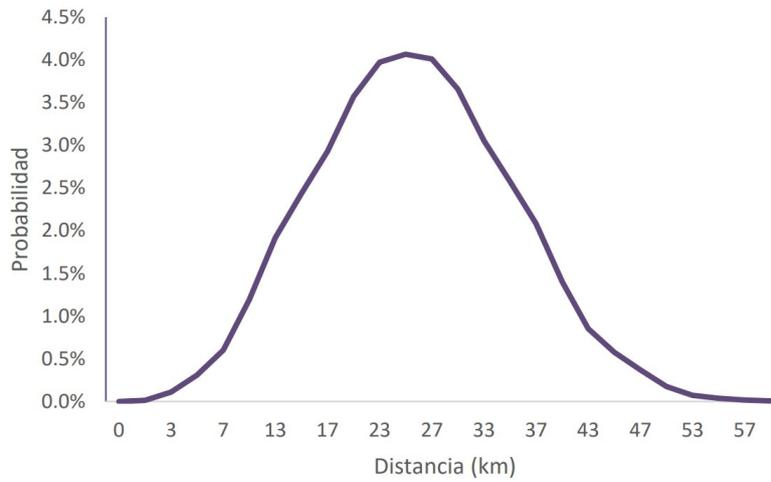


Figura 12: Distribución de probabilidad de la distancia diaria recorrida por el VE.

En último lugar, para obtener la hora de salida y llegada de cada VE al punto de recarga, se ha estimado mediante distribuciones de probabilidad para cada hora (Lu et al., 2020), siendo las que se indican en las eqs. (8) y (9) con sus correspondientes parámetros empíricos. La distribución de probabilidad que se obtiene para la salida, llegada y, por solapamiento, la probabilidad de estar estacionado en el punto de recarga se muestra en la fig. 13.

$$f_{sal,k,t} = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{sal}} \exp\left(-\frac{(t-\mu_{sal})^2}{2\sigma_{sal}^2}\right) & 0 < t \leq \mu_{sal} + 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{sal}} \exp\left(-\frac{(t-24-\mu_{sal})^2}{2\sigma_{sal}^2}\right) & \mu_{sal} + 12 < t \leq 24 \end{cases} \quad (8)$$

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

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

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



Figura 13: Distribución de probabilidad de salidas y llegadas del VE al PR.

■ Tarifa de red

El coste anual de la electricidad es la suma del término variable, que depende de la cantidad de electricidad comprada en cada hora por cada usuario, y el precio del término fijo, dependiendo de la potencia que tiene cada punto de consumo contratada. El coste de la potencia contratada es la suma del coste individual de cada consumidor eq. (10). El término variable, eq. (11), es la diferencia de precio entre la energía comprada y la vendida en cada hora.

$$C^{RED} = \sum_{t=1}^T C_t^{RVAR} + C^{RFIJ} = \sum_{t=1}^T C_t^{RVAR} + \Pi^{POT} \sum_{j=1}^J POT_j \quad (10)$$

$$C_t^{RVAR} = C_t^{ENE} - C_t^{VEN} = p_t^{RED} \Delta t \Pi_t^{ENE} - p_t^{VEN} \Delta t \Pi_t^{VEN} \quad \forall t \in T \quad (11)$$

3.2.2. Coeficientes de reparto

Los coeficientes de reparto energético son necesarios para asignar la potencia generada a cada punto de consumo de la CEL. En la actual legislación se permite utilizar coeficientes estáticos o variables, ambos ex ante. Los llamados estáticos se caracterizan por presentar un valor constante en todo momento para cada miembro. En cambio, los coeficientes variables son aquellos que pueden ser diferentes para cada hora del año eq. (12).

En el presente caso de estudio se van a utilizar estáticos y variables. Los estáticos son constantes durante todo el año para cada punto de consumo (1x25 valores). Mientras que los coeficientes variables se han caracterizado por presentar 8 sets de 24 horas para cada punto de consumo (8x24x25 valores). Los sets se corresponden con las 4 estaciones del año más la distinción de entre semana y fin de semana, como se indica en la tabla 3:

Sets de coeficientes	Entre semana	Fin de semana
Invierno	1	2
Primavera	3	4
Verano	5	6
Otoño	7	8

Tabla 3: Sets de coeficientes variables

$$\begin{cases} \beta_{j,t} = cte_j & \text{para coeficientes estáticos} \\ \beta_{j,t} \neq cte_j & \text{para coeficientes variables} \end{cases} \quad \forall t \in T, j \in J, \beta_j \in \beta \quad (12)$$

3.2.3. Restricciones del sistema

■ Balance energético del sistema

Las fuentes de energía deben coincidir en todo momento con los consumos de energía eq. (13). Además, las eqs. (14) y (15) obligan a cumplir el balance neto a lo largo del año para la batería y para el vehículo eléctrico, respectivamente, para garantizar que no se produzca un déficit o excedente energético anual al final de la simulación.

$$(P_{j,t}^A + P_{j,t}^{RED} + \frac{P_t^{B,D}}{\eta^{B,D}}) \Delta t = (P_{j,t}^D + P_t^{B,C} \eta^{B,C}) \Delta t \quad \forall t \in T, j \in J \quad (13)$$

$$E_0^B = E_T^B \quad (14)$$

$$E_0^{VE} = E_T^{VE} \quad (15)$$

■ Reparto energético

La eq. (16) establece que la potencia asignada, P^A , a cada curva j es igual a la parte correspondiente, β_j , de la potencia generada, P^{FV} . β_j son los coeficientes de reparto. La eq. (17) indica que, en cada período, los coeficientes de reparto suman la unidad. Dependiendo de los valores de estos coeficientes de asignación, la CEL tendrá más o menos excedentes de potencia, afectando a los resultados finales.

$$P_{j,t}^A = P_t^{FV} \beta_{j,t} \quad \forall t \in T, j \in J, c \in C \quad (16)$$

$$\sum_{j=1}^J \beta_{j,t} = 1 \quad \forall t \in T, c \in C \quad (17)$$

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

■ Baterías estacionarias

Las eqs. (18) a (20) establece restricciones para la potencia de carga, la potencia de descarga y la capacidad de almacenamiento de energía de la batería.

$$0 \leq P_t^{B,C} \leq P_{MAX}^{B,C} \quad \forall t \in T \quad (18)$$

$$0 \leq P_t^{B,D} \leq P_{MAX}^{B,D} \quad \forall t \in T \quad (19)$$

$$0 \leq E_t^B \leq E_{CAP}^B \quad \forall t \in T \quad (20)$$

■ Vehículos eléctricos

La eq. (21) limita la potencia de carga a cada VE y la eq. (24) la energía máxima que puede almacenar cada VE según la capacidad de cada uno.

$$0 \leq P_t^{VE,C} \leq P_{MAX,k}^{VE,C} \sum_{k=1}^K o_{k,t}^{VE} \quad \forall t \in T \quad (21)$$

$$P_t^{VE,C} = P_t^{VE,FV} + P_t^{VE,RED} \quad \forall t \in T \quad (22)$$

$$P_t^{VE,FV} = \sum_{j=1}^J P_{j,t}^{VE,FV} \quad \forall t \in T \quad (23)$$

$$0 \leq E_t^{VE} \leq E_{CAP,k}^{VE} \sum_{k=1}^K o_{k,t}^{VE} \quad \forall t \in T \quad (24)$$

Con la finalidad de que no hayan más vehículos estacionados que puntos de recarga instalados se establece la eq. (25)

$$0 \leq \sum_{k=1}^K o_{k,t}^{VE} \leq K \quad \forall t \in T \quad (25)$$

■ Red

La eq. (26) limita la venta de electricidad en la situación inicial. Porque no hay instalación fotovoltaica y no pueden generarse excedentes.

$$C_{0,t}^{VEN} = 0 \quad \forall t \in T \quad (26)$$

Los excedentes que se generan en determinados períodos se venden o se utilizan para cargar los VE, eq. (27):

$$P_{j,t}^A + P_{j,t}^{VEN} + P_{j,t}^{VE,FV} = \beta_{j,t} \sum_{t=1}^T P_t^{FV} \quad \forall t \in T, j \in J \quad (27)$$

Finalmente, en el problema de optimización en Julia no se considera que el balance económico entre la energía comprada y vendida debe ser positivo, es decir, que la factura eléctrica resulta ser siempre positiva. En cambio, sí se considera el balance positivo en el análisis financiero en Matlab, para que el coste de la factura eléctrica sea siempre mayor o igual a 0. Con los excedentes no se puede obtener beneficio, por lo que el el coste del termino variable de la electricidad siempre debe ser positivo, eq. (28):

$$0 \leq C_{0,t}^{RVAR} \quad \forall t \in T \quad (28)$$

3.2.4. Análisis financiero

La viabilidad económica de la CEL se determina calculando el Valor Actual Neto (VAN) con la eq. (29):

$$VAN_n^{CEL} = VAN_n^{AHO} - VAN_n^{OM} - VAN_n^{INV} \quad (29)$$

Asimismo, los diferentes componentes del VAN se indican en las siguientes eqs. (30) a (32). El ahorro es la diferencia del coste de las facturas energéticas antes y después de la constitución de la CEL.

$$VAN_n^{AHO} = \frac{AHO}{d} \left[1 - \left(\frac{1}{1+d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (30)$$

$$VAN_n^{OM} = \frac{OM}{d} \left[1 - \left(\frac{1}{1+d} \right)^n \right] \quad \forall n \in N \quad (31)$$

$$VAN_n^{INV} = VAN_{n-1}^{INV} + \frac{INV_n}{(1+d)^n} \quad \forall n \in N \quad (32)$$

En segundo lugar, para comparar diferentes alternativas independientemente de su inversión se emplea la tasa interna de retorno (TIR). Se obtiene la TIR como la tasa de descuento del mercado, d , que hace el VAN de la CEL a la necesidad de la vida del proyecto, eq. (33).

$$TIR = d \iff VAN_N^{CEL} = 0 \quad (33)$$

4. Caso de estudio

4.1. Localización y características geográficas

Los datos históricos reales de los consumos eléctricos pertenecen a 25 puntos residenciales situados en la localidad de Catarroja (fig. 14), próxima a la ciudad de València. La fig. 15 muestra la ubicación del colegio La Rodé donde se instala el sistema fotovoltaico y también la de los 25 puntos de consumo.

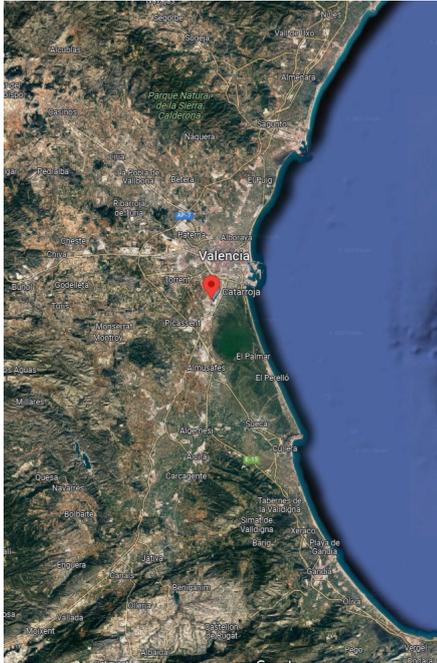


Figura 14: Localización geográfica de Catarroja.



Figura 15: Localización del colegio La Rodé (blanco) y de los puntos de consumo (negro) en el núcleo urbano de Catarroja.

La climatología de Catarroja pertenece al tipo mediterráneo con tránsito al clima desértico, seco y soleado. Caracterizado por precipitaciones escasas e irregulares, con una nubosidad débil y elevado número de días despejados (Generalitat Valenciana, 2022). La temperatura media mensual varía entre los 12 y 26 °C (Weather Spark, 2022). Las horas de sol diarias son muy abundantes durante todo el año, oscilan entre un mínimo de 10 horas en el solsticio de invierno y 15 horas en el de verano, fig. 16. En cuanto a la irradiancia global sobre el plano inclinado, se caracteriza por ser elevada, de alrededor 1000 W/m^2 . Los datos con una resolución horaria del año 2020 se muestran en la fig. 17, que serán muy similares a los de 2021.

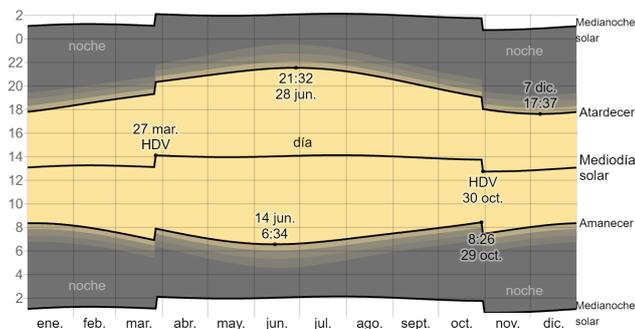


Figura 16: Salida y puesta del sol en Catarroja (Weather Spark, 2022).

Irradiancia global horaria sobre el plano inclinado en 2020 (W/m²)

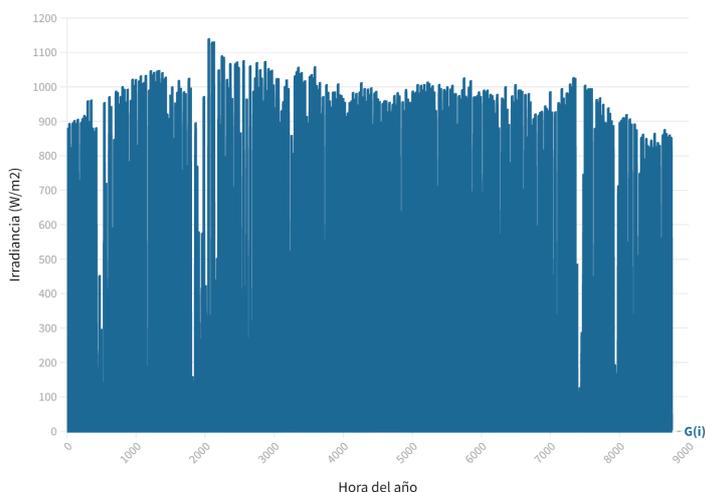


Figura 17: Irradiancia global horaria sobre el plano inclinado de 2020 (European Commission, 2022).

4.2. Elementos de la CEL

El caso de estudio se compone de los siguientes elementos: puntos de consumo residenciales con conexión a red, instalación de generación solar fotovoltaica, sistema de almacenamiento comunitario mediante baterías estacionarias y vehículos eléctricos de uso compartido con puntos de recarga, fig. 18:

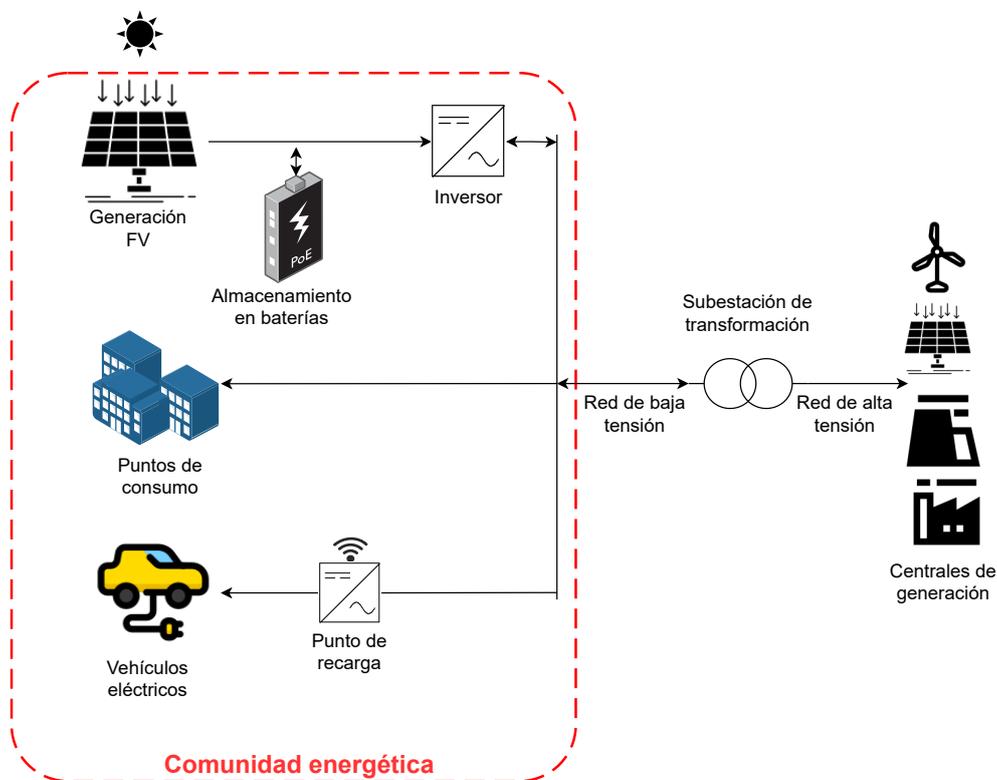


Figura 18: Elementos de la CEL.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Generando todas las combinaciones entre los valores de la tabla 4, resulta un total de 16.640 escenarios.

Variable	Unidades	Valores
Tipo de coeficientes		Estáticos y variables
Puntos de consumo	u.	25
Potencia fotovoltaica	kWp/hog.	0,5 1 2 3 y 4
Capacidad baterías	kWh	0 8 16 30 60 y 90
Vehículos particulares	u.	10
Precio electricidad	€/kWh	-70% -30% ref. y +30%
Precio fotovoltaica	€/MWh	-70% -30% ref. y +30%
Precio baterías	€/u.	-85% -70% -30% ref. y +30%
Precio combustibles	€/L	-25% ref. +75% y +150%

Tabla 4: Valores de las variables críticas.

4.2.1. Consumo eléctrico

Se dispone de 25 puntos de consumo residenciales con datos del histórico de consumo del año 2021 con una resolución horaria durante todo el periodo. La fig. 19 muestra la curva de carga agregada del conjunto de la CEL. Se observa que el mayor consumo eléctrico se produce en invierno, probablemente por el uso de calefacción eléctrica y estar más tiempo en los hogares. Las 8 gráficas corresponden a las 4 estaciones del año más a la distinción de entre semana y fin de semana. Además, en el anexo del apartado 9.1 se adjuntan las curvas de carga (eje derecho) para cada uno de los 25 puntos de consumo individuales diferenciadas por los 8 sets como los coeficientes de tipo variables explicados en el apartado 3.2.2.

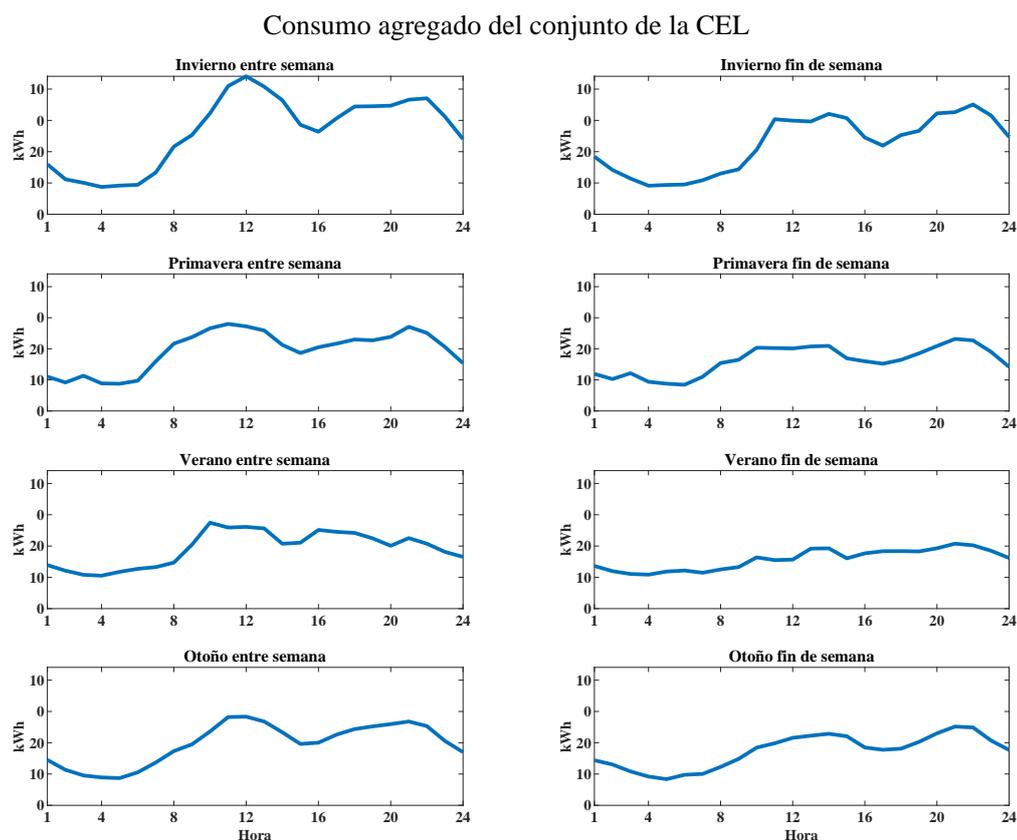


Figura 19: Curva de carga agregada del consumo eléctrico de la CEL.

4.2.2. Red eléctrica

El coste de la electricidad adquirida de la red se ha calculado usando la web e-sios (esios, 2022) de Red Eléctrica para el caso del término de energía, Π_t^{RED} . El 1 de junio de 2021 cambió la tarificación de la electricidad, por ello, para la primera mitad del año se han ajustado los precios de los peajes anteriores a los peajes de la nueva tarificación por periodos. Esto se ha hecho restando los anteriores peajes y sumando los actuales según el periodo correspondiente. De la anterior web también se obtienen los precios de compensación por la energía vendida a la red cuando se producen excedentes, Π_t^{VEN} . La fig. 20 muestra los precios corregidos y que se han usado de energía comprada y vendida. Por otro lado, el término de potencia de la tarifa 2.0 TD del PVPC es de 32,097019 €/kW·año, correspondiente a la suma del término de potencia del peaje de transporte y distribución (Boletín oficial del estado, 2021c) y el término de potencia de los cargos extraídos del BOE (Boletín oficial del estado, 2021b).

Con los datos de la energía comprada de la red y la vendida por los excedentes se ha obtenido una ecuación que relaciona ambos precios (Π_t^{RED} y Π_t^{VEN}) que se utiliza cuando se hace variar el precio de la electricidad.

