

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Desarrollo de Sistema de Gestión para Comunidad Energética basada en la Agregación de Prosumidores

Autor: Francisco De Borja Badillo Cruzado

Tutores: Antonio Jesús Torralba Silgado, Eduardo Hidalgo Fort

Dpto. Ingeniería Electrónica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Desarrollo de Sistema de Gestión para Comunidad Energética basada en la Agregación de Prosumidores

Autor:

Francisco de Borja Badillo Cruzado

Tutores:

Antonio Jesús Torralba Silgado

Catedrático Universitario

Eduardo Hidalgo Fort

Investigador Posdoctoral

Dpto. de Ingeniería Electrónica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Trabajo Fin de Máster: Desarrollo de Sistema de Gestión para Comunidad Energética basada en la Agregación de Prosumidores

Autor: Francisco De Borja Badillo Cruzado

Tutores: Antonio Jesús Torralba Silgado, Eduardo Hidalgo Fort

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Agradecimientos

Este Trabajo Fin de Máster representa la finalización de mis estudios universitarios, y conlleva una carga emocional llena de recuerdos y agradecimientos.

En primer lugar, me gustaría agradecer a Antonio Torralba, Ramón González y Eduardo Hidalgo por dar la oportunidad de integrarme en el Grupo de Ingeniería Electrónica de la ETSI y hacerme partícipe de proyectos de una gran índole. No puedo avanzar sin mencionar mis compañeros de sala, cuya genialidad y positividad, han sido un constante estímulo en los días más difíciles.

La universidad por ofrecer unos servicios públicos, gratuitos y de calidad. Agradecer a aquellos profesores, cuya pasión y profesionalidad, hicieron despertar el interés por la materia y motivar al aprendizaje. A mis compañeros de batallas, pues el paso por la Ingeniería no es un camino fácil, convirtiéndose en un pilar fundamental en la superación de los numerosos desafíos.

El agradecimiento a mi familia por ser un apoyo incondicional en este camino llamado vida, brindándome las oportunidades y los valores que definen en gran medida la persona que soy a día de hoy. No creo que pueda devolver todo lo que han hecho por mí ni en mil años, pero dedicarles este Trabajo Fin de Máster es una manera de expresar mi eterno agradecimiento.

Francisco De Borja Badillo Cruzado

Sevilla, 2023

Resumen

En el marco de este proyecto, se propone un sistema de gestión para las comunidades energéticas compuestas por un conjunto de agregados. Estos agregados cuentan con sistemas de gestión inteligente y disponen de una variedad de recursos energéticos en uso en la actualidad, tales como paneles solares, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos. Entre los objetivos, el sistema de gestión de la comunidad energética es capaz de coordinar los intercambios de energía entre los usuarios, aplicando las políticas de gestión compuesta por tres etapas. En la primera etapa, los usuarios ofertan iterativamente en un mercado diario y programan sus perfiles energéticos. En la segunda etapa, los prosumidores actualizan su programación energética mediante la definición de ofertas en un mercado intradiario en tiempo real. Y la última etapa, que consiste en el cálculo de las desviaciones y los costes a nivel de agregado y Comunidad.

Los resultados evidencian que el sistema de gestión desarrollado permite una disminución de los costos de energía de la comunidad y contribuye a mejorar la integración de los recursos de energía renovable, reduciendo, en consecuencia, la dependencia de la comunidad energética respecto a las redes de suministro aguas arriba. Además, a través del establecimiento de comunicación con la operadora de la red eléctrica, el sistema posibilita la prestación de servicios de agregación al definir el estado operativo de la comunidad energética.

Abstract

Within the framework of this project, a management system is proposed for energy communities composed of a set of aggregates. These aggregates are equipped with intelligent management systems and have access to a variety of currently used energy resources, such as solar panels, energy storage systems, and electric vehicles. Among its objectives, the energy community management system is capable of coordinating energy exchanges between users, applying a management policy consisting of three stages. In the first stage, users iteratively offer in a daily market and schedule their energy profiles. In the second stage, prosumers update their energy scheduling by defining offers in an intraday market for all time slots. The final stage involves calculating deviations and costs at the aggregate and community levels.

The results demonstrate that the developed management system enables a reduction in the energy costs of the community and contributes to enhancing the integration of renewable energy resources, thus reducing the energy community's dependence on upstream supply networks. Furthermore, by establishing communication with the electric grid operator, the system facilitates the provision of aggregation services by defining the operational state of the energy community.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Abreviaturas y acrónimos	xxi
1 Introducción	1
1.1 <i>Antecedentes</i>	1
1.2 <i>Objeto y alcance del proyecto</i>	1
1.3 <i>Estructura del documento</i>	2
2 Fundamentación Teórica	3
2.1 <i>Introducción a las Comunidades Energéticas</i>	3
2.2 <i>Diseño técnico de las Comunidades Energéticas</i>	5
2.2.1 <i>Activos energéticos</i>	5
2.2.2 <i>Tecnologías de la Información y la Comunicación</i>	6
2.2.3 <i>Conexión a red</i>	7
2.3 <i>Estado de las Comunidades Energéticas en España</i>	8
3 Estado del arte	11
3.1 <i>Modelos de Comunidad Energética</i>	11
3.1.1 <i>Modelo Community-based</i>	11
3.1.2 <i>Modelo Peer-to-Peer</i>	12
3.1.3 <i>Modelo Híbrido</i>	13
3.2 <i>Sistemas de gestión en Comunidades Energéticas</i>	14
3.3 <i>Herramientas software para la simulación y gestión energética</i>	15
3.3.1 <i>Datasets</i>	15
3.3.2 <i>Modelos</i>	15
3.3.3 <i>Herramientas</i>	17
4 Caso de estudio	19
4.1 <i>Escenario</i>	19
4.2 <i>Arquitectura</i>	20
4.2.1 <i>Agregados</i>	20
4.2.2 <i>Agregador</i>	21
5 Políticas de Agregación	23
5.1 <i>Modelo de los agregados</i>	23
5.2 <i>Modelo del agregador</i>	24
5.3 <i>Mecanismo de costes</i>	25
5.3.1 <i>Mid-market rate (MMR)</i>	25
5.3.2 <i>Supply Demand Ratio (SDR)</i>	26
5.4 <i>Políticas de agregación</i>	26

5.4.1	Primera etapa: Estado Comunidad Energética	27
5.4.2	Segunda etapa: Mercado P2P	28
5.4.3	Tercera etapa: Facturación eléctrica	28
6	Simulador de Casos de Uso	31
6.1	<i>Datos</i>	31
6.1.1	Precios	31
6.1.2	Generación fotovoltaica	33
6.1.3	Consumo eléctrico	34
6.1.4	Vehículo eléctrico	36
6.2	<i>Simulación</i>	37
6.2.1	CEMS	37
6.2.2	HEMS	38
6.3	<i>Resultados</i>	44
7	Pruebas	47
7.1	<i>Políticas de agregación</i>	47
7.1.1	Primera etapa: Estado CE	47
7.1.2	Segunda etapa: Mercado P2P	48
7.1.3	Tercera etapa: Facturación eléctrica	50
7.2	<i>Estacionalidad</i>	54
7.2.1	Invierno	54
7.2.2	Primavera	55
7.2.3	Verano	56
7.2.4	Otoño	57
7.3	<i>Precio</i>	58
8	Conclusiones y Follow-up	61
8.1	<i>Conclusiones</i>	61
8.2	<i>Líneas futuras</i>	62
9	Referencias	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1. Características de la instalación.	33
Tabla 6.2. Características de los modelos de BESS y EV.	39
Tabla 6.3. Atributos Dataframe "Usuarios".	44
Tabla 6.4. Atributos Dataframe "Comunidad".	45
Tabla 7.1. Resultados CE según mecanismo de coste.	50
Tabla 7.2. Resultados a nivel usuario según mecanismo de coste.	51
Tabla 7.3. Resultados a nivel usuario para el día 4 de febrero.	54
Tabla 7.4. Resultados a nivel usuario para el día 12 de mayo.	55
Tabla 7.5. Resultados a nivel usuario para el día 22 de julio.	56
Tabla 7.6. Resultados a nivel usuario para el día 9 de noviembre.	57
Tabla 7.7. Comparación de resultados según estacionalidad.	58
Tabla 7.8. Comparación de resultados según precio.	58
Tabla 7.9. Resultados a nivel usuario para el día 8 de marzo.	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema general de una Comunidad Energética [7].	4
Figura 2.2. Capas de la Comunidad Energética.	5
Figura 2.3. Instalación de placas solares fotovoltaicas con almacenamiento en vivienda [12].	6
Figura 2.4. Comunidad Energética con conexión virtual [16].	7
Figura 2.5. Comunidades Energéticas implementadas con el programa CE-Implementa [18].	8
Figura 2.6. Modelo de Comunidad Energética Ampere [21].	9
Figura 3.1. Modelo Community-based [24].	11
Figura 3.2. Modelo P2P [24].	12
Figura 3.3. Modelo híbrido [24].	13
Figura 4.1. Escenario de la Comunidad Energética.	19
Figura 4.2. Modelo HEMS basado en [66].	20
Figura 4.3. Estructura de la Comunidad Energética.	21
Figura 4.4. Arquitectura de la Comunidad Energética basada en la nube.	22
Figura 5.1. Modelo de los agregados.	23
Figura 5.2. Modelo del agregador.	24
Figura 5.3. Etapas de las políticas de agregación.	26
Figura 5.4. Primera etapa: Estado Comunidad Energética basado en [68].	27
Figura 6.1. Estructura Simulador de Casos de Uso.	31
Figura 6.2. Evolución del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en los últimos años.	32
Figura 6.3. Tarifa 2.0 TD.	32
Figura 6.4. Comparativa de la generación solar para las diferentes instalaciones en Sevilla.	33
Figura 6.5. Curvas de generación de la instalación I para distintas épocas del año en Sevilla.	34
Figura 6.6. Perfiles de consumo de usuario final pertenecientes al dataset.	34
Figura 6.7. Perfil de consumo desagregado en diferentes aplicaciones.	35
Figura 6.8. Configuración de los Usuarios de la Comunidad Energética.	36
Figura 6.9. Respuesta agregado según las tecnologías usadas (I).	38
Figura 6.10. Respuesta agregado según tecnologías usadas (II).	38
Figura 6.11. HEMS - Prosumidor.	40
Figura 6.12. HEMS - Prosumidor + CC.	40
Figura 6.13. HEMS - Prosumidor + CC + BESS.	41
Figura 6.14. HEMS - Prosumidor + CC + EV.	42
Figura 6.15. HEMS - Prosumidor + CC + BESS + EV.	43
Figura 7.1. Primera etapa: Estado CE (MMR).	47
Figura 7.2. Primera etapa: Estado CE (SDR).	48

Figura 7.3. Segunda etapa: Mercado P2P (MMR).	48
Figura 7.4. Segunda etapa: Mercado P2P (SDR).	48
Figura 7.5. Segunda etapa: Mercado P2P – Usuario "H09".	49
Figura 7.6. Segunda etapa: Mercado P2P – Usuario "H11".	49
Figura 7.7. Resultados Segunda Etapa: Mercado P2P - Usuario "H11".	49
Figura 7.8. Tercera etapa: Facturación eléctrica (MMR).	50
Figura 7.9. Tercera etapa: Facturación eléctrica (SDR).	50
Figura 7.10. Balance energético del usuario "H11".	52
Figura 7.11. Coste usuario "H11".	52
Figura 7.12. Balance energético del usuario "H18".	53
Figura 7.13. Coste usuario "H18".	53
Figura 7.14. Tercera etapa: Facturación eléctrica - 4 de febrero 2022.	54
Figura 7.15. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 12 de mayo 2022.	55
Figura 7.16. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 22 de julio 2022.	56
Figura 7.17. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 9 de noviembre 2022.	57
Figura 7.18. Primera etapa: Estado CE – 8 de marzo de 2022.	58
Figura 7.19. Segunda etapa: Mercado P2P - 8 de marzo de 2022.	59
Figura 7.20. Tercera etapa: Facturación eléctrica - 8 de marzo de 2022.	59

Abreviaturas y acrónimos

AC	Corriente Alterna
BESS	Battery Energy Storage System
BS	Bill Sharing
C2G	Community-to-grid
CC	Cargas Controlables
CCE	Comunidad Ciudadana de Energía
CE	Comunidad Energética
CEMS	Community Energy Management System
CER	Comunidad de Energía Renovable
CM	Community Manager
DER	Distributed Energy Resource
DR	Demand Response
DRL	Deep Reinforcement Learning
ES	Energy Sharing
EV	Electric Vehicle
G2C	Grid-to-Community
HEMS	Home Energy Management System
IoT	Internet of Things
KPI	Key Performance Indicator
ML	Machine Learning
MMR	Mid-Market Rate
P2P	Peer-to-Peer
PV	Panel fotovoltaico
SDR	Supply Demand Ratio
SIS	Share of Individual Savings
SOC	State of charge
SS	Self-Sharing
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación

TMY	Typical Meteorological Year
UE	Unión Europea
V2B	Vehicle-to-building
V2G	Vehicle-to-grid

1 INTRODUCCIÓN

En el siguiente apartado se extrae una visión general del proyecto mediante la definición de los antecedentes, los objetivos y la estructura que sigue este proyecto.

1.1 Antecedentes

En un contexto de creciente conciencia global sobre el cambio climático y la reducción de las emisiones que afectan al medio ambiente, la transición energética se ha alzado como una necesidad ineludible en la agenda mundial. Esta transición, impulsada por la inclusión de las fuentes de energía distribuidas (DERs, por sus siglas en inglés), representa un cambio fundamental en la forma en que se produce, entrega y consume la energía.

Tradicionalmente, la red de distribución ha sido un sistema radial donde la energía fluía de manera unidireccional desde las plantas generadoras hasta los consumidores fijos. Con el nuevo modelo, se alza la figura del consumidor pudiéndose convertir en generadores de electricidad e interactuar con la red de diferentes maneras. Aunque la integración de las fuentes de energía distribuidas ha causado ciertas desavenencias en la gestión de la red, tales como la presencia de armónicos [1], dificultades en la regulación de la tensión [2] o inestabilidades de pequeña señal [3], no han sido suficientes como para frenar su implementación masiva.

Cuando los consumidores se convierten también en productores, aparece la idea de las comunidades energéticas locales. Estas comunidades permiten a los prosumidores generar, almacenar y compartir energía de forma coordinada promoviendo la autosuficiencia energética y la reducción de emisiones. Además, en España, la tarifa para la venta de electricidad que vuelve a la red eléctrica es más baja que el precio de compra de electricidad procedente de la red eléctrica, lo que proporciona a los agregados incentivos económicos para comerciar entre sí antes de comerciar por separado con la red eléctrica [4].

A pesar de las múltiples ventajas de las comunidades energéticas, la falta de modelos de referencia que permitan vencer las barreras legales, tecnológicas y sociales, hacen que España se encuentre muy atrasada con respecto a países vecinos como Holanda y Alemania, en donde estas comunidades están ampliamente desarrolladas como recoge el documento elaborado por la Unión Europea [5].

1.2 Objeto y alcance del proyecto

El objeto de este Trabajo Fin de Máster es desarrollar una solución integral para la gestión de comunidades energéticas compuestas por un conjunto de agregados con sistemas de gestión inteligente. Es decir, el desarrollo de un algoritmo capaz de facilitar intercambios eficientes de energía entre sus miembros y optimizar el uso de recursos energéticos.

De una manera detallada, el proyecto persigue:

- La definición de una arquitectura de referencia para las comunidades energéticas. Esta arquitectura incluye la definición de los elementos constitutivos, su funcionalidad, las interfaces estándar con los HEMS (Home Energy Management Systems) y SmartMeters, por una parte, y con la operadora y comercializadora del sistema eléctrico.
- El desarrollo del algoritmo de gestión que, mediante la definición de reglas de actuación y los mecanismos teóricos de optimización, determine la situación general de la comunidad energética y las mejores políticas de gestión de la comunidad que garanticen la sostenibilidad del consumo con el mejor balance económico. Además, este algoritmo debe contar con dos horizontes temporales: previsión a medio plazo, basado en información de los prosumidores y estado del mercado eléctrico; y

previsión a corto plazo, basado en las necesidades inmediatas y en las fluctuaciones del mercado eléctrico.

- La implementación de un simulador de casos de uso que permita recrear condiciones de operación realistas para la comunidad energética y analizar de manera exhaustiva los resultados obtenidos en estas simulaciones.

Este Trabajo Fin de Máster se encuentra dentro del marco del proyecto IoT for AI-based Management of Energy Communities– IoT4EnCom desarrollado en el Grupo de Ingeniería Electrónica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

1.3 Estructura del documento

El siguiente documento se encuentra estructurado de la siguiente forma:

1. Introducción: En esta sección inicial se extrae una visión general del proyecto mediante la definición de los antecedentes, los objetivos y la estructura del documento.
2. Fundamentación Teórica: Se expone una introducción a las Comunidades Energéticas, un estudio de los aspectos relevantes en el diseño técnico de este tipo de modelo y un análisis de la normativa, así como de las Comunidades Energéticas actualmente implementadas en España.
3. Estado del arte: Se realiza un estudio exhaustivo de las soluciones desarrolladas en el contexto de las Comunidades Energéticas, haciendo énfasis en los intercambios de energía. Para ello, el capítulo se divide en tres secciones que abordan los modelos de Comunidad Energética, los sistemas de gestión y las herramientas software referenciadas en la literatura.
4. Caso de estudio: Este capítulo establece la infraestructura tecnológica y organizativa sobre la que se construirán las estrategias de agregación en el marco de la Comunidad Energética. Una primera parte, donde se establece el escenario con las funcionalidades de las tecnologías consideradas. Y una segunda parte, donde se expone el modelo de la comunidad energética y los canales de comunicación con las partes interesadas: agregados y operador de la red eléctrica.
5. Políticas de agregación: Este capítulo tiene como objetivo establecer las directrices y reglas para la actuación de la CE. Se exponen los modelos teóricos para el agregado y la comunidad energética, así como los mecanismos de costes que permiten el cálculo interno de los precios en la CE. Se finaliza con el apartado de políticas de agregación, donde se definen los horizontes temporales y se establecen las reglas de actuación entre los agregados y la Comunidad Energética.
6. Simulador de casos de uso: Se describe la herramienta implementada para analizar y evaluar el escenario definido para la Comunidad Energética.
7. Pruebas: Se analizan las diferentes variaciones a nivel energético que pueden darse en el escenario definido, estudiando los impactos que tiene tanto en la comunidad como en los usuarios. En el apartado de políticas de agregación, se analiza en detalle las etapas de agregación con respecto a los dos mecanismos de coste desarrollados. Posteriormente, se analizan los efectos de la estacionalidad en la autosuficiencia de la comunidad y los costes asociados. Finalmente, se examinan las fluctuaciones de precios y su influencia en los ahorros energéticos.
8. Conclusiones y Follow-up: Se presentan las conclusiones y las líneas de investigación futuras resultantes de la realización de este Trabajo Fin de Máster.
9. Referencias: Se incluyen las referencias bibliográficas y los recursos web consultados para la ejecución del proyecto.

2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo, se expone el marco teórico relevante en torno a las Comunidades Energéticas para este proyecto. Con este propósito, se realiza una introducción a las Comunidades Energéticas, un estudio de los aspectos relevantes en el diseño técnico de este tipo de modelo y un análisis de la normativa, así como de las Comunidades Energéticas actualmente implementadas en España.

2.1 Introducción a las Comunidades Energéticas

Las Comunidades Energéticas son una forma de coordinar acciones energéticas colectivas en torno a la participación y gobernanza abiertas y democráticas y la generación de beneficios para los miembros. La legislatura europea define por primera vez las Comunidades Energéticas mediante estos dos conceptos: Comunidad de Energía Renovable (CER), descrita en la Directiva UE 2018/2001 en el marco de la Directiva de Energías Renovables y la Comunidad Ciudadana de Energía (CCE) con la Directiva UE 2019/944 en el marco de la Directiva de Mercado Interior de la Electricidad.

Estos conceptos establecen un marco jurídico para la participación colectiva de los ciudadanos en el sistema energético. Ambos tipos de entidades se caracterizan por los siguientes elementos conceptuales comunes [5]:

- **Gobernanza:** la participación en proyectos de energías renovables debe estar abierta a todos los miembros locales potenciales sobre la base de criterios no discriminatorios.
- **Propiedad y control:** Ambas definiciones destacan la participación y el control efectivo por parte de los ciudadanos, las autoridades locales y las empresas más pequeñas cuya actividad económica principal no es el sector energético.
- **Propósito:** El propósito principal es generar beneficios sociales y ambientales en lugar de centrarse en las ganancias financieras.

En el marco jurídico español, en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, se definen las Comunidades de Energías Renovables haciendo referencia a los conceptos previamente establecidos por la Unión Europea como *“entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras”*.

Las comunidades energéticas pueden realizar diferentes actividades según define el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [6]:

- Generar energía a través de fuentes renovables, ya sea para plantas de generación o autoconsumo colectivo.
- Distribuir energía, haciéndose responsable de la gestión y mantenimiento de la instalación.
- Suministrar energía, mediante la adquisición de energía en el mercado mayorista de electricidad.
- Agregar energía a través de brindar al operador del sistema y a las distribuidoras servicios de flexibilidad y balance de red.
- Realizar actividades de almacenamiento compartido de energía.
- Intercambiar energía entre los miembros.
- Operar y gestionar estaciones de recarga de vehículos eléctricos y otros servicios de energía.

Según las características de la comunidad, se pueden dar diferentes alternativas: conjunto de miembros enlazados a una red de baja tensión, comunidades que se establecen en edificios residenciales hasta comunidades compuestas por clústeres de empresas, entre otras.

Las comunidades energéticas también pueden tener alcances diferentes, y con ello, hacer uso de diferentes tecnologías, véase la figura 2.1. Por ejemplo, se pueden basar en la generación centralizada mediante la instalación de placas solares fotovoltaicas, intercambios de energía entre sus miembros haciendo uso de Blockchain, almacenamiento de energía mediante baterías o, incluso, como agregador de energía a través de las Tecnologías de Información y Comunicación. Todas estas tecnologías, se verán en más detalle en el siguiente apartado titulado Diseño Técnico de las Comunidades Energéticas.

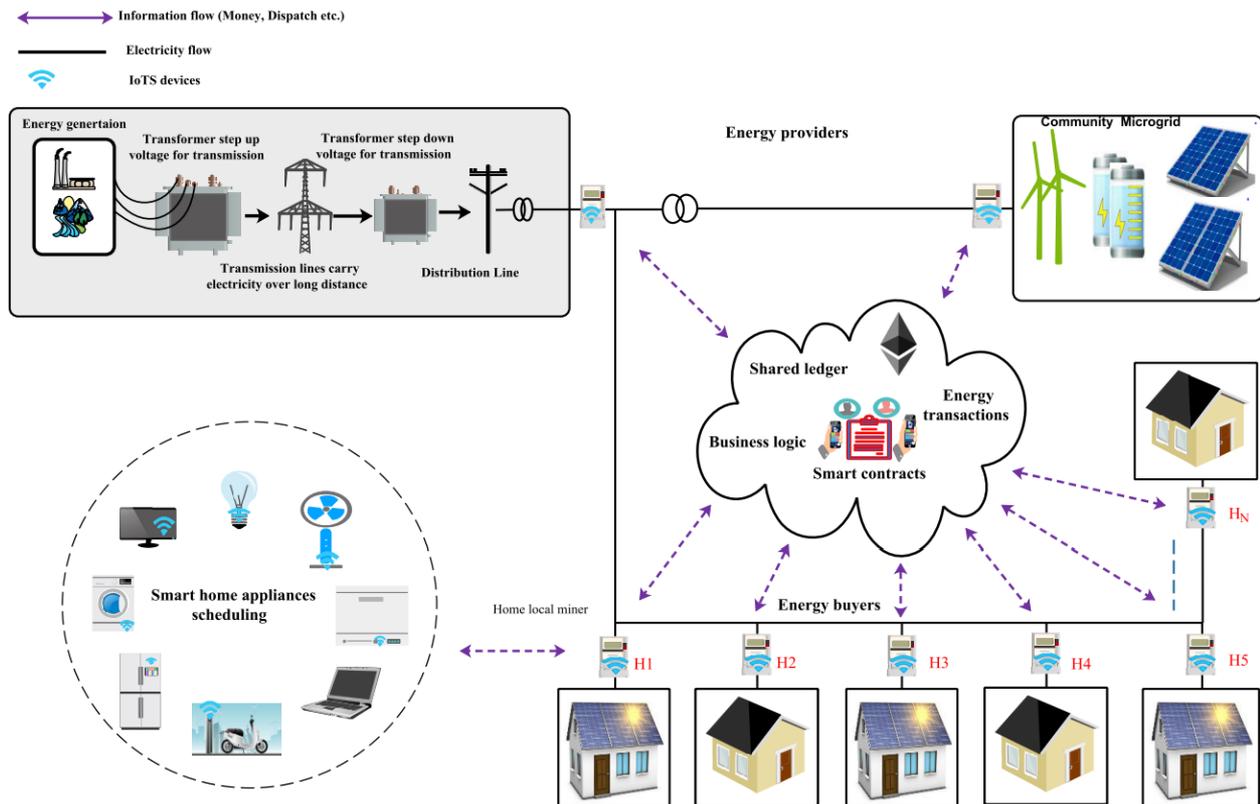


Figura 2.1. Esquema general de una Comunidad Energética [7].

Los beneficios de estas comunidades son claros. Por un lado, proporcionan a los ciudadanos un acceso independiente a las energías renovables, pudiendo beneficiarse económicamente de su consumo y distribución. Además, crean oportunidades de inversión para ciudadanos y empresas locales. Por otro lado, aportan ventajas medioambientales, mediante la reducción de los niveles de contaminación, y beneficios sociales, gracias al avance en la calidad de vida tanto en áreas urbanas como rurales, la creación de empleo y el incremento de la cohesión social [6]. En resumen, todos estos beneficios logran reducir la dependencia energética y el impacto medioambiental convirtiendo a las Comunidades Energéticas en uno de los elementos primordiales en la transición energética.

2.2 Diseño técnico de las Comunidades Energéticas

Este apartado se centra en el diseño técnico de una Comunidad Energética, tomando como base el enfoque propuesto en el documento [8]. En este contexto, se considera que una Comunidad Energética se compone de tres capas interconectadas: los activos físicos, las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) y la conexión a la red. Cada una de estas capas desempeña un papel crítico para el éxito y la aceptación de las comunidades energéticas de un país.

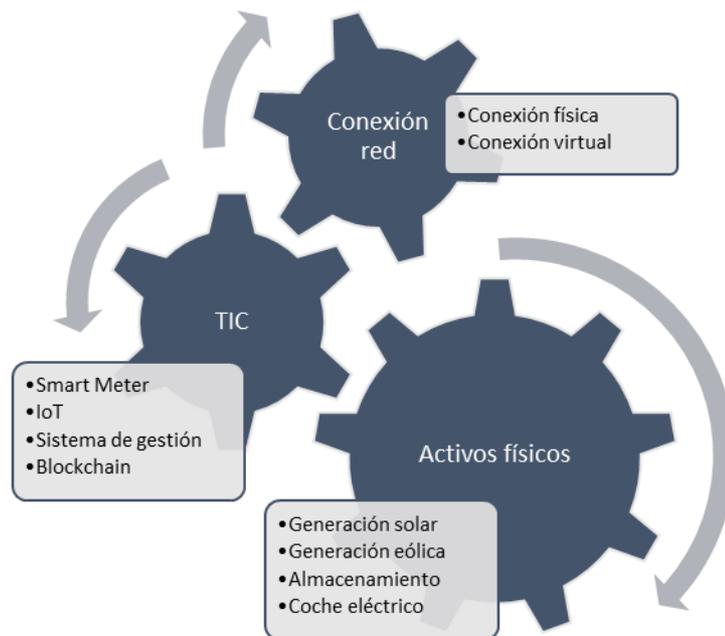


Figura 2.2. Capas de la Comunidad Energética.

2.2.1 Activos energéticos

En los activos de energía física se incluyen los recursos energéticos distribuidos basados en la generación, almacenamiento y movilidad eléctrica.

En el contexto de la generación renovable, las tecnologías solar fotovoltaica y eólica son las más utilizadas hoy en día en las comunidades energéticas según el estudio del Centro Común de Investigación de la Unión Europea [5]. La tecnología solar fotovoltaica destaca debido a su modularidad, permitiendo una fácil integración en entornos rurales y urbanos. Existe una serie de propiedades a tener en cuenta en su diseño como la posición de montaje, el ángulo de inclinación con la horizontal o el clima, según especifica el artículo [9].