Precios de la energía comprada y vendida en 2021

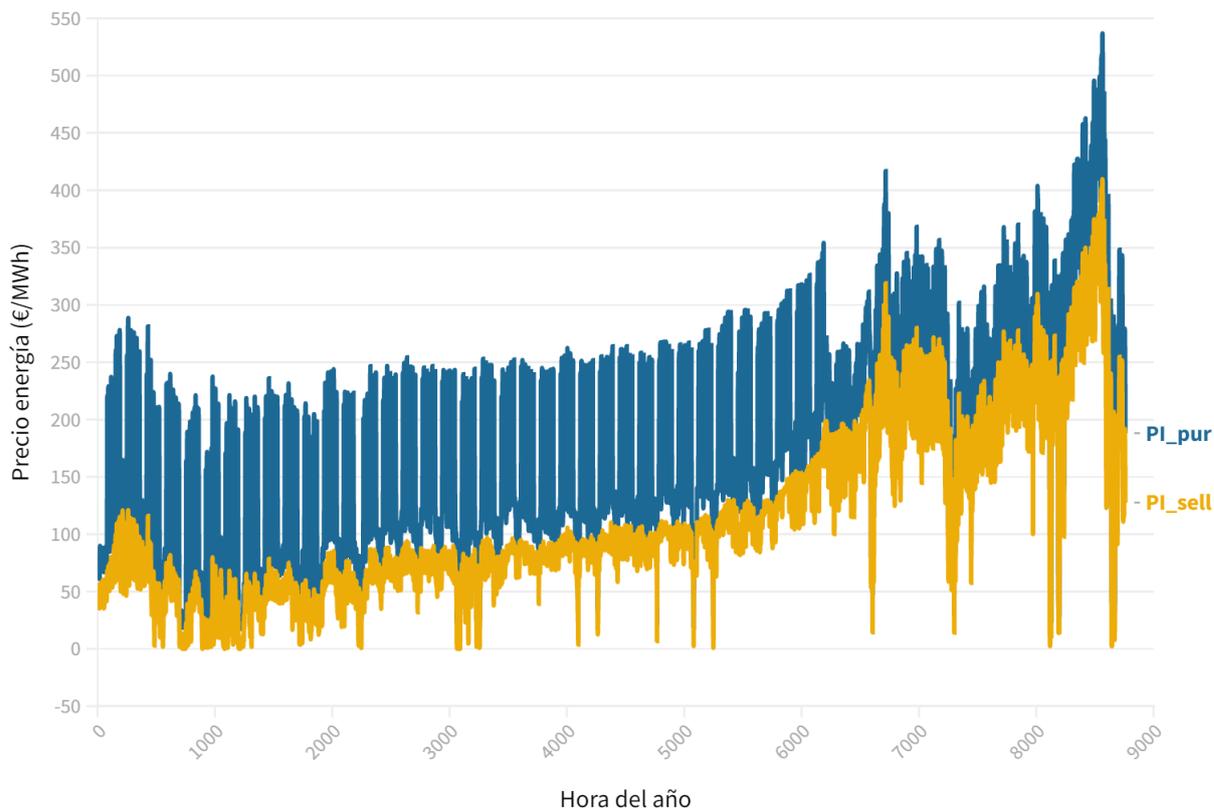


Figura 20: Precios de la energía comprada y vendida en 2021.

4.2.3. Instalación fotovoltaica

La instalación de generación del caso de estudio tiene una potencia máxima de 100 kWp en fotovoltaica. Esto es porque una instalación de autoconsumo colectivo puede acogerse al mecanismo de compensación simplificada de los excedentes producidos cuando la potencia instalada en el sistema de generación no supera los 100 kWp, como se expresa en el Real Decreto 244/2019. Se ha comprobado que sobre el tejado del colegio La Rodé de Catarroja (fig. 15) se dispone de un área suficiente para instalar los módulos solares en orientación sur perfectamente y con apenas sombras. Se ha elegido el módulo fotovoltaico de 550 W de Atersa (Atersa shop, 2022) y las especificaciones del sistema de generación solar se resumen en la tabla 5.

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia módulo FV	W	550
Precio módulo FV	€/u.	200,94
LCOE (Unión Española Fotovoltaica, 2022)	€/MWh	36
Coste O&M FV (Walker, 2017)	€/kW/año	20,61

Tabla 5: Especificaciones de la instalación fotovoltaica.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

En segundo lugar, se procede a la búsqueda del inversor. Los sistemas fotovoltaicos, en la mayoría de las veces, no se opera con la potencia pico de la instalación, de manera que para no sobredimensionar el inversor, la potencia pico instalada se multiplica por un factor de dimensionado que depende de la latitud. Catarroja tiene una latitud de 39,4° y le corresponde un factor de 0,9, según la tabla 6 obtenida del Código Técnico de la Edificación. Por ejemplo, para el escenario de 100 kWp de fotovoltaica, la potencia del inversor que se buscará en catálogos será de 89,55 kW. En la página RASUNI (Rasuni, 2022) se elige uno cuya potencia máxima que admite del generador es de 90 kW. Como se indica en el siguiente apartado, apartado 4.3, habrá diferentes escenarios de potencia fotovoltaica instalada, por lo que también se ha seleccionado un inversor para cada escenario concreto, tabla 7.

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

Tabla 6: Relación entre la potencia del sistema fotovoltaico y la potencia del inversor (CTE)

Escenario potencia FV (kWp)	12,5	25	50	75	100
Potencia mín inversor a buscar (kW)	11,25	22,5	45	67,5	90
Coste inversor sin IVA (€/u.)	1.135,62	1.544,89	2.203,44	3.061,28	3.792
Referencia	Atersa, 2022a	Atersa, 2022d	Atersa, 2022b	Atersa, 2022c	Rasuni, 2022

Tabla 7: Especificaciones del inversor.

4.2.4. Baterías estacionarias

Las baterías más apropiadas para almacenar grandes excedentes de sistemas fotovoltaicos son las de ion-litio (Parra et al., 2017). Se ha realizado una búsqueda de baterías, que puede verse en la tabla 8, la familia de la Batería Litio Growatt ARK LV es la más económica y se elige la Batería Litio Growatt ARK LV 10,2kWh 48V. Al tener menor capacidad, se instala un mayor número de módulos y el sistema de almacenamiento puede ofrecer mayor potencia de carga/descarga hacia la CEL. Se piensa que esta polivalencia es muy beneficiosa y se sobrepone a los beneficios económicos de baterías con menor coste por kWh pero con mayor capacidad.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Modelo	Volt. (V)	Cap. (kWh)	Coste (€)	€/kWh
Módulo De Litio BYD HVM De 2,76kWh 51V	51	2,76	1.667,69	604,24
Batería De Litio BYD LVL De 15,4kWh	51,2	15,36	8.352,67	543,79
Batería Litio Growatt ARK LV 10,2kWh 48V	48	10,24	3.841,51	375,15
Batería Litio Growatt ARK LV 12,8kWh 48V	48	12,8	4.785,71	373,88
Batería Litio Growatt ARK LV 15,3kWh 48V	48	15,3	5.489,91	358,82
Batería Litio Growatt ARK LV 17,9kWh 48V	48	17,9	6.394,11	357,21
Batería Litio Growatt ARK LV 20,4kWh 48V	48	20,4	7.298,32	357,76
Batería Litio Growatt ARK LV 23,0kWh 48V	48	23	8.202,52	356,63
Batería Litio Pylontech Force L1 24,86kWh	48	24,86	9.829,01	395,37

Tabla 8: Búsqueda de baterías en catálogos.

Las características de la Batería Litio Growatt ARK LV 10,2kWh 48V (Autosolar, 2022) se muestran en la tabla 9:

Parámetro	Unidades	Valor
Capacidad total energía	kWh	10,24
Voltage de operación	Vdc	47,2 - 56,8
Voltage nominal	V	51.2
Corriente de carga/descarga max.	A	100
Rendimiento	%	95
Profundidad de descarga	%	90
Ciclos de descarga hasta el 90 %	u.	6000
Material	Litio Ferrofosfato libre de cobalto	
Coste	€/u.	3.841,51
Coste O&M	€/inversión/año	0,02

Tabla 9: Especificaciones técnicas de las baterías convencionales.

El diseño del conjunto de las baterías se ha realizado con las siguientes ecuaciones:

$$MínimoC_{batt} = \frac{E_{necesaria,T}}{DoDV_N\eta_B} \quad (34)$$

En la eq. (34), $MínimoC_{batt}$ es la carga mínima que necesita el sistema de baterías, $E_{necesaria,T}$ se trata de la cantidad total de energía que puede almacenarse, DoD es la profundidad de descarga y V_N la tensión nominal de operación, que es de 48 V. La energía necesaria es una variable definida en cada escenario y determinará el número de la pila de baterías.

El número de baterías que se deben poner en serie, en paralelo y el total se calcula con las siguientes expresiones:

$$Nbat_{serie} = \frac{V_N}{V_{N,bat}} = \frac{48}{51,2} \approx 1batería \quad (35)$$

$Nbat_{serie}$ es el número de baterías a instalar en serie y $V_{N,bat}$ la tensión nominal de la batería elegida.

$$Nbat_{paralelo} = \frac{MinimoC_{batt}}{C_{batt,unitaria}} = \frac{MinimoC_{batt}}{196Ah} \quad (36)$$

Siendo $Nbat_{paralelo}$ el número de baterías a instalar en paralelo y $C_{batt,unitaria}$ la carga de cada batería. Con eqs. (34) a (36), se puede calcular el número de baterías que hay que conectar en serie y en paralelo. Multiplicando los anteriores valores puede obtenerse el número total de baterías, $Nbat_{total}$:

$$Nbat_{total} = Nbat_{serie}Nbat_{paralelo} \quad (37)$$

4.2.5. Vehículos eléctricos y de combustión

Integrar una movilidad sostenible es clave para reducir la contaminación producida por el sector del transporte. Por ello, se ha planteado la integración de 10 vehículos eléctricos de uso comunitario dentro de la CEL para analizar su influencia. En este sentido, la parte correspondiente a la movilidad consta del coste diferencial entre un vehículo de gasolina y uno eléctrico, más el punto de recarga adecuado para su recarga.

En primer lugar, el vehículo de gasolina más vendido en 2022 es el Seat Arona (NEOMOTOR, 2022), con las respectivas especificaciones, tabla 10.

Parámetro	Unidades	Valor
Consumo de combustible (Autopista, 2022)	L/100 km	5,9
Consumo energético	kWh/100 kms	56,64
Coste vehiculo	€/u.	20.000
Número vehículos	u.	10
Coste combustible (Diesel/Gasolina, 2022)	€/L	1,366

Tabla 10: Especificaciones del vehículo de combustión

Asimismo, el vehículo eléctrico (VE) elegido es el Citroën ë-C4, ya que es el coche más popular de fabricación en España (MOTOR, 2022). Este se encuentra en tercer lugar en el ranking de ventas de coches eléctricos de 2022. Las especificaciones técnicas se muestran en la tabla 11 y se asume el mismo rendimiento de operación que las baterías convencionales. En cuanto a la potencia de carga, esta no superará los 7,4 kW en ningún momento con el fin de disminuir el desgaste de la batería.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Parámetro	Unidades	Valor
Capacidad total batería	kWh	50
Capacidad útil batería	kWh	46
Rendimiento batería	%	95
Potencia motor	kWh	100
Consumo medio	kWh/100 kms	12,9
Cargador interno	kW	7,4
Carga rápida	kW	100
Número VE	u.	10
Coste VE	€	36.000

Tabla 11: Especificaciones técnicas del vehículo eléctrico.

Por otra parte, el punto de recarga (PR) elegido es el Viaris UNI BT2 Tipo 2, con una potencia de carga de 7,4 kW, como se indica en la tabla 12.

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia PR	kWh	7,4
Número PR	u.	10
Coste	€	739,64
Coste O&M	€/inversión/año	0,02

Tabla 12: Especificaciones técnicas del punto de recarga.

Finalmente, la diferencia de precio entre el vehículo eléctrico y el de combustión resulta ser de 16.000 €.

4.3. Evaluación y análisis de sensibilidad de las variables críticas

Siguiendo las previsiones expuestas en el apartado 2.2, para cada elemento clave del diseño de la CEL, se plantean los escenarios de referencia y variaciones del mismo, que constan de un incremento o una reducción respecto al de referencia, tabla 13:

Variable crítica	Variaciones en el precio				Referencia	
Electricidad	- 70 %	- 30 %	PVPC 2021	+ 30 %	esios, 2022	
Fotovoltaica	- 70 %	- 30 %	36 €/MWh	+ 30 %	Walker, 2017	
Baterías	- 85 %	- 70 %	- 30 %	3.841,51 € / 10,24 kWh	+ 30 %	Autosolar, 2022
Combustibles	- 25 %	1,366 €/L	+ 75 %	+ 150 %	DieseloGasolina, 2022	

Tabla 13: Variaciones de precios de las variables críticas.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

En primer lugar, se analiza el precio de la electricidad. En los diferentes escenarios se modifica el término variable, es decir el precio por la energía consumida, y no se variará el precio del término de potencia. Los precios de referencia utilizados son los precios de energía de cada hora del año 2021. Los otros tres escenarios planteados consistirán en variaciones a dicho precio de referencia, esto es, un aumento del 30% en los precios, como también una reducción del 70%, más otra reducción intermedia del 30%. La justificación se encuentra en el análisis anterior de la tabla 1, el escenario planteado de un incremento del 30% porque los precios aumentarán un 30% según las predicciones de 2023. Sin embargo, a largo plazo disminuirán los precios hasta un 70%, considerando el escenario de reducción del 70% y otro escenario intermedio del 30%.

En el caso de la fotovoltaica, se hace variar la parte correspondiente al módulo fotovoltaico. En este sentido, me parece conveniente considerar la reducción del 30% que podría sufrir debido al descenso en los costes de producción. En adición, esta reducción podría ser aún mayor con el desarrollo de las nuevas tecnologías y mucho más con las ayudas públicas, motivo por el cual se considera el escenario de reducción del 70%. Como también un aumento del 30% en el precio de referencia de los paneles solares para considerar también un escenario pesimista, aunque se ha revisado que el desarrollo de un gran sistema fotovoltaico mundial no estará limitado por la escasez o el coste de las materias primas (Jacobson y Delucchi, 2011).

En tercer lugar, se tiene el elemento del precio de las baterías. A partir del precio de referencia, se consideran unas reducciones del 85% y del 70%, así como otra reducción del 30% para estudiar el escenario intermedio. Además, un aumento del 30% para tener también un escenario pesimista. En el apartado 2.2, se han indicado las previsiones realizadas por varios estudios, ajustándose perfectamente las variaciones a los escenarios planteados.

Por último, las variaciones consideradas que puede sufrir el precio del combustible respecto al precio de referencia son de un incremento del 150% y otro intermedio del 75%. Así como también una reducción en el precio del 25%, aunque será muy poco probable que se produzca una reducción, ya que todas las tendencias indican un claro crecimiento. Analizando variaciones porcentuales a los datos de la tabla 2, supondría un aumento en los precios del gas natural para 2050 del 83% respecto a 2015, y del 214% respecto a 2020. Para el presente estudio se ha elegido una variación intermedia a las dos anteriores del 150%. 2020 fue un año con precios de gas natural especialmente bajos, debido a la reducción de la actividad industrial y de los transportes. Esto fue consecuencia de la declaración de varios países del estado de alarma a causa de la pandemia ocasionada por el COVID-19, entonces se disminuyó el consumo de combustibles fósiles como consecuencia del confinamiento y la reducción de los transportes.

Por otro lado, también se modifica la potencia instalada de fotovoltaica, tomando los siguientes valores:

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Escenario P_{NOM}^{FV}	1	2	3	4	5
Potencia solar instalada (kWp/hog)	0,5	1	2	3	4
Potencia solar instalada (kWp)	12,5	25	50	75	100

Tabla 14: Escenarios de potencia instalada en fotovoltaica.

Finalmente, la capacidad de las baterías comunitarias se hará variar en los diferentes escenarios como se indica en la tabla 15.

Escenario $BESS_{cap}$	1	2	3	4	5	6
Capacidad baterías (kWh)	0	8	16	30	60	90
Número baterías (u.)	0	1	2	4	7	11

Tabla 15: Escenarios de capacidad instalada en baterías.

4.4. Parámetros del modelado

Como parámetro en el modelado matemático en Julia se ha establecido el objetivo de estar cargadas las baterías de los VE a las 8:00 horas con suficiente energía para cubrir el recorrido determinado para ese día por la distribución de probabilidad.

4.5. Parámetros del análisis financiero

La inversión inicial para la formación de la presente CEL consta de la instalación fotovoltaica, las baterías convencionales, 10 veces el precio diferencial entre el vehículo eléctrico y de combustión y los 10 puntos de recarga de vehículos eléctricos, eq. (38):

$$INV_0 = INV^{FV} + INV^{BESS} + INV^{VE-VC} + INV^{PR} \quad (38)$$

Tras los 10 años de la constitución se aplica un reemplazo del inversor fotovoltaico, eq. (39). Durante la vida útil también se considera el cambio de las baterías cuando se alcanzan los ciclos de vida, eq. (40).

$$INV_{10} = INV^{FV_{INV}} \quad (39)$$

$$INV_n = INV^{BESS} \quad (40)$$

La compra adicional de energía eléctrica para la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos es pagada por cada usuario del mismo de acuerdo al precio de compra de la energía en ese momento. De este modo se mejora la economía de la CEL. Así como la energía autoconsumida de la instalación de generación por cada VE se compensa económicamente a cada usuario de la CEL. Esta compensación de los VEs a los hogares se realiza con el mismo precio que el precio de venta de la energía de ese momento. Los ahorros producidos por cada punto de consumo y cada vehículo se indican en las eqs. (41) a (44).

$$AHO_j = C_j^{RED,0} - C_j^{RED,CEL} + Comp_j \quad \forall j \in J \quad (41)$$

$$AHO_k = C_k^{COMB,0} - C_k^{RED,CEL} - Comp_k \quad \forall k \in K \quad (42)$$

$$Comp_j = \sum_{t=1}^J (P_{j,t}^{VE,FV} \Pi_t^{VEN}) \quad \forall j \in J \quad (43)$$

$$Comp_k = \sum_{t=1}^K (P_{k,t}^{VE,FV} \Pi_t^{VEN}) \quad \forall k \in K \quad (44)$$

Para el calculo del VAN, eq. (29), a lo largo de los años se aplica un descuento por la inflación de la electricidad y la tasa de descuento del mercado del 2%. Ya que con el fin de mantener la estabilidad en los precios, la política monetaria del Banco Central Europeo es una tasa de inflación del 2% a medio plazo (Banco Central Europeo, 2022). Además, en el pasado mes de octubre la rentabilidad de los depósitos alcanzaba el 2% (Cristina Casillas, 2022; Irene Hernández, 2022). Indicar que se tiene en cuenta el coste residual de las baterías comunitarias al final de la vida útil de la instalación, que es de 20 años. Esto se hace porque en muchos casos el reemplazo de este elemento se realiza en los últimos años de la vida del proyecto.

5. Resultados

La exposición de los resultados consta de diferentes apartados, con dos partes claramente diferenciadas. En la primera se indican los resultados económicos y el balance energético resultante tras la formación de la CEL en un caso concreto. Este escenario seleccionado consta de los precios de referencia y también es aquel con las variables técnicas de potencia fotovoltaica y capacidad de baterías que maximizan los beneficios económicos de la presente comunidad.

En segundo lugar, se analiza la sensibilidad en la rentabilidad económica de la CEL de las variables consideradas como críticas, objeto de estudio del presente trabajo. Estas se analizan individualmente y combinadas para estudiar posibles sinergias entre dos variables diferentes. Para terminar, se hace un estudio más profundo de la sensibilidad de la BESS y el VE. Esto último se hace distinguiendo las inversiones por parte de los hogares y de los VE.

5.1. Evaluación con precios de referencia

En primer lugar, se presenta el diseño de la comunidad energética a constituir con precios de referencia, definidos en el apartado 4.2. De manera que el coste por el suministro eléctrico de cada usuario antes de la formación de la CEL se indica en la fig. 21. Este se ha calculado con los precios de referencia del término fijo y término variable de la red eléctrica presentados en el apartado 4.2.2.

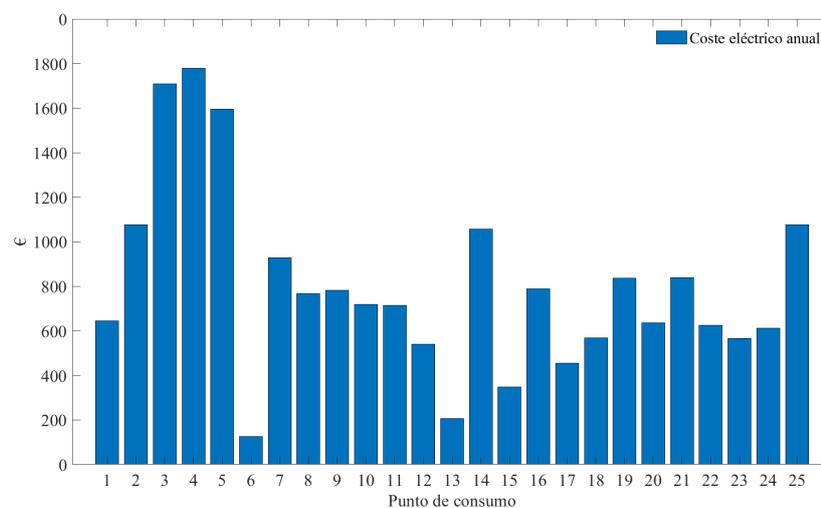


Figura 21: Coste eléctrico anual que tiene cada punto de consumo antes de la formación de la CEL.