Por otro lado, el uso de aerogeneradores donde el recurso eólico sea suficiente. Hay una tendencia creciente hacia los sistemas híbridos compartiendo energía solar y eólica. La energía eólica y la energía fotovoltaica se consideran en su mayoría opuestos, ya que los días nublados soplan fuertes vientos, y durante los días soleados los vientos soplan de manera leve. Esta propiedad ayuda al sistema híbrido al proporcionar entradas consistentes para la generación de energía [10]. En espacios amplios como el ámbito rural, se podrían utilizar tecnologías como la digestión anaerobia de residuos orgánicos o el aprovechamiento de biomasa mediante residuos agrícolas [11].

Con respecto a las tecnologías de almacenamiento, se considera el caso de las de baterías de tipo Li-ion. Estos sistemas de almacenamiento de energía permiten que los usuarios puedan almacenar los excedentes que generan sus instalaciones solares durante las horas de mayor producción y menor demanda. Así como descargar la batería en aquellos tramos de mayor consumo, con el fin de gestionar de manera más eficiente los recursos y costos asociados. En la siguiente figura, se expone un ejemplo de este tipo de instalaciones.

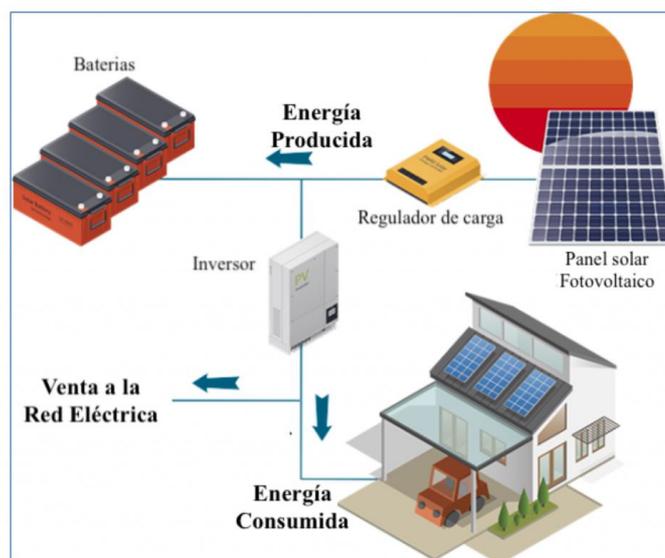


Figura 2.3. Instalación de placas solares fotovoltaicas con almacenamiento en vivienda [12].

Otro dispositivo que puede actuar como sistema de almacenamiento detrás del contador es el vehículo eléctrico (EV, por sus siglas en inglés) realizando las funciones de *vehicle-to-grid* (V2G) y *vehicle-to-building* (V2B) [13]. Son acciones basadas en la carga inteligente mediante la conexión bidireccional entre la red eléctrica y el EV.

El V2G consiste en la descarga de la energía almacenada en el EV hacia la red eléctrica, posibilitando la interacción entre las baterías y la red. Por otro lado, el V2B ofrece la posibilidad de emplear la batería de los EV como fuente de alimentación de la vivienda, permitiendo la optimización de la factura energética de los usuarios finales. Además, se puede utilizar como sistema back-up en el caso de haber problemas de suministro desde la red, aplicación que no se tiene en cuenta en este proyecto.

2.2.2 Tecnologías de la Información y la Comunicación

Uno de los aspectos más importantes para el desarrollo de Comunidades Energéticas es el acceso a los datos, que permita una optimización eficiente de los recursos tanto en la etapa de diseño como en la implementación. En este contexto, las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC) permiten la supervisión y gestión de los componentes físicos mediante el seguimiento de la información relacionada con el estado de la generación solar, los intercambios energéticos o determinados KPIs, entre otros.

Una de las fuentes primordiales de los datos, son los contadores de consumo inteligentes denominados Smart Meter. El Smart Meter es un dispositivo capaz de medir y enviar los datos del consumo de energía bidireccional a un servidor remoto. Se colocan entre la acometida de la red de distribución y la instalación eléctrica interna del consumidor [11].

Además del Smart Meter, es importante contar con sistemas de conectividad basados en el Internet de las Cosas (IoT, por sus siglas en inglés) que permitan monitorizar y controlar los diferentes activos energéticos. El término IoT se refiere a una red de sensores capaces de medir, procesar y compartir información constantemente a través de Internet. Esto, por ejemplo, permite a la Comunidad Energética obtener datos de la instalación de generación solar en tiempo real.

La clave radica en la integración de esta gran cantidad de datos generados por los dispositivos en sistemas de gestión inteligente. Estos sistemas utilizan algoritmos avanzados de análisis de datos y aprendizaje automático para convertir los datos crudos en información valiosa y procesable. Así, los gestores de la comunidad energética pueden tomar decisiones informadas y oportunas para optimizar el rendimiento de sus activos y garantizar una gestión de la energía.

Por otro lado, destaca el término Blockchain como tecnología habilitante. Este concepto hace referencia a un conjunto de estructuras de datos compartidas y distribuidas capaces de almacenar de forma segura y automática transacciones digitales sin necesidad de una autoridad central. Específicamente, permite una

automatización de alto nivel de la gestión de la red para desarrollar mercados locales de energía y optimizaciones de comercio de energía entre los miembros de la Comunidad Energética [14]. Este modelo ya está siendo utilizado en Comunidades Energéticas en Estados Unidos, Brooklyn Microgrid, y en Australia con la empresa PowerLedger [15].

2.2.3 Conexión a red

Según la conexión a la red, se pueden distinguir entre comunidades que tienen una conexión física directa entre sus miembros y aquellas que basan su relación en una conexión virtual, siendo interconectadas a través de la red eléctrica nacional [11].

El término comunidades virtuales se refiere a aquellos modelos donde los miembros de la comunidad disfrutan de los beneficios de sus activos compartidos o colectivos. Por ejemplo, en servicios de agregación o autoconsumo colectivo como se puede observar en la figura 2.4.

Las comunidades energéticas con conexión física desempeñan las funciones de las comunidades virtuales, ofreciendo beneficios adicionales. Por ejemplo, mediante el control de los perfiles de carga de los vehículos eléctricos para ajustar el consumo energético. Esta situación es aplicable a las microrredes conectadas a la red, a los campus, a los lugares comerciales o industriales, y a cualquier otro entorno en el que los usuarios de energía compartan infraestructura eléctrica.

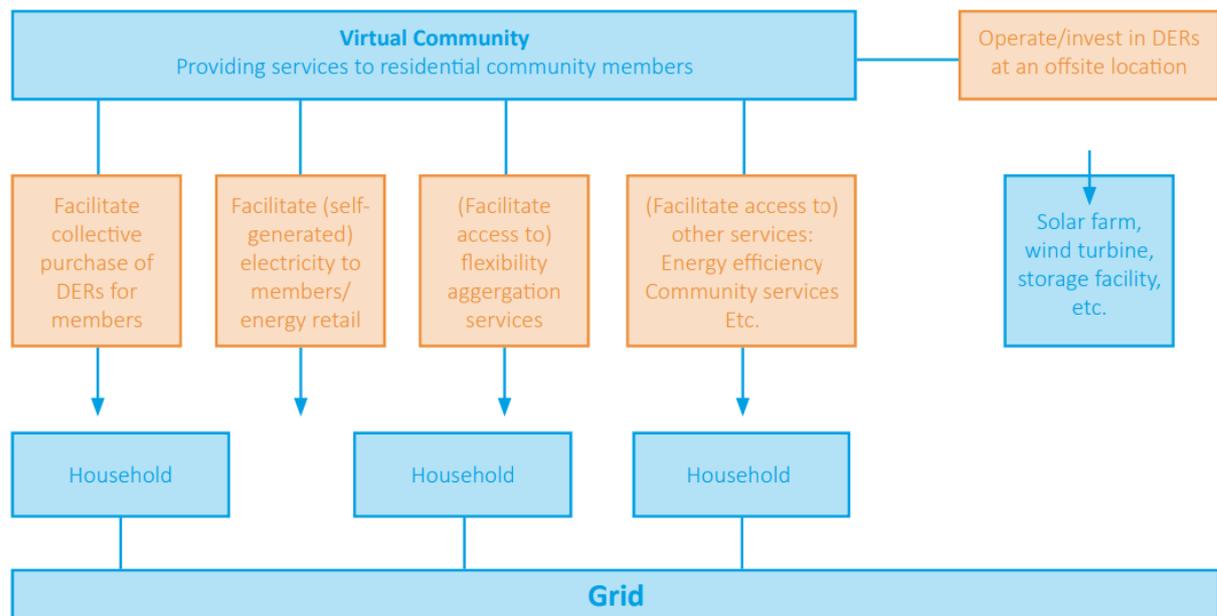


Figura 2.4. Comunidad Energética con conexión virtual [16].

2.3 Estado de las Comunidades Energéticas en España

Actualmente, el concepto de comunidades energéticas locales está en una etapa temprana de desarrollo e implementación en España, aunque se observa un crecimiento constante en proyectos que avanzan con la legislación al respecto.

El Real Decreto 244/2019 representa un paso importante para el desarrollo de las comunidades energéticas extendiendo el autoconsumo a un colectivo de personas más allá de los propietarios individuales. En la actualidad, una instalación de autoconsumo puede estar ubicada en más de una vivienda y los excedentes de energía pueden compartirse con consumidores cercanos ubicados en otros edificios o inyectarse a la red [17]. Este marco avanzado sobre autoconsumo permite compartir la generación entre los clientes conectados en baja tensión a una distancia de 500 metros. La repartición de la energía se realiza mediante unos coeficientes fijos previamente establecidos por las partes interesadas. No obstante, en noviembre de 2021, España introdujo los coeficientes de distribución variable para el autoconsumo. Estos coeficientes permiten que la distribución de energía sea distinta según el tramo horario, en este caso, para cada hora del año. Además, estos coeficientes solo se pueden actualizar cada cuatro meses.

El concepto de comunidades energéticas locales se introdujo en la legislación española en 2020 con el Real Decreto 23/2020, de 23 de junio. Ese mismo año se aprobó el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que promueve la diversidad de actores en el despliegue de renovables, entre otros aspectos. Además, en septiembre de 2021, el Gobierno de España anunció la activación de 100.000.000 de euros en ayudas para impulsar las comunidades energéticas en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). En la Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre, se aprobaron las bases reguladoras para la concesión de ayudas del plan, financiado por el programa Next Generation UE, que se encuentra dividido en tres programas: CE-Aprende, CE-Planifica y CE Implementa. En concreto, el programa CE-Implementa permite dotar a las entidades de capacidad financiera para la implementación de proyectos piloto singulares de comunidades energéticas. En la siguiente figura, se puede observar el número de comunidad energética implementadas con este programa según la actividad desarrollada.

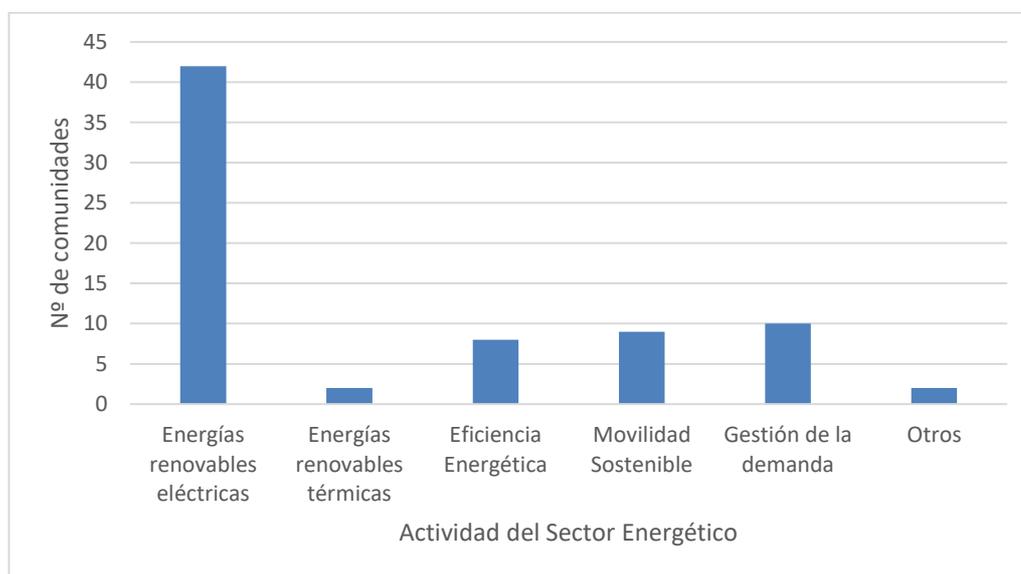


Figura 2.5. Comunidades Energéticas implementadas con el programa CE-Implementa [18].

Como cabía esperar, la mayoría de los proyectos de Comunidad Energética implementados en España siguen el modelo de autoconsumo compartido. Como el caso de TODA ENERGIA, que se basa en la instalación de placas fotovoltaicas en una serie de cubiertas municipales para el autoconsumo [19]. Funcionamiento idéntico que sigue el proyecto Hacendera Solar con dos instalaciones de autoconsumo fotovoltaico de 7,36 y 5,5 kWp, instaladas sobre las cubiertas de dos edificios municipales. Ambas suministran electricidad al ayuntamiento, el consultorio médico, el centro social, una vivienda reformada y el lavadero. O el proyecto que Enercoop pretende desarrollar en Crevillent, con un modelo de Comunidad Energética con coeficientes dinámicos y almacenamiento.

REScoop valora la transposición de las directivas de la UE en España actualmente como "progreso medio". Esto es más avanzado que en otros países, pero todavía hay diferentes deficiencias. En el artículo 21 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, define la posibilidad de venta de excedentes entre pares. Sin embargo, este tipo de modelo no se encuentra tan desarrollado en España de forma legal ni técnica. Destaca la puesta en marcha de Powerledger de una comunidad energética en Almócita. La comunidad energética incluye tanto edificios públicos como residenciales, con una capacidad inicial instalada de 60 kWp. El exceso de energía solar se almacena en una batería de 22kWh para proporcionar a la comunidad energía renovable en las horas más oscuras, así como para ayudar a beneficiarse de los precios variables a lo largo del día. Además, se habilita el intercambio de energía entre los usuarios mediante la plataforma xGrid de Powerledger [20]. O el caso de Ampere Energy, que ha presentado en GENERA su plataforma de servicios energéticos para la gestión de comunidades energéticas teniendo en cuenta el comercio de energía entre los miembros [21], véase figura 2.6.

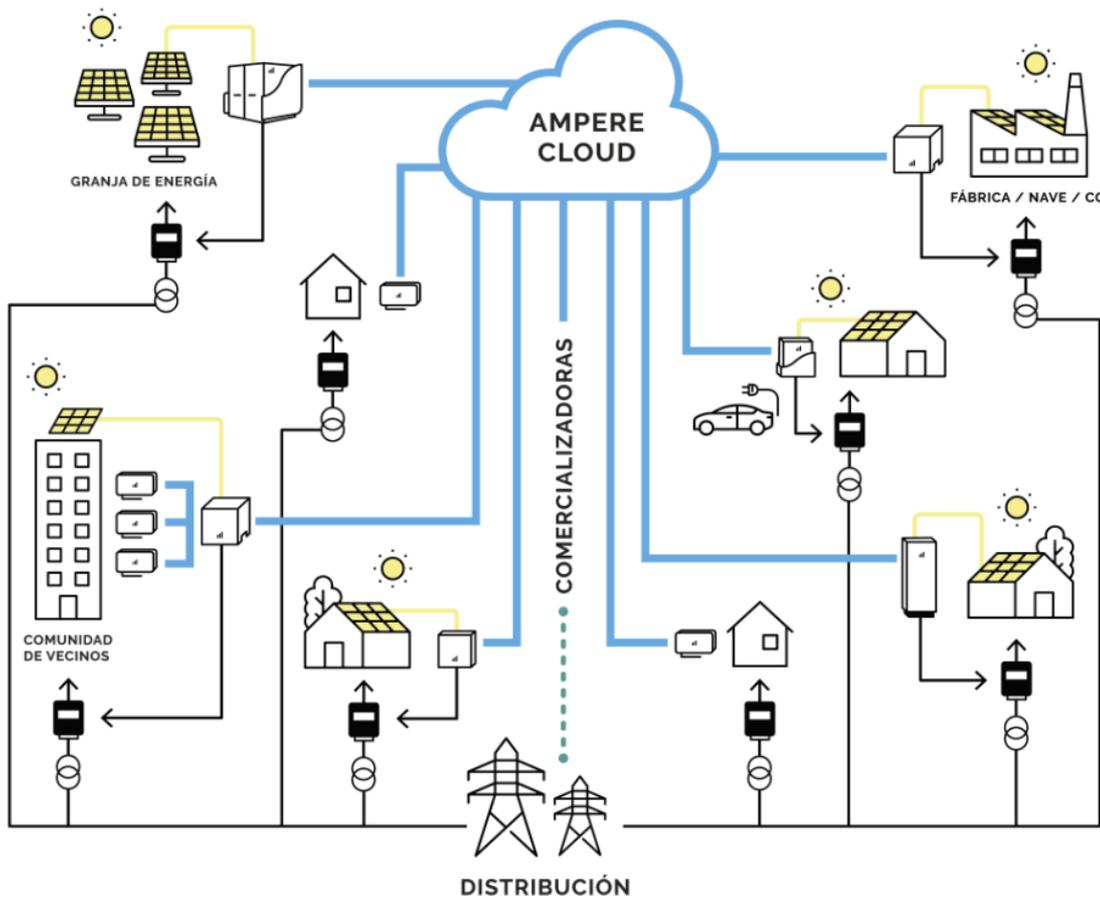


Figura 2.6. Modelo de Comunidad Energética Ampere [21].

Sin embargo, la tendencia de estos proyectos sugiere que en el futuro aumentará la complejidad de las configuraciones de las comunidades energéticas, tal y como se señala en el estudio [22]. Estas configuraciones se examinarán en detalle en el próximo capítulo, donde se llevará a cabo una revisión exhaustiva del estado del arte en los modelos de Comunidad Energética.

3 ESTADO DEL ARTE

El siguiente capítulo realiza un estudio exhaustivo de las soluciones desarrolladas en el contexto de las Comunidades Energéticas, haciendo énfasis en los intercambios de energía. Para ello, el capítulo se divide en tres secciones que abordan los modelos de Comunidad Energética, los sistemas de gestión y las herramientas software referenciadas en la literatura.

3.1 Modelos de Comunidad Energética

En la literatura se pueden identificar diferentes categorías de estructuras de mercado dependiendo del grado de descentralización de la CE. Las principales categorías se clasifican en basadas en la comunidad, Peer-to-Peer (P2P) y combinación de ambas [23].

3.1.1 Modelo Community-based

En esta configuración de mercado, se implementa un administrador de comunidad (CM, por sus siglas en inglés) con el propósito de supervisar y coordinar las actividades comerciales dentro de la comunidad. Es decir, actúa como intermediario entre los usuarios y el resto del sistema.

Específicamente, este tipo de mercado se fundamenta en la colaboración de miembros que comparten intereses comunes y puede ser aplicado en los casos de microrredes o a un grupo de prosumidores cercanos por proximidad geográfica [24]. Por ejemplo, en compartir un almacenamiento de energía en una comunidad. Como resultado, el diseño de la estructura basada en la comunidad es la mejora de la participación y la cooperación entre sus miembros.

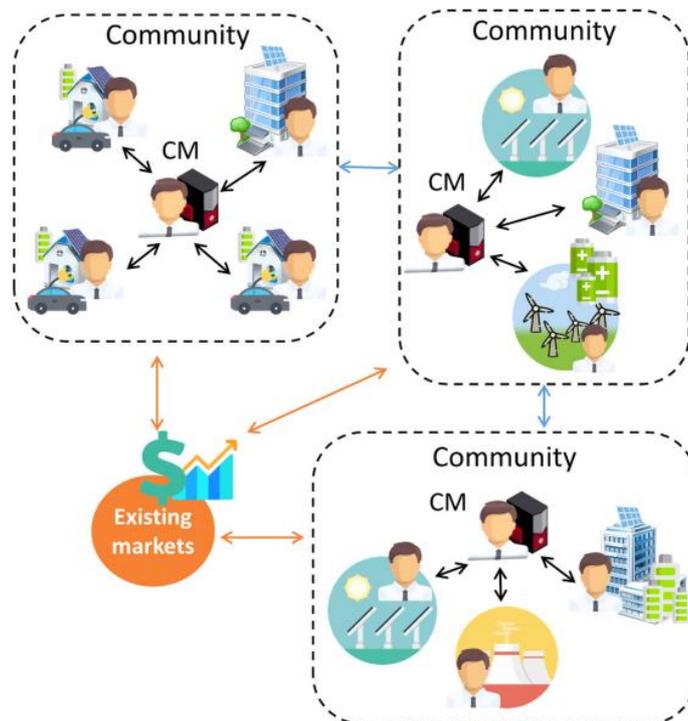


Figura 3.1. Modelo Community-based [24].

Para los casos de arquitecturas basadas en comunidad, según especifica [23], la función de programación se puede dividir en:

- Centralizado: Este tipo de estructura consiste en la existencia de un administrador que gestiona todos los activos de los usuarios en un problema de optimización. Cada activo posee un controlador local para comunicarse e interactuar directamente con el administrador.
- Parcialmente descentralizado: Cada prosumidor se considera autónomo y tiene su propio sistema de gestión para controlar sus activos locales. Por lo tanto, el problema de optimización se puede dividir en N subproblemas que cada prosumidor resuelve y envía la solución al administrador de la comunidad. Éste realiza el balance energético y los comandos óptimos de cada prosumidor son aceptados.

Debido a los objetivos del proyecto, se hará énfasis en la estructura de parcialmente descentralizado. A continuación, se describen las funciones y limitaciones que pueden tener los diferentes agentes:

- Prosumidor: Cuenta con un sistema de gestión para planificar el consumo de energía previsto. Cada prosumidor se encarga de optimizar y ajustar los puntos de operación para cada activo. Este tipo de gestión suele denominarse en la literatura como Home Energy Management System (HEMS).
- Administrador: El agente administrador de la comunidad tiene la tarea de preservar la equidad entre los prosumidores y puede optar por políticas de penalización para evitar comportamientos deshonestos. Además, puede realizar políticas de agregación para aplicar respuesta a la demanda, reduciendo los picos de energía. También puede interactuar con el operador del sistema y otros mercados. En resumen, el administrador puede:
 - Proporcionar un precio provisional a los prosumidores.
 - Reunir las necesidades de los prosumidores y comprobar el balance energético.
 - Minimizar los costes y maximizar los ingresos procedentes de la importación y exportación de energía en el día siguiente, respectivamente.

3.1.2 Modelo Peer-to-Peer

El término *Peer-to-Peer* (P2P) se refiere al intercambio de energía directo entre los componentes de la Comunidad Energética, compuesto por prosumidores e incluso instalaciones de energía renovable como paneles solares fotovoltaicos. Es decir, dos pares pueden acordar una transacción por una cierta cantidad de energía y un precio sin supervisión centralizada. No obstante, puede aparecer la figura del administrador de la Comunidad como responsable de la ejecución del comercio de energía [22].



Figura 3.2. Modelo P2P [24].

En los modelos P2P, la función de programación puede estructurarse, tomando como referencia [23], como:

- Parcialmente distribuido: El enfoque parcialmente distribuido tiene un administrador para verificar el balance de potencia y los otros HEMS pueden actuar de manera distribuida para calcular los comandos de referencia para el controlador local.
- Totalmente distribuido: La naturaleza totalmente distribuida del marco de optimización implica que el problema de optimización se resuelve a nivel del sistema de gestión del prosumidor individual. No hay un nodo central para comprobar el balance de potencia. El HEMS prosumidor se comunica con el HEMS vecino y resuelve el problema de optimización mientras considera la información de intercambio de energía de otros prosumidores HEMS.

Por lo tanto, el papel de los diferentes agentes es el siguiente:

- Prosumidor: El objetivo del agente prosumidor es optimizar sus activos en función del coste respectivo.
- Administrador: Se encarga de ofrecer y coordinar el comercio de energía en un mercado P2P mediante una doble subasta. Esta plataforma de software permite el intercambio de información entre prosumidores y también ayuda al operador del sistema a monitorear y controlar la red de distribución.

3.1.3 Modelo Híbrido

El modelo Híbrido resulta de la combinación de los diseños Community-based y P2P, diferenciando dos capas principales para el comercio de la energía. En el nivel inferior, un administrador gestiona los activos colectivos de la comunidad siguiendo el enfoque *Community-based*. En el nivel superior, se encuentran los pares que interactúan directamente entre sí e interactúan con los mercados existentes.

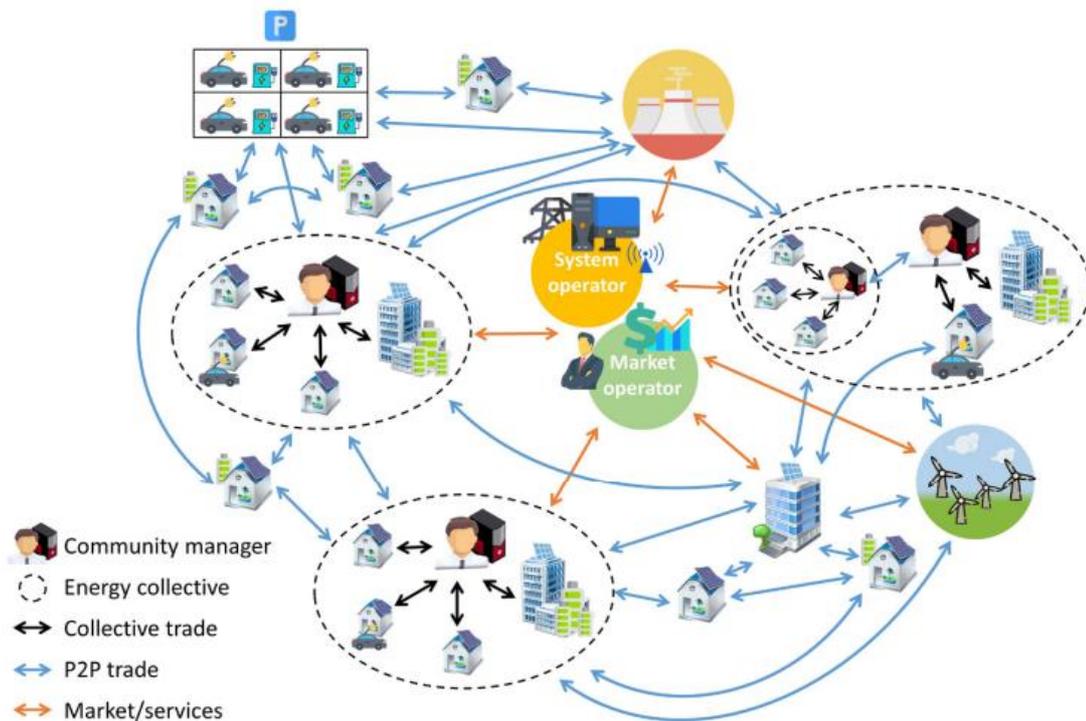


Figura 3.3. Modelo híbrido [24].

3.2 Sistemas de gestión en Comunidades Energéticas

A continuación, se exponen los sistemas de gestión relevantes encontrados en la literatura para comunidades energéticas basadas en la agregación de prosumidores.

Para la gestión de las Comunidades Energéticas, se utiliza un modelo explícito para formular la dinámica de los prosumidores. Las incertidumbres se estiman mediante modelos de pronóstico determinísticos o probabilísticos basados en datos históricos y parámetros estimados. Mientras que el problema de control se resuelve utilizando un optimizador [25], ya sea mediante optimización lineal, control predictivo o lógica difusa.

Haciendo referencia a este tipo de modelos, los programas de respuesta a la demanda (DR, por sus siglas en inglés) han surgido como un elemento clave en la gestión de las comunidades energéticas basadas en la agregación de prosumidores [26]. Esto se debe a que los prosumidores son entes independientes que toman sus decisiones de forma autónoma, siendo únicamente sensibles a los costes e ingresos de la importación y exportación de energía, respectivamente. Los programas de DR basados en incentivos ofrecen beneficios para la reducción de cargas en tramos horarios específicos, mientras los programas DR basados en precios influyen en la demanda de energía de los prosumidores mediante el uso de tarifas con precios dinámicos [27].

En este contexto, la teoría de juegos ha sido ampliamente utilizada y se encuentra dividida en juegos cooperativos y no cooperativos, junto con diferentes mecanismos de cálculo de costes como Mid-Market Rate (MMR), Supply Demand Ratio (SDR) y Bill Sharing (BS).

En los juegos cooperativos, el objetivo es incentivar a los responsables de la toma de decisiones independientes para que actúen juntos como una sola entidad [28]. En [13], la cooperación social entre los prosumidores se modela utilizando el juego de coalición canónica, en el que la fijación de precios MMR se utiliza como regla de fijación de precios para el comercio de energía. En [14] se introduce un marco de psicología motivacional, donde se desarrolla un esquema cooperativo de comercio de energía P2P, y se estudian sus propiedades relevantes. No obstante, este tipo de modelos no considera la toma estratégica por parte de los agentes participantes [27]. Esto quiere decir, que los agentes pueden tener comportamientos deshonestos para la obtención de mayores beneficios con respecto al resto de miembros.

Por otro lado, los juegos no cooperativos han sido ampliamente utilizados para programar actividades relacionadas con la energía y, posteriormente, para intercambiar energía excedente con compradores para obtener ingresos [29]–[31]. En este tipo de juego, los usuarios pueden tomar acciones, como por ejemplo la programación de la batería eléctrica, donde la cooperación en la Comunidad Energética surge sin tener que comunicarse o coordinar las acciones entre ellos [28]. En [32] se propone un modelo Community-based de gestión de la demanda basado en un juego no cooperativo. Dentro del esquema, se incentiva a los hogares para que ajusten su carga a la producción de electricidad prevista. Esto se consigue mediante la programación para el día siguiente de sus sistemas de almacenamiento de energía instalados localmente y los intercambios de energía con la comunidad. En [33] se propone un método para gestionar los recursos energéticos de una comunidad local teniendo en cuenta las transacciones P2P, la generación solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento. Haciendo uso del mecanismo MMR, los costes globales de la comunidad energética fueron menores y cada usuario pudo obtener una reducción en la factura energética.

Con respecto a los modelos híbridos, los retos que suelen enfrentar es coordinar los intercambios energéticos internos de la Comunidad Energética y el comercio con otras entidades como mercados de energía u otras comunidades energéticas. En [34] se presenta un modelo híbrido para el comercio de energía en las comunidades energéticas, en el que se considera simultáneamente el comercio comunitario y el comercio P2P de las comunidades energéticas. O en [27], donde los prosumidores programan sus activos e intercambian energía en un mercado Community-based diario y pueden actualizar dicha programación mediante el mercado P2P en tiempo real.

Existe en la literatura otra vertiente enfocada en el desarrollo de algoritmos de control no lineal mediante aprendizaje profundo que han ganado popularidad en los últimos años. Este tipo de sistemas proporcionan una mejor escalabilidad del problema y robustez ante las incertidumbres [23]. En [25] proponen un sistema de gestión Community-based con diferentes algoritmos de Deep Reinforcement Learning (DRL) para la gestión de una microrred en tiempo real. La microrred está compuesta por una batería comunitaria, la red principal, cargas controlables y los usuarios que son sensibles al precio. El documento [35] presenta un modelo P2P

distribuido mediante un algoritmo de aprendizaje por refuerzo multiagente, que utiliza la información pública del mercado para modelar el comportamiento de los agentes y optimizar las estrategias.

A pesar de los éxitos demostrados por los métodos de DRL en el ámbito de juegos, es importante destacar que estos modelos aún enfrentan desafíos significativos en su implementación en el mundo real. Estos desafíos incluyen ineficiencia en el uso de datos, inestabilidad y lenta convergencia según especifica el artículo [25], citado anteriormente.

3.3 Herramientas software para la simulación y gestión energética

En esta sección, se proporciona una descripción detallada de las herramientas potenciales destinadas al diseño y simulación de una comunidad energética, utilizando datos que permitan su validación en un contexto real. Para ello, se ha dividido la información según datasets, modelos y herramientas.

3.3.1 Datasets

Esta sección recopila una serie de datasets públicos y accesibles relevantes para el estudio de las comunidades energéticas. Todas las colecciones están basadas en consumo energético del sector residencial, aunque pueden aparecer el consumo de algunos edificios públicos y administrativos. Además, en algunos casos, aparecen datos referentes a la generación energética, movilidad eléctrica y climatológicos.

- El dataset [36] está compuesto por los perfiles de generación y consumo de cinco agregadores, conformados por un centro comercial, una estación de bomberos, un hospital, 15 casas, 7 edificio de oficinas, instalaciones solar y eólica y estaciones de carga de vehículos eléctricos. La colección de datos tiene una resolución de 15 minutos con un total de 672 periodos, es decir, un total de 7 días.
- La colección [37] contiene los datos de generación solar y consumo de 50 prosumidores, así como el consumo de 40 vehículos eléctricos en tramos de 15 minutos para un día completo.
- SustData [38] contiene los datos relacionados con la energía eléctrica, entre los que se incluyen el consumo y la información demográfica de 50 hogares monitoreados, la producción de energía eléctrica en la isla de Madeira y los datos ambientales de apoyo.
- En [39] se recopilan los datos de generación solar fotovoltaica, el consumo eléctrico de las partes comunes de un edificio y el consumo energético de los 15 usuarios que lo conforman.
- Los datos de la colección [40] describen una comunidad de energía eléctrica, que contiene perfiles de producción fotovoltaica y perfiles de consumo de usuarios finales, desagregado por electrodomésticos individuales. El dataset está formado por 50 hogares residenciales y un edificio público en intervalos de 15 minutos para un año completo.

3.3.2 Modelos

Esta sección se centra en los modelos generativos que pueden simular el comportamiento energético de los componentes de la comunidad energética. Con ese propósito, se han recopilado los modelos de mayor relevancia para investigar la demanda, la generación y la incorporación de vehículos eléctricos, tomando como referencia el artículo [41].

Los siguientes modelos corresponden con los perfiles de consumo energético correspondientes al sector residencial:

- Load Profile Generator [42]: Es capaz de generar curvas de consumo energético en el sector residencial. Además, genera documentos con extensión CSV para su importación a otros módulos software. Como limitación, se enfoca en generación de curvas de consumo para casas singulares. Aunque, es posible llegar a generar las curvas de consumo para toda una comunidad, esto llevaría una carga importante de trabajo.
- Artificial Load Profile Generator [43]: Los datos generados utilizan intervalos de 1 minuto e incorporan perfiles de consumo de dispositivos reales. Además, se proporciona información sobre flexibilidad en forma de restricciones para varias clases genéricas de dispositivos domésticos

controlables. Este enfoque permite la reutilización de los datos como entrada para diferentes algoritmos de control y optimización.

- The House Load Electricity [44]: Esta aplicación genera perfiles sintéticos de carga eléctrica de viviendas utilizando un modelo de carga de consumo. El usuario puede cambiar los valores de los parámetros del modelo y generar datos para diferentes resoluciones de tiempo y períodos.
- Demandlib: Es una biblioteca de Python que permite la creación de perfiles energéticos y térmicos para varios sectores, permitiendo su ajuste a la demanda deseada. Esta herramienta es valiosa para la generación de perfiles personalizados de consumo energético.

Una vez detallados los modelos de consumo, se exponen los modelos de generación energética centrándose en los paneles solares fotovoltaicos:

- PV Performance Modeling Collaborative [45] de Sandia National Laboratories, se enfoca en mejorar la precisión y el rigor técnico de los modelos y análisis del rendimiento fotovoltaico. Aunque los primeros modelos que surgieron se implementaron en MATLAB, luego se trasladaron a Python como la biblioteca pvlib [46]. Esta biblioteca de código abierto permite evaluar diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos mediante la definición de una serie de parámetros como la climatología, orientación de las placas solares, suciedad, así como características técnicas del inversor y las placas solares.
- PVWatts [47], desarrollada por National Renewable Energy Laboratories, consiste en un conjunto de modelos para representar las diferentes partes del sistema fotovoltaico. Realiza simulaciones horarias para calcular la respuesta energética del sistema durante un año.
- Feedinlib de OEMOF es un paquete de Python que permite a los usuarios estimar la producción de energía de las plantas de energía solar fotovoltaica y eólica como series temporales, en función de los parámetros definidos del sistema y las condiciones meteorológicas. En esencia, para los sistemas solares fotovoltaicos, este paquete integra la biblioteca pvlib descrita anteriormente.
- Atlite es un paquete de código abierto de Python desarrollado utilizando el Atlas RE de la Universidad de Aarhus [48] que permite a los usuarios convertir datos meteorológicos en series temporales de generación de energía. El paquete puede crear series temporales para la demanda de energía eólica, energía solar, energía hidroeléctrica y calefacción utilizando el conjunto de datos meteorológico ERA5. La biblioteca está diseñada para trabajar con grandes conjuntos de datos meteorológicos y climáticos a un bajo costo computacional.

A continuación, se exponen diferentes modelos para la generación de datos sintéticos en series temporales que permitan simular el comportamiento de los vehículos eléctricos. Geotab proporciona una plataforma integral que incluye hardware y software para rastrear, gestionar y analizar vehículos eléctricos y su rendimiento. Entre sus modelos, permite a los usuarios visualizar la degradación de la batería a lo largo del tiempo para varias marcas y modelos de diferentes vehículos eléctricos. Otro modelo de código abierto para el modelado temporal de los EV es emobpy [49]. Esta librería de Python es capaz de crear series temporales de vehículos eléctricos basadas en estadísticas de movilidad, permitiendo modelar la interacción entre EV y los sistemas de energía. Se puede definir la ubicación del vehículo mediante probabilidad, lo que permite desarrollar perfiles más ajustados y ajustar algunos parámetros como la opción de recarga del EV fuera de la vivienda. Siguiendo con los paquetes de Python, se encuentra el generador de datos sintéticos vencopy [50]. Esta librería ofrece perfiles de demanda horaria y flexibilidad para flotas de vehículos eléctricos de forma agregada. Para terminar, el paquete de código abierto Simulation of Urban MObility (SUMO) [51] es una herramienta versátil que se utiliza principalmente para simular el tráfico y la movilidad en áreas urbanas. Aunque SUMO no está específicamente diseñado para el modelado de vehículos eléctricos, es una herramienta flexible que puede ser utilizada de diversas maneras para abordar cuestiones relacionadas con la movilidad eléctrica.

3.3.3 Herramientas

Una vez recopilada toda la información necesaria para la simulación de la Comunidad Energética, es necesaria el uso de herramientas capaces de analizar y extraer información haciendo uso de la ciencia de datos que permitan desarrollar los sistemas de decisión. Debido a la gran diversidad de este tipo de herramientas, este estudio se centra en el lenguaje de programación más popular hoy en día, Python, y sus librerías.

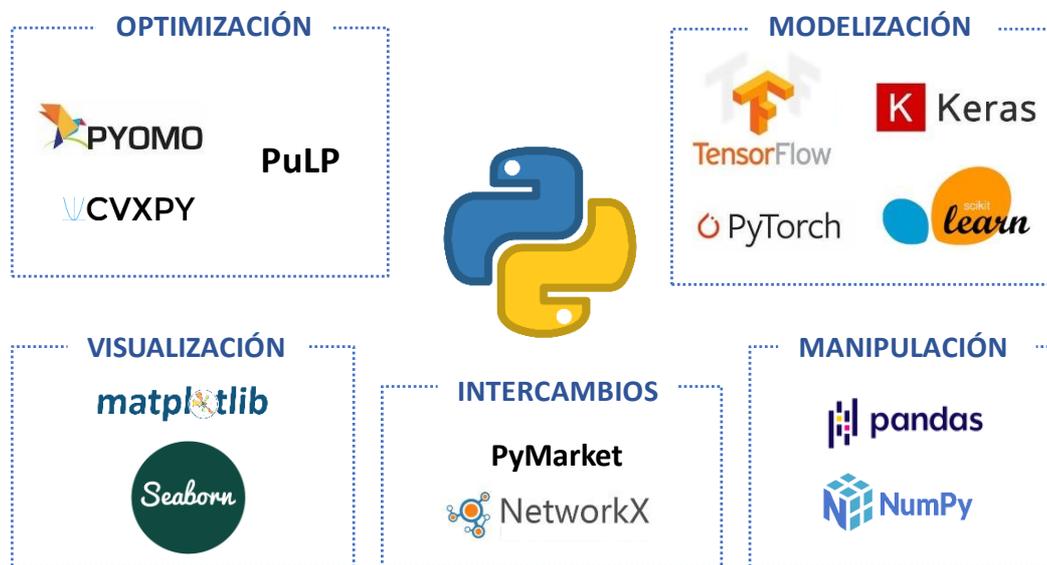


Ilustración 1. Librerías relevantes de Python.

Para el análisis exploratorio de los datos, destacan las librerías Pandas [52] y Numpy [53]. Por un lado, Pandas es ampliamente utilizada para el análisis y manipulación de datos estructurados, así como su integración con una variedad de fuentes de datos como archivos CSV y bases de datos. Sus estructuras de datos principales son los DataFrames y las series temporales, que permiten almacenar y trabajar con datos de manera tabular. Además, permite la integración de Numpy para el cálculo de funciones matemáticas de alto rendimiento y manipulación de datos numéricos.

Otro aspecto importante, son las librerías de visualización de datos para el estudio de las tendencias y los resultados de los sistemas de decisión. En este caso, según la funcionalidad buscada, se destacan las librerías de Matplotlib [54] y Seaborn [55]. Aunque ambas permiten la creación de una diversidad de gráficos, Seaborn destaca por crear visualizaciones estadísticas más atractivas e intuitivas.

Keras [56], scikit-learn [57], PyTorch [58] y TensorFlow [59] son herramientas esenciales en la modelización de datos para la comunidad energética, especialmente en el contexto de pronósticos energéticos. Es decir, permiten construir modelos precisos y efectivos basados en machine learning que son esenciales para la toma de decisiones en la gestión de la energía y la planificación a largo plazo. No obstante, las bibliotecas modernas de bajo código como Pycaret [60] empiezan a ganar gran popularidad, debido a su capacidad para simplificar y acelerar el proceso de modelización de datos al automatizar muchas tareas. PyCaret se integra con bibliotecas como scikit-learn lo que permite a los usuarios aprovechar una amplia variedad de algoritmos de modelización.

Otro elemento de gran relevancia en la gestión de las comunidades energéticas consiste en la disponibilidad de herramientas para la resolución de problemas de optimización. Para Python, hay una serie de optimizadores entre los que destacan Pyomo [61], PuLP [62] y CVXPY [63]. Estas bibliotecas permiten resolver problemas complejos como la programación de los ciclos de carga y descarga de una batería.

Por último, en el contexto de la asignación de los intercambios de energía cabe destacar las librerías NetworkX [64] y PyMarket [65]. Por un lado, NetworkX ofrece herramientas para el análisis de redes, lo que permite evaluar la robustez de la infraestructura energética, identificar puntos críticos de fallo y optimizar la distribución de energía. Por otro lado, PyMarket permite la implementación de algoritmos de optimización para determinar los precios y las asignaciones de energía en un mercado energético local. Esto es fundamental para garantizar un intercambio eficiente y equitativo de energía entre los miembros de la comunidad energética.

4 CASO DE ESTUDIO

Este capítulo establece la infraestructura tecnológica y organizativa sobre la que se construirán las estrategias de agregación en el marco de la Comunidad Energética. Una primera parte, donde se establece el escenario con las funcionalidades de las tecnologías consideradas. Y una segunda parte, donde se expone el modelo de la comunidad energética y los canales de comunicación con las partes interesadas: agregados y operador de la red eléctrica.

4.1 Escenario

Una vez analizadas las diversas tecnologías y tipologías de comunidades energéticas se configuran el escenario sobre el que se centrará el proyecto. Este escenario incluye generación fotovoltaica, consumo (principalmente cargadores de vehículos y consumo doméstico), y almacenamiento (baterías y vehículos).

El objetivo principal de este escenario es fomentar la creación de una red de distribución de energía propia, en la que cada uno de los miembros pueda intercambiar su energía entre ellos de forma económica teniendo como respaldo la red eléctrica. La idea es que el usuario que no sea autosuficiente en un determinado tramo horario pueda aprovechar la energía excedente de otro hogar. De esta forma, ambos usuarios obtienen mayores beneficios económicos que con la compra/venta directa a la red eléctrica.

El escenario que se presenta trata de un conjunto de viviendas que cuentan con tecnología de energía renovable en su interior. Esta tecnología puede estar compuesta por paneles solares, cargas controlables, baterías y/o un cargador de vehículo eléctrico (EV).

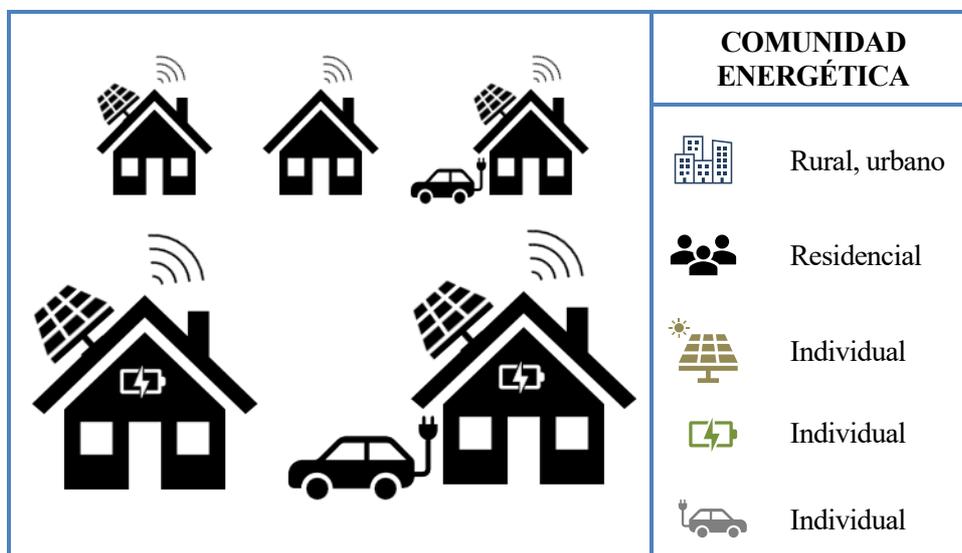


Figura 4.1. Escenario de la Comunidad Energética.

A continuación, se muestra las funcionalidades que se consideran para cada tecnología:

- Paneles solares: Generación de energía eléctrica para autoconsumo individual, con la posibilidad de venta de excedentes a la Comunidad Energética o red eléctrica.
- Cargas controlables: Dispositivos eléctricos que pueden ser programados para encenderse o apagarse en momentos específicos según el estado energético de la vivienda. Permite reducir el consumo de energía durante los picos de demanda y aumentar la eficiencia energética.

- Batería: Almacenar los excedentes que generan sus instalaciones solares durante las horas de mayor producción y menor demanda. Así como descargar la batería en aquellos tramos de consumo con mayores costes asociados.
- EV: El usuario puede almacenar la energía procedente de las placas solares o red eléctrica en el EV, y descargar su batería en aquellos momentos de mayor demanda.

4.2 Arquitectura

En esta sección se detalla el modelo de la comunidad energética basada en la nube, mediante la definición de los elementos constitutivos. El objetivo principal de esta sección es proporcionar una solución general que establezca el marco en el que se desarrollarán las Políticas de Agregación, como se detalla en el capítulo siguiente.

4.2.1 Agregados

La vivienda está formada por un conjunto de controladores locales, nodos IoT, un integrador y un servidor encargado de la gestión a nivel local, véase figura 4.2. A esta gestión a nivel local se le denomina Home Energy Management System (HEMS).

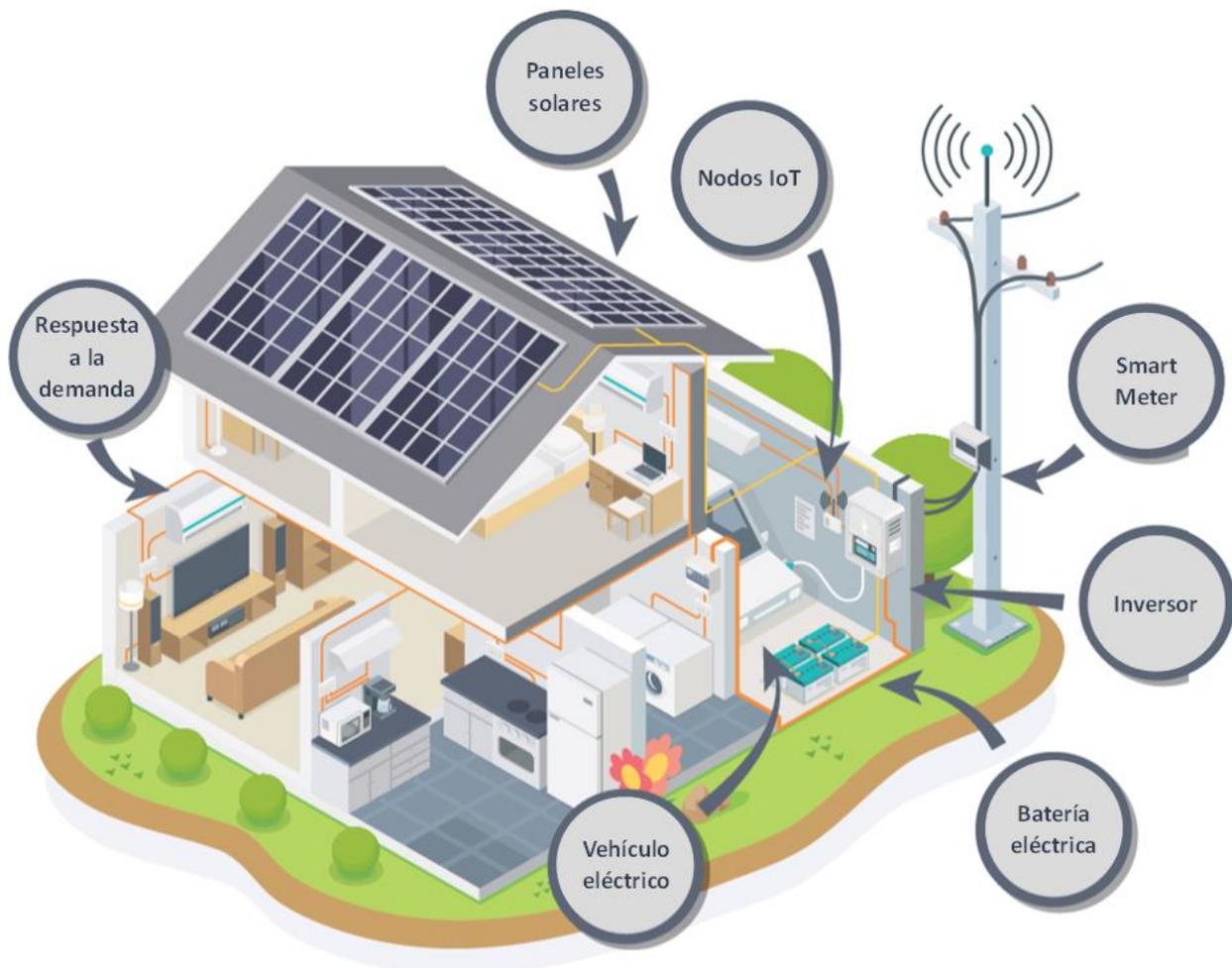


Figura 4.2. Modelo HEMS basado en [66].

Entre los elementos de la figura, se pueden observar los paneles solares, vehículo eléctrico, batería y las cargas controlables cuyas funcionalidades se explican en el apartado anterior. Como elemento principal, se destaca el Smart Meter. Este elemento permite realizar las mediciones de flujo bidireccional y el envío de las mediciones a los servidores a través del integrador. Por otro lado, el cargador de EV para controlar el almacenamiento de la batería. Además, este dispositivo permite monitorizar el SOC de la batería y será controlado mediante las órdenes recibidas por el algoritmo de gestión HEMS. Otro elemento importante es el inversor, el cual, se encarga de gestionar la energía generada por las placas solares y la energía almacenada en la batería. Los nodos IoT que serán los encargados de controlar y monitorizar los controladores locales del hogar según las órdenes enviadas por el sistema de gestión HEMS. Por último, el integrador que actúa como intermediario entre el servidor y los dispositivos de monitorización y control.

4.2.2 Agregador

La estructura de la comunidad energética está formada por un conjunto de agregados con un contador inteligente como se puede observar en la figura 4.3. Estos contadores inteligentes permiten la facturación eléctrica de los agregados según los costes asociados a la comercializadora y a los intercambios energéticos efectuados entre los usuarios de la Comunidad Energética. Se tiene en cuenta las instalaciones próximas de red interior y las instalaciones próximas a través de red según se define en el Real Decreto 244/2019, siguiendo la limitación de los 500 metros.

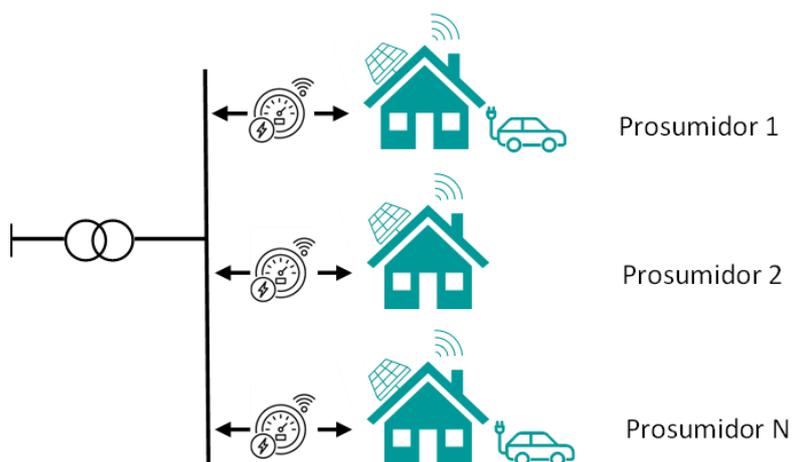


Figura 4.3. Estructura de la Comunidad Energética.

El agregador es un servidor que se encargará de la gestión de la Comunidad Energética, véase figura 4.4. Este agregador será el encargado de comunicarse con cada agregado para la gestión de los intercambios energéticos y con la operadora/comercializadora para informar sobre el estado de la comunidad y la distribución de la energía.

Por lo tanto, una parte importante de este tipo de sistemas es la recepción y almacenamiento de los datos. Para lograr esto, se debe proporcionar una API que permita la comunicación segura con los distintos actores involucrados en la Comunidad Energética. Además, un backend para procesar y almacenar grandes cantidades de información, respaldado por una base de datos para dicho almacenamiento. Todos estos datos, pueden ser representados mediante frontend para una mayor transparencia de las actividades energéticas de la Comunidad, e información personalizada para cada agregado. Otro elemento clave, es el sistema de gestión energética denominado CEMS sobre el que se centra el proyecto. Este módulo puede ser integrado en servidores mediante el uso de contenedores, como Docker o Kubernetes.

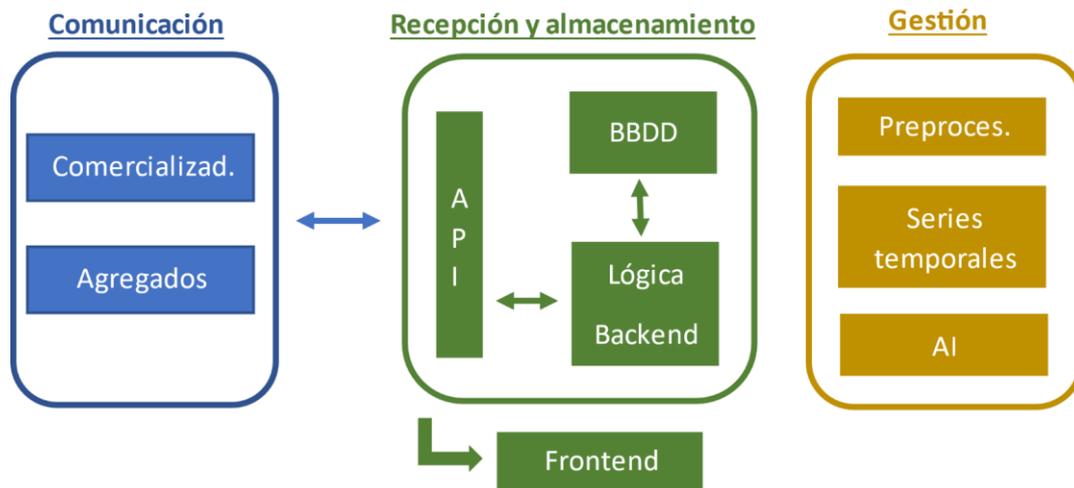


Figura 4.4. Arquitectura de la Comunidad Energética basada en la nube.

En esta sección se ha definido la arquitectura de los agregados y la Comunidad Energética de forma general, estableciendo los elementos constitutivos y la comunicación entre las partes interesadas. No se ofrece más información, ya que el diseño e implementación corresponde con el trabajo de otras personas del Grupo de Ingeniería Electrónica. No obstante, esta arquitectura permite proporcionar una visión general de la base sobre la que se desarrollarán las políticas de agregación en el siguiente capítulo.