Por otra parte, los vehículos de combustión tienen un coste por el consumo de gasolina en la situación inicial de alrededor 800 € anuales para cada uno, fig. 22. El consumo anterior es muy similar en todos los vehículos porque todos siguen la misma distribución de probabilidad con la que se define la distancia recorrida, y a partir de esta el consumo.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

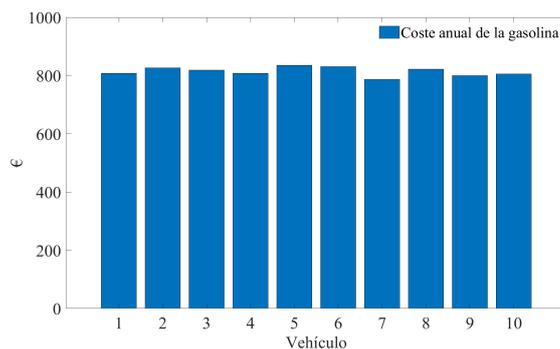


Figura 22: Coste eléctrico anual que tiene cada punto de consumo antes de la formación de la CEL.

Se selecciona el escenario con precios de referencia y aquel cuyas variables técnicas maximizan los beneficios económicos de la CEL. Resulta que el mejor caso posee una TIR del 6,15 %, fig. 23. Esta figura hace referencia a las dos variables que no definen escenarios de precios de elementos de la CEL, y por tanto, es válida para determinar cuáles son las variables técnicas más óptimas. En consecuencia, la configuración óptima para la comunidad del caso de estudio es con una instalación fotovoltaica de 75 kWp nominales y un sistema de almacenamiento en baterías de 8 kWh de capacidad total.

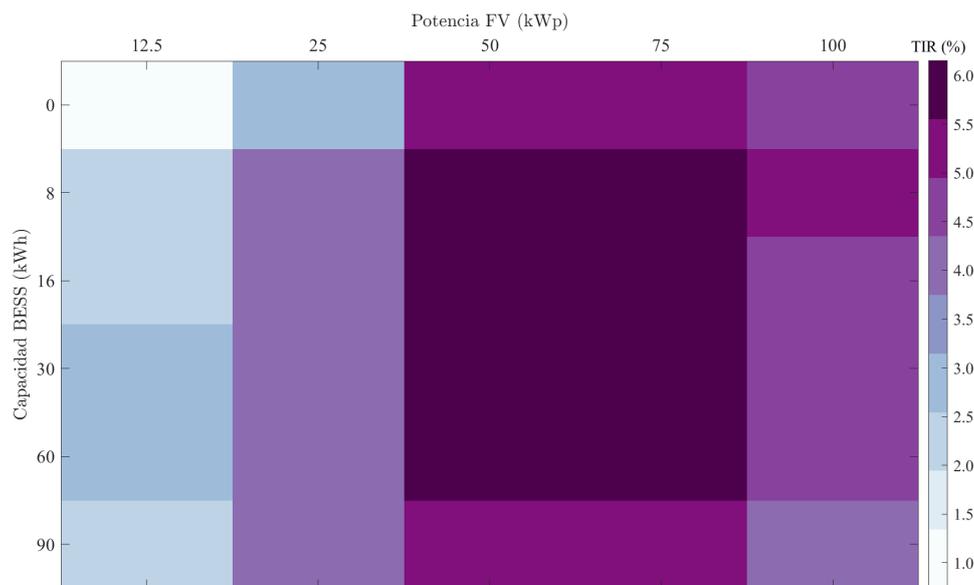


Figura 23: Rentabilidad de la CEL respecto diferente capacidad de la baterías y potencia fotovoltaica instalada con los precios de referencia de los elementos.

En este sentido, la inversión total, el ahorro anual que se produce y el valor actual neto al final de la vida útil, se muestran en la tabla 16. La proporción en la inversión total de cada elemento resulta ser del 63% de los puntos de recarga y el coste diferencial entre el vehículo eléctrico y el de combustión, un 34% para la instalación fotovoltaica y de tan solo un 2% para el sistema de almacenamiento, fig. 25. Indicar que para el caso seleccionado, se produce un reemplazo del inversor a los 10 años y de las baterías comunitarias a los 14 años de la vida útil, ya incluido en la inversión total. Además, también se considera el coste residual de las baterías al final de la vida útil de la CEL.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

En consecuencia, la evolución del valor actual neto durante los 20 años de vida útil de la comunidad y una tasa de descuento del mercado del 2% se representa en la fig. 24. Así, el valor actualizado de los flujos netos de caja que genera la inversión total para la constitución de la comunidad resulta ser a los 20 años de 113.340 €. En consecuencia, la inversión total en este caso se recupera a los 13 años.

Parámetro	k€
Inversión FV	90,66
Inversión BESS	5,94
Inversión VE	167,4
Inversión TOTAL	264
Ahorro anual	24,9
VAN en el año 20	113,34

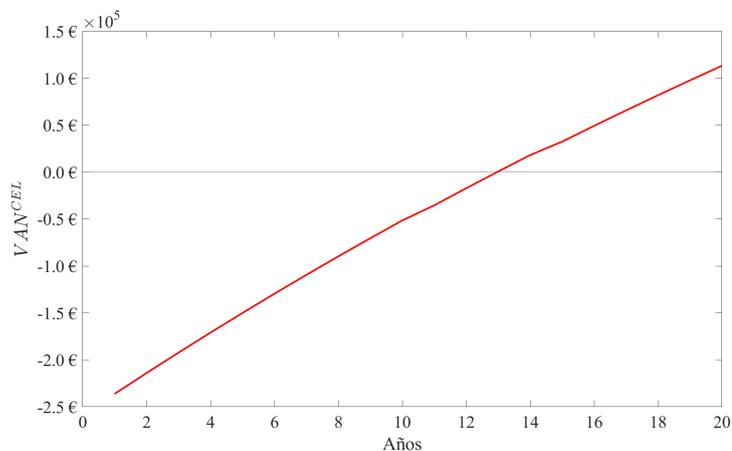


Tabla 16: Resultados económicos para el escenario de referencia.

Figura 24: Evolución del VAN de la CEL durante su vida útil para el escenario de referencia.

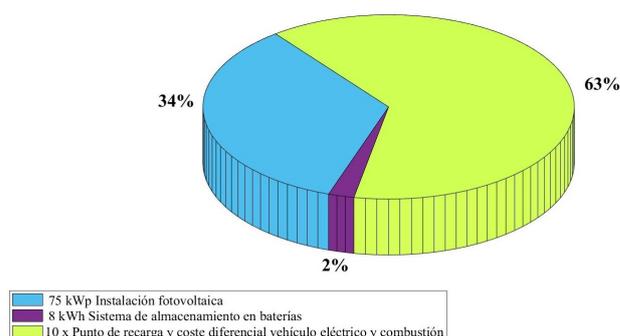


Figura 25: Proporción de la inversión de la CEL el primer año para el escenario de referencia.

De la inversión total de los hogares, esto es FV y BESS, se ha calculado la parte correspondiente que debería pagar a cada uno. Este cálculo se ha realizado según la energía autoconsumida de la FV por cada punto de consumo, de media corresponden unos 3 kWp por hogar, tabla 17. Asimismo, en la tabla también se indica la potencia fotovoltaica correspondiente, el valor actual neto y los ahorros producidos en cada uno. Incidir en que el modelo matemático también optimiza la potencia contratada, y gracias a ello, se produce un ahorro considerable en la factura eléctrica.

Punto de consumo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Potencia FV correspondiente (kWp)	2.4	3.6	5.0	8.0	6.1	0.7	4.1	3.1	2.5	2.5	2.5	1.8	0.6
Inversión total (k€)	3.1	4.6	6.4	10.3	7.9	0.9	5.2	4.0	3.2	3.2	3.2	2.3	0.8
VAN año 20 (k€)	6.5	11.4	16.0	12.9	15.0	1.0	7.2	6.3	5.7	6.4	6.7	5.5	2.3
Ahorro total (k€)	0.6	1.1	1.5	1.6	1.5	0.1	0.8	0.7	0.6	0.6	0.7	0.5	0.2
Ahorro reducción potencia contratada (€)	92.6	134.5	94.0	86.9	66.2	67.8	62.4	64.0	72.3	34.1	56.8	53.8	52.0

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Punto de consumo	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Potencia FV correspondiente (kWp)	5.4	1.4	3.1	1.9	2.2	2.3	1.9	2.9	2.6	2.1	1.7	4.6
Inversión total (k€)	6.9	1.8	3.9	2.4	2.9	3.0	2.5	3.8	3.4	2.6	2.2	5.9
VAN año 20 (k€)	7.5	3.4	7.8	4.1	5.4	6.4	5.3	7.3	5.7	5.4	4.7	8.8
Ahorro total (k€)	1.0	0.3	0.8	0.4	0.6	0.6	0.5	0.7	0.6	0.5	0.5	1.0
Ahorro reducción potencia contratada (€)	91.3	45.1	86.7	88.3	110.2	64.8	51.5	47.9	86.2	56.6	43.8	49.1

Tabla 17: Inversión total, VAN y ahorros para cada punto de consumo en el escenario de referencia.

La optimización se ha realizado con una resolución horaria para todo el año. Gracias a ello, el modelo matemático consigue asignar la energía generada en la instalación fotovoltaica con el objetivo de minimizar el coste del conjunto de la comunidad. En el anexo del apartado 9.1 se indican cuáles son los coeficientes de reparto variables óptimos para cada hora en cada uno de los 8 períodos definidos en el apartado 3.2.2.

A modo de ejemplo, en las figs. 26 y 27, puede verse cómo se produce el balance energético horario de los distintos flujos de energía para un día de invierno en entre semana y otro de verano el fin de semana, respectivamente. La demanda de los hogares se cubre mayoritariamente por la generación solar en las horas centrales del día. Mientras que el resto del tiempo se alimenta de la red o de las baterías. Se aprecia cómo los VEs se cargan en la madrugada cuando los precios de la red son los más bajos del día (figs. 26 y 27) o cuando hay generación solar y están estacionados (fig. 27). En cuanto a las baterías del sistema de almacenamiento comunitario, por ejemplo, en la madrugada del 10 de febrero (fig. 26), se cargan junto con los VEs al ser los precios de la energía bajos. Como también vuelven a cargarse a las 15 y 16 horas cuando vuelven a ser bajos los precios de compra y venta de la energía. Así como, la descarga se produce a las 11, 12, 20, 21 y 22 horas, cuando el precio de la energía se encuentra alto.

También puede verse que todavía se compra energía de la red aunque haya suficiente generación. Esto se debe a la necesidad de establecer los coeficientes de reparto de la energía ex ante. Estos no permiten ajustar los excedentes de unos puntos de consumo con los déficits de otros porque se indican por adelantado.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

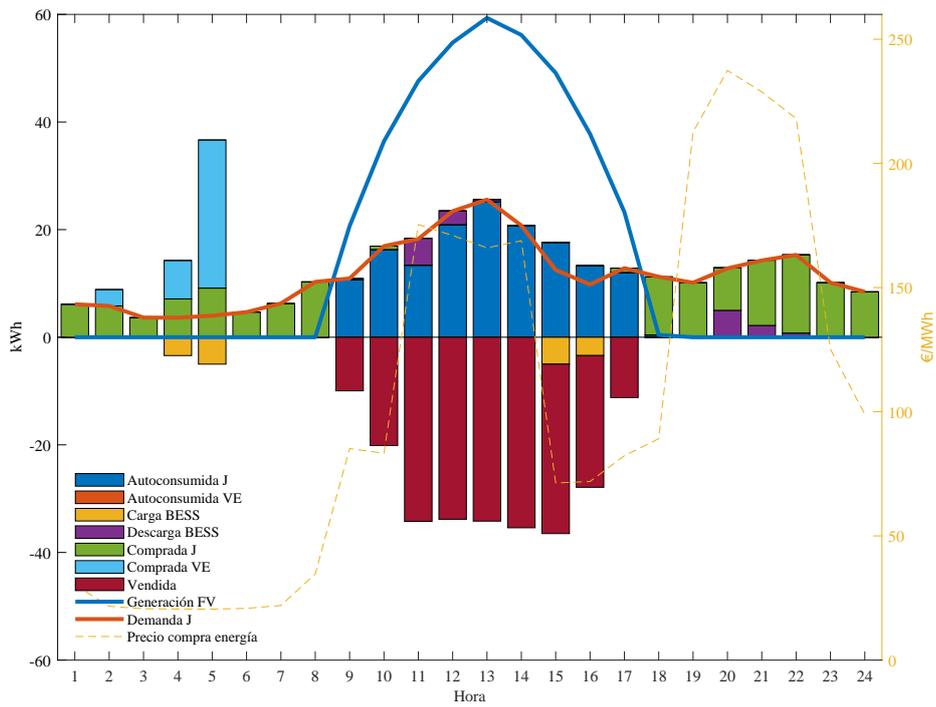


Figura 26: Balance energético horario de la CEL el 10 de febrero para el escenario de referencia y óptimo.

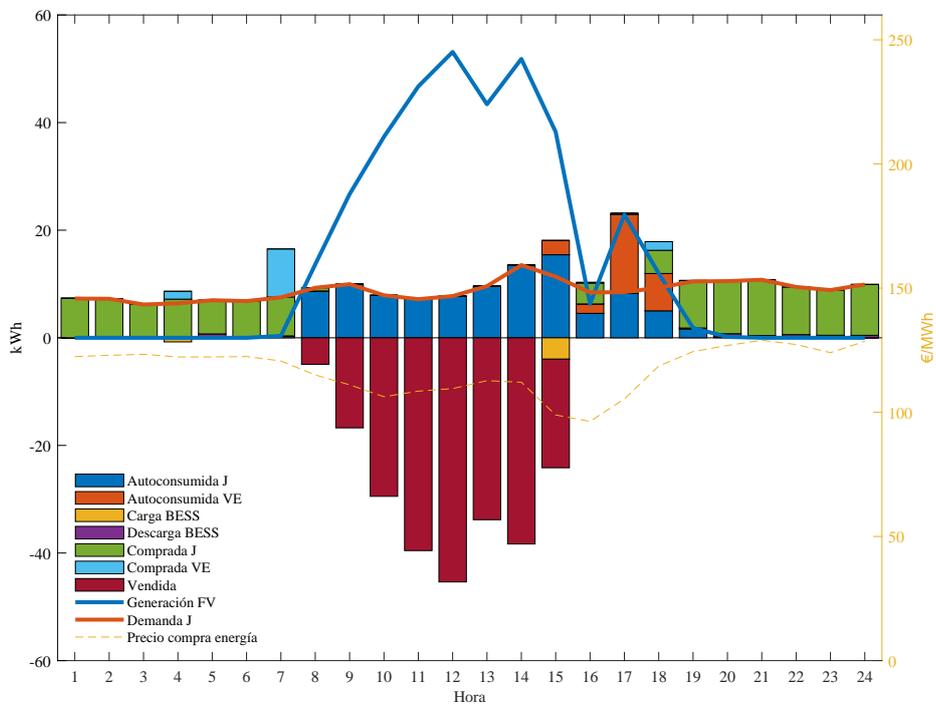


Figura 27: Balance energético horario de la CEL el 10 de julio para el escenario de referencia y óptimo.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Con la comunidad formada, el coste del suministro eléctrico en los hogares se ve reducido un 92,51 % para el conjunto de usuarios. De manera que, el coste eléctrico se debe mayoritariamente al término fijo por la potencia contratada. No obstante, tras la constitución y optimización de la CEL, la potencia que tiene contratada cada usuario se reduce considerablemente, fig. 29.

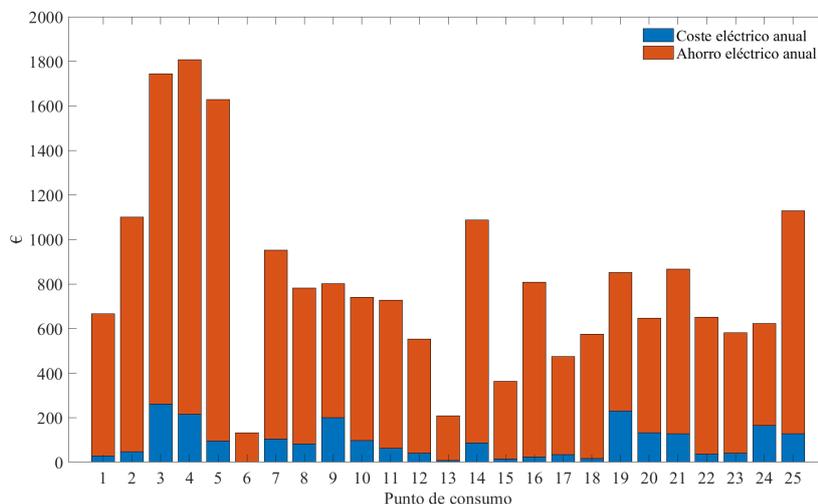


Figura 28: Coste eléctrico y ahorro anual de cada punto de consumo tras la formación de la CEL para el escenario de referencia.

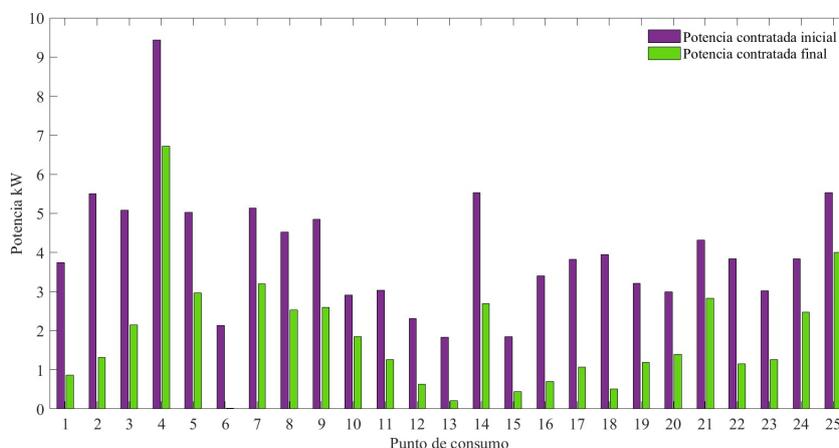


Figura 29: Potencia contratada en cada hogar antes y después de la formación de la CEL para el escenario de referencia.

En cuanto a los VE, el ahorro medio producido anualmente para cada vehículo por pasar del vehículo de gasolina al vehículo eléctrico es de 660 €. La fig. 30 demuestra que el vehículo eléctrico tiene un coste de consumo mucho menor que el de los vehículos de gasolina, aproximadamente un 75%.

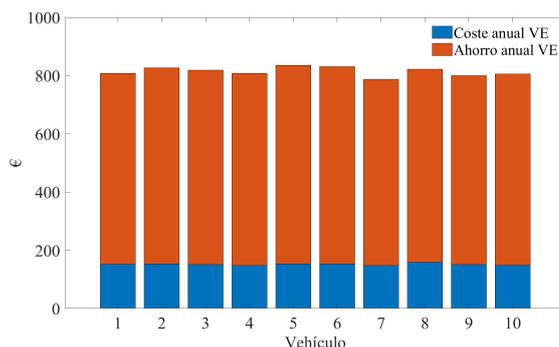


Figura 30: Coste y ahorro anual de cada vehículo para el escenario de referencia y óptimo.

5.2. Análisis de sensibilidad de las variables críticas

La influencia de las variables críticas en la rentabilidad económica de una Comunidad Energética Local se analiza en primer lugar individualmente mediante el tipo de gráfico de cajas y bigotes, fig. 31. Se utiliza dicho gráfico para observar las tendencias de cada variable por separado y obtener una primera impresión de su impacto. Observando los resultados, las variables que más repercusión provocan en la rentabilidad del conjunto de la CEL resultan ser el precio de la electricidad y el del combustible, por tanto, estas se consideran las más críticas. En un contexto con precios de la electricidad bajos, la comunidad no obtiene beneficio económico alguno. Lo mismo ocurre cuando el precio del combustible es bajo, situándose la TIR en aproximadamente el 2%. En cambio, cuando aumenta el precio de estas dos últimas variables, la tasa interna de retorno alcanza el 7% de rentabilidad media. Esto es con un precio de la electricidad superior en 30% y del combustible superior en 250% al precio de referencia.

No obstante, el precio o tamaño de las baterías no origina una influencia significativa sobre la rentabilidad del conjunto de la CEL. De manera similar ocurre con el precio de la instalación solar. En cuanto a las dos variables técnicas que se hacen variar, ambas poseen un máximo en puntos centrales a partir del cual empieza a decrecer la rentabilidad. En el caso de la potencia fotovoltaica, los máximos beneficios se consiguen con los 50 kWp, y en cuanto a la capacidad de las baterías, en el caso de instalar 16 kWh de almacenamiento.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

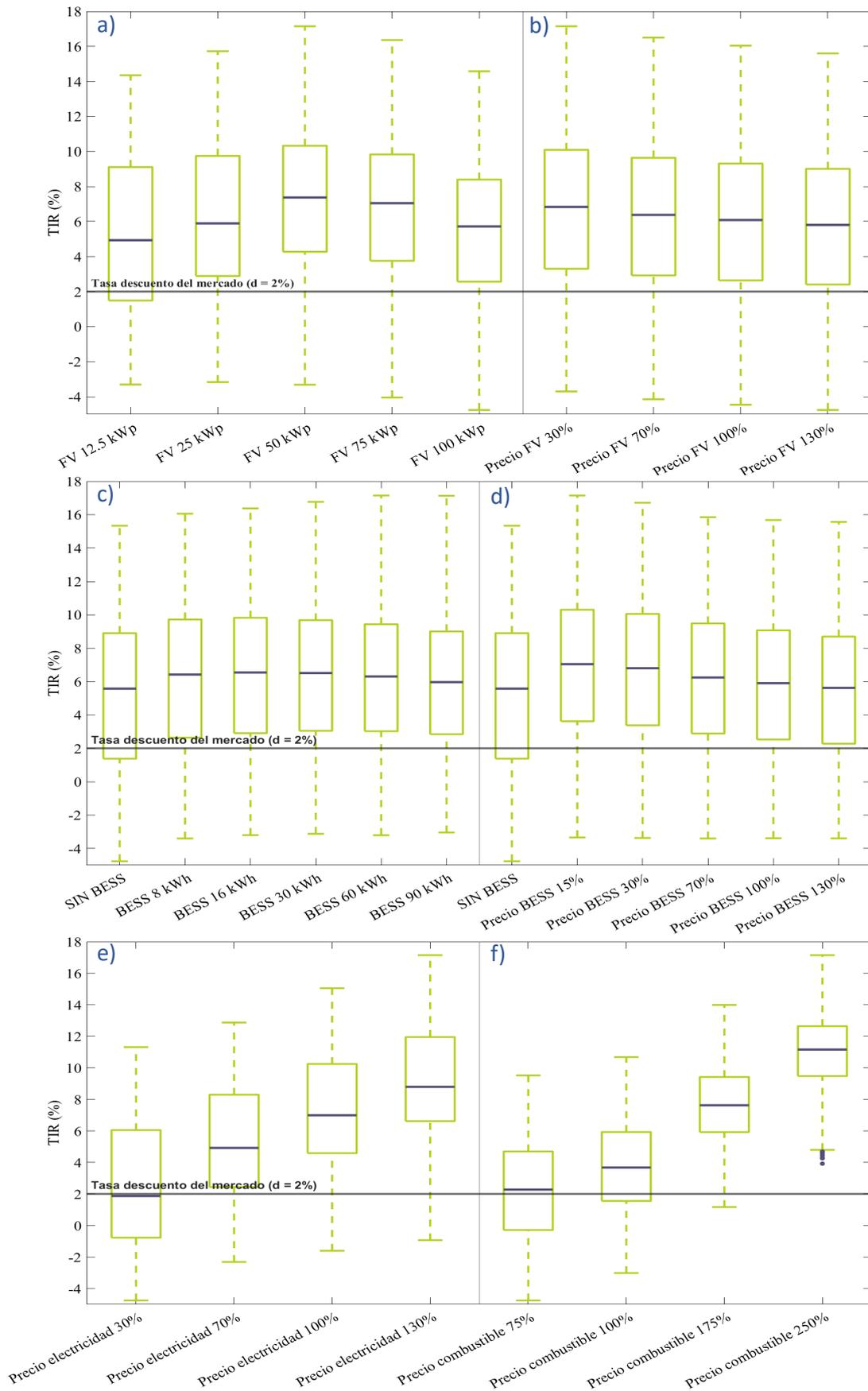
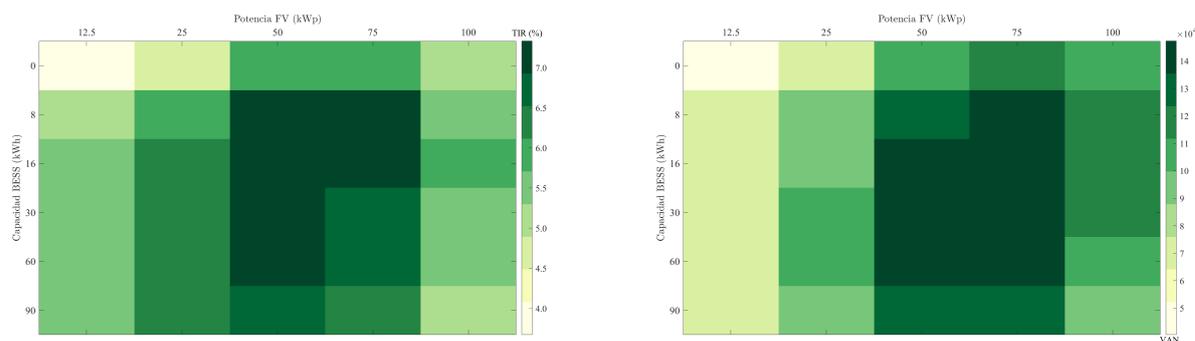


Figura 31: Rentabilidad de la CEL respecto de las variables críticas. (a) Potencia fotovoltaica (b) Precio fotovoltaica (c) Capacidad baterías (d) Precio baterías (e) Precio electricidad (f) Precio combustible

5.2.1. Análisis de sinergias críticas

Anteriormente, las variables se han presentado de manera individual. Sin embargo, a continuación se evalúan de manera combinada con el objetivo de determinar posibles sinergias entre ellas. Con esta finalidad, se observa cómo el precio del sistema fotovoltaico y su potencia no tienen una influencia significativa en la rentabilidad del conjunto de la CEL, fig. 32. En todos los casos planteados la TIR obtenida es superior al 2% de tasa del mercado fijada como objetivo por el Banco Central Europeo.



(a) TIR de la CEL

(b) VAN de la CEL en el año 20

Figura 32: (a) TIR y (b) VAN bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.

De manera similar ocurre con el sistema de almacenamiento en baterías. El precio de las baterías y el tamaño de estas tienen una influencia muy leve en la CEL y la TIR siempre se encuentra en valores superiores al 2%. Se observa una muy ligera reducción de la rentabilidad cuando aumenta el precio de adquisición de estas. Además, la influencia aumenta cuando el sistema de almacenamiento consta de mayor capacidad energética, ya que, la inversión de la CEL es mayor, fig. 33. Cabe destacar que la zona horizontal superior y la zona vertical izquierda, donde las zonas son claras, son los casos donde no hay baterías. Por tanto, la CEL consigue una mejor rentabilidad con la incorporación de baterías que sin estas.

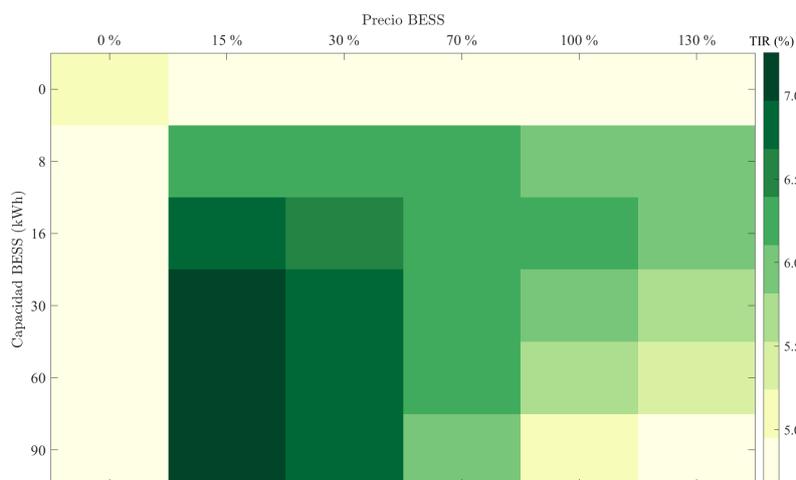


Figura 33: Rentabilidad de la CEL bajo diferente capacidad y precio de baterías.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Por contra, el precio de la electricidad sí tiene una repercusión significativa en la rentabilidad de la CEL, fig. 34a. Por esta razón, aumentan los beneficios económicos cuando aumenta su precio. Esto indica que aunque el coste final sea superior, la inversión realizada es recompensada porque el ahorro aumenta. Por otro lado, el precio del combustible es clave para la integración de vehículos eléctricos dentro de la CEL. La fig. 34b demuestra la fuerte influencia de éste. Los VEs obtienen más ahorro cuando el precio del combustible es elevado, y en consecuencia, la CEL consigue mejor rentabilidad.

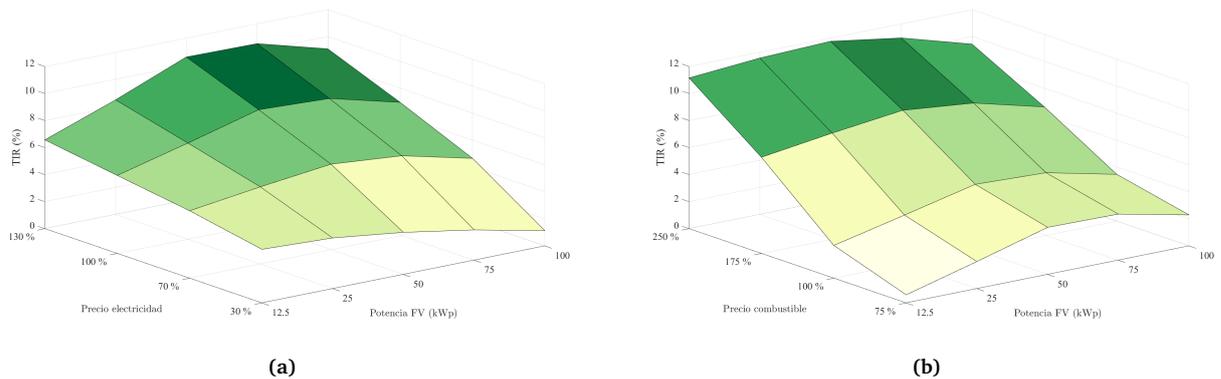


Figura 34: Rentabilidad de la CEL bajo diferente potencia FV y (a) precio de la electricidad o (b) precio del combustible.

5.2.2. Rentabilidad de la CEL, hogares y VE

Considerado de manera separada las inversiones por parte de los hogares y de los VEs, la rentabilidad resultante en cada caso se indica en la fig. 35. Resulta que los VEs tienen una rentabilidad muy baja y por ello empeora la rentabilidad de la CEL. Se observa cómo los hogares de manera independiente tienen mucha más rentabilidad que junto con los VEs.

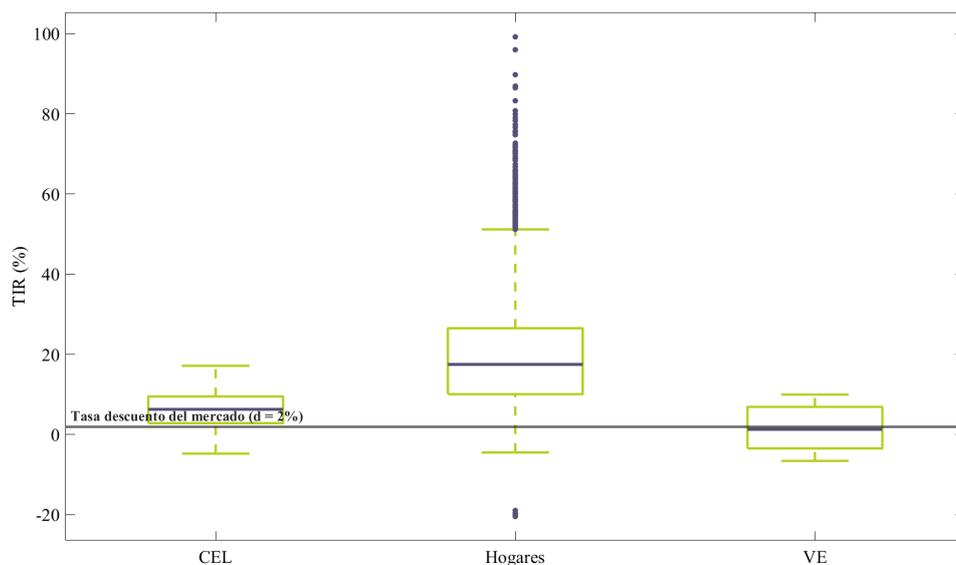
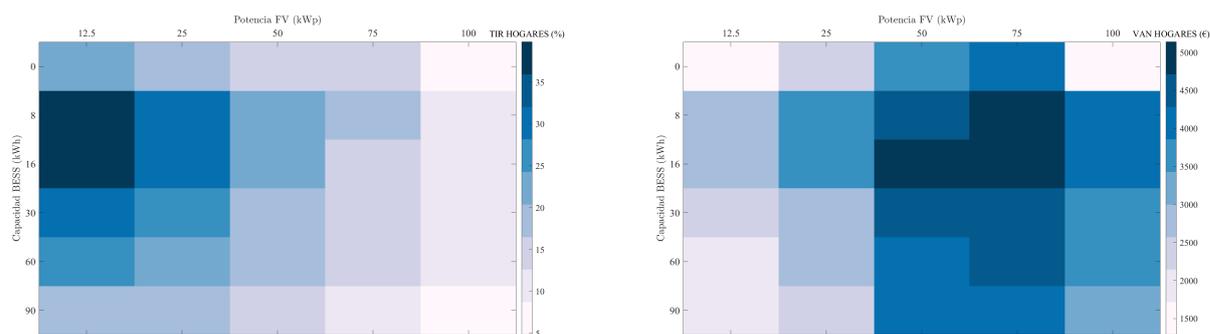


Figura 35: Rentabilidad de cada parte de la CEL considerando sus respectivas inversiones.

5.2.3. Sensibilidad de la BESS

Se presta una especial atención al sistema de baterías, ya que es el almacenamiento energético más común y una de las primeras opciones para aumentar la flexibilidad en el autoconsumo individual y colectivo, como en este caso. Anteriormente se ha visto que tiene una influencia muy reducida en todo el conjunto de la CEL. Por este motivo, se considera ahora exclusivamente la inversión llevada a cabo por los hogares, esto es, la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento en baterías. De esta manera, se aprecia cómo los precios de las baterías sí afectan a la rentabilidad económica de una CEL que se constituye sin los VEs, figs. 37 a 39. En este momento, se plantea la hipótesis de que la baja influencia de las baterías es debida a la gran inversión que suponen los VEs para la CEL, ya que se sobrepone a los posibles efectos de la BESS cuando anteriormente se ha considerado todo el conjunto de la CEL. La variabilidad resultante es mayor, sin embargo, en todos los casos se obtendrían beneficios económicos si se considera la tasa de descuento del mercado del 2%. En la fig. 36a se observa cómo los hogares obtienen mayor rentabilidad con baja potencia FV y baja capacidad de BESS. En cambio, se producen mayores beneficios económicos para potencias FV y capacidad de BESS intermedias. Hay que resaltar que en general se obtienen mejores resultados en el caso de disponer del sistema de almacenamiento en baterías.



(a) TIR de los hogares

(b) VAN de los hogares en el año 20

Figura 36: (a) TIR y (b) VAN de los hogares bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.

En cuanto al precio del BESS, tiene un impacto más notable en la rentabilidad desde el punto de vista de los hogares, fig. 37. También lo hace de manera casi similar el precio de la instalación fotovoltaica, aunque con una leve repercusión inferior, porque la fig. 38 muestra cómo son más notables las columnas donde se representa el precio de la BESS.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

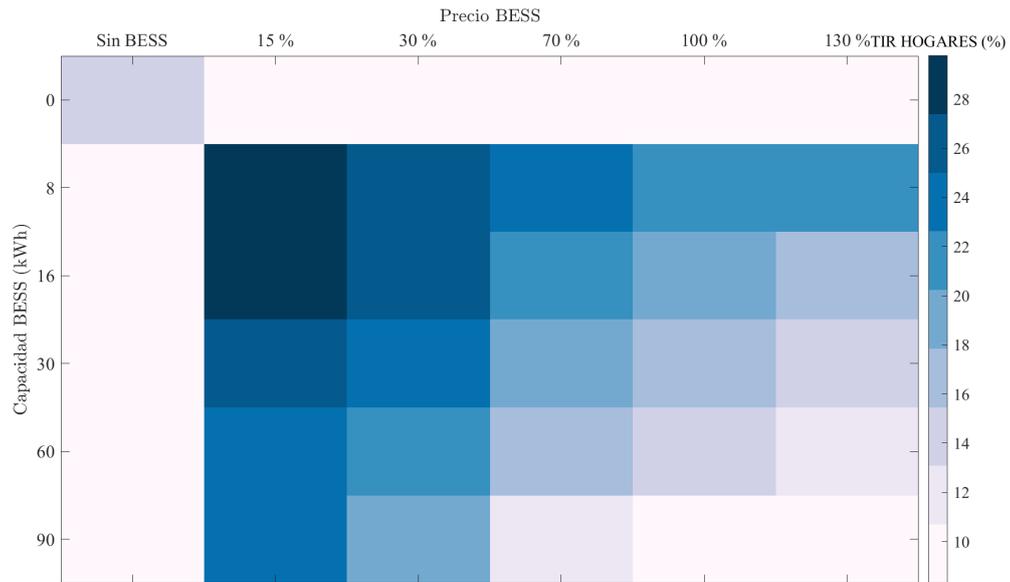


Figura 37: Rentabilidad bajo diferente capacidad y precio de baterías exclusivamente con la inversión de los hogares.

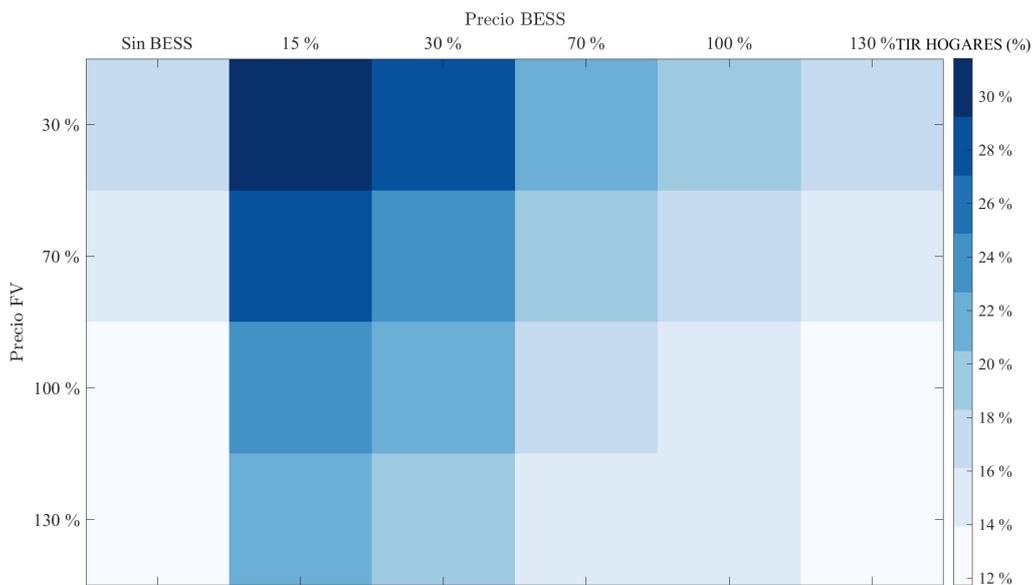


Figura 38: Rentabilidad bajo diferente capacidad y precio de baterías exclusivamente con la inversión de los hogares.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

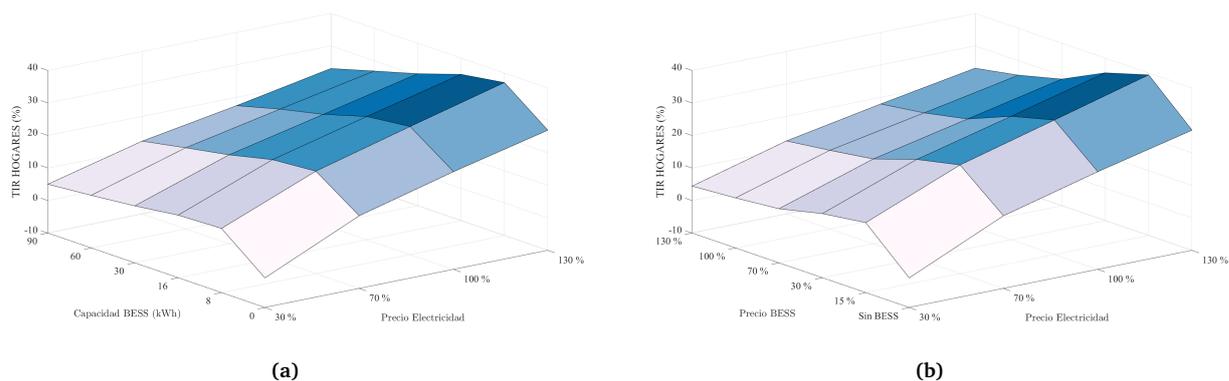


Figura 39: Rentabilidad bajo diferente precio de la electricidad y (a) capacidad de BESS o (b) precio de BESS, exclusivamente con la inversión de los hogares.

5.2.4. Influencia del VE en la rentabilidad

La inversión en los vehículos es la mayor de las inversiones totales de la CEL porque consta de 10 veces el punto de recarga y el coste diferencial del vehículo de combustión y el eléctrico, un total de 167.396,4 € en todos los escenarios. De manera que, considerando únicamente la inversión por parte de estos se observa cómo desplazan la FV a potencias instaladas mayores fig. 40. Aunque la variación es muy pequeña porque la inversión de la FV la desembolsan los hogares y los VEs les compensan finalmente por la energía usada.

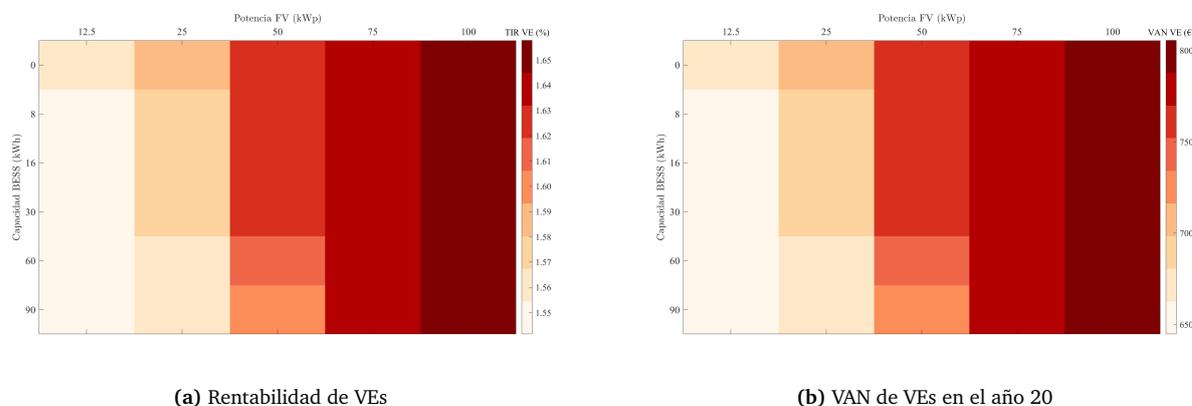
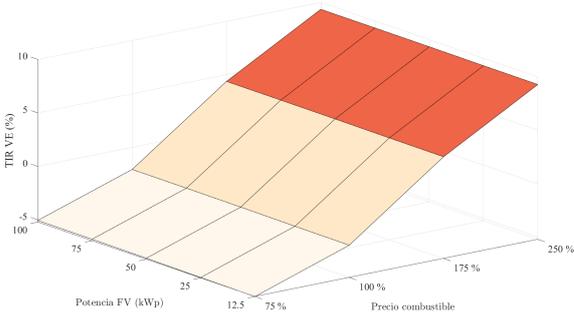


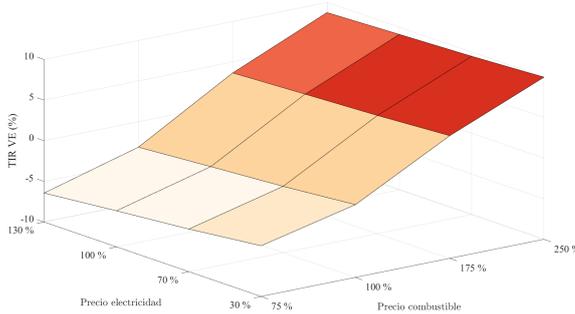
Figura 40: (a) TIR y (b) VAN de los VEs bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.