5 POLÍTICAS DE AGREGACIÓN

Este capítulo tiene como objetivo establecer las directrices y reglas para la actuación de la CE. Se exponen los modelos teóricos para el agregado y el agregador, siguiendo los sistemas de gestión declarados anteriormente, HEMS y CEMS respectivamente. Además, se establecen mecanismos de costes que permiten el cálculo interno de los precios en la CE. Finalizando con el apartado de políticas de agregación, donde se definen los horizontes temporales y se establecen las reglas de actuación entre los agregados y la CE.

5.1 Modelo de los agregados

Para la simulación de la Comunidad Energética, se requiere de un modelo que permita simular el comportamiento de los sistemas de decisión de los agregados. El modelo HEMS utilizado se basa en la estimación de las incertidumbres mediante modelos de pronóstico basados en Machine Learning (ML) y la aplicación de un optimizador para resolver el problema de control, véase figura 5.1. Esto permite obtener la energía requerida por el agregado para cada tramo de tiempo específico.

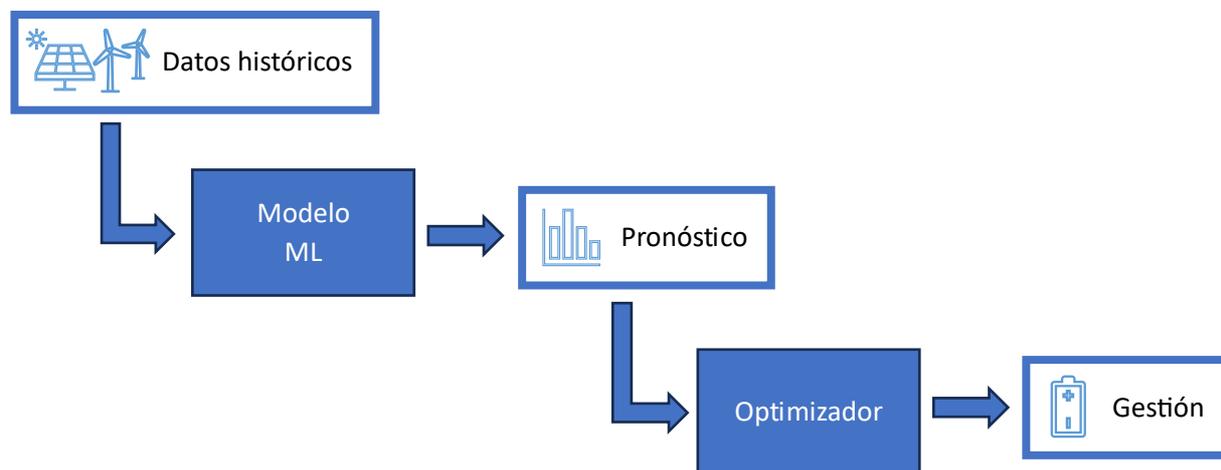


Figura 5.1. Modelo de los agregados.

No obstante, no se proporciona más información ya que el modelo se considera como “caja negra”. Esta decisión se basa en la colaboración con otro investigador que ha proporcionado el software correspondiente para la implementación del sistema de gestión. Por lo tanto, el presente estudio se centrará en el análisis de la interacción y el comportamiento de los agregados en el contexto del sistema, sin profundizar en detalles internos del sistema, que se consideran fuera del alcance de este proyecto.

5.2 Modelo del agregador

En cada franja horaria, cada agregado puede necesitar comprar energía (E_b) o vender la energía excedente (E_s) definiendo este flujo en la comunidad energética de la siguiente forma:

$$E_{buy}(t) = \sum_{n \in B} E_b^n(t) \quad (5.1)$$

$$E_{sell}(t) = \left| \sum_{n \in S} E_s^n(t) \right| \quad (5.2)$$

El coordinador de la CE vende energía a los compradores a un precio λ_b y obtiene energía de los vendedores a un precio λ_s . Además, comercia con la red eléctrica para mantener el balance de energía en la microrred.

$$E_{net}(t) = E_{buy}(t) - E_{sell}(t) \begin{cases} = 0 & \text{Autoconsumo} \\ > 0 & \text{Déficit de energía} \\ < 0 & \text{Excedente de energía} \end{cases} \quad (5.3)$$

En el caso de España, el precio es dinámico estableciendo un precio de compra ($\lambda_{u,b}$) y venta ($\lambda_{u,s}$) para cada franja horaria. Si $E_{buy} > E_{sell}$, el agregador vende el excedente de energía a la red eléctrica un precio de exportación $\lambda_{u,s}$. En caso contrario, el agregador compra energía de la red eléctrica a un precio de importación $\lambda_{u,b}$, véase figura 5.2.

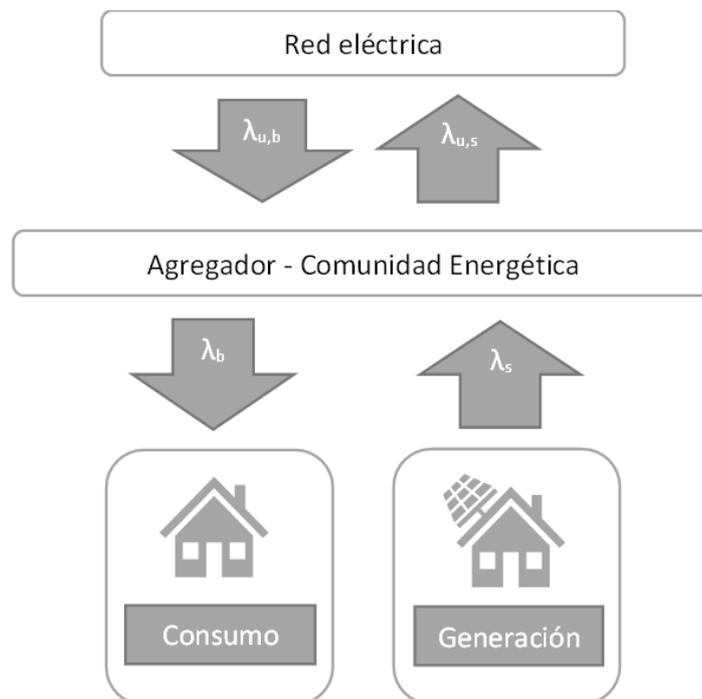


Figura 5.2. Modelo del agregador.

5.3 Mecanismo de costes

El mecanismo de asignación de costes es una de las partes más importantes en el comercio de energía. Su objetivo principal es asegurar mayores beneficios a los usuarios que mediante el comercio directo con la red eléctrica. A continuación, se definen los mecanismos MMR y SDR.

5.3.1 Mid-market rate (MMR)

El precio de la energía de intercambio es calculado como un valor intermedio entre el precio de compra y venta de la red eléctrica. El método MMR asume que el precio de intercambio es el valor medio de los dos límites, siendo:

$$c^{mmr}(t) = \frac{\lambda_{u,b}(t) + \lambda_{u,s}(t)}{2} \quad (5.4)$$

Para la asignación de precios, se diferencian tres casos:

1. Generación igual a demanda

Cuando la generación de energía es igual a la demanda, la carga de la comunidad en la red es igual a cero. Por lo tanto, el precio de compra (λ_b) y venta (λ_s) en la comunidad será:

$$\lambda_b(t) = c^{mmr}(t) \quad (5.5)$$

$$\lambda_s(t) = c^{mmr}(t) \quad (5.6)$$

2. Generación mayor que la demanda

El precio de la energía intercambiada es el siguiente:

$$\lambda_b = c^{mmr} \quad (5.7)$$

$$\lambda_s(t) = \frac{E_{buy}(t) * c^{mmr}(t) + (E_{sell}(t) - E_{buy}(t)) * \lambda_{u,s}}{E_{sell}} \quad (5.8)$$

3. Generación menor que la demanda

El precio de la energía intercambiada es el siguiente:

$$\lambda_b(t) = \frac{E_{buy}(t) * c^{mmr}(t) + (E_{buy}(t) - E_{sell}(t)) * \lambda_{u,b}}{E_{buy}(t)} \quad (5.9)$$

$$\lambda_s(t) = c^{mmr}(t) \quad (5.10)$$

En el caso de $E_{sell} > E_{buy}$, el precio de compra interno λ_b bajaría incentivando a consumir más energía. Por otro lado, en $E_{sell} < E_{buy}$ el precio de venta interno λ_s subiría incentivando a vender más energía.

5.3.2 Supply Demand Ratio (SDR)

El ratio SDR se define como la relación entre la oferta y la demanda total ofertada por la comunidad, pudiendo ser expresado de la siguiente forma:

$$SDR(t) = \frac{E_{sell}(t)}{E_{buy}(t)} \quad (5.11)$$

Una vez determinado, se tiene en cuenta los siguientes casos para la asignación de precios:

1. Si $0 \leq SDR \leq 1$, la demanda de energía es superior a la oferta total.

$$\lambda_b(t) = \frac{\lambda_{u,s}(t) * SDR(t)}{\lambda_{u,s}(t) * SDR(t) + \lambda_{u,b}(t) * (1 - SDR(t))} \quad (5.12)$$

$$\lambda_s(t) = \frac{\lambda_{u,s}(t) * \lambda_{u,b}(t)}{(\lambda_{u,b}(t) - \lambda_{u,s}(t)) * SDR(t) + \lambda_{u,s}(t)} \quad (5.13)$$

2. Si $SDR > 1$, la energía ofertada es mayor a la energía demandada.

$$\lambda_b(t) = \lambda_{u,s}(t) \quad (5.14)$$

$$\lambda_s(t) = \lambda_{u,s}(t) \quad (5.15)$$

5.4 Políticas de agregación

El mecanismo propuesto consiste en tres etapas, basado en el artículo [67]. La etapa de oferta iterativa donde el agregador define los precios internos para el intercambio energético y cada agregado optimiza su función de utilidad mediante la programación de las cargas para todas las franjas horarias. La segunda etapa, donde cada usuario participa en un mercado de doble acción mediante la definición de sus ofertas. Y la tercera etapa, donde se realiza la facturación teniendo en cuenta las desviaciones de cada agregado para el cálculo de las penalizaciones/beneficios adicionales, véase figura 5.3.

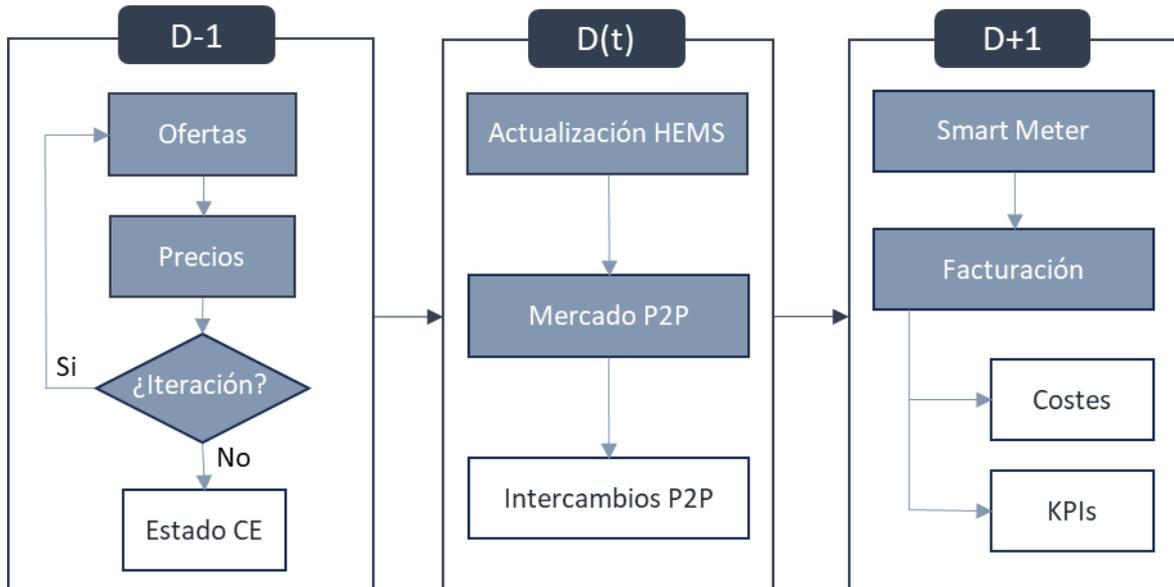


Figura 5.3. Etapas de las políticas de agregación.

5.4.1 Primera etapa: Estado Comunidad Energética

El objetivo de la primera etapa es reducir los costes de la comunidad energética mediante la reducción del flujo de intercambio energético con la red eléctrica y la definición del estado de la Comunidad Energética. El agregador indica los precios internos para la compraventa de energía y los agregados deciden la energía a comerciar basado en sus preferencias. Teniendo las ofertas definidas, el agregador decide la energía necesaria de la red eléctrica actualizando el precio interno. El mecanismo del mercado en esta etapa es un proceso iterativo que permite a los agregados actualizar su programación energética según las actualizaciones de precio realizadas por el agregador. Por lo tanto, este tipo de mercados requieren información limitada de los usuarios consiguiendo un mayor nivel de privacidad y autonomía que otros tipos de mercado [68].

El algoritmo es iniciado por el agregador estableciendo los precios iniciales como el valor medio del mercado:

$$\lambda_b^0(t) = \lambda_s^0(t) = \frac{\lambda_{u,b}(t) + \lambda_{u,s}(t)}{2} \quad (5.16)$$

Después de recibir los precios internos, los agentes calculan sus ofertas. Una vez recibidas las ofertas, el coordinador actualiza los precios, teniendo en cuenta, minimizar el flujo con la red eléctrica.

$$\min E_k^{net}(t) = E_k^{buy}(t) - E_k^{sell}(t) \quad (5.17)$$

Las iteraciones continúan hasta que los precios para todas las franjas horarias convergen a la tolerancia de parada (ϵ), o en su defecto, hasta que se llegue a un valor límite k de 10 iteraciones.

$$\sqrt{\frac{1}{t} \sum_{i=1}^t (\lambda_{b,t}^k - \lambda_{b,t}^{k-1})^2} < \epsilon = 0,00005 \quad (5.18)$$

Los precios internos son calculados según los mecanismos de costes y tiene en cuenta ambos flujos, el intercambio energético entre los agregados y con la red eléctrica. Según estos precios, cada HEMS puede modificar sus cargas variables permitiendo definir nuevos valores de la energía a intercambiar. Se consigue así, maximizar el intercambio de energía en la CE manteniendo el intercambio monetario entre los usuarios.

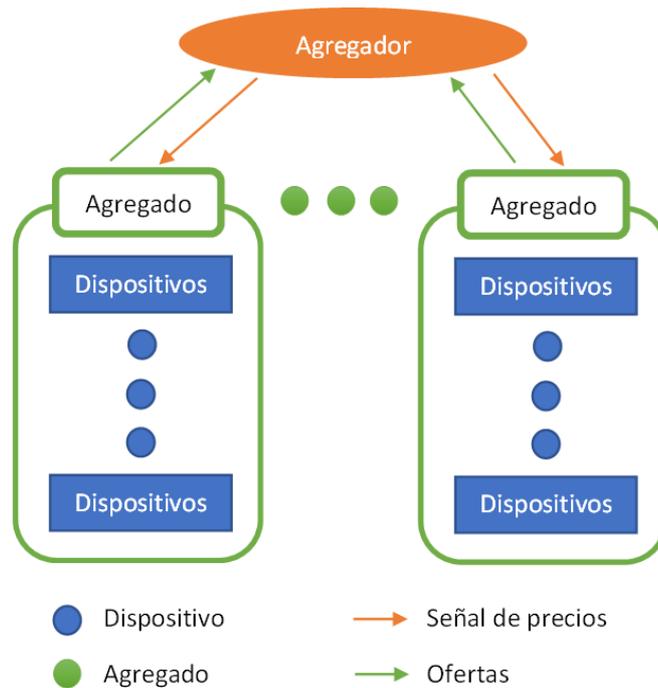


Figura 5.4. Primera etapa: Estado Comunidad Energética basado en [68].

5.4.2 Segunda etapa: Mercado P2P

En la primera etapa, los agregados determinan su programación energética para el día siguiente. No obstante, pueden aparecer desajustes en la programación durante el día debido a cambios con respecto a las incertidumbres consideradas. Para solventar este problema, se considera una segunda etapa con un mercado de intercambio P2P donde los agregados pueden intercambiar estas variaciones de energía y actualizar su programación energética.

En cada intervalo de tiempo t , cada agregado resuelve el problema de optimización para los intervalos de tiempo restantes y proporciona la variación de energía para ese determinado tramo t en el mercado de intercambio P2P. La variación de energía con respecto a la primera etapa puede ser calculada como:

$$\Delta E_n(t) = \begin{cases} \bar{E}_b^n(t) - E_b^n(t), & n \in B \\ E_s^n(t) - \bar{E}_s^n(t), & n \in S \end{cases} \quad (5.19)$$

Siendo para $\Delta E > 0$, la cantidad de energía a comprar y para $\Delta E < 0$, la cantidad de energía a vender.

Una vez recibidas las ofertas, el agregador ejecuta el mercado P2P y asigna los intercambios de energía. Este mercado sigue las siguientes reglas:

- La cantidad de energía asignada debe ser igual o menor a la cantidad ofertada por el usuario. Esto implica que, si un usuario decide vender 2 kWh, no se le puede asignar la venta de 2,5 kWh, pero sí 1,5 kWh si la demanda no satisface la oferta de energía para ese tramo.
- Cada usuario puede recibir energía de varias fuentes. Por ejemplo, si un usuario requiere 3 kWh, esta energía puede provenir de varios usuarios, cada uno contribuyendo con 1 kWh.
- Los precios de las ofertas están restringidos por los precios de la red eléctrica. Esto significa que el precio de venta en una oferta coincide con el precio de venta de la red eléctrica, y el precio de compra en una oferta se alinea con el precio de compra respectivo. Sin embargo, el precio final se determinará en función de la relación entre la oferta y la demanda, y estará dentro del rango de los precios de la red eléctrica.

Como consecuencia de la operación del mercado P2P, se asignarán los intercambios a los diversos agregados de la siguiente manera:

$$\text{Oferta asignada}_n(t) = \gamma_n(t), E_n^{P2P}(t), S_n^{P2P}(t) \quad (5.20)$$

Donde γ_n es el precio, E_n^{P2P} es la energía asignada para el usuario n y S_n^{P2P} la fuente del intercambio energético para el usuario n en el tramo t .

5.4.3 Tercera etapa: Facturación eléctrica

En esta etapa se calcula los costes por cada tramo t de cada agregado según los datos registrados por los contadores inteligentes y las asignaciones de energía de las dos etapas anteriores. Por lo tanto, el primer paso es calcular las desviaciones que se han cometido de la siguiente forma:

$$\delta_n = E_n^{real} - E_n^{CE} - E_n^{P2P} \quad (5.21)$$

Siendo E^{real} la energía medida por el Smart Meter, E^{CE} la energía asignada en la primera etapa y E^{P2P} la energía intercambiada en la segunda etapa.

Con el cálculo de las desviaciones, los costes se hallan según las siguientes situaciones:

- Si el prosumidor n es un vendedor y $\delta_n < 0$, quiere decir que se ha vendido más energía de la programada.

$$C_n = \lambda_s * E_n^{CE} + \gamma_n * E_n^{P2P} + \lambda_{u,s} * \delta_n \quad (5.22)$$

- Si el prosumidor n es un vendedor y $\delta_n > 0$, quiere decir que la cantidad de energía vendida es menor que la energía programada.

$$C_n = \lambda_s * E_n^{CE} + \gamma_n * E_n^{P2P} + \lambda_{u,b} * \delta_n \quad (5.23)$$

- Si el prosumidor n es un comprador y $\delta_n > 0$, quiere decir que más energía ha sido comprada por el prosumidor.

$$C_n = \lambda_b * E_n^{CE} + \gamma_n * E_n^{P2P} + \lambda_{u,b} * \delta_n \quad (5.24)$$

- Si el prosumidor n es un comprador y $\delta_n < 0$, que la cantidad de energía requerida es menor a la programada.

$$C_n = \lambda_b * E_n^{CE} + \gamma_n * E_n^{P2P} + \lambda_{u,s} * \delta_n \quad (5.25)$$

Siendo la suma de los costes por tramos el coste total para el día en cuestión. Además, para comparar resultados, se calculan los costes en caso de no contar con la comunidad energética y comerciar directamente con la red eléctrica:

$$C_n^* = \begin{cases} \lambda_{u,b} * E_n^{real}, & \text{si } E_n^{real} > 0 \\ \lambda_{u,s} * E_n^{real}, & \text{si } E_n^{real} < 0 \end{cases} \quad (5.26)$$

Por último, los indicadores clave de desempeño de la comunidad energética que se utilizan para evaluar el modelo son la proporción de ahorro individual y la autosuficiencia de la comunidad:

- **Share of individual savings (SIS).** Se define como el porcentaje de ahorro realizado por un prosumidor o consumidor individual gracias al comercio en la CE en comparación con el comercio sin CE. El SIS se presenta en (5.25), donde $C_{n,t}^*$ y $C_{n,t}$ son los costes netos para el comercio de electricidad sin y con CE, respectivamente, para el agregado n .

$$SIS_n = \frac{\sum_t (C_{n,t}^* - C_{n,t})}{|\sum_t C_{n,t}^*|} \quad (5.27)$$

- **Community self-sufficiency (SS).** Se trata del porcentaje de electricidad demandada por los agentes comunitarios locales que se produce dentro de la comunidad. La comunidad SS se expresa por (5.26), donde E_{demand} es la cantidad de energía demandada real por los usuarios y E_{grid} es la cantidad de energía requerida en la red eléctrica.

$$SS_t = 1 - \frac{E_{grid,t}}{E_{demand,t}} \quad (5.28)$$

Una vez que se han definido las políticas de agregación de la Comunidad Energética, se encuentra en disposición de proceder a la construcción del simulador de casos de uso, en el cual se evaluarán y someterán a prueba los algoritmos correspondientes.

6 SIMULADOR DE CASOS DE USO

El simulador de casos de uso es una herramienta diseñada para analizar y evaluar diferentes casos de uso relacionados con la Comunidad Energética. El objetivo principal del simulador es explorar diversas combinaciones de perfiles y obtener una amplia gama de respuestas para los agregados de la comunidad.

Para ello, se definen una serie de perfiles para el consumo energético, la generación fotovoltaica y el vehículo eléctrico. Todo esto sumado al uso de precios reales históricos, permiten mediante la combinación de estos perfiles, evaluar diferentes escenarios y analizar su impacto en la comunidad energética. Por ejemplo, se pueden analizar los beneficios de la generación fotovoltaica en términos de reducción de la dependencia de la red eléctrica y los ahorros económicos, considerando diferentes patrones de consumo y precios de la energía.

En la figura 6.1 se puede ver la estructura de este simulador de casos de uso, cuyos componentes se explicarán en detalle en los siguientes apartados.

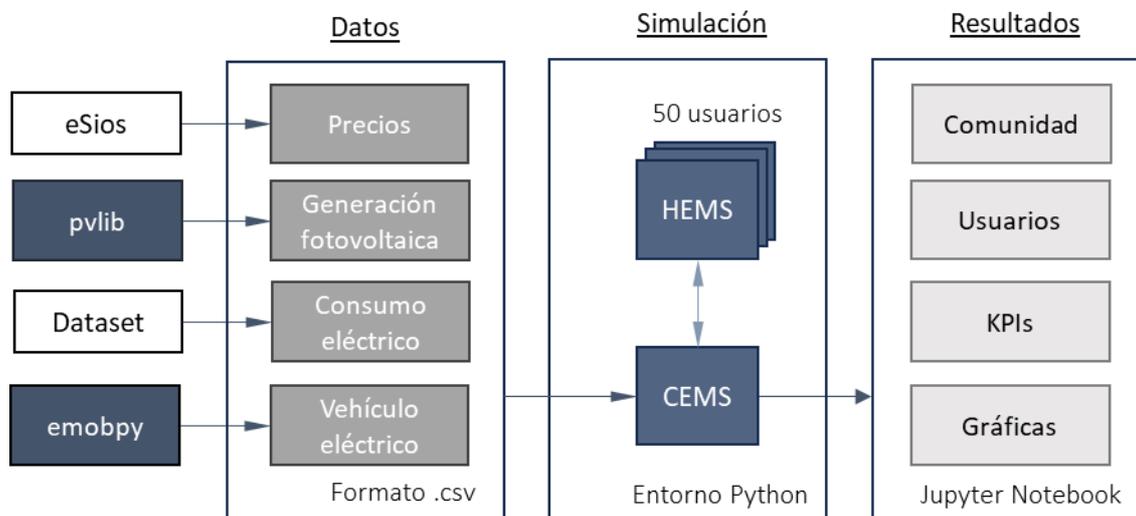


Figura 6.1. Estructura Simulador de Casos de Uso.

6.1 Datos

A continuación, se exponen las colecciones de datos y herramientas utilizadas para la generación de los archivos CSV correspondientes a la generación fotovoltaica, consumo eléctrico, precios y EV.

6.1.1 Precios

El precio de la energía procedente de la red eléctrica es una de las variables más importantes en la Comunidad Energética. Es una variable que influye directamente en los precios de intercambio y en los costes de los agregados.

Se utiliza un dataset formado por los precios en España de la tarifa PVPC 2.0 TD para el año 2022 con frecuencia de 15 minutos. El dataset se genera mediante Python haciendo uso de los datos de las tarifas PVPC descargados mediante la web de eSios (Sistema de Información del Operador del Sistema).

Hasta el 31 de mayo de 2021, las tarifas de PVPC se dividían en la tarifa por defecto, 2.0 A; la tarifa eficiencia dos periodos, 2.0 DHA, y la de vehículo eléctrico, 2.0 DHS. No obstante, a partir de esa fecha, son sustituidas por una única tarifa denominada 2.0 TD. Esta tarifa cuenta con una discriminación horaria en tres periodos en los que la aplicación de peajes y cargos regulatorios varía según tres periodos: punta, llano y valle.

En la siguiente figura, se representa la evolución de precio para las tarifas PVPC 2.0 A y 2.0 TD. La primera diferencia destacable es el aumento del precio, así como la inestabilidad del precio en los dos últimos años. En marzo de 2022, por ejemplo, alcanzando valores cercanos a 1 €/kWh. Mientras, en los primeros años, el precio se mantiene constante generalmente alcanzado un valor medio de 0.11 €/kWh en 2019 y 0.14 €/kWh en 2020.

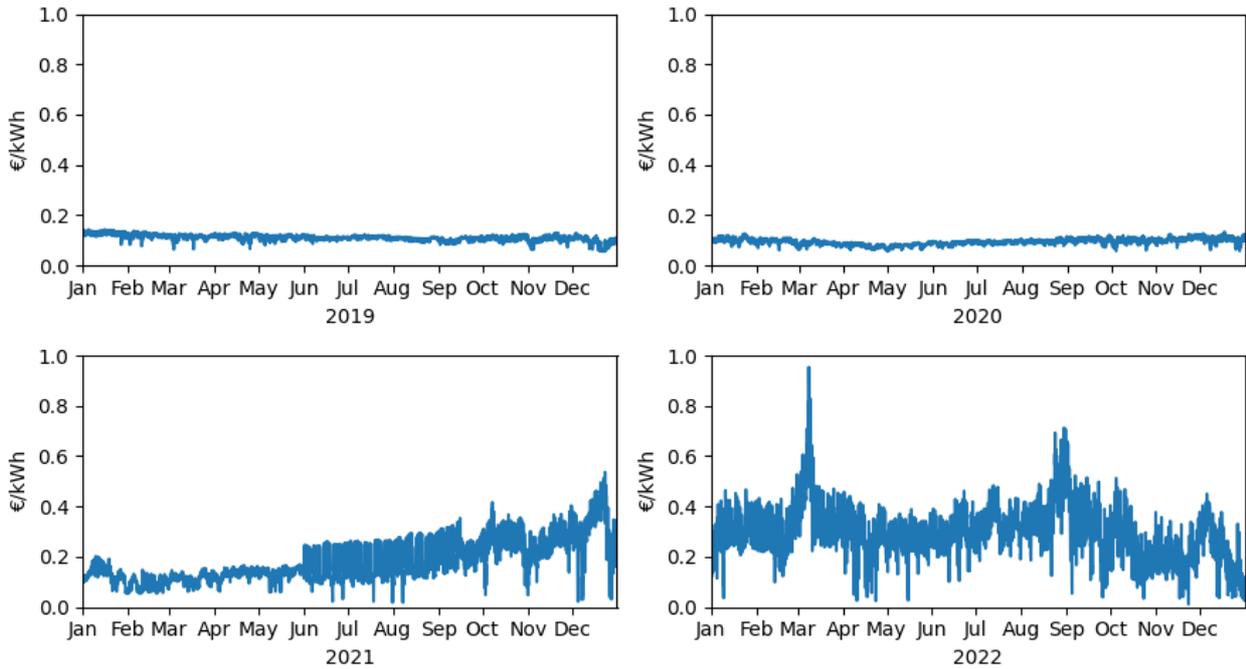


Figura 6.2. Evolución del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en los últimos años.