Además, se determina que el precio de la electricidad no tiene un fuerte impacto económico, fig. 41b. Probablemente porque los VE se cargan cuando los precios son bajos o hay excedente solar y además, el precio de la electricidad es mucho menor al de la gasolina. En cambio, sí lo hace en gran medida el precio del combustible fig. 41, porque los VEs obviamente generan más ahorro cuando el precio es elevado.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.



(a) Rentabilidad de VEs



(b) VAN de VEs

Figura 41: (a) TIR y (b) VAN de los VEs bajo diferente potencia fotovoltaica y capacidad de baterías.

6. Discusión de los resultados

En este apartado se van a analizar los resultados obtenidos en el apartado anterior para responder a las preguntas de investigación planteadas. Como se ha visto, las variables con mayor impacto económico son el precio de la gasolina y la electricidad. Estas dos son las fuentes energéticas de la CEL en la situación original. Por esta razón, su precio determina el ahorro que la CEL produce y, por tanto, la rentabilidad que se obtiene. Además, las dos variables anteriores se tratan de fuentes energéticas muy volátiles, por tanto, reducir su dependencia puede ofrecer a los usuarios de la CEL seguridad energética frente a las extraordinarias subidas de precio. Seguidas de estas dos variables, se sitúan la potencia FV instalada y el precio del módulo FV. Por último, se encuentran las relacionadas con las baterías, el precio y la capacidad.

El impacto del precio de la electricidad tiene grandes implicaciones en la rentabilidad de las CELs. Con un precio eléctrico del 30% al de referencia (53 €/MWh de media anual) no resulta viable económicamente constituir una CEL de esta configuración. En cambio, el impacto puede verse reducido en un contexto con fuerte implementación de tecnología fotovoltaica. Donde el patrón horario de demanda eléctrica se comportaría como la llamada “Curva de Pato”. Esta denominación se refiere a la fuerte generación de energía eléctrica en las horas centrales del día y al aumento repentino de la demanda de la red justo al atardecer, momento en el cual no hay generación solar y los ciudadanos regresan a casa al terminar el trabajo. En esta situación, la tendencia de los precios de la energía es a ser bajos cuando hay generación solar y altos cuando no la hay. Por ello, gracias a la presencia de un sistema de almacenamiento se consigue proporcionar flexibilidad y desplazar la generación de las horas centrales a otro momento con precios elevados. Esto provocaría un aplanamiento de la curva de demanda y sería una consecuencia beneficiosa para el sistema eléctrico, ya que le proporcionaría estabilidad.

En cuanto al precio de la gasolina, aparenta ser la variable más crítica de todas las evaluadas. Probablemente, por la gran inversión de los VEs en comparación con el resto de los elementos. Se ha observado cómo una reducción del precio de la gasolina hace que la CEL en promedio no sea rentable al contar con ellos. Del mismo modo, la TIR de los VEs es muy reducida en comparación con la de los hogares. Esto indica que los VEs reducen la rentabilidad de la CEL, aunque a pesar de ello, la CEL es rentable. Sin embargo, los VEs por sí solos no recuperarían la inversión. Además, España cuenta con unos precios de la gasolina por debajo de la media Europea (GlobalPetrolPrices, 2022) y puede ser una razón por la cual no despegue tanto el VE (Dani Cordero ELPAIS, 2022; Susana Moneo COPE, 2021). Por esta razón, surge la necesidad de canalizar recursos y programas públicos para facilitar su desarrollo y potenciar la integración de estos dentro de las comunidades energéticas.

La instalación fotovoltaica es la principal fuente de energía de la CEL y su impacto en la rentabilidad de la misma es significativo. Por lo que hace al tamaño de la instalación fotovoltaica, en general, el óptimo se da para los 2 kWp por hogar. En esta variable, la TIR aumenta hasta los 50 kWp, pero vuelve a descender a continuación. El ahorro está determinado por la relación entre la inversión y el autoconsumo. Por esta razón, con gran tamaño de FV, los excedentes no generan suficientes beneficios como para compensar la inversión. En cambio, considerando exclusivamente a los hogares,

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

se observa cómo aumenta la rentabilidad con poca FV, ya que, con poca generación se autoconsume toda la energía. No obstante, con 0,5 kWp por hogar no se logran los mayores beneficios económicos para iniciar el proyecto. Sin embargo, los VANs son mayores con una potencia FV del 50 o 75 kWp. En cuanto a los VEs, estos influyen en aumentar el tamaño de la FV con la finalidad de recuperar su inversión.

En cuanto al precio del módulo FV, el impacto es muy reducido. Este supone el 30% de la inversión del sistema FV. Los costes de la FV se encuentran en otros elementos como el diseño o la mano de obra. El precio de los módulos se ha reducido ya hasta el punto de que una reducción adicional no mejora significativamente la rentabilidad de la instalación.

Las baterías tienen un impacto más reducido del esperado sobre la rentabilidad de la CEL. La capacidad de esta no tiene un gran impacto, sin embargo, se obtienen mejores resultados en el caso de disponer de baterías. Este resultado puede estar condicionado a que el precio de red en 2021 fue excepcionalmente alto, lo cual favorece a la rentabilidad de las baterías. En el futuro se espera que los precios de red no sean tan altos.

El precio de las baterías tiene un impacto moderado en la CEL debido a la pequeña fracción de la inversión que suponen y a la gran inversión de los VEs. Con reducciones del precio de las baterías superiores al 70% se observa un cambio de tendencia y las baterías de gran tamaño pasan a ser rentables (fig. 33). Aunque se observa un cambio de tendencia en favor de grandes capacidades de almacenamiento. Sin embargo, sigue siendo mayor el impacto de dimensionar correctamente la FV (fig. 36a). La perspectiva cambia cuando se considera la inversión por parte de los hogares de manera independiente, ya que, la influencia aumenta. La mayor rentabilidad se obtiene para capacidades menores (fig. 37), confirmándose que la presencia de los VEs hace que las baterías sean más rentables. Considerando únicamente la inversión de los hogares, se observa cómo la rentabilidad presenta un crecimiento exponencial cuando cae el precio de las baterías por debajo del 70% (fig. 39b). Este hecho provoca un aumento rápido en la rentabilidad, que puede ser debido a que mejora la flexibilidad de la CEL y genera más ahorro. De manera que, según disminuye el precio de las baterías, es rentable instalar mayor capacidad y, en consecuencia, el número de horas con mayor precio en las que el sistema de almacenamiento puede reducir el consumo de la CEL crece exponencialmente, como indica la fig. 42. Esto se traduce en que los beneficios crecen exponencialmente conforme el precio de las baterías disminuye.

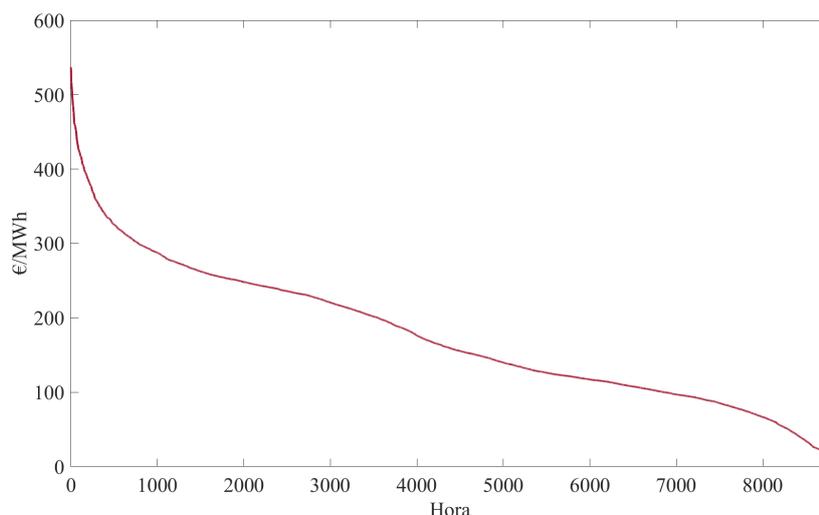


Figura 42: Curva de precios de la energía de 2021.

Finalmente, los resultados indican que las baterías son rentables gracias al alto precio de red en 2021, mientras que los VE reducen la rentabilidad de la comunidad. Sin embargo, los VEs se benefician con la integración en ella. Por tanto, si la sociedad desea impulsar los VEs, su integración en las CELs es una forma de lograrlo. Con un soporte para el desarrollo tecnológico de los VEs se potencia la movilidad eléctrica y, de esta manera, disminuir el impacto medioambiental que genera el sector del transporte. En este sentido, las CELs necesitarán ayuda económica para poder llevar a cabo esta incorporación. Por otra parte, se ha justificado que las baterías son rentables en el contexto actual. Aunque se espera que el precio de la electricidad se reduzca en los próximos años y, en consecuencia, la rentabilidad de las baterías quedará afectada negativamente. A pesar de ello, las baterías son un elemento clave porque proporcionan la flexibilidad necesaria, sobre todo, en las CELs con generación FV. De esta manera, el sistema de almacenamiento ayuda a darle estabilidad al sistema energético bajo el futuro patrón horario de demanda eléctrica de “Curva de Pato”. En este sentido se considera la necesidad de un programa que potencie su desarrollo y facilite su implementación. Por tanto, se concluye que las comunidades energéticas son rentables, pero necesitan ayudas económicas para facilitar la integración de sistemas de almacenamiento y de movilidad sostenible para alcanzar la neutralidad climática.

7. Conclusiones

Con el desarrollo del presente Trabajo Final de Grado se ha evaluado la influencia de las variables críticas sobre la rentabilidad económica de la CEL. El estudio se ha basado con 25 curvas de carga reales con una resolución horaria durante todo el año de 2021 situadas en la localidad de Catarroja. Así como también, se ha considerado la integración de un sistema de almacenamiento en baterías de uso comunitario y 10 vehículos eléctricos con punto de recarga unidireccional con la finalidad de conseguir los objetivos planteados del trabajo.

En primer lugar, se ha utilizado el modelo matemático en Julia desarrollado en la Cátedra de Transición Energética Urbana. El cuál cuenta con instalación de generación de energía, puntos de consumo, sistema de almacenamiento en baterías y vehículos eléctricos. Este modelo es una potente herramienta para optimizar el reparto de la energía generada con la finalidad de reducir el coste de la CEL.

En segundo lugar, mediante el análisis financiero, se han evaluado económicamente los 16.640 escenarios planteados. En consecuencia, tras el análisis de la repercusión de las variables críticas en la rentabilidad económica de la CEL, se ha conseguido finalmente, evaluar el grado de impacto que tiene cada una de las variables críticas.

En resumen, las variables más críticas resultan ser el precio de la electricidad y del combustible. Con bajos precios de estas dos variables no resulta viable económicamente la constitución de una CEL de esta configuración. Además, se ha justificado que las baterías comunitarias son rentables económicamente en el contexto actual. Por ello, se considera la necesidad de un programa que facilite su implementación para que el sistema de almacenamiento ayude a darle estabilidad al sistema energético con el aplanamiento de la Curva de Pato. Además, las baterías proporcionan flexibilidad a la CEL porque permiten aprovechar mejor la energía generada, un aspecto muy importante, sobre todo, cuando no se dispone de suficiente espacio para la instalación de generación. Otra clara conclusión es que la integración de los vehículos eléctricos empeora la rentabilidad económica de la CEL debido a su elevada inversión inicial. Por esta razón, también se apela a canalizar recursos y programas públicos de manera firme para facilitar el desarrollo de una movilidad sostenible.

Futuras investigaciones deberán centrarse en la incorporación de la curva de degradamiento de la batería según la profundidad de descarga con el fin de evaluar su posible impacto en la rentabilidad económica de la CEL. En segundo lugar, los ahorros producidos pueden aumentarse si los usuarios pasan a consumir en las horas centrales del día, en las cuales hay generación solar. En este sentido, gestionando parte de los electrodomésticos y los sistemas de calefacción, podrían conseguirse ahorros significativos. Por último, se plantea la futura integración de sistemas térmicos en el modelo, así como la determinación de la demanda necesaria para establecer un confort adecuado en cada hogar.

Finalmente, indicar que los resultados del presente trabajo se han mostrado en un congreso. Así como también, los resultados servirán de base a un artículo de investigación que se publicará en las próximas semanas.

8. Referencias

- Ajuntament de València. (2022). *Planes de Acción de Mitigación y Adaptación incluidos en el Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (PACES)* [<https://www.valencia.es/es/-/plan-de-accion-para-el-clima-y-la-energia-sostenible-paces->].
- Alayi, R., Seydnouri, S. R., Jahangeri, M., & Maarif, A. (2022). Optimization, sensitivity analysis, and techno-economic evaluation of a multi-source system for an urban community: a case study. *Renewable Energy Research and Applications*, 3(1), 21-30.
- Atersa. (2022a). *Inversor Trifásico Solis-3P10K-4G+WIFI* [<https://atersa.shop/inversor-trifasico-solis-3p10k-4g/>].
- Atersa. (2022b). *Inversor Trifásico Solis-40K-5G +WIFI* [https://atersa.shop/inversor-trifasico-solis-40k-5g/?gclid=Cj0KCQiA4aacBhCUARIsAI55maGP-9-wwqO19Pdfkw-p_DtFK9tzch16KBOc1_9nE0MtrqNs8d4JmkIaAsF5EALw_wcB].
- Atersa. (2022c). *Inversor Trifásico Solis-60K-4G+WIFI* [<https://atersa.shop/inversor-trifasico-solis-60k-4g/>].
- Atersa. (2022d). *Inversor Trifásico Solis-S5GR3P 15K + WIFI* [<https://atersa.shop/inversor-trifasico-solis-s5gr3p-15k/>].
- Atersa shop. (2022). *Panel Solar 550W A-550M ATERSA GS (144 medias células) PERC* [<https://atersa.shop/panel-solar-550w-a-550m-atersa-gs-144-medias-celulas/>].
- Autopista. (2022). *VOLKSWAGEN T-CROSS DATOS OFICIALES* [<https://www.autopista.es/coches/volkswagen/t-cross/t-cross-sport-10-tsi-81-kw-110-cv/>].
- Autosolar. (2022). *Batería Litio Growatt ARK LV 10.2kWh 48V* [<https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-litio-growatt-ark-lv-102kwh-48v>].
- Awad, H., & Gül, M. (2018). Optimisation of community shared solar application in energy efficient communities. *Sustainable cities and society*, 43, 221-237.
- Badal, F. R., Das, P., Sarker, S. K., & Das, S. K. (2019). A survey on control issues in renewable energy integration and microgrid. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 4(1), 1-27.
- Baloch, M. A., Mahmood, N., Zhang, J. W., et al. (2019). Effect of natural resources, renewable energy and economic development on CO2 emissions in BRICS countries. *Science of the Total Environment*, 678, 632-638.
- Banco Central Europeo. (2022). *Política monetaria* [<https://www.ecb.europa.eu/ecb/tasks/monpol/html/index.es.html>].
- Barreto, R., Gonçalves, C., Gomes, L., Faria, P., & Vale, Z. (2022). Evaluation Metrics to Assess the Most Suitable Energy Community End-Users to Participate in Demand Response. *Energies*, 15(7), 2380.
- Bireselioglu, M. E., Limoncuoglu, S. A., Demir, M. H., Reichl, J., Burgstaller, K., Sciallo, A., & Ferrero, E. (2021). Legal provisions and market conditions for energy communities in Austria, Germany, Greece, Italy, Spain, and Turkey: A comparative assessment. *Sustainability*, 13(20), 11212.
- Boletín oficial del estado. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. [<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>].

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

- Boletín oficial del estado. (2020). *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica*. [<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>].
- Boletín oficial del estado. (2021a). *Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. [<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-18706>].
- Boletín oficial del estado. (2021b). *Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021*. [<https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/22/pdfs/BOE-A-2021-6390.pdf>].
- Boletín oficial del estado. (2021c). *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021*. [<https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/23/pdfs/BOE-A-2021-4565.pdf>].
- Boletín oficial del estado. (2022). *Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía*. [https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040].
- Böttger, D., & Härtel, P. (2022). On wholesale electricity prices and market values in a carbon-neutral energy system. *Energy Economics*, 106, 105709.
- Brummer, V. (2018). Community energy—benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 187-196.
- Candelise, C., Winkler, M., & Gross, R. J. (2013). The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 96-107.
- Carpentiero, V., Langella, R., & Testa, A. (2012). Hybrid wind-diesel stand-alone system sizing accounting for component expected life and fuel price uncertainty. *Electric Power Systems Research*, 88, 69-77.
- Castilla Gallego, E. (2019). Modelo de pérdidas eléctricas en el transporte y la distribución del Sistema Eléctrico Español.
- Cristina Casillas. (2022). *La rentabilidad de los depósitos a un año acelera y supera el 2%* [<https://www.finanzas.com/finanzas-personales/rentabilidad-depositos-un-ano-supera-2.html>].
- Dani Cordero ELPAIS. (2022). *Griffiths (Anfac): "Si no se venden coches eléctricos en España, ¿para qué fabricarlos?"* [<https://elpais.com/economia/2022-11-18/griffiths-anfac-si-no-se-venden-coches-electricos-en-espana-para-que-fabricarlos.html>].
- Davis, M., Moronkeji, A., Ahiduzzaman, M., & Kumar, A. (2020). Assessment of renewable energy transition pathways for a fossil fuel-dependent electricity-producing jurisdiction. *Energy for Sustainable Development*, 59, 243-261.

- Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.
- DE LA FUENTE, A. (2022). Efectos económicos de la invasión de Ucrania y primeras medidas para mitigar sus efectos.
- Di Lorenzo, G., Rotondo, S., Araneo, R., Petrone, G., & Martirano, L. (2021). Innovative power-sharing model for buildings and energy communities. *Renewable Energy*, 172, 1087-1102.
- DieselGasolina. (2022). *Histórico del precio de la gasolina y diésel* [<https://www.dieselogasolina.com/Estadisticas/Historico/41>].
- esios. (2022). *Término de facturación de energía activa del PVPC* [<https://www.esios.ree.es/es/pvpc>].
- European Anti Poverty Network. (2022). *12º Informe anual sobre el estado de la pobreza. Seguimiento de los indicadores de la Agenda UE 2030* [<https://www.eapn.es/estadodepobreza/descargas.php>].
- European Commission. (2017). *Propuesta de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad COM(2016)864* [[https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=COM\(2016\)864&lang=es](https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=COM(2016)864&lang=es)].
- European Commission. (2018). *Estrategia a largo plazo para 2050* [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es].
- European Commission. (2022). *Photovoltaic Geographical Information System* [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/].
- European Environment Agency. (2021). *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems* [<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>].
- Federación Cooperativas Eléctricas Comunitat Valenciana. (2016). *Plan de Fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana IVACE* [<https://www.coopelctricas.com/>].
- Fina, B., Monsberger, C., & Auer, H. (2022). Simulation or estimation?—Two approaches to calculate financial benefits of energy communities. *Journal of Cleaner Production*, 330, 129733.
- Franzoi, N., Prada, A., Verones, S., & Baggio, P. (2021). Enhancing PV self-consumption through energy communities in heating-dominated climates. *Energies*, 14(14), 4165.
- Generalitat Valenciana. (2022). *Climatologia Valencia* [<https://agroambient.gva.es/es/inicio>].
- Gjorgievski, V. Z., Cundeva, S., & Georghiou, G. E. (2021). Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy*, 169, 1138-1156.
- GlobalPetrolPrices. (2022). *Precios de la gasolina* [https://es.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/].
- Irene Hernández. (2022). *El mercado de los depósitos ya despega con rentabilidad interesante para el ahorrador* [<https://www.bolsamania.com/noticias/finanzas-personales/mercado-depositos-despega-rentabilidad-interesante-ahorrador--10746928.html>].
- Ivancic, A., ARRANZ Y PIERA, P., GAVALDÀ, O., GONZÁLEZ, A., PÉREZ, A., PÉREZ, J., & SOTIL, A. (2019). Guía para el desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. IDAE, Madrid. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/guia_para-desarrollo-instrumentos-fomento_comunidades_energeticas_locales_20032019_0.pdf.
- Jacobson, M. Z., & Delucchi, M. A. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy policy*, 39(3), 1154-1169.
- Kumar, R., Singh, S., et al. (2018). Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution. *Energy Reports*, 4, 701-712.

- López-Mesa, B. (2022). De la sociedad fósil a la sociedad hipocarbónica: La ciudad inteligente como estrategia facilitadora. *Arbor*, 198(803-804), a636-a636.
- Lu, X., Liu, Z., Ma, L., Wang, L., Zhou, K., & Feng, N. (2020). A robust optimization approach for optimal load dispatch of community energy hub. *Applied Energy*, 259, 114195.
- Lu, X., Zhou, K., Yang, S., & Liu, H. (2018). Multi-objective optimal load dispatch of microgrid with stochastic access of electric vehicles. *Journal of cleaner production*, 195, 187-199.
- Ma, T., Yang, H., & Lu, L. (2014). Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36, 304-315.
- MacArthur, E. (2017). Beyond plastic waste.
- Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Gómez-Navarro, T., & Alcázar-Ortega, M. (2022). Local energy communities modelling and optimisation considering storage, demand configuration and sharing strategies: A case study in Valencia (Spain). *Energy Reports*, 8, 10395-10408.
- Manso-Burgos, Á., Ribó-Pérez, D., Alcázar-Ortega, M., & Gómez-Navarro, T. (2021). Local Energy Communities in Spain: Economic Implications of the New Tariff and Variable Coefficients. *Sustainability*, 13(19), 10555.
- Mauler, L., Duffner, F., Zeier, W. G., & Leker, J. (2021). Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050. *Energy & Environmental Science*.
- Mensah, J. (2019). Sustainable development: Meaning, history, principles, pillars, and implications for human action: Literature review. *Cogent social sciences*, 5(1), 1653531.
- MIBEL. (2022). *Operador del mercado Ibérico - Mercado Ibérico de la Electricidad* [<https://www.omip.pt/es/sobre-nosotros-omip>].
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2014). ¿Cómo nos movemos? <https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/carpeta-informativa-del-ceneam/novedades/como-nos-movemos.aspx>
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030* [<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>].
- Mohammadi, K., Naderi, M., & Saghafifar, M. (2018). Economic feasibility of developing grid-connected photovoltaic plants in the southern coast of Iran. *Energy*, 156, 17-31.
- Mohiti, M., Monsef, H., & Lesani, H. (2019). A decentralized robust model for coordinated operation of smart distribution network and electric vehicle aggregators. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104, 853-867.
- MOTOR. (2022). *Ranking de ventas de coches eléctricos 2022* [<https://www.motor.es/noticias/ranking-ventas-coches-electricos-2022-202285302.html>].
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivos para el desarrollo sostenible* [<https://www.un.org/sustainabledevelopment/>].
- Nagpal, H., Avramidis, I.-I., Capitanescu, F., & Madureira, A. G. (2022). Local Energy Communities in Service of Sustainability and Grid Flexibility Provision: Hierarchical Management of Shared Energy Storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.
- NEOMOTOR. (2022). *Estos son los coches gasolina y diésel más vendidos en España* [<https://neomotor.epe.es/actualidad/estos-son-los-coches-gasolina-y-diesel-mas-vendidos-en-espana-EJNM8666>].
- Okorokov, V. R. (1989). Energy consumption and technological developments. *Acta Polytechnica*, 2.
- Pacto de las Alcaldías. (2022). *Pacto de las Alcaldías para el Clima y la Energía EUROPA* [<https://www.pactodelosalcaldes.eu/es/>].

- Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.
- Palazuelos, E. (2019). *El oligopolio que domina el sistema eléctrico* (Vol. 18). Ediciones Akal.
- Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. (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* [<https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>].
- Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. (2019). *DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE* [<https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>].
- Parra, D., Norman, S. A., Walker, G. S., & Gillott, M. (2017). Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management. *Applied energy*, 200, 358-369.
- Photovoltaic Research. (2022). *Best Research-Cell Efficiency Chart* [<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>].
- Piazza, G., Bracco, S., Delfino, F., & Siri, S. (2021). Optimal design of electric mobility services for a Local Energy Community. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26, 100440.
- Plötz, P., Jakobsson, N., & Sprei, F. (2017). On the distribution of individual daily driving distances. *Transportation research part B: methodological*, 101, 213-227.
- Poconi, D., Bryant, T., Burnard, K., Cazzola, P., Dulac, J., Pales, A. F., Husar, J., Janoska, P., Masanet, E. R., Munuera, L., et al. (2016). *Energy technology perspectives 2016: towards sustainable urban energy systems*. International Energy Agency.
- Rasuni. (2022). *Rasuni Solar Energy Online Shop SMA Sunny Tripower 60 Solar Inverter* [<https://www.rasuni.com/collections/solar-inverters/products/sma-sunny-tripower-60-solar-inverter>].
- Righini, G. C., & Enrichi, F. (2020). Solar cells' evolution and perspectives: a short review. *Solar Cells and Light Management*, 1-32.
- Ritchie, H., & Roser, M. (2018). Urbanization [<https://ourworldindata.org/urbanization>]. *Our World in Data*.
- statista. (2022). *Dependencia de las importaciones de energía de España de 2006 a 2020* [<https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>].
- Susana Moneo COPE. (2021). *¿Por qué no se venden coches eléctricos en España?* [https://www.cope.es/actualidad/economia/noticias/por-que-venden-coches-electricos-espana-20210223_1155254].
- The Intergovernmental Panel on Climate Change. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis* [<https://www.ipcc.ch/>].
- Tirado Herrero, S., Jiménez Meneses, L., López Fernández, J., Perero Van Hove, E., Irigoyen Hidalgo, V., & Savary, P. (2016). Pobreza, vulnerabilidad y desigualdad energética. *Nuevos enfoques de análisis*. Madrid: Asociación de Ciencias Ambientales.
- Unión Española Fotovoltaica. (2022). *Informe Anual UNEF 2022 - Energía Solar, apuesta segura por la recuperación económica* [<https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=18>].
- Walker, A. (2017). *PV O&M cost model and cost reduction* (inf. téc.). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Weather Spark. (2022). *Climatología en Catarroja* [<https://es.weatherspark.com/>].

Zatti, M., Moncecchi, M., Gabba, M., Chiesa, A., Bovera, F., & Merlo, M. (2021). Energy Communities Design Optimization in the Italian Framework. *Applied Sciences*, 11(11), 5218.

9. Anexos

9.1. Anexo I: Curvas de carga y coeficientes variables de cada punto de consumo

La curva de carga media para cada set del año se representa en las siguientes figuras. Además en el eje derecho se exponen los coeficientes de reparto de la energía de tipo variable, cuyo valor exacto se aprecia en las tablas.

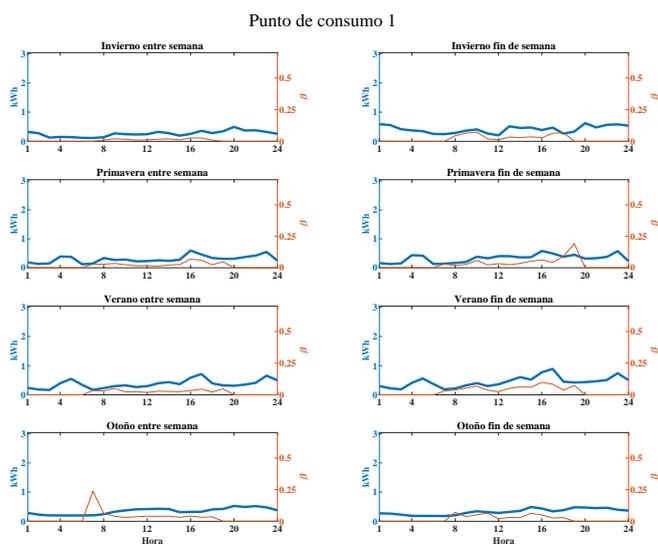


Figura 43: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 1.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	10.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	2.57	2.55	2.89	3.82	17.80	0.00
8	0.83	4.06	4.80	1.49	3.15	4.96	5.30	5.30
9	2.15	4.81	2.82	2.32	4.24	3.99	3.32	7.21
10	1.92	6.27	6.37	4.56	3.81	5.01	3.98	4.15
11	2.18	1.84	1.25	1.77	1.88	2.75	3.83	4.79
12	1.22	1.42	1.75	2.49	2.27	1.90	3.67	2.50
13	1.75	8.15	1.47	1.82	2.17	3.87	2.96	2.28
14	1.77	3.30	1.65	2.63	2.08	4.70	3.01	2.15
15	1.43	3.87	2.34	3.98	3.56	4.54	2.48	4.93
16	3.02	2.10	8.16	5.87	2.55	7.35	3.94	4.54
17	3.02	5.38	5.39	3.47	4.76	10.83	3.46	3.28
18	0.88	4.95	2.54	6.78	2.27	8.51	4.95	7.82
19	0.00	0.00	3.59	13.96	4.01	5.14	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.87	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 18: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 1.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

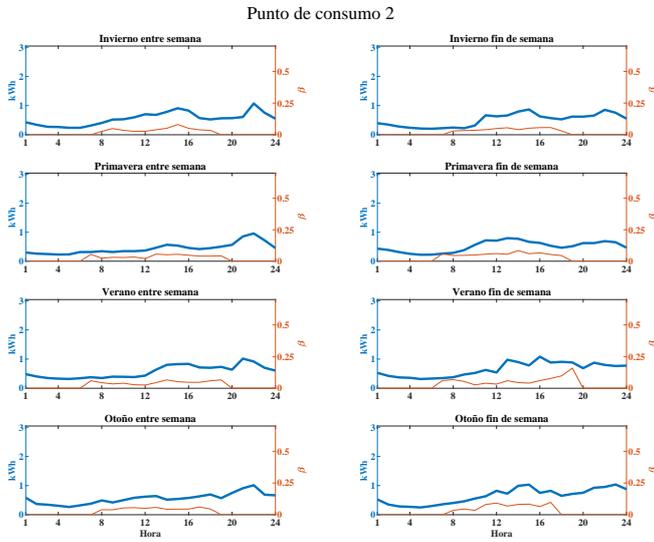


Figura 44: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 2.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	17.38	13.27	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	5.37	5.43	5.77	5.42	0.00	0.00
8	2.57	2.84	2.71	4.08	3.68	7.05	3.27	5.67
9	6.63	3.02	2.85	5.46	3.50	4.05	3.54	3.41
10	3.08	3.39	2.21	4.99	2.20	2.01	4.85	7.88
11	2.63	3.66	3.03	4.76	2.08	2.99	4.17	8.51
12	4.03	3.70	3.52	6.77	2.92	2.48	4.54	7.40
13	3.80	5.05	4.95	4.97	3.47	4.45	5.93	5.16
14	5.71	4.46	4.73	9.80	6.74	3.38	4.17	6.12
15	9.00	3.89	4.12	5.69	4.05	3.75	3.76	6.64
16	5.32	4.22	3.83	5.38	7.17	9.96	4.87	9.78
17	3.87	4.33	3.52	10.00	5.23	5.81	5.32	8.40
18	2.89	3.77	4.84	5.54	5.71	9.80	5.78	11.57
19	0.00	0.00	3.18	0.00	6.32	13.90	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 19: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 2.

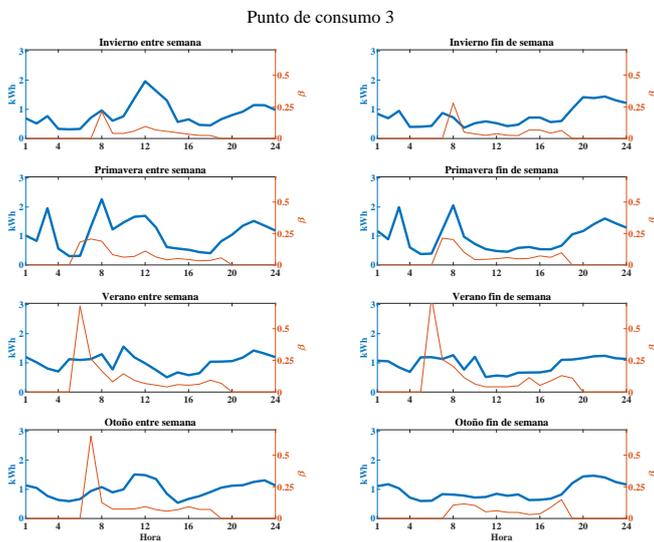


Figura 45: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 3.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	8.63	0.00	51.09	56.26	0.00	0.00
7	0.00	0.00	18.92	19.44	21.56	23.26	70.23	0.00
8	17.83	25.02	15.50	19.88	13.83	18.12	10.87	10.23
9	3.90	4.04	8.24	9.58	7.18	8.56	6.51	8.64
10	4.55	2.98	6.58	4.07	10.81	4.77	7.98	7.73
11	11.06	3.05	5.62	4.07	6.90	3.07	7.35	4.06
12	7.85	5.16	12.45	3.72	7.22	3.21	9.45	6.10
13	10.83	1.89	4.91	4.39	4.81	3.09	9.86	5.89
14	4.88	3.27	3.68	3.63	3.02	3.65	5.73	3.57
15	4.85	5.01	4.73	5.70	4.39	8.53	6.42	7.94
16	5.48	6.22	3.90	6.61	4.72	16.96	8.99	3.43
17	2.40	4.00	3.85	6.56	5.98	7.71	6.41	7.07
18	2.29	5.43	3.43	7.26	7.75	9.85	5.37	0.00
19	0.00	0.00	9.88	0.00	11.25	8.71	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 20: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 3.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

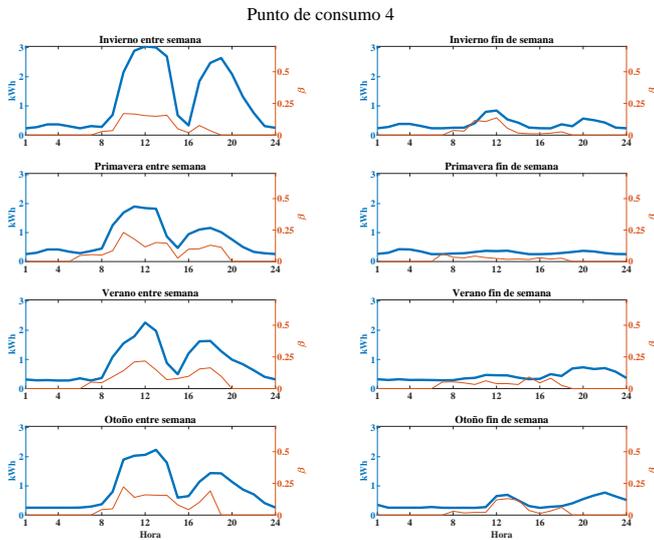


Figura 46: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 4.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	5.13	5.49	4.51	6.84	0.00	0.00
8	2.17	4.02	4.28	3.64	4.90	4.12	3.94	2.32
9	4.84	2.62	8.74	2.91	11.55	3.37	9.27	4.65
10	16.88	8.70	19.21	3.25	13.62	2.45	17.73	2.66
11	15.88	12.27	13.37	2.36	26.71	4.62	22.62	2.12
12	11.54	10.54	11.67	4.03	16.33	2.92	14.78	8.99
13	18.57	9.31	11.34	1.33	19.88	2.95	15.20	9.73
14	16.03	7.46	22.76	1.52	5.30	2.43	11.71	8.88
15	5.55	0.94	4.10	2.14	5.99	6.87	6.04	2.74
16	1.83	1.80	12.08	4.12	8.85	3.65	4.39	1.22
17	9.19	1.58	9.80	1.48	13.87	6.61	9.46	2.89
18	10.21	2.24	11.33	2.42	17.13	2.25	20.53	4.57
19	0.00	0.00	0.00	7.33	9.28	5.74	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 21: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 4.

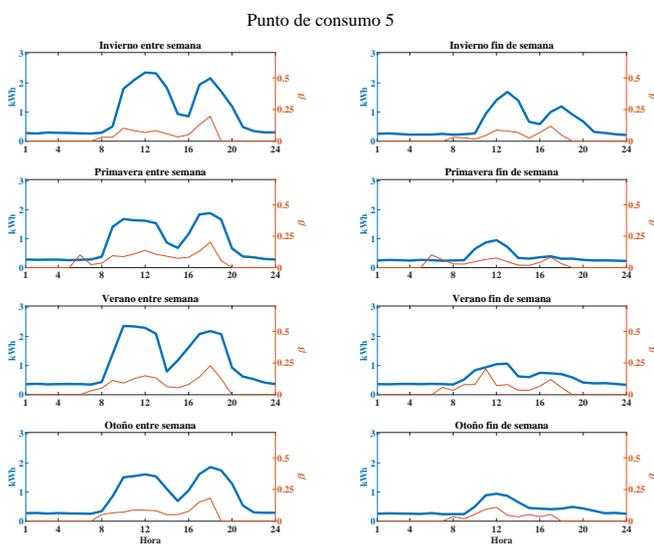


Figura 47: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 5.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	4.50	5.15	5.11	8.67	0.00	0.00
8	2.60	2.40	3.06	2.27	6.46	2.62	4.67	2.69
9	3.06	2.50	8.03	3.23	9.39	7.91	5.86	3.31
10	9.45	3.70	7.18	5.40	11.27	26.42	7.32	6.09
11	6.71	4.15	14.77	5.57	9.55	40.31	6.92	7.10
12	6.30	6.60	11.35	14.64	11.24	20.78	7.61	11.58
13	9.91	6.02	14.80	3.56	16.94	6.00	7.89	8.11
14	6.41	6.96	6.82	1.76	4.78	2.67	8.57	2.63
15	3.74	1.86	9.88	1.60	8.52	4.92	4.71	3.95
16	4.15	5.75	8.65	3.11	7.16	5.33	9.23	4.84
17	12.36	14.06	12.39	6.21	12.66	9.02	14.93	4.69
18	16.93	3.62	17.29	5.00	20.21	5.76	23.93	6.81
19	0.00	0.00	24.55	3.37	15.17	1.49	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 22: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 5.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

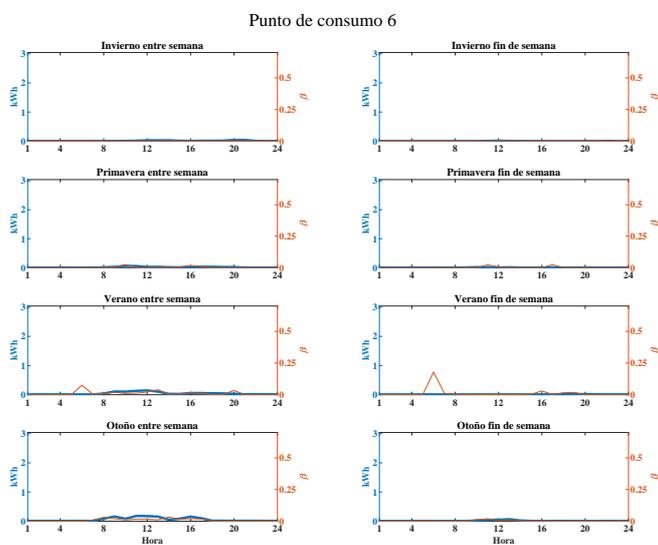


Figura 48: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 6.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	5.65	13.35	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.08	0.10	0.41	0.86	0.69	0.00
8	0.05	0.08	0.04	0.05	2.25	0.36	2.51	0.04
9	0.10	0.10	0.38	0.07	2.40	0.19	1.54	0.09
10	0.07	0.05	1.86	2.14	0.91	0.14	1.84	0.90
11	0.13	0.23	0.06	1.77	1.50	0.11	2.56	1.42
12	0.15	0.54	0.05	0.49	1.65	0.09	1.63	0.42
13	0.20	0.19	0.54	0.10	2.97	0.09	1.69	0.50
14	0.20	0.15	0.21	0.08	0.33	0.09	2.43	0.47
15	0.51	0.07	0.39	0.03	8.85	0.33	1.43	0.14
16	0.15	0.06	1.21	0.07	1.18	0.28	2.49	0.09
17	0.10	0.14	1.09	1.72	1.02	0.19	1.48	0.12
18	0.04	0.05	0.08	0.06	0.08	1.17	0.09	0.00
19	0.00	0.00	0.03	0.06	0.18	1.44	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52	2.21	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 23: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 6.

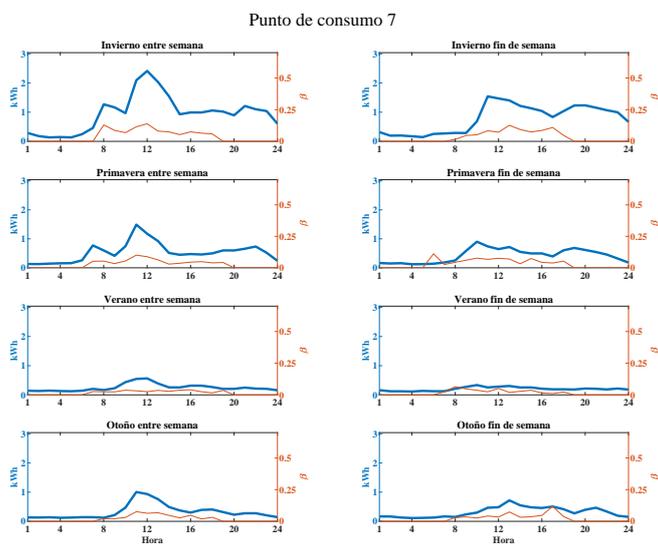


Figura 49: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 7.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	9.74	0.00	11.46	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	7.74	6.20	2.72	2.24	0.00	0.00
8	14.32	1.93	5.91	3.89	2.14	7.23	2.39	3.98
9	10.35	5.34	3.54	7.95	2.44	5.92	2.01	5.73
10	5.56	5.55	5.61	6.19	2.80	2.75	2.30	2.75
11	9.07	6.27	11.21	5.05	2.40	1.82	6.12	3.62
12	14.05	5.43	10.64	8.16	2.14	3.84	7.67	3.31
13	7.11	15.84	4.71	12.60	2.67	1.44	6.49	6.52
14	7.78	6.99	2.21	2.42	2.09	2.11	3.54	2.42
15	5.38	7.40	2.71	7.15	2.79	2.76	2.37	3.64
16	5.74	7.42	5.65	4.02	3.16	1.89	3.86	3.56
17	5.55	8.78	4.46	11.45	4.20	1.86	3.92	9.95
18	6.91	5.37	4.06	7.65	1.52	2.55	2.36	2.84
19	0.00	0.00	3.16	3.14	3.22	2.22	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 24: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 7.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

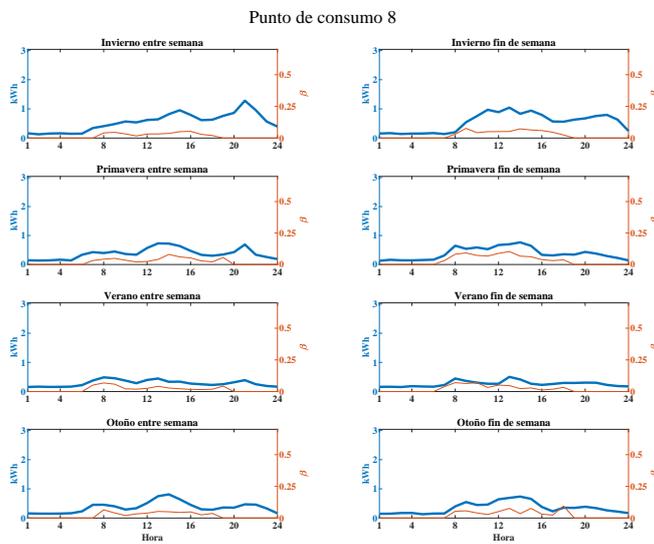


Figura 50: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 8.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	12.31	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.20	4.19	4.65	3.48	0.00	0.00
8	4.67	2.62	4.49	10.80	7.89	6.08	5.45	4.29
9	4.79	6.37	5.22	8.31	5.35	5.10	4.09	7.73
10	3.25	3.18	2.56	6.15	3.22	5.25	1.89	3.01
11	1.81	6.52	1.49	5.34	2.74	2.42	2.72	2.44
12	3.06	8.34	1.98	6.62	2.06	3.82	2.99	9.80
13	5.65	8.25	4.16	14.15	3.13	3.53	5.99	7.73
14	4.96	5.43	6.75	5.76	2.08	1.74	9.59	7.30
15	5.48	4.79	6.27	4.62	2.10	3.58	5.81	5.70
16	6.77	8.65	4.08	3.42	2.61	1.76	3.87	2.50
17	3.66	4.92	2.93	4.98	1.42	2.19	2.54	1.73
18	1.78	1.83	2.56	2.78	1.79	4.44	2.72	0.00
19	0.00	0.00	4.18	0.00	3.67	3.66	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 25: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 8.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

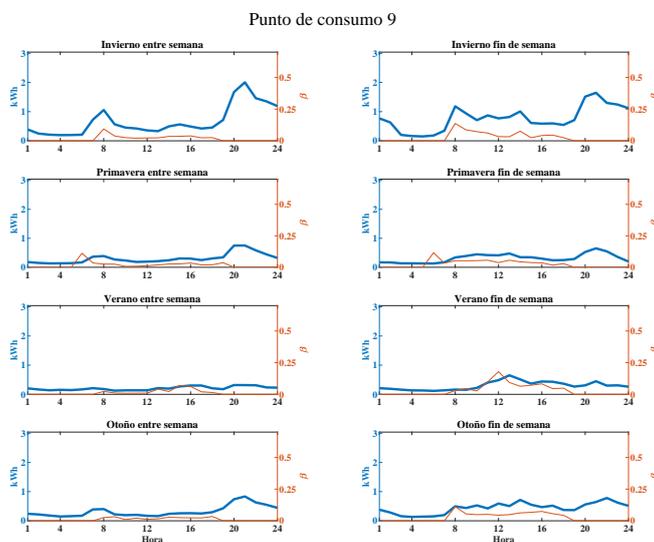


Figura 51: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 9.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	8.65	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.67	3.25	0.15	0.00	0.00	0.00
8	8.45	12.21	2.87	4.37	3.13	4.07	4.23	9.92
9	5.30	9.71	3.17	5.32	1.31	3.35	2.88	4.19
10	3.27	5.43	1.40	4.60	0.97	2.38	1.60	3.79
11	1.54	4.60	1.31	4.21	1.61	7.38	1.95	4.99
12	1.69	4.38	1.13	2.79	0.85	20.52	1.10	3.30
13	1.78	2.42	1.55	4.19	3.09	7.01	1.18	3.65
14	5.79	5.69	1.95	3.64	1.65	4.76	2.10	7.46
15	3.67	2.13	2.79	2.80	5.27	5.39	3.00	5.01
16	3.94	3.13	2.90	5.65	5.43	6.20	2.02	5.54
17	2.49	3.73	2.11	1.85	2.93	5.58	2.00	4.33
18	2.26	2.68	2.23	3.14	1.44	3.65	2.54	0.00
19	0.00	0.00	2.72	2.83	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 26: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 9.