Además de la variabilidad en los niveles máximos y mínimos de esta tarifa, otra característica significativa son los precios dinámicos que se presentan a lo largo del día, dividiéndose en tres periodos como se mencionó anteriormente y se ilustra en la figura 6.3.

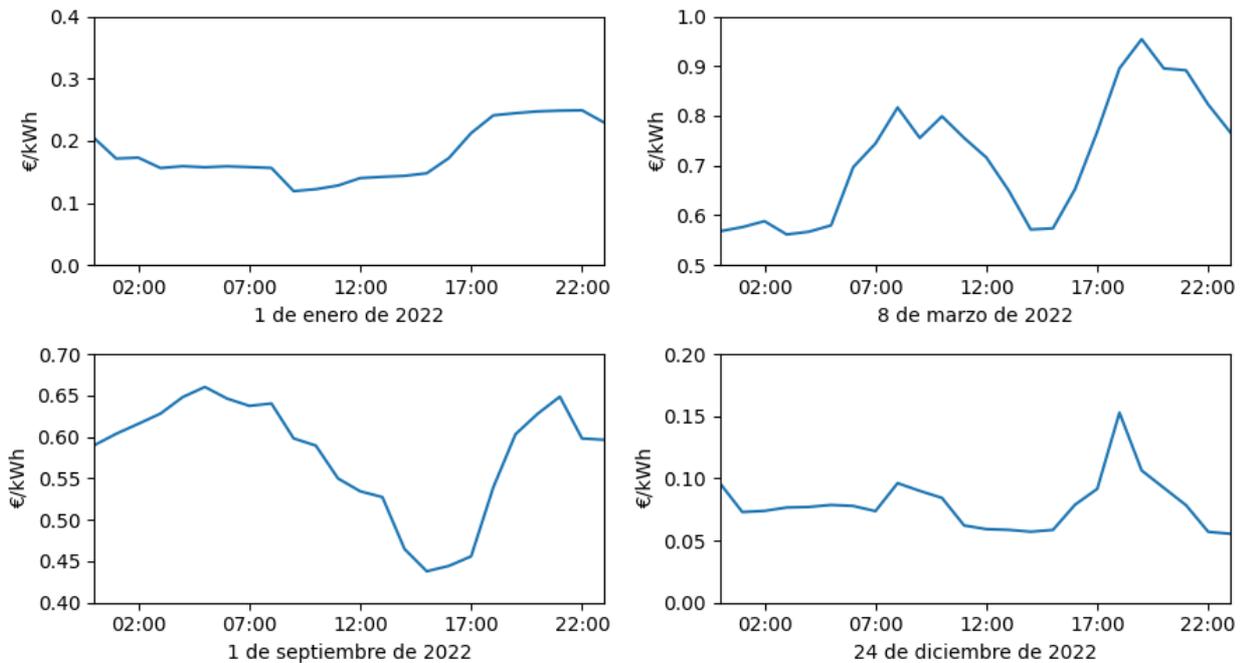


Figura 6.3. Tarifa 2.0 TD.

6.1.2 Generación fotovoltaica

Se diseña un módulo SW mediante la librería pvlib [69] en Python para la simulación del rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Según la localización y la potencia de la instalación deseada, se genera los datos de generación energética típicos en intervalos de 15 minutos para un año completo.

Para la simulación del rendimiento de las instalaciones, se extrae el Typical Meteorological Year (TMY) de Sevilla haciendo uso de la API de Photovoltaic Geographical System (PVGIS). Los conjuntos de datos TMY proporcionan la radiación solar, temperatura del aire, velocidad del viento y otras mediciones meteorológicas en intervalos de una hora para un año hipotético. No obstante, se aplica una interpolación lineal para obtener los datos en tramos de 15 minutos.

Otro parámetro importante son los componentes de la instalación. Se diseña una serie de instalaciones según la potencia deseada:

Instalación	Inversor	Módulos por <i>string</i>	<i>Strings</i> por inversor	Potencia DC (kWp)	Potencia AC (kWp)
I	Fronius Primo GEN24 3kw	4	2	3,68	3
II	Fronius Primo 5.0-1 208-240	6,5	2	5,98	5
III	Fronius Primo 6.0-1 208-240	7,5	2	6,44	6
IV	Fronius Primo 8.0-1 208-240	10	2	9,2	8

Tabla 6.1. Características de la instalación.

Para todos los casos, se utiliza el modelo de panel solar Panel JA Solar 460W 24V monocristalino Perc con un ángulo de inclinación de 25 grados y orientación sur. Además, se estima un factor de suciedad de 0,2 y no se consideran pérdidas por sombras.

En la siguiente figura, se presentan las comparativas de la generación de energía solar de las diversas instalaciones. Se puede apreciar cómo la generación de energía está limitada por la potencia nominal de corriente alterna (AC) del inversor utilizado en cada instalación. Esta limitación es un factor determinante en la eficiencia y rendimiento de la generación de energía solar.

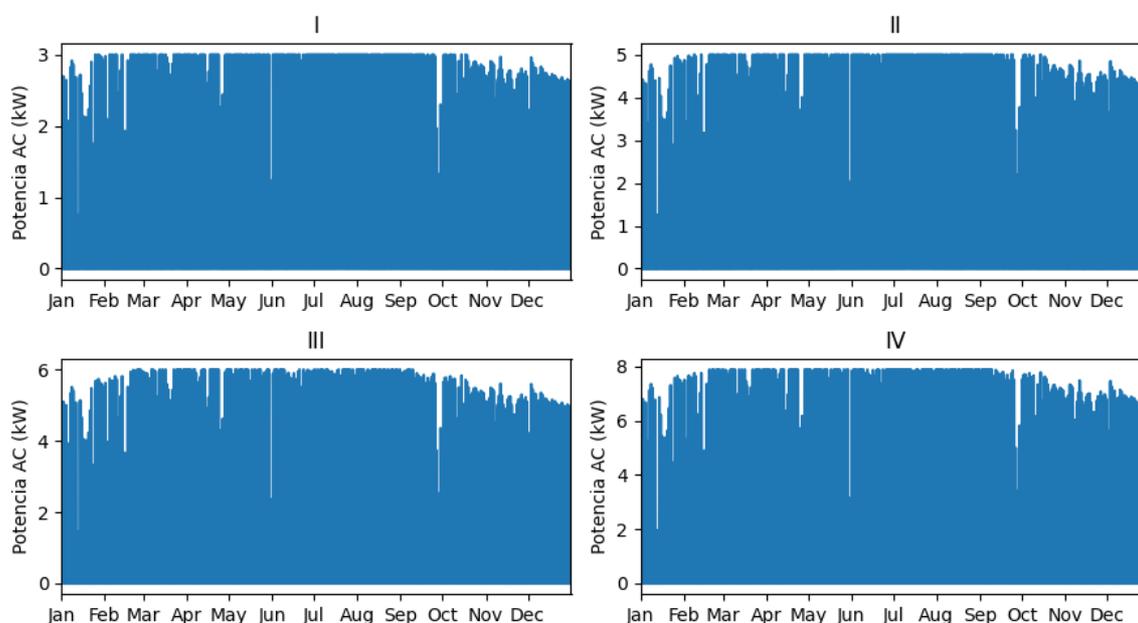


Figura 6.4. Comparativa de la generación solar para las diferentes instalaciones en Sevilla.

Por último, en la siguiente figura se presentan los resultados de la generación de energía solar de la instalación I según la época del año. Se puede observar la variación de la cantidad de horas de radiación solar que incide en la instalación a lo largo del año.

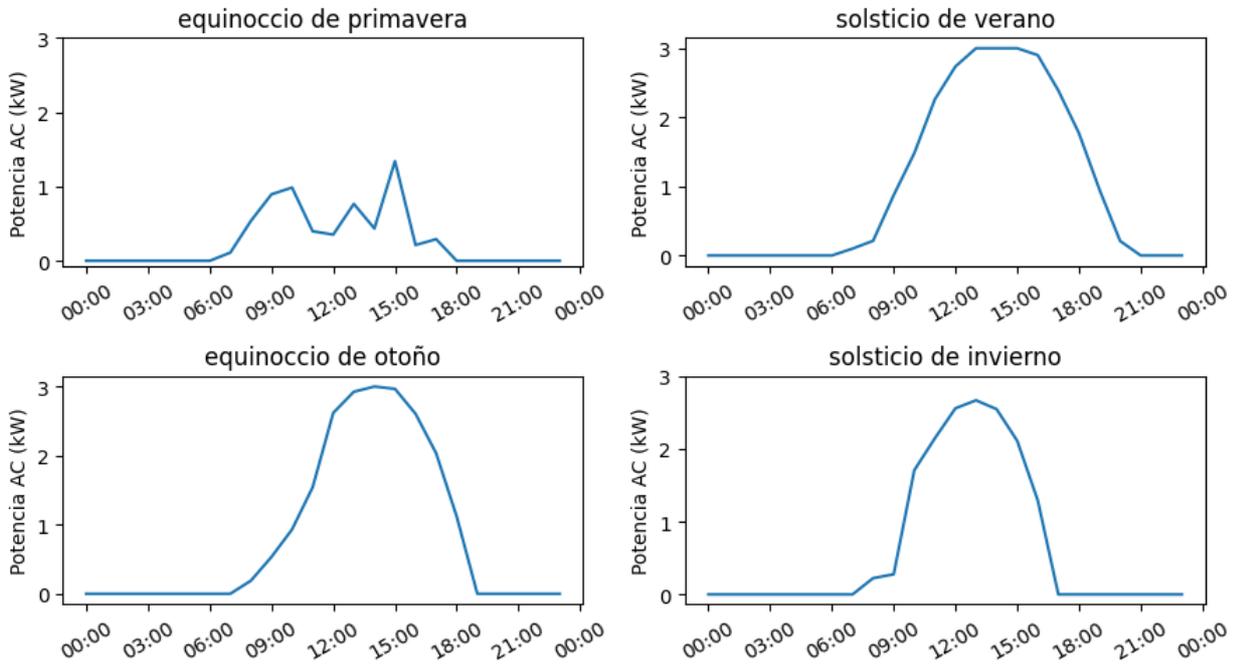


Figura 6.5. Curvas de generación de la instalación I para distintas épocas del año en Sevilla.

6.1.3 Consumo eléctrico

Para el consumo eléctrico se utiliza un dataset extraído de Zenodo [40]. Los datos describen una comunidad de energía eléctrica, que contiene perfiles de generación fotovoltaica (PV) y perfiles de consumo de usuario final. Las curvas de consumo corresponden a 50 hogares residenciales y un edificio público (biblioteca municipal) cubriendo un año completo en intervalos de 15 minutos. En la siguiente imagen, se puede observar algunos de los perfiles de consumo pertenecientes a este dataset.

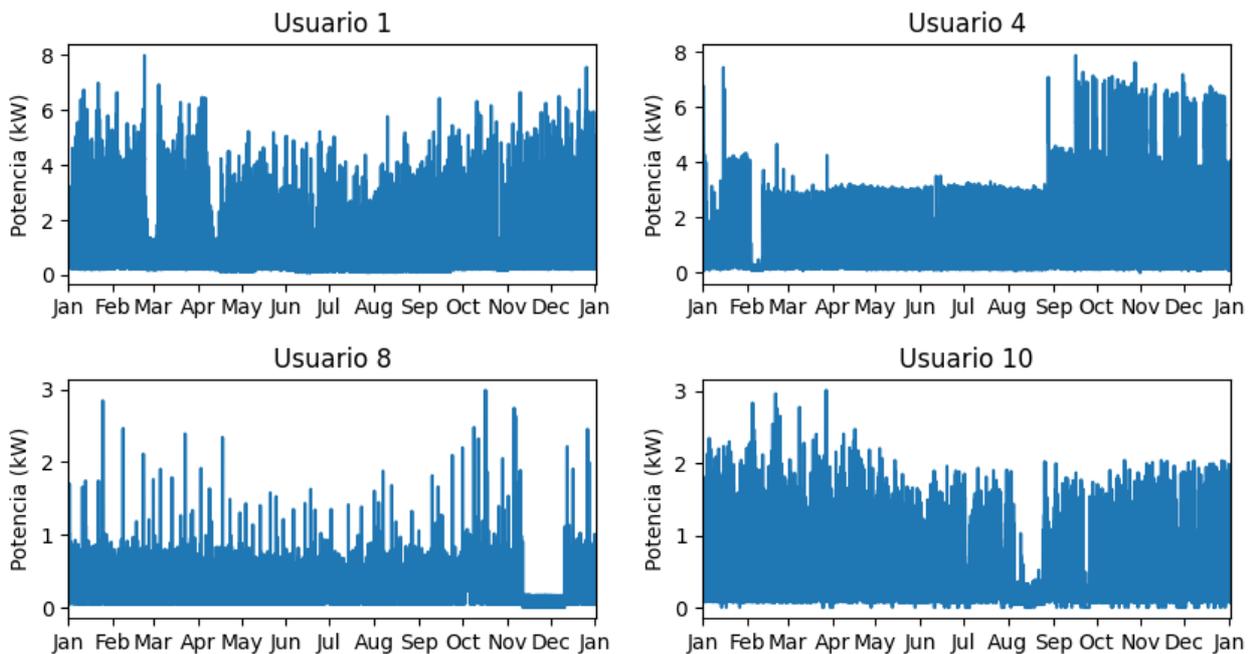


Figura 6.6. Perfiles de consumo de usuario final pertenecientes al dataset.

Cada perfil de consumo se encuentra desagregado en el consumo individual de las aplicaciones más comunes en una vivienda (AC, lavavajillas, lavadora ...). En la figura 2.5 se muestra un ejemplo de la desagregación para el usuario 1 en un día concreto. Gracias a esta desagregación, se puede simular el control de cargas por parte de los agregados aumentando su flexibilidad en la gestión energética.

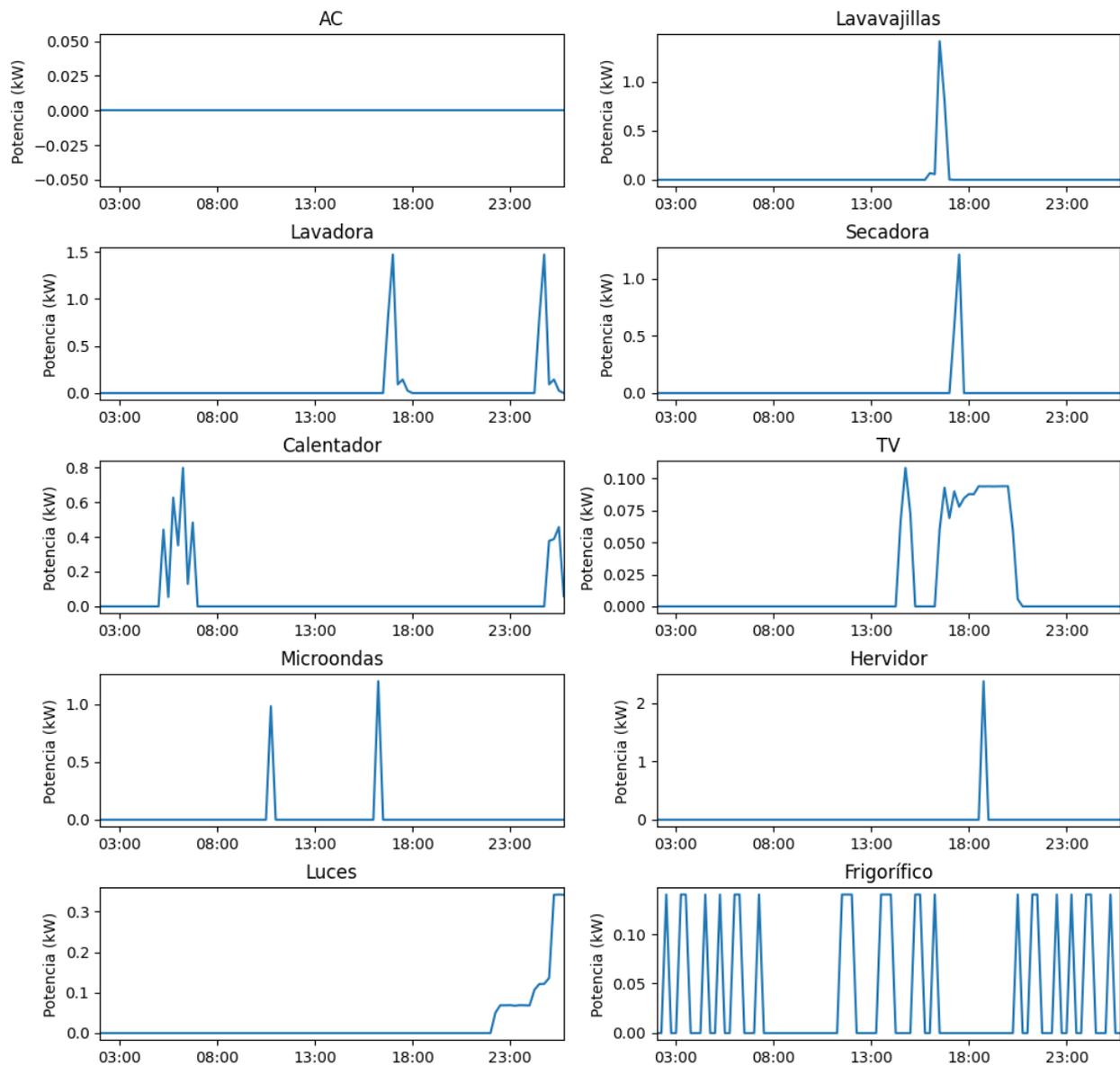


Figura 6.7. Perfil de consumo desagregado en diferentes aplicaciones.

6.1.4 Vehículo eléctrico

Uno de los parámetros cruciales en la gestión de las viviendas es el vehículo eléctrico, ya que impacta notablemente en el balance energético de la vivienda. Para la simulación de este dispositivo se utiliza la librería emobpy [49] en entorno Python. Es una herramienta capaz de crear series temporales de vehículos eléctricos basadas en estadísticas de movilidad, permitiendo modelar la interacción entre EV y los sistemas de energía, incluyendo la integración de la carga de los EV en el consumo de la vivienda y la red eléctrica.

En la simulación del vehículo eléctrico, se consideran cuatro series temporales que proporcionan los datos necesarios para generar perfiles con respecto a los requisitos establecidos.

1. Movilidad del vehículo eléctrico: Se define el uso del EV, incluyendo variables como el número de viajes diarios, destinos de cada viaje, duración de los trayectos, entre otros.
2. Consumo durante la conducción: Se utilizan modelos predefinidos en el simulador, que contemplan datos como la potencia nominal del motor, peso en vacío, coeficiente de arrastre y dimensiones del EV. Estos modelos se basan en datos de EV reales para garantizar la precisión y realismo de los resultados.
3. Disponibilidad de la red: Se refiere a la presencia de un cargador de EV en el destino del vehículo. Se pueden ajustar estos datos para permitir la carga en lugares específicos, como el lugar de trabajo. Se utilizan valores porcentuales para reflejar la variabilidad en la disponibilidad de cargadores, lo que agrega realismo al modelo.
4. Demanda de la red: Esta serie temporal permite elegir la potencia de carga y descarga que el EV puede manejar, así como diferentes modos de carga, como carga inmediata, carga específica o carga nocturna.

Las series temporales se desarrollan basadas en los siguientes perfiles:

- ev1: trabajador con horario de 8:00 a 17:30
- ev2: trabajador con horario de 7:00 a 15:00
- ev3: trabajador con horario de 15:00 a 23:00
- ev4: teletrabajo o trabajador que no emplee el EV con horario de 8:00 a 17:30.

Mediante la definición de los perfiles, se permite realizar la combinación de diferentes alternativas para vehículo eléctrico, consumo y generación. Esto sumado a la variación de precios según el día del año ofrece multitud de situaciones realistas a procesar por los módulos de gestión HEMS y CEMS. La configuración de la de los usuarios de la CE se define mediante un documento json en el que se expone la configuración de los 50 usuarios. En la siguiente figura, se detalla el formato seguido para la asignación de los diferentes perfiles.

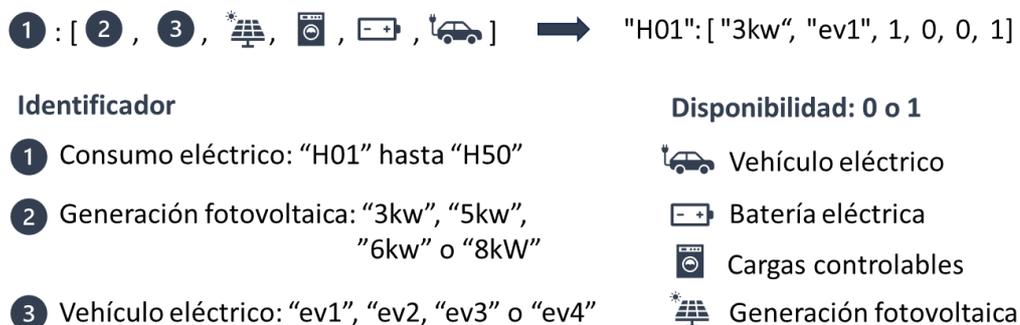


Figura 6.8. Configuración de los Usuarios de la Comunidad Energética.

6.2 Simulación

Con la disponibilidad de los datos, esta etapa se centra en la simulación de los sistemas de gestión según las políticas de agregación descritas en el capítulo 5. Para ello, se exponen los sistemas de gestión responsables de la coordinación del agregador y los agregados: CEMS y HEMS, desarrollados en entorno Python.

6.2.1 CEMS

El módulo CEMS tiene como objetivo gestionar una comunidad energética local según la definición de las tres etapas en las políticas de agregación. Esta clase contiene métodos y atributos que se utilizan para gestionar una comunidad energética local. El código sigue una estructura orientada a objetos en la que los métodos de la clase realizan diferentes etapas de la gestión de la comunidad energética. A continuación, se realiza un resumen de las funciones y etapas clave del módulo CEMS:

1. `__init__`: Esta función se encarga de inicializar el módulo CEMS. Crea un objeto de fecha según el día especificado, obtiene la configuración de la comunidad, determina el tipo de mecanismo de precios, así como la lectura de los distintos archivos CSV.
2. `first_stage`: La primera etapa de la comunidad inteligente energética. En esta etapa, se realiza la preparación de la colección para almacenar datos, la comunicación con los agregados y se calculan las columnas 'ES', 'C2G' y 'G2C' en el DataFrame denominado "Comunidad" y se registran los datos de los intercambios en el Dataframe "Usuarios".
3. `second_stage`: En la segunda etapa, se inicia la gestión P2P entre los usuarios de la comunidad. Se crea un mercado P2P en el que los usuarios compran y venden energía entre sí, y se actualizan los Dataframes "Comunidad" y "Usuarios".
4. `third_stage`: En la tercera etapa, se calculan los costes y los indicadores clave de rendimiento (KPIs) de la comunidad. Se actualizan los Dataframes tanto de los usuarios como de la comunidad con esta información.
5. `pipeline_HEMS`: Es una función auxiliar que organiza y estructura de manera coherente los datos según la configuración de la comunidad. Se crea un DataFrame con toda la información necesaria para el día en cuestión identificados mediante la etiqueta "Hxx". Esta etiqueta contiene desde "H01" hasta "H50", parámetro que permite identificar cada uno de los 50 usuarios para poder filtrar y enviar la información al módulo HEMS.

Además, se ha requerido el uso de ciertas bibliotecas definidas en el apartado 3.3.3 Herramientas. Se utiliza principalmente la biblioteca Pandas para gestionar los datos de forma estructurada y las librerías Numpy y scikit-learn para cálculos numéricos. Además, se utiliza la librería Pymarket para la gestión del mercado P2P, asegurando una gestión eficiente de los intercambios energéticos.

No obstante, se ha necesitado el uso de bibliotecas adicionales como math y datetime. Datetime posibilita la manipulación de fechas y horas, mientras que math, junto con scikit-learn, ha sido incorporada para el cálculo del error cuadrático de los precios internos en la función `first_stage`.

6.2.2 HEMS

En este apartado, se expone el sistema de decisión HEMS desarrollado en entorno Python. Debido a que se trata como una “caja negra”, se van a demostrar las distintas funcionalidades, así como las diversas alternativas de gestión que derivan gracias al simulador de casos de uso desarrollado y el módulo HEMS.

En la siguiente gráfica se puede observar un ejemplo de la demanda de la vivienda según el uso de las diferentes tecnologías: placas fotovoltaicas referenciado como prosumidor, cargas controlables (CC), batería (BESS) y vehículo eléctrico (EV).

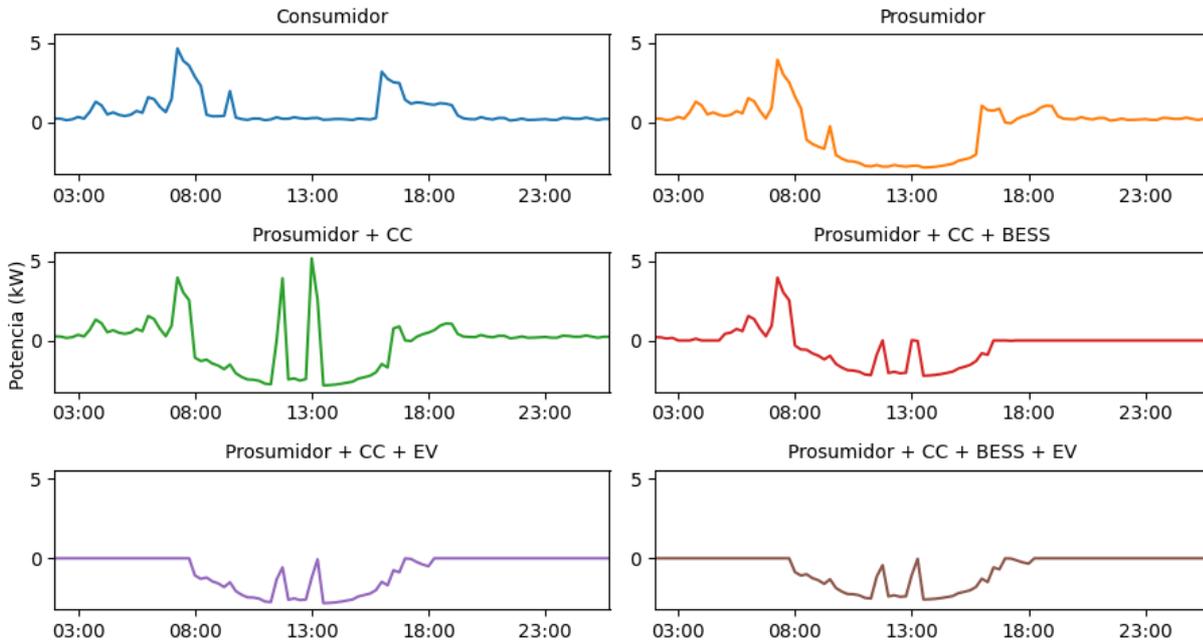


Figura 6.9. Respuesta agregado según las tecnologías usadas (I).

Se puede observar cómo varía la respuesta del usuario según las tecnologías usadas, siendo más independiente con el uso de batería y/o vehículo eléctrico. Para ver un ejemplo de las alternativas que ofrece el simulador de casos de uso, se expone otro ejemplo a continuación cambiando la instalación de generación fotovoltaica a 5 kWp. Se obtienen resultados razonables, pues la demanda disminuye y aumentan los excedentes.

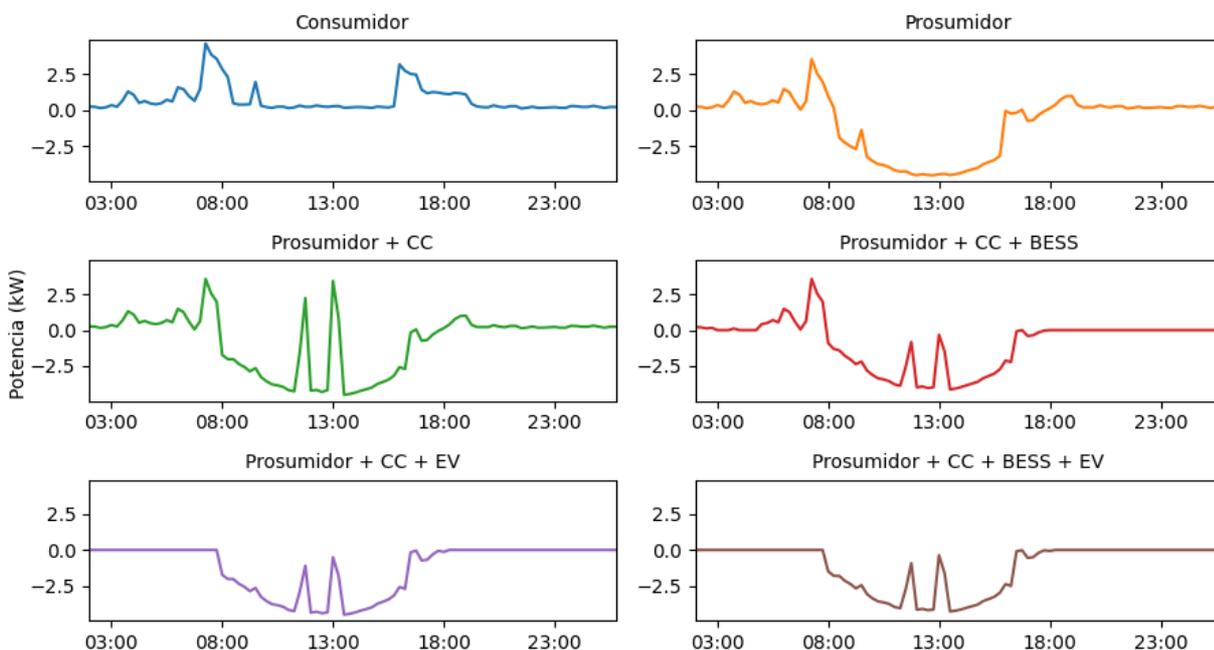


Figura 6.10. Respuesta agregado según tecnologías usadas (II).

A continuación, se va a detallar la gestión de HEMS según las tecnologías usadas mediante el uso de gráficas. En estas graficas se muestran las siguientes variables según el caso:

- Precios: Precios internos de compra y venta internos de la CE.
- Consumo pasivo: Consumo total del agregado sin contar con el consumo de eléctrico de las cargas controlables.
- Red: Hace referencia a la potencia requerida o suministrada al exterior, ya sea procedente de otros agregados o en su defecto, de la red.
- Cargas controlables: Dentro de las cargas controlables, se consideran los electrodomésticos lavavajillas, lavadora y secadora. Estas variables representan la potencia requerida por estos dispositivos.
- BESS: Representa el estado de carga de la batería eléctrica.
- EV: Se refiere al estado de carga del vehículo eléctrico. En aquellos casos donde el SOC EV se encuentra en 0, significa que el vehículo no se encuentra conectado a la instalación.

Además, este sistema de gestión considera una serie de características para los modelos de BESS y EV que se detallan en la tabla siguiente para una mayor comprensión de la respuesta.

Tabla 6.2. Características de los modelos de BESS y EV.

	BESS	EV
Capacidad de la batería	7.1 kWh	45 kWh
SOC máximo	0.9	1
SOC mínimo	0.3	0.2
Eficiencia de carga	0.96	0.9
Eficiencia de descarga	0.96	0.95
Potencia de carga máxima	1.2 kW	7.4 kW
Potencia de descarga máxima	1.2 kW	7.4 kW

El primer caso es la gestión para el caso de Prosumidor, véase figura 6.11. En este caso, no hay gestión de las cargas controlables y se puede comprobar que tanto lavadora como secadora se han realizado en momentos donde el precio de compra es más elevado. Además, se puede comprobar que la potencia de red corresponde con los valores respectivos de consumo pasivo, PV y los electrodomésticos.

En la figura 6.12 se muestra la gestión para el caso de “Prosumidor + CC”. Con respecto al anterior ejemplo, se observa el control de cargas desplazándose a los horarios donde los precios son menores y se requiere menos energía de la red.

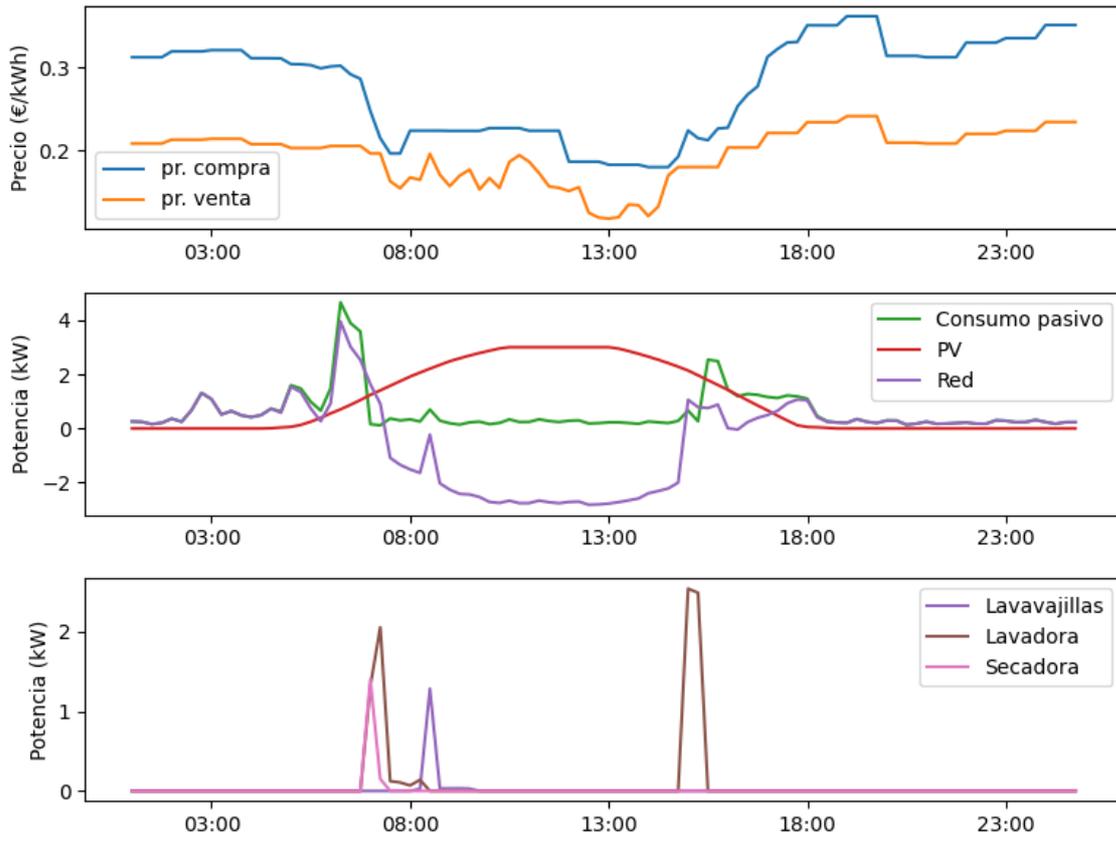


Figura 6.11. HEMS - Prosumidor.

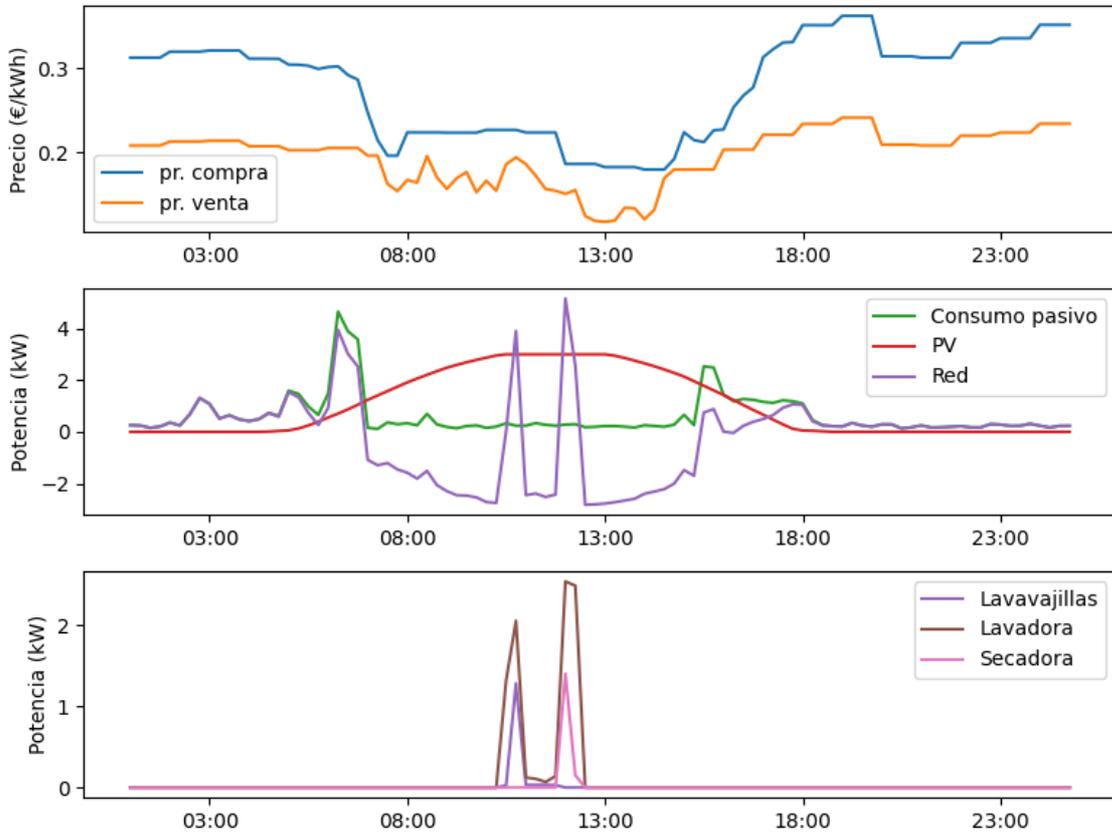


Figura 6.12. HEMS - Prosumidor + CC.

El caso “Prosumidor + CC + BESS” se muestra en la figura 6.13. Se comprueba el correcto funcionamiento de la batería, descargándose en los tramos con mayor coste asociado y cargándose en los tramos con generación fotovoltaica.

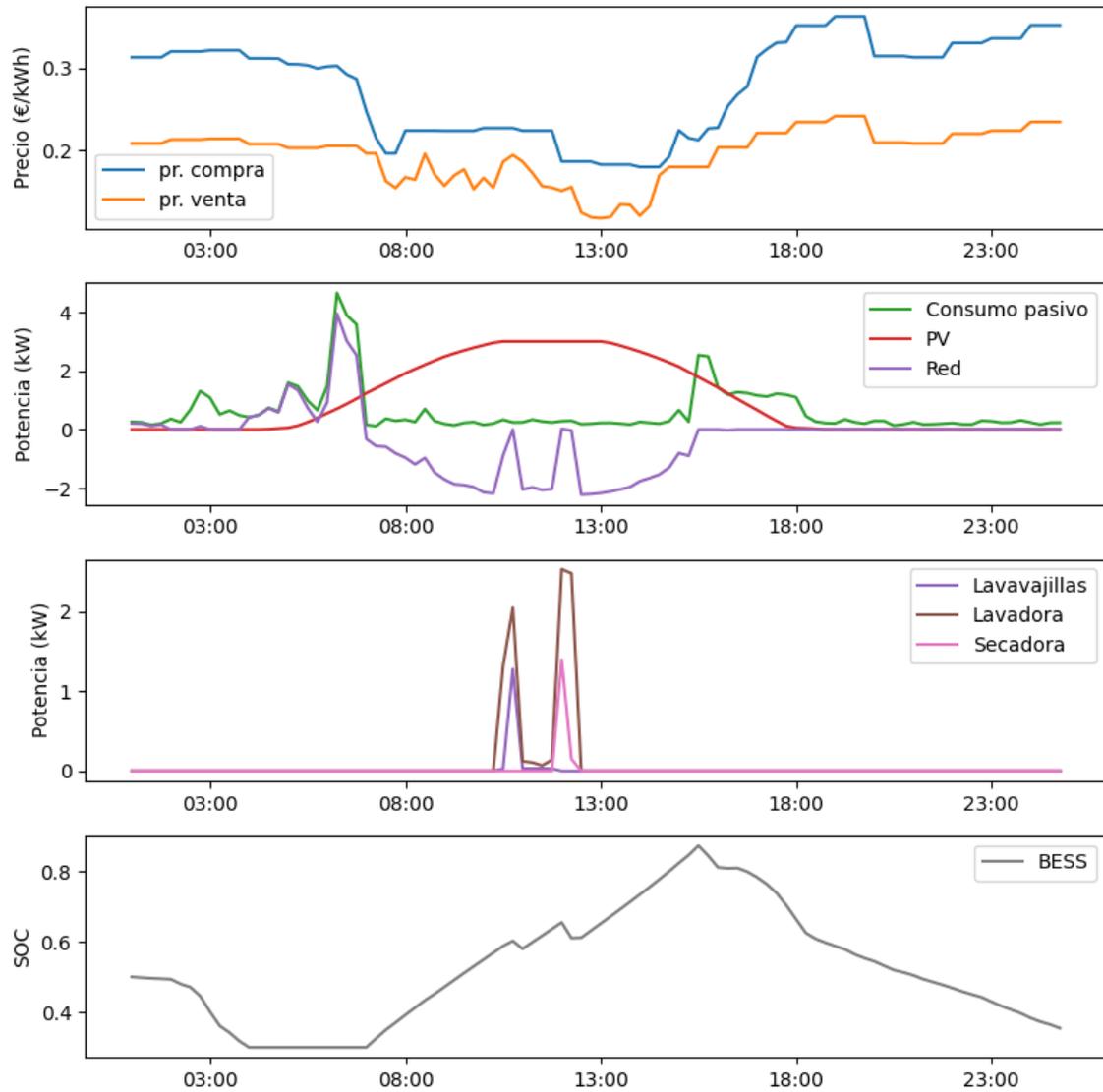


Figura 6.13. HEMS - Prosumidor + CC + BESS.

En la figura 6.14 se expone el caso “Prosumidor + CC +EV”. Se puede comprobar que el SOC del vehículo eléctrico disminuye para contrarrestar el consumo y se generan excedentes de energía en los tramos donde el EV no está disponible.

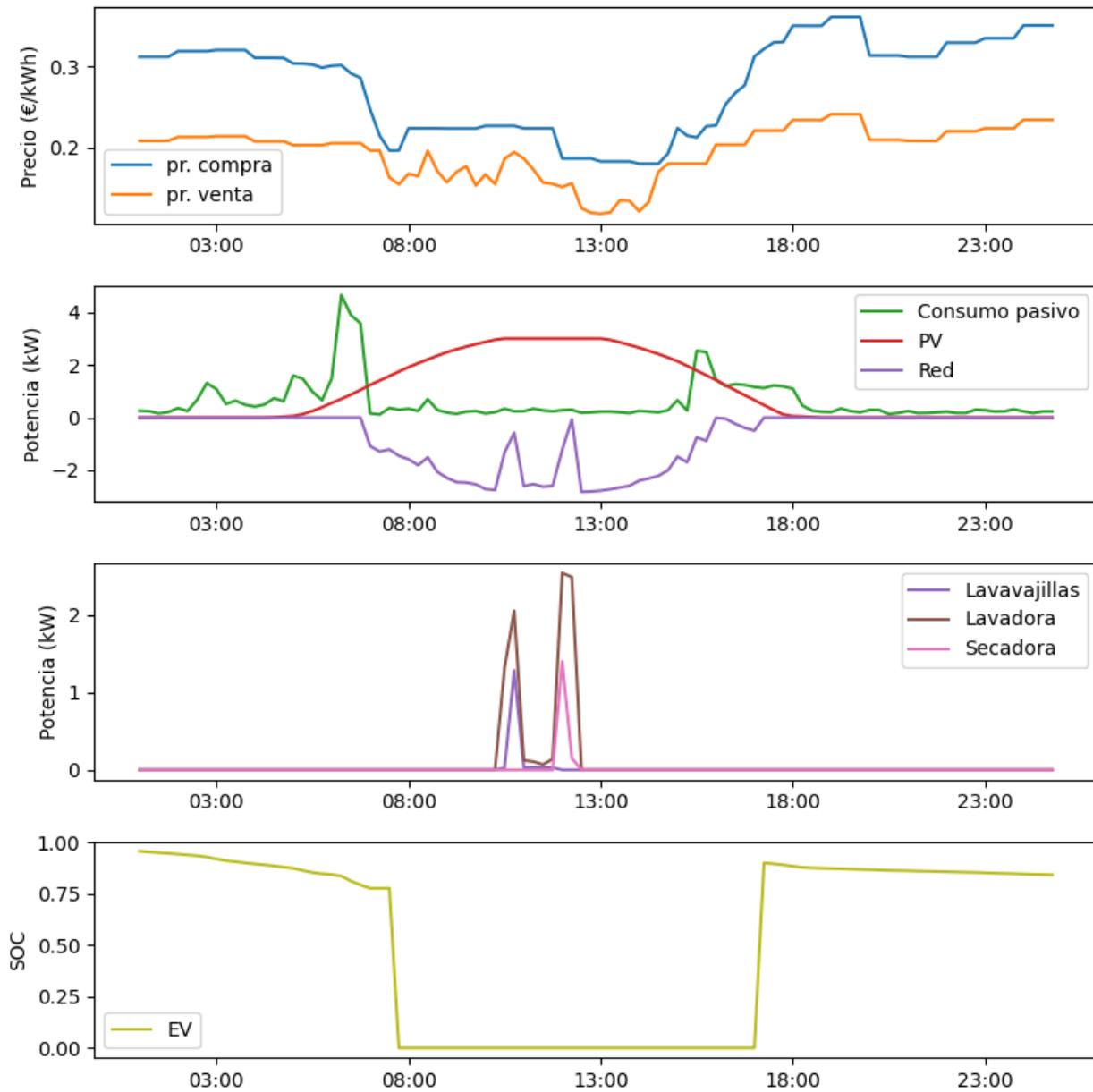


Figura 6.14. HEMS - Prosumidor + CC + EV.

Por último, se expone el caso “Prosumidor + CC + BESS + EV”. Este caso es similar al presentado anteriormente, con la diferencia de que la batería se carga durante los tramos de generación solar disminuyendo los excedentes a la red.

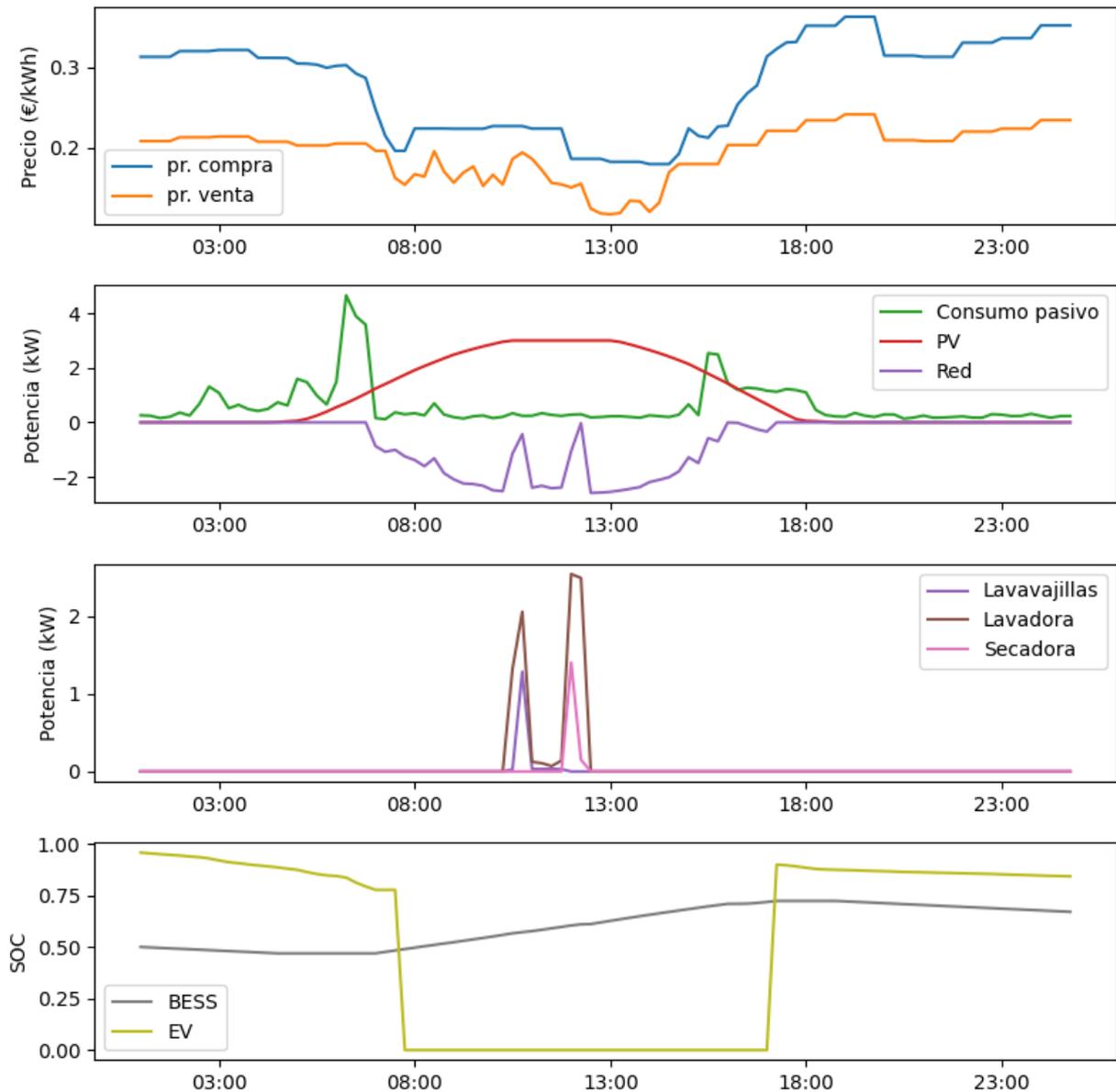


Figura 6.15. HEMS - Prosumidor + CC + BESS + EV.

Con la presentación de la última gráfica, concluye la exposición del módulo HEMS y se da paso a la última parte del simulador de casos de uso donde se expondrán los tipos de resultados. En dicho apartado, se examinarán en detalle los atributos y datos recogidos en los Dataframes "Comunidad" y "Usuarios" para comprender de manera más profunda los resultados generados por el sistema de gestión.

6.3 Resultados

Para la adquisición y visualización de los datos, se emplea cuadernos Jupyter como entorno de desarrollo interactivo mediante Python. Estos cuadernos se utilizan para acceder a fuentes de datos, procesar la información y presentar los resultados de una manera clara y efectiva. Los cuadernos Jupyter también permiten la creación de visualizaciones gráficas para mejorar la comprensión de los datos y los resultados. Para ello, se han utilizado las librerías Pandas y Seaborn.

La llamada a las funciones del módulo CEMS se realizan desde este entorno, permitiendo el acceso a los Dataframes “Comunidad” y “Usuarios”. Además, permite modificar ciertos parámetros internos del módulo CEMS como el día de simulación que permiten realizar las diferentes pruebas que se describen en el próximo capítulo. El Dataframe “Usuarios” contiene todos los atributos resultantes de las tres etapas consideradas a nivel agregado. En la siguiente tabla, se describe cada atributo junto con el tipo de dato y sus unidades.

Tabla 6.3. Atributos Dataframe "Usuarios".

Atributo	Descripción	Tipo	Unidades
timestamp	Marca temporal en estructura <i>datetime</i> "%Y-%m-%d %H:%m:00".	string	-
ID	Identificador, formato "Hxx".	string	-
pr_compra	Precio importación de la red eléctrica.	number	€/kWh
pr_venta	Precio exportación de la red eléctrica.	number	€/kWh
pm_compra	Precio interno de compra.	number	€/kWh
pm_venta	Precio interno de venta.	number	€/kWh
pr_p2p	Precio asignado en intercambio P2P.	number	€/kWh
E_ce	Energía asignada por agregado en primera etapa.	number	kWh
ofertas_p2p	Energía requerida por agregado en segunda etapa.	number	kWh
E_p2p	Energía asignada por agregado en segunda etapa.	number	kWh
Fuente	Fuente de los intercambios P2P.	string	-
E_sm	Energía medida por Smartmeter.	number	kWh
coste	Coste total de todos los agregados.	number	€
coste_sin_ce	Coste total de todos los agregados sin CE.	number	€
sis	Share of individual savings (KPI)	number	%

Entre sus atributos, se pueden observar los diferentes precios, los intercambios de energía efectuados en las dos primeras etapas, así como los costes asociados y el ahorro obtenido calculados en la tercera etapa. Además, este Dataframe recoge los datos para todos los usuarios, permitiendo mediante los atributos timestamp e ID obtener los datos requeridos para cada usuario. Estos atributos son representados en gráficas para el estudio y validación de los resultados como se verá en el próximo capítulo.

La valoración de estos datos a nivel comunitario genera como respuesta el Dataframe “Comunidad”. Este Dataframe posee atributos idénticos al Dataframe “Usuarios” como el timestamp, ID y los diferentes precios. Además, se añaden otros términos como Community-to-grid (C2G), Energy Sharing (ES) y Grid-to-Community (G2C) que permiten reflejar de forma clara el estado energético de la CE para los diferentes tramos del día en la primera etapa. A continuación, se exponen los atributos que conforman el Dataframe “Comunidad”.

Tabla 6.4. Atributos Dataframe "Comunidad".

Atributo	Descripción	Tipo	Unidades
timestamp	Marca temporal en estructura <i>datetime</i> "%Y-%m-%d %H:%m:00"	String	
ID	Identificador de la fuente, en este caso "CE".	string	-
pr_compra	Precio importación de la red eléctrica.	number	€/kWh
pr_venta	Precio exportación de la red eléctrica.	number	€/kWh
pm_buy	Precio interno de compra.	number	€/kWh
pm_sell	Precio interno de venta.	number	€/kWh
ES	Energía intercambiada en la primera etapa.	number	kWh
C2G	Energía exportada a la red en la primera etapa.	number	kWh
G2C	Energía importada a la red en la primera etapa.	number	kWh
ofertas_p2p	Energía requerida en segunda etapa.	number	kWh
P2P	Energía intercambiada en la segunda etapa.	number	kWh
coste	Coste total de todos los agregados.	number	€
coste_sin_ce	Coste total de todos los agregados sin CE.	number	€
SS	Self-Sufficiency (KPI)	number	-

Después de haber completado la creación del simulador de casos de uso, el siguiente paso implica llevar a cabo las diversas pruebas para observar el funcionamiento del sistema desarrollado, un tema que se abordará en el siguiente capítulo.

7 PRUEBAS

El objetivo principal de este capítulo es analizar las diferentes variaciones a nivel energético que pueden darse en el escenario definido, estudiando los impactos que tiene tanto en la comunidad como en los usuarios. En el apartado de políticas de agregación, se analiza en detalle las etapas de agregación con respecto a los dos mecanismos de coste desarrollados. Posteriormente, se analizan los efectos de la estacionalidad en la autosuficiencia de la comunidad y los costes asociados. Finalmente, se examinan las fluctuaciones de precios y su influencia en los ahorros energéticos.

El escenario definido corresponde al caso de estudio descrito en la sección 3.1, que involucra a 50 usuarios con diversas tecnologías: 11 usuarios con paneles solares, 17 usuarios con vehículos eléctricos, 5 usuarios con baterías y 10 usuarios con cargas controlables. Por lo tanto, se han definido varios perfiles de usuarios como punto de partida para analizar el impacto de las políticas de agregación, como se detalla a continuación.

7.1 Políticas de agregación

En esta prueba, se lleva a cabo la simulación de un día típico en la CE, concretamente el 20 de septiembre, con el propósito de analizar las fases de las políticas de agregación y evaluar el impacto de los mecanismos de costes MMR y SDR.

7.1.1 Primera etapa: Estado CE

La primera etapa permite conocer el estado de la comunidad energética en el día anterior, estableciendo los intercambios energéticos entre los usuarios y los flujos de energía con la red eléctrica, véase figura 7.1. Se puede observar los intercambios energéticos entre los usuarios mediante el término Energy Sharing (ES), la energía requerida de red mediante Grid-to-Community (G2C) y los excedentes de energía mediante el término Community-to-Grid (C2G). Además, el establecimiento de los precios internos, en este caso, mediante el mecanismo MMR.



Figura 7.1. Primera etapa: Estado CE (MMR).

En la figura 7.2 se representa el estado de la CE según el mecanismo SDR. Se aprecia la diferencia de precios con respecto al caso anterior, siendo menos elevados en el caso del mecanismo SDR. Esto induce a ciertos cambios por parte de los usuarios, pudiendo observar cómo varía la demanda con la variación de precios.



Figura 7.2. Primera etapa: Estado CE (SDR).