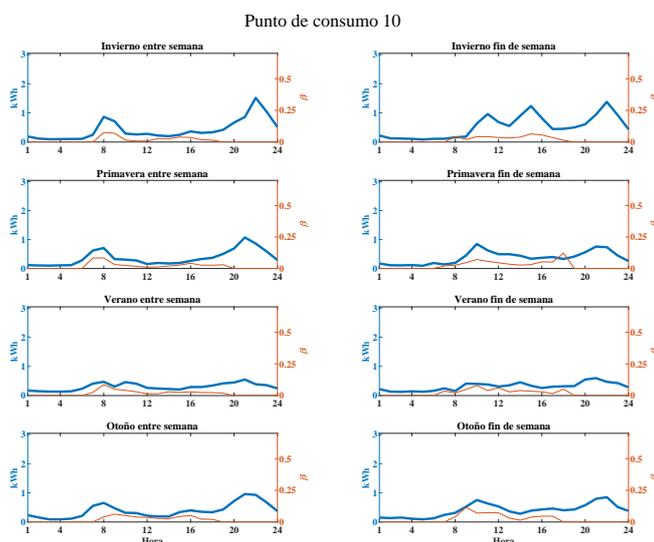


Figura 52: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 10.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	12.86	10.32	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	8.93	2.55	4.25	3.24	0.00	0.00
8	7.97	4.05	7.83	2.83	6.77	1.55	5.98	3.10
9	6.01	1.96	3.08	5.40	4.53	3.65	6.06	8.68
10	1.64	7.00	3.11	10.81	3.08	5.96	4.41	5.30
11	1.13	3.17	1.67	4.26	2.25	2.97	3.35	11.66
12	0.71	2.67	0.77	3.41	2.53	4.56	2.83	5.42
13	2.40	2.40	2.61	2.58	1.06	2.19	2.39	3.51
14	2.55	4.19	1.47	2.01	2.24	2.96	4.74	2.67
15	4.88	6.39	2.04	6.15	2.41	3.55	3.89	2.88
16	7.38	4.56	3.12	3.98	3.34	2.56	4.42	3.45
17	2.01	3.98	5.28	3.83	2.68	4.81	3.16	4.67
18	1.53	2.85	2.91	9.17	2.58	4.34	1.55	6.26
19	0.00	0.00	2.24	0.00	2.41	1.59	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 27: Coeficiente de reparto de la energía (en %) para cada hora y set del punto de consumo 10.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

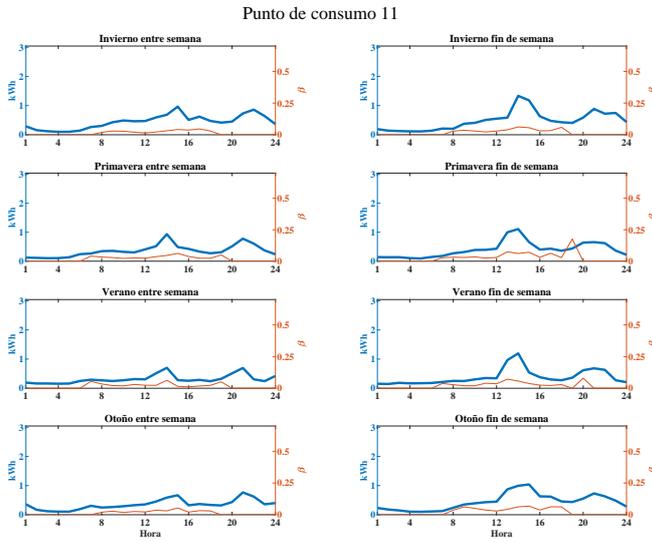


Figura 53: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 11.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.29	2.76	4.87	3.80	0.00	0.00
8	2.24	2.68	3.22	2.46	3.29	2.40	1.99	3.04
9	2.62	5.26	2.87	2.49	1.98	1.54	2.30	5.45
10	2.80	2.22	1.98	3.83	1.72	2.94	1.80	5.47
11	1.63	2.94	2.59	3.81	3.31	2.98	2.21	8.51
12	1.79	3.07	3.37	2.44	1.77	2.64	1.64	2.50
13	1.65	2.90	3.91	9.16	1.74	5.35	2.71	5.94
14	2.35	8.72	6.97	9.88	10.91	4.28	6.41	8.59
15	3.95	5.15	5.22	12.05	2.01	2.78	7.64	17.59
16	3.16	3.19	4.07	3.25	0.98	4.03	2.50	3.27
17	3.79	4.68	2.68	4.72	1.48	2.00	3.45	6.44
18	2.49	5.62	2.23	4.35	1.87	2.28	2.25	4.65
19	0.00	0.00	3.72	13.21	5.23	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.14	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 28: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 11.

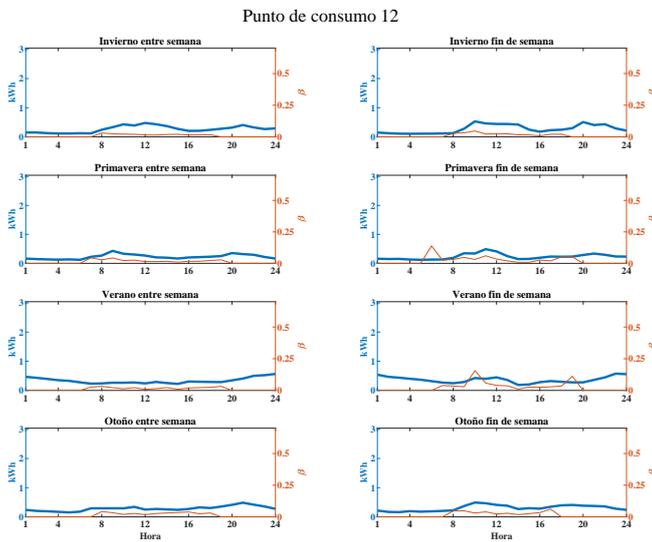


Figura 54: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 12.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.22	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.65	1.92	3.69	3.59	0.00	0.00
8	3.50	2.67	2.85	2.30	3.15	3.29	3.77	5.22
9	2.19	2.76	3.81	3.86	2.41	3.22	2.78	3.59
10	2.46	3.49	1.66	2.42	1.30	10.39	2.05	3.83
11	2.54	1.97	2.22	4.51	1.61	4.32	2.71	3.18
12	1.72	3.03	1.34	3.70	1.46	2.98	1.44	2.26
13	1.32	1.81	1.34	1.46	1.60	2.71	2.11	5.00
14	1.40	2.20	1.18	0.59	1.63	0.78	2.31	1.47
15	2.35	1.58	1.42	0.95	2.42	1.99	4.53	1.90
16	1.24	0.74	1.49	3.62	4.55	1.76	3.53	2.54
17	1.35	1.69	2.02	1.46	3.04	4.00	2.45	6.21
18	1.42	1.58	2.18	3.85	2.25	3.28	2.31	0.00
19	0.00	0.00	2.08	3.84	2.65	7.97	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 29: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 12.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

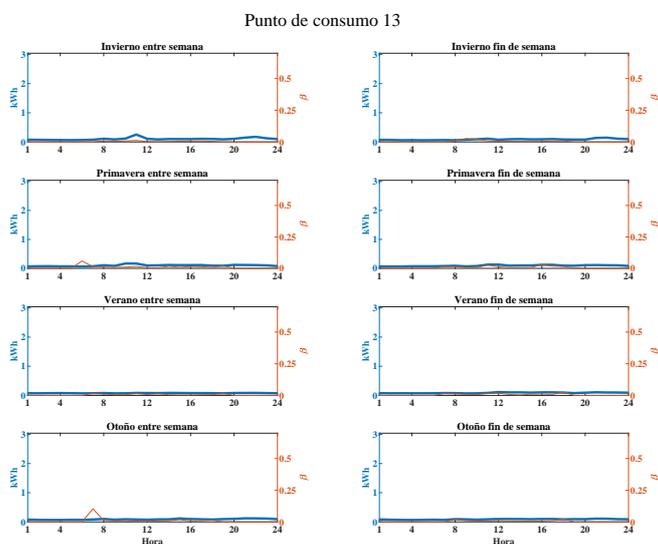


Figura 55: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 13.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	4.39	4.99	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.35	1.29	1.34	1.31	7.75	0.00
8	0.60	1.00	1.70	1.02	1.10	0.92	1.38	2.12
9	0.48	1.97	0.84	0.63	0.46	0.63	0.84	1.12
10	0.71	1.55	1.02	0.50	0.45	0.52	0.52	0.59
11	1.01	0.93	1.11	2.02	1.11	1.15	0.38	0.69
12	0.52	0.51	0.45	0.90	0.51	1.29	0.38	1.03
13	0.19	1.07	0.47	0.71	0.97	0.54	0.54	0.78
14	0.71	0.47	1.50	0.49	0.47	0.31	0.64	0.48
15	0.60	0.71	2.10	0.99	1.86	0.96	1.71	0.72
16	0.63	0.49	1.09	2.90	0.27	1.26	0.78	0.55
17	0.64	0.83	1.25	2.02	0.52	0.97	0.82	1.27
18	0.48	0.68	0.89	1.20	0.52	2.00	1.00	1.72
19	0.00	0.00	1.56	0.00	1.35	1.49	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 30: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 13.

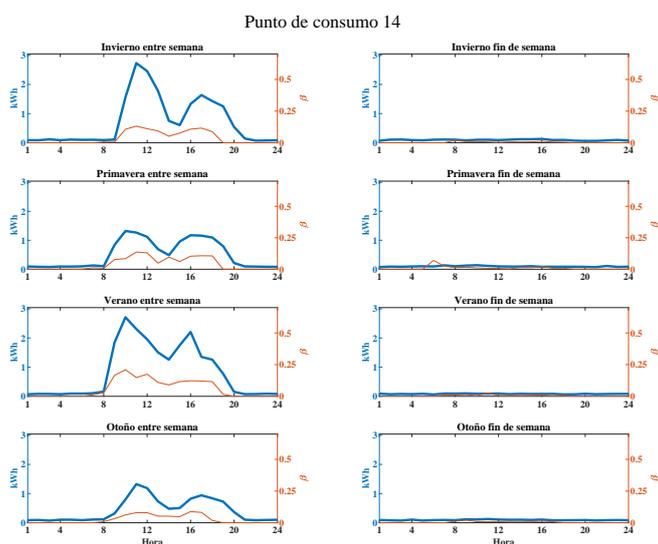


Figura 56: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 14.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.20	1.97	1.28	1.48	0.00	0.00
8	0.61	2.34	0.69	1.43	3.10	2.18	0.78	0.91
9	0.84	0.72	6.57	1.19	16.42	0.96	2.90	1.56
10	8.51	0.70	9.79	1.18	22.37	0.41	7.12	1.04
11	12.08	0.54	10.79	0.62	15.72	1.92	5.96	0.71
12	16.28	0.37	11.77	0.72	13.08	0.54	10.92	0.82
13	7.68	0.54	5.63	0.39	8.21	0.50	4.50	0.54
14	3.82	1.68	7.21	0.92	15.01	0.53	3.86	0.65
15	7.75	0.65	9.60	0.88	8.88	0.96	5.15	0.59
16	10.97	0.89	10.47	1.58	11.31	0.71	8.73	1.19
17	12.83	2.11	9.47	0.57	10.87	1.00	8.02	0.76
18	10.85	1.94	11.99	0.60	13.46	0.58	2.44	1.34
19	0.00	0.00	6.65	0.94	1.24	1.12	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 31: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 14.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

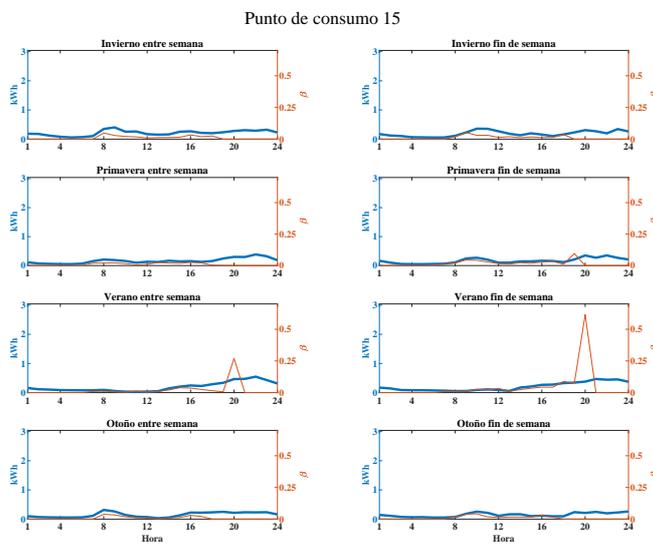


Figura 57: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 15.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.49	3.42	1.02	0.74	0.00	0.00
8	3.85	2.55	2.00	1.91	1.34	0.70	3.73	3.70
9	2.88	7.40	1.96	5.02	0.67	0.94	3.10	4.61
10	2.01	3.24	1.36	6.10	0.65	1.88	2.52	3.58
11	0.95	5.54	0.75	2.28	0.82	1.59	1.07	4.11
12	1.41	5.09	1.04	2.86	0.92	2.57	1.28	1.39
13	0.97	1.42	2.63	1.35	0.89	0.76	0.45	1.21
14	1.27	1.08	1.52	1.72	1.59	1.80	0.68	1.81
15	1.26	1.53	1.38	1.43	3.24	3.62	1.82	1.19
16	2.56	1.66	2.61	3.77	3.05	3.24	3.10	2.35
17	1.89	1.59	2.27	2.60	2.71	3.22	2.55	2.23
18	2.40	2.87	0.92	0.79	3.33	6.71	0.06	0.00
19	0.00	0.00	0.08	7.42	0.48	5.81	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	20.18	50.55	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 32: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 15.

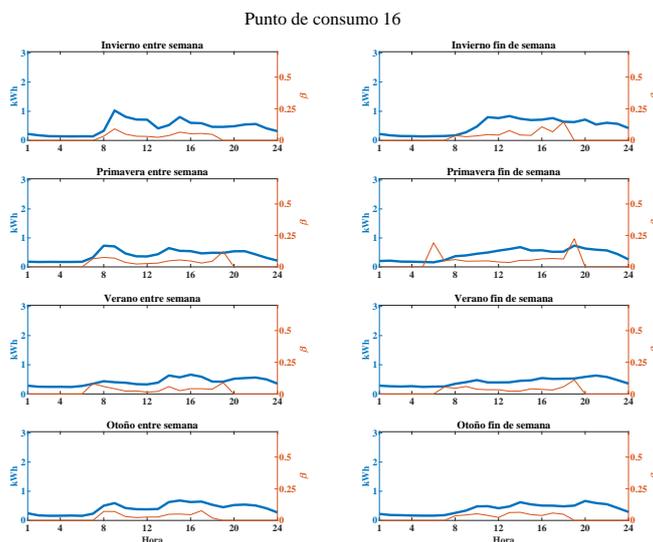


Figura 58: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 16.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	5.53	7.07	7.81	4.54	0.00	0.00
8	3.03	3.10	8.91	4.85	7.20	5.99	9.50	2.88
9	8.65	5.24	8.48	3.76	3.66	4.43	8.32	3.75
10	6.24	3.30	4.15	5.85	3.33	2.79	2.93	5.41
11	2.57	6.67	2.08	6.53	1.76	2.52	1.90	3.36
12	2.19	3.29	2.58	2.94	2.55	2.52	2.08	1.77
13	1.85	5.83	2.27	4.36	1.80	1.61	2.10	5.75
14	3.65	3.23	4.72	6.51	4.35	1.75	5.30	6.71
15	5.76	4.48	5.82	6.35	1.94	5.51	6.41	4.56
16	4.17	8.95	4.15	5.64	3.39	6.43	3.84	7.64
17	4.56	5.79	3.23	4.99	3.87	4.20	6.66	5.32
18	3.59	17.39	3.94	4.73	3.26	4.38	3.29	3.65
19	0.00	0.00	9.10	18.19	7.27	9.09	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 33: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 16.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

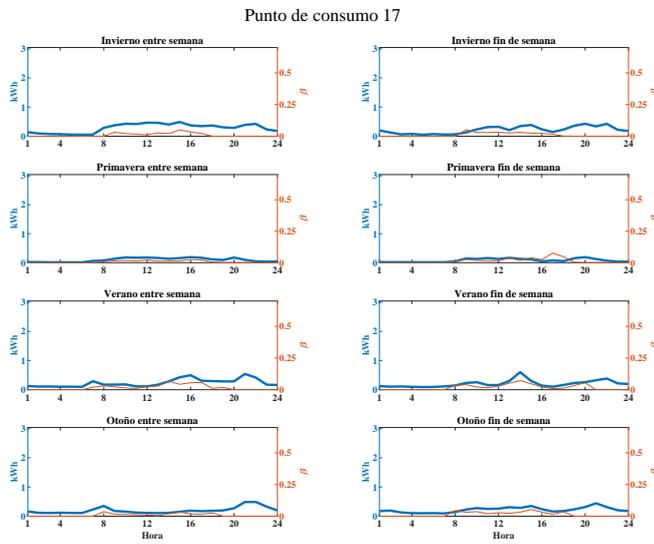


Figura 59: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 17.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	3.98	1.40	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.64	0.89	2.63	2.75	3.15	3.31
9	2.72	4.32	1.23	3.24	2.86	2.97	1.73	2.53
10	2.13	2.23	1.30	1.67	2.59	3.10	1.31	3.54
11	1.74	2.21	1.08	1.20	2.01	1.22	1.31	1.39
12	1.30	2.36	2.01	2.02	1.90	2.11	0.72	2.03
13	2.40	1.96	1.31	2.75	2.16	3.93	0.53	2.48
14	2.46	2.28	1.00	1.34	12.03	5.37	1.48	2.40
15	3.80	2.30	1.74	2.94	4.87	3.54	3.45	3.97
16	2.56	1.84	1.89	1.82	4.81	1.59	1.76	4.14
17	1.76	1.35	1.81	5.72	4.74	0.63	1.52	1.23
18	1.35	0.06	0.77	3.50	1.02	1.35	1.95	2.65
19	0.00	0.00	0.00	0.25	2.19	1.29	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 34: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 17.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

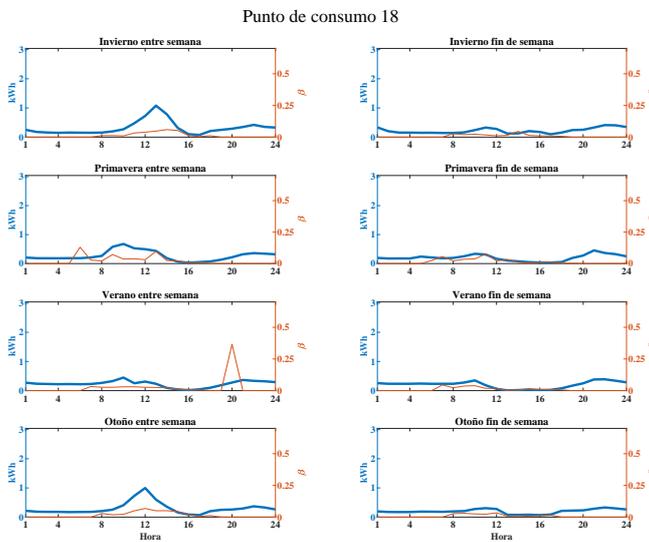


Figura 60: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 18.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	10.82	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	2.84	4.53	4.38	3.89	0.00	0.00
8	1.57	2.40	1.95	1.73	2.39	1.72	2.70	2.25
9	1.08	1.61	5.78	3.09	3.66	2.71	1.86	3.39
10	1.56	1.71	3.51	3.17	3.33	2.92	2.50	2.03
11	2.86	1.94	2.97	5.75	2.28	1.35	3.74	2.54
12	2.96	1.30	2.92	1.62	4.36	3.75	6.60	2.59
13	3.57	1.06	7.25	2.47	2.69	0.16	5.06	0.58
14	4.90	3.40	1.96	0.82	1.65	0.43	3.80	0.75
15	3.94	1.97	1.62	0.79	2.41	0.91	3.28	0.46
16	1.04	1.50	0.63	0.63	0.43	0.56	2.15	1.26
17	0.51	1.01	0.80	0.85	1.05	0.73	0.77	1.21
18	0.84	0.48	0.29	0.25	0.51	2.49	0.89	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.58	0.14	0.09	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	44.48	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 35: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 18.