7.1.2 Segunda etapa: Mercado P2P

La segunda etapa corresponde con la actualización de la programación energética de los usuarios y la ejecución del mercado P2P en tiempo real. En las siguientes figuras, se representan los intercambios P2P asignados en las dos simulaciones, frente a las ofertas que no han podido ser asignadas a nivel comunitario. La suma de ambas variables corresponde a las ofertas recibidas de venta o compra, según cuál no haya sido la variable limitante en los intercambios. Ambas gráficas presentan similitudes notables, ya que dependen de las desviaciones de los usuarios y a las regulaciones del mercado P2P. No obstante, se observa la importancia de esta etapa para la reducción de las desviaciones y su impacto.

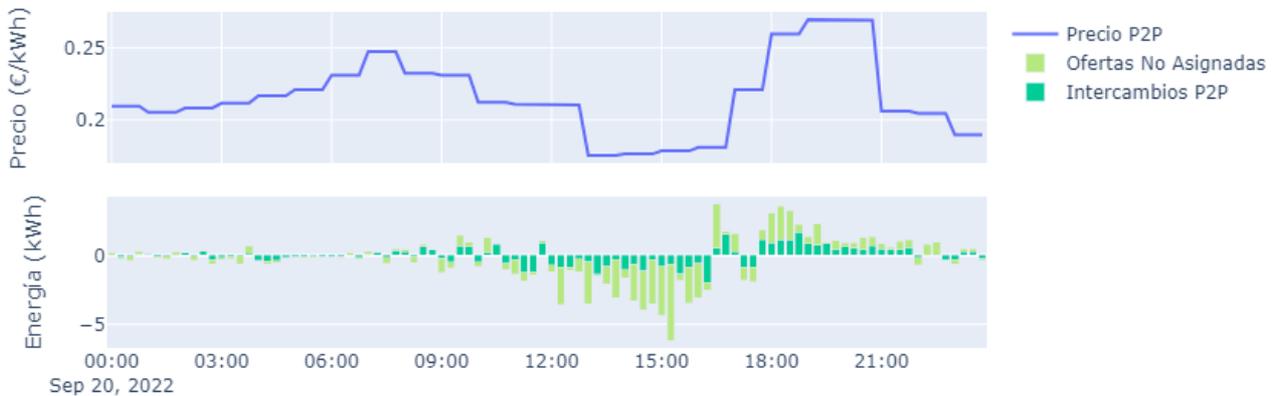


Figura 7.3. Segunda etapa: Mercado P2P (MMR).



Figura 7.4. Segunda etapa: Mercado P2P (SDR).

A nivel usuario, las desviaciones pueden ser positivas o negativas para todos los tramos. En la siguiente figura, se muestra los intercambios P2P realizados por el consumidor “H09” en la simulación con el mecanismo MMR.



Figura 7.5. Segunda etapa: Mercado P2P – Usuario "H09".

No obstante, en determinados casos, las desviaciones son gestionadas mediante el uso de baterías y EV, reduciendo así las ofertas declaradas en el mercado como el caso del usuario “H11”, véase la figura 7.6.



Figura 7.6. Segunda etapa: Mercado P2P – Usuario "H11".

Estos intercambios P2P se definen en función del precio, la cantidad de energía y las fuentes de dichos intercambios, como se ilustra en la siguiente imagen. Esta representación muestra los datos de intercambio para el período comprendido entre las 17:00 y las 17:45 horas.

	ID	pr_p2p	ofertas_p2p	E_p2p	Fuente
timestamp					
2022-09-20 17:00:00	H11	0.2209	-0.4146	-0.4146	[H03, H28]
2022-09-20 17:15:00	H11	0.2209	-0.3094	-0.3094	[H47, H23, H34, H14]
2022-09-20 17:30:00	H11	0.2209	0.2771	0.2771	[H05, H18]
2022-09-20 17:45:00	H11	0.2209	0.3445	0.2780	[H03, H18]

Figura 7.7. Resultados Segunda Etapa: Mercado P2P - Usuario "H11".

7.1.3 Tercera etapa: Facturación eléctrica

En la tercera etapa, se lleva a cabo el cálculo de los costos y los indicadores clave de rendimiento (KPIs) tanto a nivel comunitario como individual, tal y como se detalla en la sección 5.4.3. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para esta etapa con respecto a los diferentes mecanismos de costes.



Figura 7.8. Tercera etapa: Facturación eléctrica (MMR).

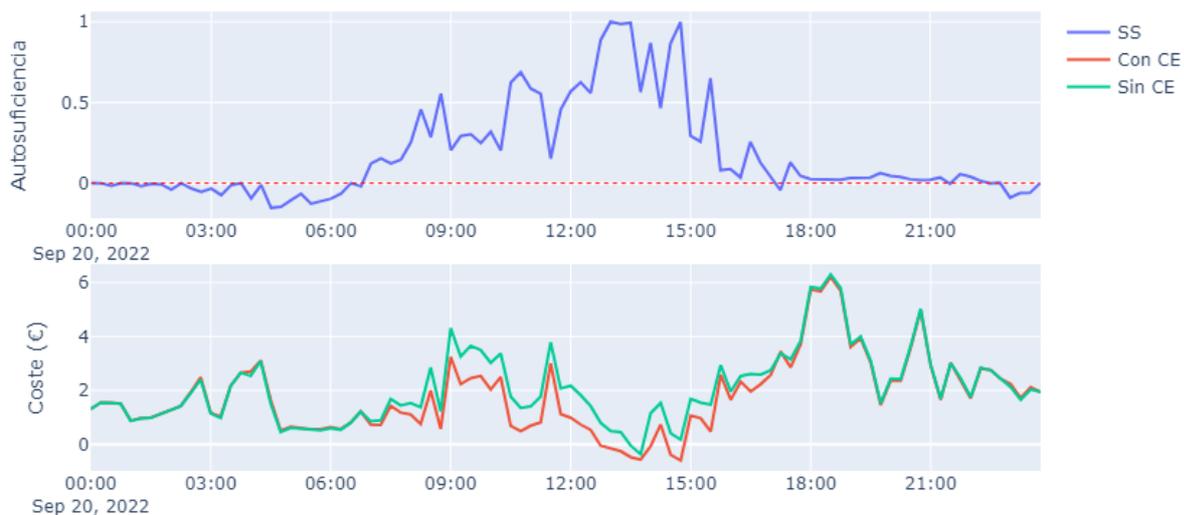


Figura 7.9. Tercera etapa: Facturación eléctrica (SDR).

Se puede comprobar que el coste a nivel comunitario es ligeramente más alto que con respecto a la comercialización directa con la red eléctrica en algunos tramos del día. Esta diferencia de costes se puede ver relacionada con los valores negativos de la autosuficiencia. Estos valores indican las desviaciones acumuladas de los agregados requiriendo mayor energía de la red que la realmente necesitada. No obstante, dichas desviaciones no tienen gran impacto en los costes finales. En la siguiente tabla, se puede observar estos valores de costes y la autosuficiencia según el mecanismo de coste.

Tabla 7.1. Resultados CE según mecanismo de coste.

Día	MMR			SDR		
	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SS	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SS
20/09/2020	174,03	199,87	0,19	170,15	199,3	0,17

La autosuficiencia de la CE es ligeramente superior en el caso del mecanismo de coste MMR, obteniendo un ahorro de aproximadamente 26 €. No obstante, con el mecanismo SDR, se obtiene un ahorro aún mayor de 29€.

Una vez analizado el impacto a nivel comunitario, se detalla los resultados obtenidos para algunos usuarios permitiendo de esta forma una visión general de la comunidad y las limitaciones de estas políticas de agregación. En la siguiente tabla, se muestran los resultados de una colección de usuarios con diferentes perfiles según las distintas tecnologías usadas.

Tabla 7.2. Resultados a nivel usuario según mecanismo de coste.

ID	Tipo de usuario	MMR			SDR		
		Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H10	Consumidor	3,46	3,67	5,8	3,26	3,67	11,3
H11	Prosumidor + CC + BESS + EV	4,84	5,71	15,2	4,74	5,33	11,1
H18	Prosumidor + CC + BESS	-3,94	-2,05	91,6	-3,01	-2,02	48,7
H28	Prosumidor + CC	5,28	6,51	18,8	5,1	6,4	20,4
H39	Consumidor + EV	3,22	3,67	12,3	2,79	3,62	23

Los consumidores como “H10” son los menos beneficiados debido a que su actividad se centra en el consumo energético, obteniendo mayores beneficios aquellos con mayor consumo en las franjas de generación solar. El usuario “H39” obtiene una mejora de los beneficios debido a que permite la optimización de la curva de consumo mediante la integración del EV. Además, los prosumidores con CC obtienen beneficios gracias al reajuste de su consumo y la venta de excedentes con mejores precios que con respecto a la red eléctrica como el caso de “H28”. El usuario “H18” obtiene el mejor beneficio mediante el uso de placas solares, cargas controlables y batería, permitiendo la optimización de los flujos de energía con la Comunidad. En este contexto, los vehículos eléctricos también contribuyen a esta gestión, aunque no están disponibles durante todas las horas del día, a diferencia de las baterías. En el caso de “H11” este porcentaje se reduce debido a que reduce los excedentes de energía con respecto al usuario “H18”.

La característica principal de los mecanismos desarrollados es que permite obtener beneficios a todos los usuarios de la comunidad energética. Estos beneficios son dependientes a la cantidad de energía intercambiada y son mayores en aquellos usuarios capaces de modificar sus curvas de consumo según la situación de la comunidad. No obstante, en el caso del mecanismo MMR los beneficios para los consumidores son más ajustados, mientras los prosumidores pueden obtener beneficios muy altos. Estas situaciones se presentan cuando los excedentes son elevados y permiten la obtención de ingresos. El mecanismo SDR permite tener una repartición de los costes más significativa para los consumidores, permitiendo a su vez a los prosumidores obtener grandes porcentajes de beneficios, pero limitando en mayor medida estos ingresos.

A continuación, se expone el ejemplo del usuario “H11” en el mecanismo MMR. En la figura 7.10 se muestra la comparativa de los intercambios de energía totales frente a los datos del Smart Meter. Se puede comprobar como los intercambios se asemejan bastante a la respuesta obtenida por el usuario. Además, se observa que el consumo del usuario es nulo durante las primeras horas del día debido al uso de las tecnologías BESS y EV.

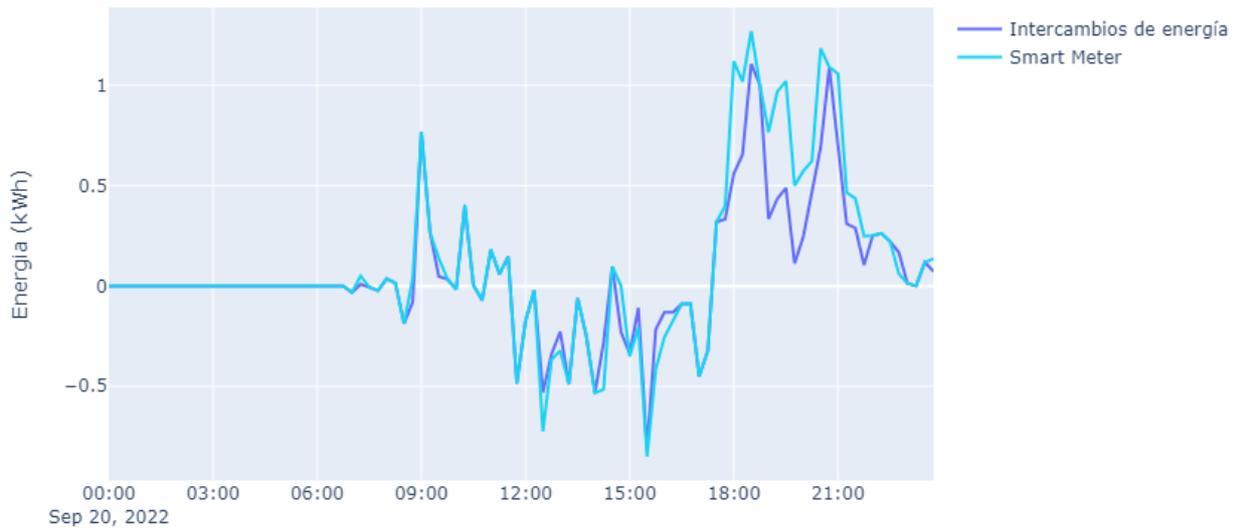


Figura 7.10. Balance energético del usuario "H11".

Como resultado de estos intercambios, la figura 7.11 muestra la comparativa de los costes obtenidos en la CE y en el caso de operar directamente con la red eléctrica. Se puede observar la diferencia de costes durante los tramos de generación solar causando un ahorro del 15,2 %.

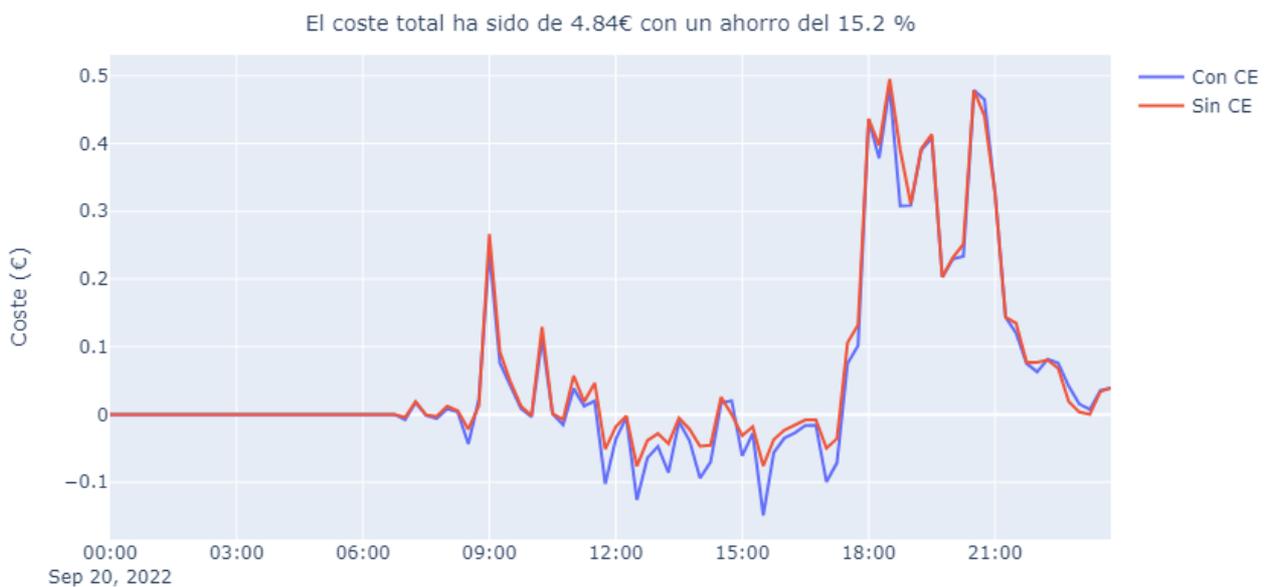


Figura 7.11. Coste usuario "H11".

Por último, en las figuras 7.12-7.13 se expone de la misma forma el ejemplo para el usuario "H18" según el mecanismo SDR. En algunos casos, el coste es superior a los costes asociados a la red eléctrica como causa de las desviaciones como se explicaba anteriormente. No obstante, dichas desviaciones tienen un ligero impacto sobre los beneficios totales. Por otro lado, se puede observar que su actividad para este día en cuestión es mayoritariamente la venta de excedentes energéticos produciendo un ingreso de 3 € y un ahorro aproximado del 49 %.

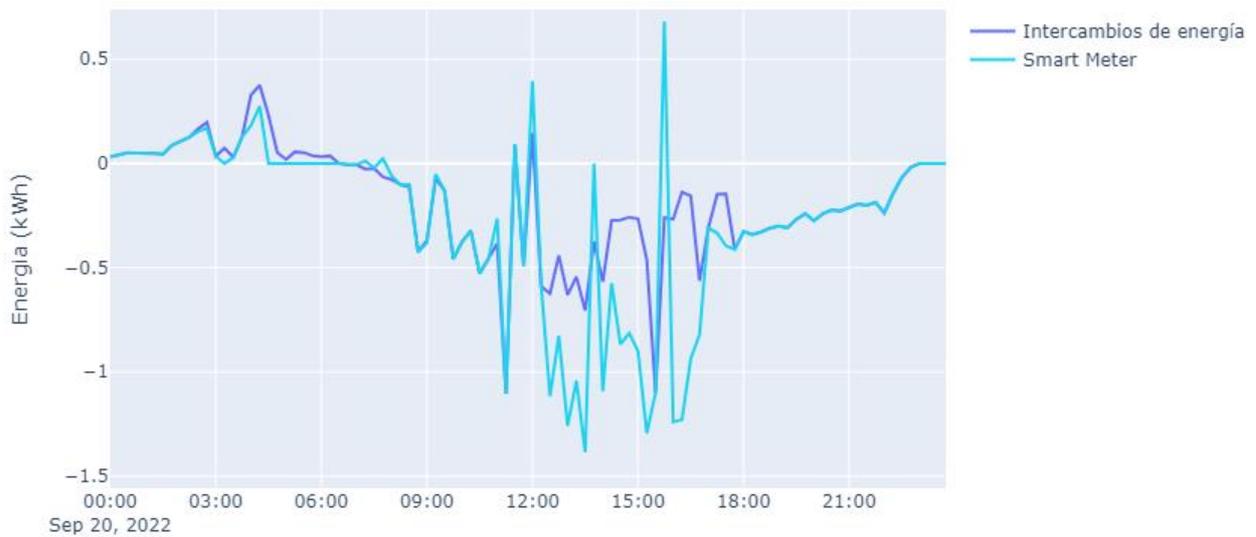


Figura 7.12. Balance energético del usuario "H18".

El coste total ha sido de -3.01€ con un ahorro del 48.7 %

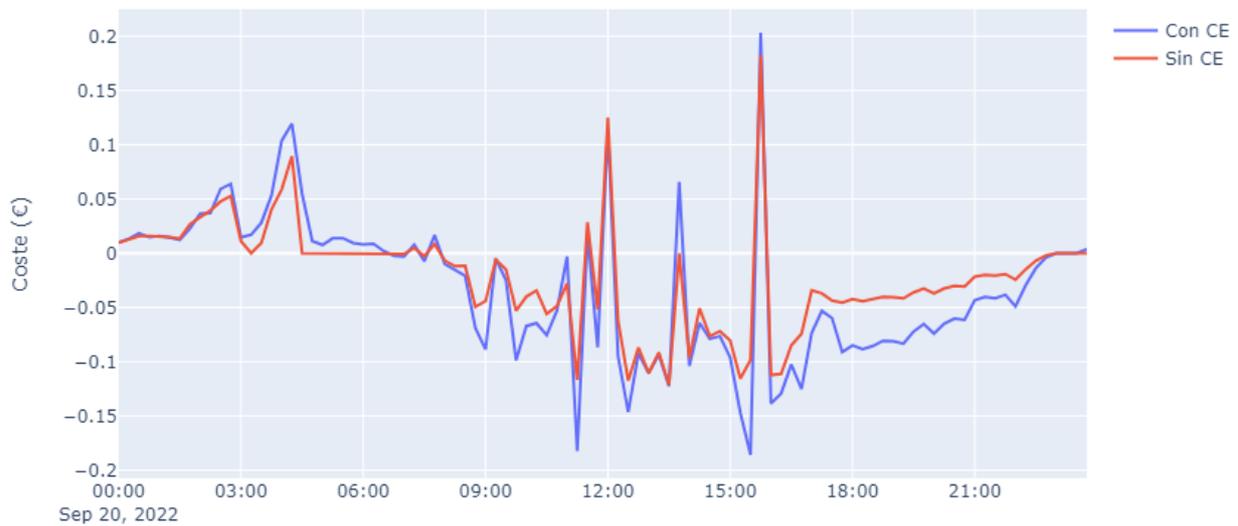


Figura 7.13. Coste usuario "H18".

En esta simulación se ha podido comprobar la ejecución de las políticas de agregación, manteniendo un análisis detallado de las diferentes etapas. Se ha comprobado que el mecanismo SDR permite obtener valores similares de autosuficiencia, manteniendo una mejor repartición de beneficios entre los usuarios. Por lo tanto, el mecanismo SDR fue el elegido para la implementación en el proyecto IoT4EnCom desarrollado en el Grupo de Ingeniería Electrónica y sobre el que se basarán las simulaciones de los siguientes apartados: estacionalidad y precio.

7.2 Estacionalidad

En esta sección, se analizan los efectos de la estacionalidad en la autosuficiencia de la comunidad y los costes asociados. A continuación, se presentan de manera detallada los resultados obtenidos a nivel comunitario tras llevar a cabo las simulaciones de un día típico en cada una de las cuatro estaciones del año según el mecanismo de coste SDR.

7.2.1 Invierno

Durante la estación de invierno, la generación solar se reduce y aumenta el consumo energético teniendo un impacto en la autosuficiencia de la comunidad energética. En este contexto, se presentan los resultados correspondientes a la Comunidad Energética en el día 4 de febrero, que ejemplifica esta situación. En la figura 7.14 se puede observar los valores de autosuficiencia y costes. Como es de esperar, la autosuficiencia de la comunidad disminuye, produciéndose los intercambios mayormente entre las 9:00 y las 17:00 horas. No obstante, se puede comprobar que se obtiene una reducción de costes durante los tramos de generación solar, llegando a un ahorro total de 19 €.

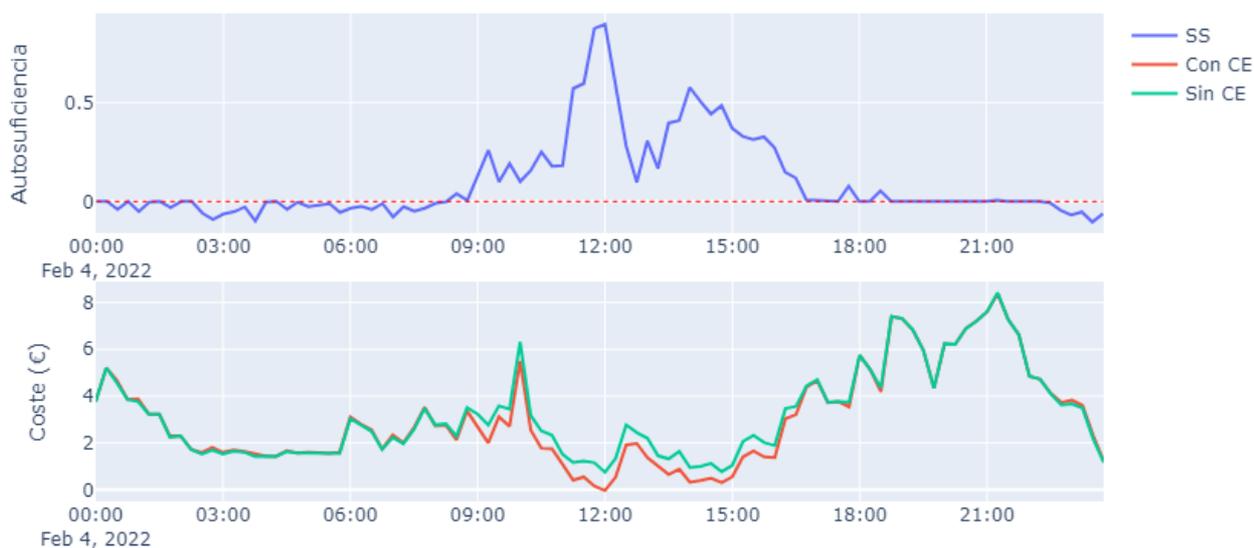


Figura 7.14. Tercera etapa: Facturación eléctrica - 4 de febrero 2022.

A nivel usuario se obtienen beneficios más recortados debido a la disminución de la cantidad de intercambios energéticos. Por ejemplo, el prosumidor “H28” obtiene un porcentaje de ahorro del 13% frente al consumidor con EV “H47” con un ahorro del 10,2%. También se encuentra el caso del prosumidor “H17” que consigue un ahorro mayor del 100% debido a que su lectura energética ha sido mayormente de excedentes energéticos. O el consumidor “H46” que obtiene un ahorro del 5%. Sin embargo, consigue una reducción de 32 céntimos, lo que implicaría mensualmente un ahorro de 9,6 €. En la siguiente tabla, se recogen en detalle los datos obtenidos para estos usuarios.

Tabla 7.3. Resultados a nivel usuario para el día 4 de febrero.

ID	Tipo de usuario	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H17	Prosumidor + CC + EV	-2,09	-1,02	105,2
H28	Prosumidor + CC	10,58	12,16	13
H46	Consumidor	6,1	6,42	5
H47	Consumidor + EV	1,33	1,48	10,2

7.2.2 Primavera

En este caso, el análisis de la CE se centra en la temporada primaveral, específicamente el día 12 de mayo. Esta estación se caracteriza por tener más horas de sol y la llegada de temperaturas más cálidas, por lo que se estudia como estos factores afectan la operación de la CE.

En la figura 7.15 se representa los datos obtenidos en la tercera etapa de la CE. La autosuficiencia obtiene mayores valores con respecto a la anterior estación y aumenta el número de tramos en los que se produce los intercambios energéticos, resultando en una autosuficiencia del 20 %. Debido a esta alta autosuficiencia, la diferencia de costes es destacable, obteniendo incluso valores negativos en algunos tramos debido a la venta de excedentes.

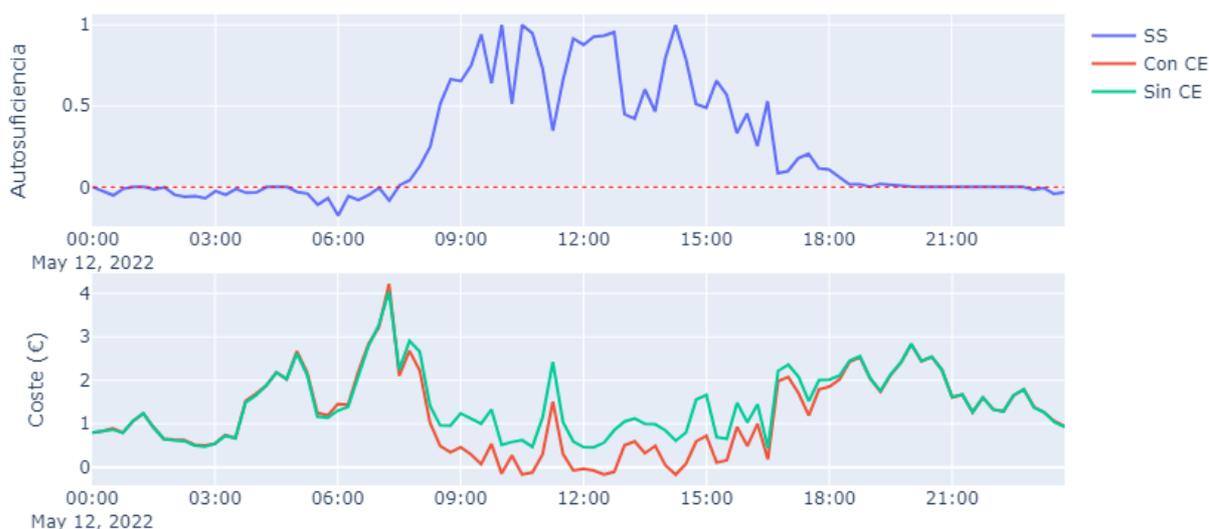


Figura 7.15. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 12 de mayo 2022.

Los resultados de los usuarios mejora con respecto a la anterior estación. En el caso de los consumidores, los porcentajes se sitúan alrededor del 10%, llegando en algunos casos a valores cercanos al 20%, como es el caso de “H02”. O el caso del consumidor con EV “H09”, que asciende a un ahorro del 30%. Con respecto a los prosumidores, se logran resultados destacados en general. Aunque, en algunos casos, el porcentaje disminuye, como ocurre en el caso de “H30” con un ahorro del 8%.

Tabla 7.4. Resultados a nivel usuario para el día 12 de mayo.

ID	Tipo de usuario	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H02	Consumidor	1,98	2,52	21,4
H04	Prosumidor + CC	-0,8	-0,4	98,3
H09	Consumidor + EV	4,14	5,93	30,1
H30	Prosumidor + CC + BESS	2,9	3,14	7,7

7.2.3 Verano

El día elegido para mostrar las condiciones típicas de la estación de verano es el día 22 de julio de 2022. Durante esta estación, se obtienen las mayores horas de sol y una alta variabilidad en los perfiles de consumo debido a las vacaciones y el uso de dispositivos de aire acondicionado.