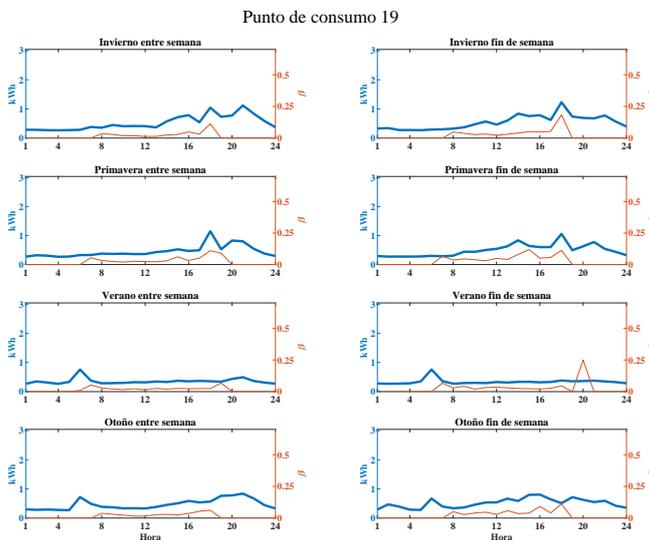


Figura 61: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 19.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	6.07	14.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	5.44	5.14	5.39	5.36	0.00	0.00
8	2.90	6.81	2.90	3.62	2.59	2.19	4.45	3.96
9	2.61	3.09	3.05	4.81	2.59	3.20	3.90	4.50
10	2.00	2.07	1.87	2.88	1.90	3.00	1.96	6.01
11	2.25	2.74	3.23	5.63	2.44	2.42	1.46	4.29
12	2.41	2.57	2.57	4.46	1.09	2.71	1.45	3.59
13	1.11	2.27	3.24	3.01	3.47	2.23	2.22	4.38
14	1.97	3.48	3.14	7.72	1.46	1.88	2.36	4.80
15	3.25	4.67	4.62	10.48	1.94	13.97	1.93	3.77
16	5.13	4.72	3.89	5.92	1.86	1.92	3.82	12.87
17	2.76	4.31	4.08	8.49	2.73	3.56	5.16	5.30
18	8.91	15.92	10.14	10.66	2.82	3.44	4.62	8.43
19	0.00	0.00	6.79	3.33	5.95	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.22	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 36: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 19.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

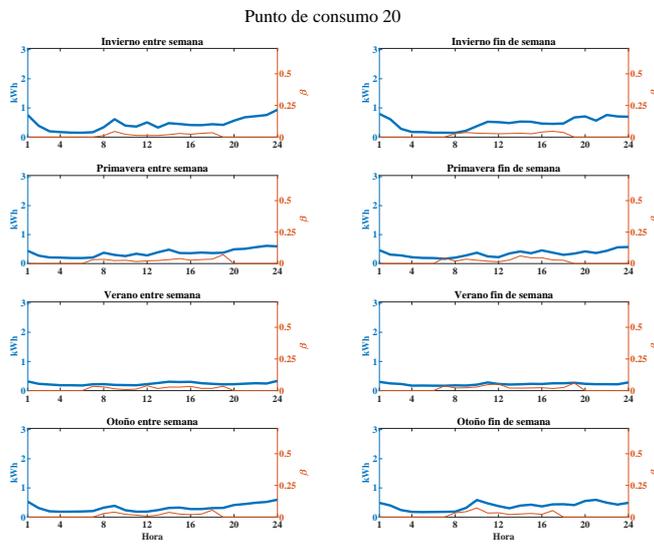


Figura 62: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 20.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	13.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.25	3.70	3.19	3.01	0.00	0.00
8	1.16	3.25	3.48	2.05	2.61	1.59	3.53	2.54
9	4.55	2.71	2.45	2.96	1.17	1.71	3.08	3.71
10	2.32	6.21	2.39	3.76	0.73	3.25	1.83	6.87
11	1.85	3.79	1.86	2.88	2.44	3.54	2.02	2.93
12	1.04	2.32	1.83	1.29	2.93	3.87	0.88	3.42
13	1.21	2.56	2.37	5.75	4.05	1.52	1.19	1.72
14	1.48	2.34	3.00	6.04	2.11	1.50	3.92	5.73
15	2.20	2.75	5.67	3.89	2.09	4.06	2.23	2.15
16	1.82	3.92	2.45	6.51	2.60	1.74	1.92	1.68
17	2.53	4.72	2.94	2.16	1.66	2.01	2.11	4.98
18	3.03	3.49	3.07	2.82	2.03	2.70	4.75	11.41
19	0.00	0.00	5.32	0.00	3.58	3.70	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 37: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 20.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

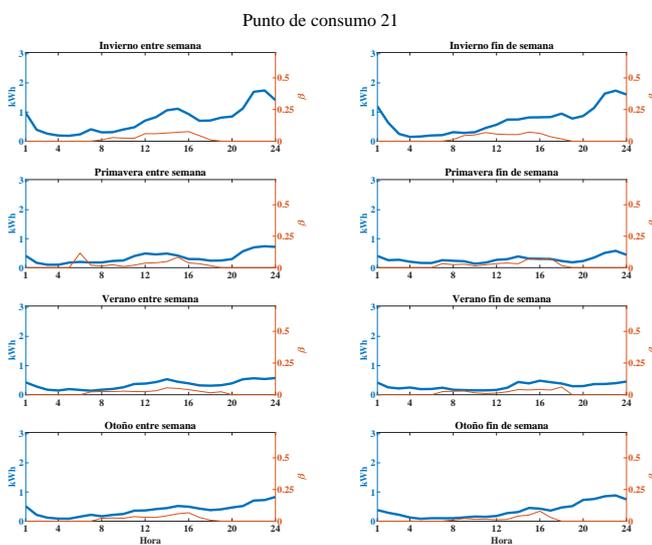


Figura 63: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 21.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.78	3.01	2.15	3.70	0.00	0.00
8	1.13	3.00	1.66	3.42	2.24	5.76	2.13	2.55
9	2.36	5.87	1.89	3.69	2.44	2.24	2.37	1.55
10	4.38	3.74	1.30	1.06	2.12	1.12	3.62	1.55
11	4.77	5.29	2.35	2.96	1.90	0.72	2.72	1.46
12	4.45	4.24	3.25	5.22	2.45	1.00	2.41	0.86
13	4.45	3.96	3.39	2.78	2.36	1.75	3.45	1.74
14	4.85	4.76	3.64	5.68	4.08	3.05	3.19	3.50
15	5.96	11.92	6.22	5.43	3.72	2.82	4.38	3.63
16	6.06	4.65	3.36	4.88	3.63	3.14	6.67	5.91
17	4.79	4.70	5.33	5.48	2.54	3.93	2.74	2.44
18	1.00	4.67	1.58	1.59	1.51	4.86	0.64	3.50
19	0.00	0.00	0.86	1.92	2.39	3.03	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 38: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 21.

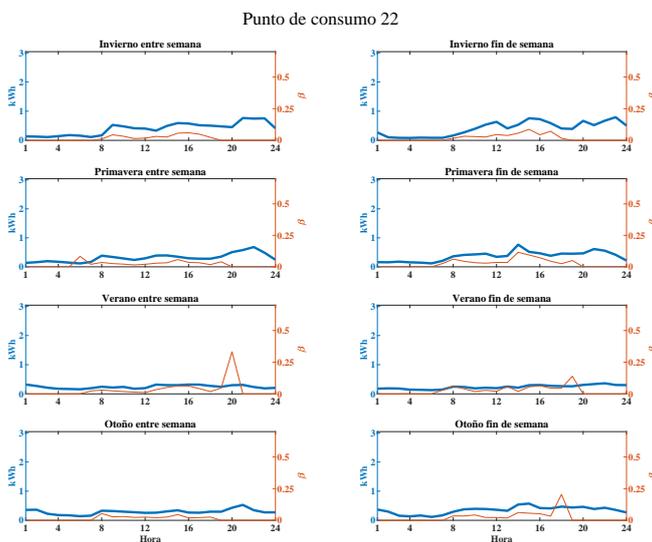


Figura 64: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 22.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	6.24	8.26	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.98	3.50	2.12	2.29	0.00	0.00
8	1.53	1.73	3.60	5.72	3.64	6.46	5.33	7.83
9	3.89	4.19	3.05	3.87	2.82	3.83	2.62	3.39
10	2.87	2.22	2.01	3.03	1.86	1.39	3.98	5.18
11	1.06	4.84	1.70	6.27	2.31	2.10	1.85	2.40
12	1.51	5.02	2.02	2.62	1.40	1.51	4.51	4.17
13	2.33	2.87	3.01	2.58	2.53	4.39	3.42	1.37
14	1.98	4.23	2.73	14.27	3.79	1.45	1.93	5.54
15	6.20	6.77	4.33	7.06	4.71	4.13	5.45	5.38
16	4.94	3.46	3.55	6.35	5.28	4.81	1.92	4.93
17	5.09	7.28	2.99	3.35	4.61	3.45	1.73	5.33
18	2.08	1.48	1.69	3.10	1.54	3.67	1.93	15.36
19	0.00	0.00	3.00	3.75	3.90	10.44	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	24.92	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 39: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 22.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

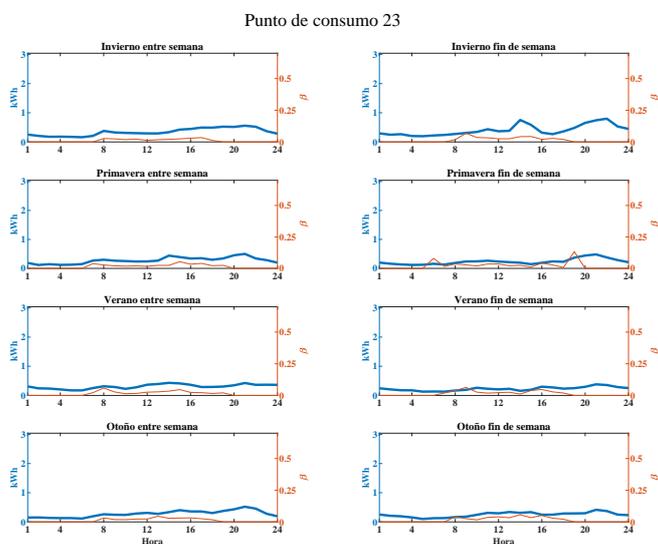


Figura 65: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 23.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	4.44	5.96	0.00	9.38	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.29	1.20	2.27	1.80	0.00	0.00
8	2.29	3.81	2.39	3.18	6.16	2.95	3.12	5.16
9	1.89	5.16	2.34	2.20	2.50	4.74	2.77	1.92
10	1.96	9.20	2.43	1.45	1.08	1.93	1.73	2.44
11	2.07	3.38	1.67	2.65	1.44	1.37	1.79	3.74
12	1.85	2.73	1.29	3.98	2.47	1.65	1.88	4.44
13	1.34	3.24	1.94	1.57	4.22	1.89	4.20	7.13
14	2.68	6.39	4.20	1.80	4.24	0.81	2.40	4.24
15	2.16	7.09	4.57	0.82	3.46	3.36	3.77	2.53
16	3.88	4.09	3.09	3.98	2.44	3.54	3.89	3.81
17	3.26	2.12	3.17	2.02	2.21	3.71	3.14	4.15
18	1.41	2.32	2.26	4.08	2.29	4.17	1.31	1.58
19	0.00	0.00	1.80	9.97	1.90	1.38	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 40: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 23.

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

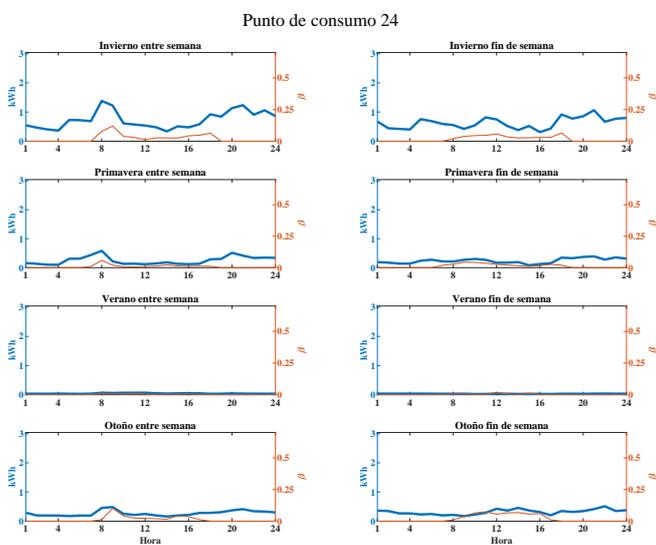


Figura 66: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 24.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	1.74	2.20	0.45	0.17	0.00	0.00
8	9.45	2.19	6.33	4.63	0.93	0.42	1.00	1.12
9	10.19	5.54	1.76	3.24	1.08	0.54	9.72	2.82
10	3.30	3.32	2.35	4.32	0.46	0.23	4.19	4.88
11	3.17	3.62	0.73	3.63	0.62	0.13	3.42	5.60
12	1.38	4.87	0.80	1.98	1.73	1.33	2.86	4.15
13	2.02	2.54	0.94	1.53	0.28	0.52	1.45	4.97
14	1.95	2.20	1.91	1.22	0.42	0.11	3.06	5.09
15	2.01	2.92	2.42	0.79	1.91	1.12	3.27	4.24
16	3.52	4.56	1.11	3.72	1.46	0.15	3.43	5.54
17	4.60	3.05	1.47	1.95	0.46	0.21	1.28	3.99
18	6.21	4.86	1.95	5.48	0.35	0.52	0.11	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.61	0.12	0.42	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 41: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 24.

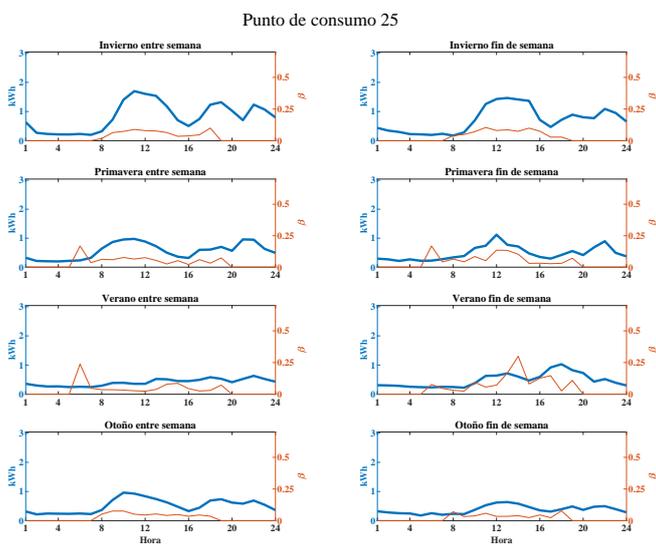


Figura 67: Demanda eléctrica y coeficiente de reparto de la energía de tipo variable para el caso óptimo del punto de consumo 25.

Set de coeficientes de reparto de la energía								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	12.63	12.59	17.80	16.79	0.00	0.00
7	0.00	0.00	3.05	3.95	4.04	5.07	3.52	0.00
8	4.68	3.26	6.17	7.49	3.44	4.54	4.82	5.86
9	5.92	3.67	7.82	5.38	3.39	20.25	6.61	2.48
10	7.07	8.55	6.79	6.63	3.41	7.00	8.06	3.30
11	7.32	7.82	11.09	10.12	2.57	4.23	5.88	4.39
12	8.60	10.47	7.45	10.16	12.16	5.40	4.67	6.19
13	5.92	6.45	9.25	10.44	2.84	37.54	6.50	3.33
14	8.46	5.64	3.08	7.74	5.96	47.47	3.08	4.57
15	4.32	9.16	3.90	5.28	6.63	6.06	5.06	3.75
16	4.56	11.43	2.57	3.19	7.78	9.19	3.87	3.39
17	4.99	3.89	5.67	2.08	2.76	11.77	4.90	2.00
18	8.19	3.86	4.85	3.22	2.74	5.24	2.64	5.84
19	0.00	0.00	5.51	5.32	6.07	10.28	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	7.90	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 42: Coeficiente de reparto de la energía (en%) para cada hora y set del punto de consumo 25.

9.2. Anexo II: Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030

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

Tabla 43: Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Las comunidades energéticas se caracterizan porque se sustentan con los tres pilares fundamentales de la sostenibilidad: el ambiental, el social y el económico. A continuación se describe la relación del presente TFG con los ODS.

En primer lugar, en el ámbito ambiental se caracteriza porque la CEL del caso de estudio genera su propia energía de origen renovable y de proximidad (ODS 7, ODS 11, ODS 13). El sistema de generación es una instalación solar fotovoltaica y situada en las inmediaciones de los puntos de consumo. De esta manera, los hogares reducen el consumo de energía eléctrica de la red. Así como también se desarrolla una movilidad sostenible mediante la implementación de vehículos eléctricos (ODS 9). En este sentido, los vehículos no tienen una contaminación directa debido al consumo de combustibles fósiles, y se persigue su integración dentro de la comunidad para que reduzcan el consumo de la red eléctrica al consumir electricidad directamente de la instalación de generación.

En el ámbito social, los 25 hogares crearán vínculos sociales a favor de la sostenibilidad y surgirán

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

actitudes para perseguir la sostenibilidad ambiental con la finalidad de mantener la explotación de los recursos por debajo de sus límites de renovación. Estos participan en la generación de su propia energía y la comparten, reduciendo así el individualismo (ODS 11, ODS 12). Además, las CEL favorecen la democratización de la energía y la ciudadanía pasa a tener un rol más activo en el sistema energético. De esta manera se empodera al ciudadano en el sector energético. Así como también enriquece los vínculos sociales del barrio.

Finalmente, en el ámbito económico las CEL destacan por la generación de la propia energía dentro de la población local, fomentando las oportunidades de empleo local (ODS 8). Proyectos como la constitución de una CEL tienen mayores efectos multiplicadores de empleo y de movilización de inversiones en la economía local. Además, contribuyen a disminuir la pobreza energética al reducir los costes de suministro eléctrico y de los combustibles en los vehículos particulares (ODS 10).

Parte II

PRESUPUESTO

10. Observaciones previas

En el siguiente apartado se cuantifica el coste de realizar la identificación y evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local. El estudio se ha realizado en un periodo de 8 meses, teniendo en cuenta la revisión bibliográfica sobre el campo del modelado de las CEL, de los costes de todos los elementos que la componen y previsiones de estos. Así como la integración de los vehículos eléctricos en el modelo matemático en Julia y su continua mejora. Finalmente, también se tiene en cuenta la redacción del informe y la supervisión.

11. Presupuesto

11.1. Recursos humanos

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

Tarea	Tiempo dedicado	Cargo	Coste unitario	Coste
Revisión literaria	60 h	Ingeniero Junior	30 €/h	1.800
Adquisición de datos	10 h	Ingeniero Junior	30 €/h	300
Diseño de la metodología	70 h	Ingeniero Junior	30 €/h	2.100
Diseño de la metodología	150 h	Estudiante doctorado	55 €/h	8.250
Diseño de la metodología	150 h	Estudiante doctorado	70 €/h	10.500
Modelado Julia	100 h	Ingeniero Junior	30 €/h	3.000
Modelado Julia	200 h	Estudiante doctorado	55 €/h	11.000
Modelado Julia	200 h	Profesor	70 €/h	14.000
Escribir	80 h	Ingeniero Junior	30 €/h	2.400
Revisión y retroalimentación	85 h	Estudiante doctorado	55 €/h	4.675
Revisión y retroalimentación	25 h	Profesor	70 €/h	1.750
TOTAL	1.130 h	-	-	59.775

Tabla 44: Costes de recursos humanos

11.2. Costes de amortización de software y hardware

El equipamiento hardware utilizado consiste en un ordenador y un portátil pertenecientes al ingeniero junior y dos ordenadores más pertenecientes al doctorando y al profesor especialista. El equipo del ingeniero se ha amortizado a los 8 meses, mientras que el resto del equipo se ha amortizado por las horas de uso remarcadas en la tabla 44, que se han aproximado a un mes.

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

Equipo	Precio	Periodo de amortización	Tiempo de uso	Coste
HP Pavilion Intel Core i7 8th (JE)	1000 €	6 años	8 meses	111,11 €
HP Gaming	1.000 €	6 años	1 mes	14 €
PC Pentium IV2 GHz (SP)	1.500 €	6 años	1 mes	21 €
Microsoft 365 Personal (JE)	62 €/año	–	8 meses	41,33 €
Microsoft 365 Personal (DS)	62 €/año	–	1 mes	5,17 €
Microsoft 365 Personal (SP)	62 €/año	–	1 mes	5,17 €
MATLAB y Simulink para estudiantes (JE)	69 €	2 años	8 meses	23 €
MATLAB Financial Toolbox (JE)	7 €	2 años	8 meses	2,33€
TOTAL				246,11 €

Tabla 45: Costes de software y hardware

11.3. Costes indirectos

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

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

11.4. Resumen del presupuesto

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

Evaluación de las variables críticas para la viabilidad económica de una Comunidad Energética Local empleando generación fotovoltaica de 13 a 100 kWp. Caso de estudio real en Catarroja, València.

Componente	Coste (€)
Recursos humanos	59.775
Software y hardware	246,11
Costes indirectos (10%)	6.002,11
Margen industrial (6%)	360,13
Base imponible	66.383,35
IVA (21%)	13.940,5
TOTAL PRESUPUESTO	80.323,85

Tabla 46: Presupuesto final