En la siguiente figura, se pueden observar los resultados obtenidos a nivel comunitario en la tercera etapa. Los valores de autosuficiencia son elevados y cubren el mayor número de horas de todas las estaciones, mayormente entre las 8:00 y las 18 horas, obteniendo una autosuficiencia del 28 %. Estos valores de autosuficiencia se traducen en un ahorro de aproximadamente 25 €.

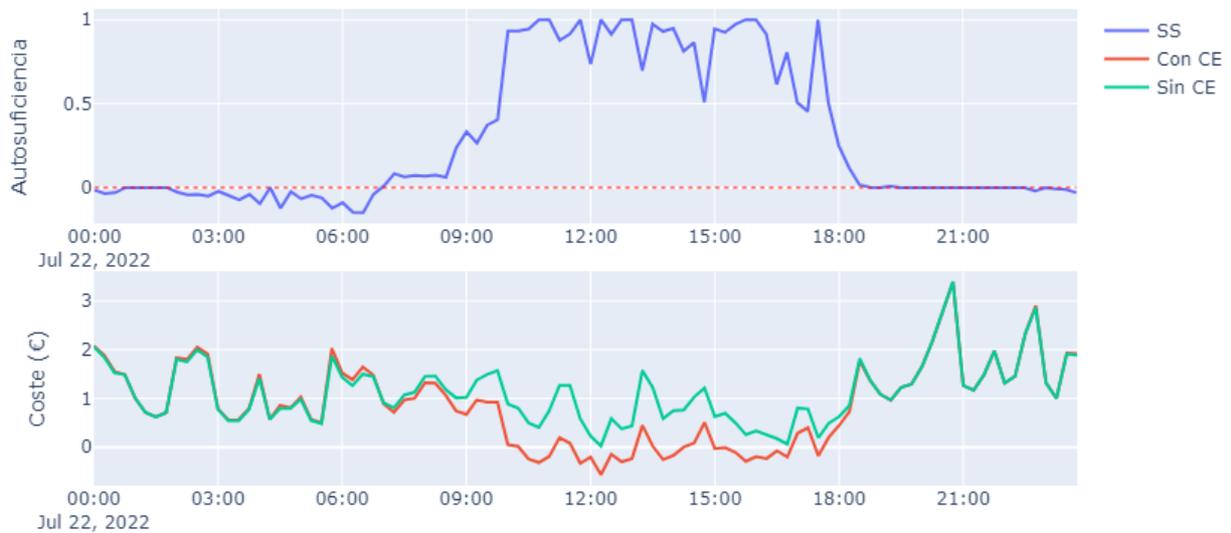


Figura 7.16. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 22 de julio 2022.

Este día ofrece los mejores resultados a nivel usuario de todas las simulaciones, obteniendo todos los porcentajes de ahorro por encima del 12%. En el caso de los consumidores, oscilan en el tramo entre el 15% y el 20% como por ejemplo “H49”. Aquellos consumidores con EV tienden a aumentar este porcentaje como el caso de “H38”. Por otro lado, los prosumidores suelen obtener costes cercanos a 0 € e incluso ingresos, como el caso de “H37”. En la siguiente tabla, se recoge de manera detallada los costes y ahorros de dichos usuarios:

Tabla 7.5. Resultados a nivel usuario para el día 22 de julio.

ID	Tipo de usuario	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H12	Prosumidor + CC	0,86	1,36	36,6
H37	Prosumidor + CC + BESS	-0,44	-0,66	33,1
H38	Consumidor + EV	1,37	2,57	46,8
H49	Consumidor	1,01	1,26	20,1

7.2.4 Otoño

Para el análisis de la CE durante la estación de otoño, se muestra la simulación para el día 9 de noviembre. Durante esta estación, las temperaturas disminuyen y los días se acortan, produciendo cambios en los patrones de generación y consumo. En este caso, el día escogido representa el contexto donde los intercambios energéticos son escasos debido a la baja generación solar. Los datos extraídos de la simulación del 9 de noviembre indican una autosuficiencia del 8%, la cual se debe a los bajos valores de autosuficiencia durante el día y al recorte de horas de los intercambios energéticos, véase figura 7.17.



Figura 7.17. Tercera etapa: Facturación eléctrica – 9 de noviembre 2022.

El ahorro de los consumidores se encuentra en el rango entre el 5% y el 11%, como el caso de “H21” y “H48”. Este porcentaje aumenta para los consumidores con vehículo eléctrico. En el caso de los prosumidores con batería, se producen costes con ahorros entorno al 8% al reducir los excedentes de energía con respecto otras estaciones. Sin embargo, este porcentaje puede aumentar en algunos casos de prosumidores con cargas controlables, como en el caso de “H25”.

Tabla 7.6. Resultados a nivel usuario para el día 9 de noviembre.

ID	Tipo de usuario	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H05	Prosumidor + CC + BESS	5,58	6,1	8,6
H21	Consumidor	4,22	4,46	5,4
H25	Prosumidor + CC	2,24	2,71	17,3
H48	Consumidor	2,74	3,05	10,2

Con esta simulación, termina el estudio de la estacionalidad. Se ha podido comprobar la variación de la autosuficiencia y costes de la Comunidad con la simulación de un día típico para cada estación, cuyos datos, se encuentran recogidos en la tabla 7.7. En términos de autosuficiencia, destacan las estaciones de primavera con un 20% y verano con un 28%. No obstante, durante las estaciones de otoño e invierno se consiguen obtener reducciones en los costes, siendo para los días simulados, de 14 € y 19 €, respectivamente. Además, se ha podido comprobar los costes asociados a cada usuario haciendo enfoque en los distintos perfiles. Estos porcentajes varían según el estado de la comunidad energética, no obstante, permiten la reducción de los costes y la integración de los recursos de energía renovable.

Tabla 7.7. Comparación de resultados según estacionalidad.

Fecha	Estación	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SS
04/02/2022	Invierno	286,72	305,55	0,06
12/05/2022	Primavera	113,85	137,87	0,2
22/07/2022	Verano	82,75	107,28	0,28
09/11/2022	Otoño	168,01	182,44	0,08

7.3 Precio

En este apartado, se muestra el impacto de la fluctuación de precios en la Comunidad Energética. Para ello, se va a realizar una comparación de los días 8 de marzo y el citado anteriormente, 4 de febrero. En la siguiente tabla, se recogen los datos a nivel comunitario obtenidos para ambos días. El día 8 de marzo registra los precios más elevados del año, alcanzando casi el doble de costes que con respecto el día 4 de febrero. Además, se obtiene una reducción aproximada de 58 € en comparación con los 19 € del otro día.

Tabla 7.8. Comparación de resultados según precio.

Fecha	Estación	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SS
04/02/2022	Invierno	286,72	305,55	0,06
08/03/2022	Primavera	452,6	510,15	0,14

En las figuras 7.18-7.20, se pueden ver los datos obtenidos de las tres etapas según el mecanismo SDR para el día 8 de marzo. Los precios de compra duplican el valor que para el día 4 de febrero, lo que provoca una mayor diferencia entre los precios de compra y venta de la red. Como consecuencia, el precio del mercado P2P también varía obteniendo mayores valores. La asignación de precios internos permite la reducción de estos elevados valores, teniendo como consecuencia reducciones importantes de costes de hasta 3 € en algunos tramos.



Figura 7.18. Primera etapa: Estado CE – 8 de marzo de 2022.

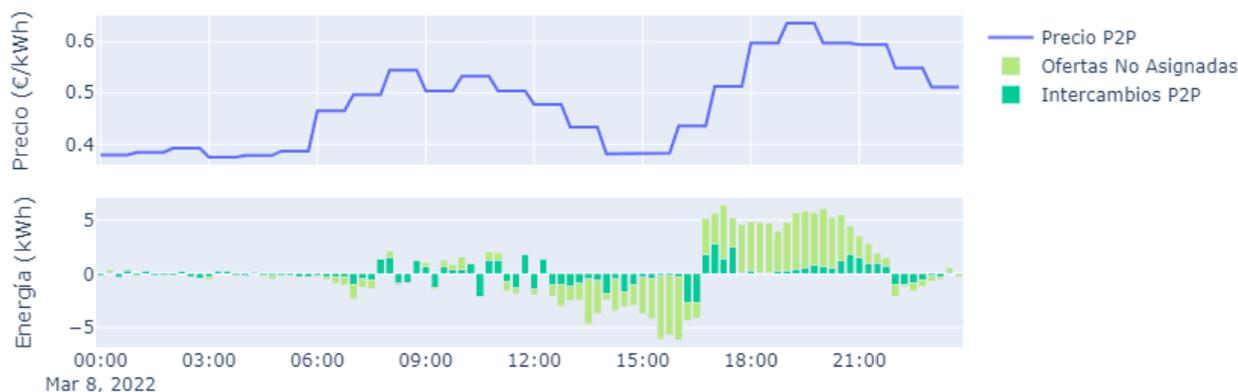


Figura 7.19. Segunda etapa: Mercado P2P - 8 de marzo de 2022.



Figura 7.20. Tercera etapa: Facturación eléctrica - 8 de marzo de 2022.

A nivel usuario, la asignación de los intercambios energéticos ayuda a reducir el impacto de los elevados precios. En la tabla 7.9 se expone los resultados destacados de algunos usuarios. En el caso de los consumidores, se expone el ejemplo del usuario “H49” que, con tan solo un ahorro del 5,2%, obtiene una reducción de 44 céntimos o “H16” con una reducción de 1,27 €. Continuando en la misma línea, está el usuario “H11” que, con un ahorro del 11,4%, obtiene una reducción de 1,38 €. Por último, destaca el caso del consumidor con EV “H29”, con una reducción aproximada de 2,70 €.

Tabla 7.9. Resultados a nivel usuario para el día 8 de marzo.

ID	Tipo de usuario	Consumo (kWh)	Coste (€)	Coste sin CE (€)	SIS
H11	Prosumidor + CC + BESS + EV	10,88	10,68	12,06	11,4
H16	Consumidor	12,46	7,85	9,12	13,9
H29	Consumidor + EV	18,16	10,73	13,39	19,9
H49	Consumidor	10,38	7,87	8,31	5,2

Los resultados demuestran la importancia de la CE para reducir el impacto de los elevados precios de la red eléctrica. Mediante la simulación del día 8 de marzo, se ha demostrado que, con tan solo una autosuficiencia del 14%, la CE es capaz de conseguir una reducción de 58 €. Con esta prueba, se da por concluido el capítulo dando lugar a las conclusiones y follow-up.

8 CONCLUSIONES Y FOLLOW-UP

Tras la evaluación detallada del sistema implementado, es fundamental establecer acciones de seguimiento para aprovechar al máximo los resultados obtenidos y promover futuras mejoras en el ámbito de las comunidades energéticas locales. A continuación, se presentan las conclusiones y las líneas de investigación futuras resultantes de la realización de este Trabajo Fin de Máster.

8.1 Conclusiones

A lo largo de este trabajo, se ha profundizado en diferentes aspectos clave relacionados con las Comunidades Energéticas y su gestión. En primer lugar, el desarrollo del marco teórico relevante en torno a las Comunidades Energéticas, destacando los objetivos y ventajas que persiguen este tipo de proyectos, así como los elementos clave en su diseño técnico y las implementaciones realizadas hoy en día en España.

En segundo lugar, un estudio exhaustivo de las soluciones desarrolladas en el contexto de las Comunidades Energéticas, identificando las soluciones posibles para el desarrollo del algoritmo de gestión y aportando herramientas software relevantes para el desarrollo del simulador de casos de uso.

El caso de estudio que establece el escenario y la infraestructura tecnológica, sobre la cual, se construyen las estrategias de agregación en el marco de la Comunidad Energética. Esta arquitectura incluye la definición de los elementos constitutivos, su funcionalidad, las interfaces estándar con los HEMS (Home Energy Management Systems) y SmartMeters, por una parte, y con la operadora y comercializadora del sistema eléctrico.

El desarrollo de las políticas de agregación, mediante la definición de reglas de actuación y mecanismos de costes, compuesta por tres etapas. En la primera etapa, los usuarios ofertan iterativamente en un mercado diario y programan sus perfiles energéticos para el día siguiente. En la segunda etapa, los prosumidores actualizan su programación energética mediante la definición de ofertas en un mercado intradiario en tiempo real. Y la última etapa, que consiste en el cálculo de las desviaciones y los costes a nivel de agregado y comunidad.

La implementación de un simulador de casos de uso de forma local para la simulación y análisis detallado de las políticas de agregación. Por un lado, con el desarrollo de series temporales basadas en el consumo de 50 usuarios, el rendimiento fotovoltaico de instalaciones solares fotovoltaicas con ubicación en Sevilla y el consumo del vehículo eléctrico. Todo esto sumado al uso de precios reales de la red eléctrica española, ha permitido evaluar y analizar el impacto de las políticas de agregación en la comunidad energética bajo condiciones de operación realistas.

Se han mostrado los impactos que tiene esta política de agregación sobre los usuarios, haciendo hincapié en las diferentes tecnologías que pueden usar: generación solar, cargas controlables, batería y vehículo eléctrico. Se ha podido visualizar los costes y el ahorro correspondiente para una amplia variedad de usuarios. Además, se ha mostrado la correcta gestión de las viviendas adaptándose a las políticas de agregación y generando unas desviaciones de ligero impacto sobre los costes.

Los usuarios experimentan un ahorro notable, aunque puede variar notablemente según el perfil del usuario. Este ahorro viene estrechamente ligado a las curvas de consumo y a los precios dinámicos definidos en la Comunidad, lo que permite obtener mayor ahorro a los usuarios que son capaces de modificar su curva de consumo, o aquellos consumidores que por característica propia tienen mayor consumo en dichas zonas.

Por otro lado, se han mostrado los resultados de la política de agregación a nivel comunitario enfocándose en la autosuficiencia y los costes. Se ha podido observar que la autosuficiencia de la comunidad energética varía según la estación del año, obteniendo mayores reducciones de costes para primavera y verano. Además, se ha demostrado la importancia de la Comunidad para reducir el impacto de los costes en el caso de elevados precios en la red eléctrica.

Adicionalmente, el sistema planteado permitiría la comunicación de datos con la operadora/comercializadora. Se pueden obtener datos sobre el estado de la comunidad energética 24 horas antes, incluyendo los flujos de energía con la red eléctrica para lograr mejores precios. También se registra información sobre los intercambios P2P realizados durante el día, especificando las fuentes de dichos intercambios. Además, se brinda información sobre el consumo y los costes asociados de cada usuario para fines de facturación.

En conclusión, los resultados evidencian que el sistema de gestión desarrollado permite una disminución de los costos de energía de la comunidad y contribuye a mejorar la integración de los recursos de energía renovable, reduciendo, en consecuencia, la dependencia de la comunidad energética respecto a las redes de suministro aguas arriba. Además, a través del establecimiento de comunicación con la operadora de la red eléctrica, el sistema posibilita la prestación de servicios de agregación al definir el estado operativo de la comunidad energética.

Se puede decir que la experiencia en la elaboración de este Trabajo Fin de Máster ha sido bastante satisfactoria. No solo por los resultados obtenidos, sino también por el gran conocimiento adquirido. El presente Trabajo Fin de Máster surge bajo el marco del proyecto IoT for AI-based Management of Energy Communities– IoT4EnCom desarrollado en el Grupo de Ingeniería Electrónica (GIE) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Como tal, la ejecución del proyecto se ha llevado a cabo en un entorno laboral, lo que implica operar en un contexto industrial con metas y plazos definidos. Además, la adquisición de conocimiento en áreas como la gestión de datos, dispositivos IoT y servidores, que han contribuido significativamente a mi desarrollo profesional.

8.2 Líneas futuras

En esta sección, se proponen una serie de líneas de investigación futuras basadas en los hallazgos y resultados obtenidos en el transcurso de este proyecto:

- El análisis de la escalabilidad del sistema para evaluar cómo se comporta el algoritmo de gestión a medida que se incrementa el número de usuarios de la Comunidad Energética.
- La incorporación de elementos comunitarios para elevar los valores de autosuficiencia. En los casos donde la integración de la energía solar sea elevada, sería interesante el uso de sistemas de almacenamiento para reducir el consumo en momentos posteriores del día. Asimismo, la posibilidad de añadir recursos que permitan la generación de energía en otros tramos del día, como puede ser la energía eólica.
- La integración de estaciones de recarga de vehículos eléctricos a nivel comunitario. Además de promover la movilidad sostenible, permitiría la optimización de la gestión energética en la Comunidad. La recarga de vehículos eléctricos podría programarse estratégicamente, aprovechando momentos de alta disponibilidad de energía renovable, lo que contribuiría a la mejora de la eficiencia y reducción de costos.
- El desarrollo de un algoritmo HEMS que permita establecer un precio en el mercado P2P según sus preferencias y basándose en los datos históricos del mercado P2P. Esto permitiría a los usuarios una mejor adaptación a las políticas de agregación.
- La implementación de herramientas de simulación que consideren de manera integral todos los aspectos, como el consumo, la generación, las condiciones climáticas y los precios. Esto facilitaría una mayor correlación de los datos, lo que sería altamente beneficioso para el desarrollo de los algoritmos de gestión de Comunidades Energéticas.
- Llevar a cabo una implementación de la arquitectura de control propuesta en una comunidad energética a baja escala. Esta fase permitirá poner a prueba la efectividad y viabilidad de la solución desarrollada en un entorno controlado y real.

9 REFERENCIAS

- [1] F. Wang, J. L. Duarte, M. A. M. Hendrix, and P. F. Ribeiro, "Modeling and analysis of grid harmonic distortion impact of aggregated DG inverters," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 26, no. 3, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2091286.
- [2] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, no. 2, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2198925.
- [3] J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskes, "Harmonic-interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 19, no. 6, 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.836615.
- [4] Y. Zhou, J. Wu, C. Long, and W. Ming, "State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading," *Engineering*, vol. 6, no. 7. Elsevier Ltd, pp. 739–753, Jul. 01, 2020. doi: 10.1016/j.eng.2020.06.002.
- [5] A. Caramizaru and A. Uihlein, "Energy communities: an overview of energy and social innovation," 2019.
- [6] "Comunidades Energéticas | Idae." Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>
- [7] M. Afzal, Q. Huang, W. Amin, K. Umer, A. Raza, and M. Naeem, "Blockchain enabled distributed demand side management in community energy system with smart homes," *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2975233.
- [8] F. Tounquet, L. De Vos, I. Abada, I. Kielichowska, and C. Lessmann, "Energy Communities in the European Union," *Advanced System Studies for Energy Transition - ASSET project*, no. May, 2019.
- [9] E. Fakhraian, M. Alier, F. V. Dalmau, A. Nameni, and J. C. Guerrero, "The urban rooftop photovoltaic potential determination," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 13, 2021, doi: 10.3390/su13137447.
- [10] V. Indragandhi, V. Subramaniaswamy, and R. Logesh, "Resources, configurations, and soft computing techniques for power management and control of PV/wind hybrid system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69. 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.209.
- [11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), "Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales." Madrid, Mar. 2019.
- [12] "¿Placas solares fotovoltaicas o térmicas? - Blog de Ingeniería Industrial." Accessed: Oct. 11, 2023. [Online]. Available: <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/placas-solares-fotovoltaicas-o-termicas/>
- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), "Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España," 2021.
- [14] M. Galici *et al.*, "Energy blockchain for public energy communities," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 11, no. 8, 2021, doi: 10.3390/app11083457.
- [15] G. Kim, J. Park, and J. Ryou, "A Study on Utilization of Blockchain for Electricity Trading in Microgrid," in *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Big Data and Smart Computing, BigComp 2018*, 2018. doi: 10.1109/BigComp.2018.00141.
- [16] L. Sawyer and smartEn, "Smart Energy Prosumers," 2020.
- [17] D. Frieden, J. Roberts, and A. F. Gubina, "Collective self-consumption and energy communities: Overview of emerging regulatory approaches in Europe," *COMPILE Project*, no. June, 2019.
- [18] "Visor CCEE." Accessed: Oct. 17, 2023. [Online]. Available: <https://informesweb.idae.es/visorccee/>
- [19] "Juntos convertimos los tejados en energía. Energía local, más sostenible y más barata - CEL Toda

- Navarra.” Accessed: Mar. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.celtodanavarra.es/>
- [20] Powerledger, “Fenie Energía, Spain.” Accessed: Mar. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.powerledger.io/clients/almocita-spain>
- [21] Avaesen, “Ampere Energy presenta en GENERA su plataforma para la gestión de comunidades energéticas y servicios P2P.” Accessed: Mar. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.avaesen.es/ampere-energy-presenta-en-genera-su-plataforma-para-la-gestion-de-comunidades-energeticas-y-servicios-p2p/>
- [22] J. Menéndez Sánchez and J. Fernández Gómez, “COMUNIDADES ENERGÉTICAS CASOS DE ESTUDIO,” 2022, [Online]. Available: www.orquestra.deusto.es
- [23] R. Rana, K. Berg, M. Z. Degefa, and M. Loschenbrand, “Modelling and Simulation Approaches for Local Energy Community Integrated Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 10, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3140237.
- [24] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche, and E. Sorin, “Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.036.
- [25] T. A. Nakabi and P. Toivanen, “Deep reinforcement learning for energy management in a microgrid with flexible demand,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 25, 2021, doi: 10.1016/j.segan.2020.100413.
- [26] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [27] M. Khorasany, R. Razzaghi, and A. Shokri Gazafroudi, “Two-stage mechanism design for energy trading of strategic agents in energy communities,” *Appl Energy*, vol. 295, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117036.
- [28] W. Tushar, C. Yuen, H. Mohsenian-Rad, T. Saha, H. V. Poor, and K. L. Wood, “Transforming energy networks via peer-to-peer energy trading: The potential of game-theoretic approaches,” *IEEE Signal Process Mag*, vol. 35, no. 4, pp. 90–111, Jul. 2018, doi: 10.1109/MSP.2018.2818327.
- [29] N. Liu, X. Yu, C. Wang, and J. Wang, “Energy Sharing Management for Microgrids with PV Prosumers: A Stackelberg Game Approach,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 13, no. 3, pp. 1088–1098, Jun. 2017, doi: 10.1109/TII.2017.2654302.
- [30] M. Zhang, F. Eliassen, A. Taherkordi, H. A. Jacobsen, H. M. Chung, and Y. Zhang, “Energy trading with demand response in a community-based P2P energy market,” in *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids, SmartGridComm 2019*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Oct. 2019. doi: 10.1109/SmartGridComm.2019.8909798.
- [31] S. Cui, Y. W. Wang, and N. Liu, “Distributed game-based pricing strategy for energy sharing in microgrid with PV prosumers,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 3, pp. 380–388, Feb. 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0570.
- [32] M. Pilz and L. Al-Fagih, “Selfish energy sharing in prosumer communities: A demand-side management concept,” in *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids, SmartGridComm 2019*, 2019. doi: 10.1109/SmartGridComm.2019.8909791.
- [33] R. Faia, J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, Z. Vale, and J. M. Corchado, “Optimal Model for Local Energy Community Scheduling Considering Peer to Peer Electricity Transactions,” *IEEE Access*, vol. 9, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3051004.
- [34] S. Lilla, C. Orozco, A. Borghetti, F. Napolitano, and F. Tossani, “Day-Ahead Scheduling of a Local Energy Community: An Alternating Direction Method of Multipliers Approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2944541.

- [35] D. Qiu, J. Wang, J. Wang, and G. Strbac, "Multi-Agent Reinforcement Learning for Automated Peer-to-Peer Energy Trading in Double-Side Auction Market," in *IJCAI International Joint Conference on Artificial Intelligence*, 2021. doi: 10.24963/ijcai.2021/401.
- [36] J. Almeida, B. Canizes, J. Soares, and Z. Vale, "Energy consumption and renewable generation data of 5 aggregators - 15 minute resolution (13 bus grid)," Dec. 2020, doi: 10.5281/ZENODO.4399670.
- [37] R. Faia, J. Soares, M. A. F. Ghazvini, J. F. Franco, and Z. Vale, "Energy consumption and PV generation data of 50 prosumers and energy consumption of 40 electric vehicles - 15-minute resolution," May 2021, doi: 10.5281/ZENODO.4737293.
- [38] L. Pereira, F. Quintal, R. Gonçalves, and N. J. Nunes, "SustData: A Public Dataset for ICT4S Electric Energy Research," 2014. doi: 10.2991/ict4s-14.2014.44.
- [39] S. Ramos, J. Soares, Z. Foroozandeh, I. Tavares, and Z. Vale, "Energy consumption and PV generation data of 15 prosumers (15 minute resolution)," Jul. 2021, doi: 10.5281/ZENODO.5106455.
- [40] C. Goncalves, R. Barreto, P. Faria, L. Gomes, and Z. Vale, "Dataset of an Energy Community's Consumption and Generation with Appliance Allocation for One Year," Jun. 2022, doi: 10.5281/ZENODO.6778401.
- [41] H. Kazmi, Í. Munné-Collado, F. Mehmood, T. A. Syed, and J. Driesen, "Towards data-driven energy communities: A review of open-source datasets, models and tools," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148. 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111290.
- [42] N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur, and D. Stolten, "LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles," *J Open Source Softw*, vol. 7, no. 71, 2022, doi: 10.21105/joss.03574.
- [43] G. Hoogsteen, A. Molderink, J. L. Hurink, and G. J. M. Smit, "Generation of flexible domestic load profiles to evaluate Demand Side Management approaches," in *2016 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2016*, 2016. doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7513873.
- [44] D. A. Broden, K. Paridari, and L. Nordstrom, "Matlab applications to generate synthetic electricity load profiles of office buildings and detached houses," in *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia: Smart Grid for Smart Community, ISGT-Asia 2017*, 2018. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378371.
- [45] "PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC) – Sandia National Laboratories." Accessed: Oct. 17, 2023. [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/>
- [46] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems," *J Open Source Softw*, vol. 3, no. 29, p. 884, Sep. 2018, doi: 10.21105/joss.00884.
- [47] "PVWatts Calculator." Accessed: Oct. 17, 2023. [Online]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>
- [48] G. B. Andresen, A. A. Søndergaard, and M. Greiner, "Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis," *Energy*, vol. 93, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.09.071.
- [49] C. Gaete-Morales, H. Kramer, W.-P. Schill, and A. Zerrahn, "An open tool for creating battery-electric vehicle time series from empirical data, emobpy," *Sci Data*, vol. 8, no. 1, p. 152, Jun. 2021, doi: 10.1038/s41597-021-00932-9.
- [50] N. Wulff, F. Miorelli, H. C. Gils, and P. Jochem, "Vehicle energy consumption in python (Vencopy): Presenting and demonstrating an open-source tool to calculate electric vehicle charging flexibility," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 14, 2021, doi: 10.3390/en14144349.
- [51] P. A. Lopez *et al.*, "Microscopic Traffic Simulation using SUMO," in *IEEE Conference on Intelligent Transportation Systems, Proceedings, ITSC*, 2018. doi: 10.1109/ITSC.2018.8569938.
- [52] W. McKinney, "Data Structures for Statistical Computing in Python," in *Proceedings of the 9th Python in Science Conference*, 2010. doi: 10.25080/majora-92bf1922-00a.
- [53] C. R. Harris *et al.*, "Array programming with NumPy," *Nature*, vol. 585, no. 7825. 2020. doi:

- 10.1038/s41586-020-2649-2.
- [54] J. D. Hunter, “Matplotlib: A 2D graphics environment,” *Comput Sci Eng*, vol. 9, no. 3, 2007, doi: 10.1109/MCSE.2007.55.
- [55] M. Waskom, “seaborn: statistical data visualization,” *J Open Source Softw*, vol. 6, no. 60, 2021, doi: 10.21105/joss.03021.
- [56] Chollet François, “Keras: The Python Deep Learning library,” *Keras.Io*, 2015.
- [57] F. Pedregosa *et al.*, “Scikit-learn: Machine learning in Python,” *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, 2011.
- [58] A. Paszke *et al.*, “PyTorch: An imperative style, high-performance deep learning library,” in *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2019.
- [59] TensorFlow Developers, “TensorFlow.” Zenodo, Sep. 26, 2023.
- [60] “PyCaret — pycaret 3.0.4 documentation.” Accessed: Oct. 17, 2023. [Online]. Available: <https://pycaret.readthedocs.io/en/latest/index.html>
- [61] W. E. Hart, C. Laird, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, “Pyomo – Optimization Modeling in Python,” *Advances in Modeling Agricultural Systems*, vol. 67, 2012.
- [62] S. Mitchell, M. O’Sullivan, and I. Dunning, “PuLP: A Linear Programming Toolkit for Python,” *The University of Auckland, Auckland, New Zealand*, 2011.
- [63] S. Diamond and S. Boyd, “CVXPY: A Python-embedded modeling language for convex optimization,” *Journal of Machine Learning Research*, vol. 17, 2016.
- [64] A. A. Hagberg, D. A. Schult, and P. J. Swart, “Exploring network structure, dynamics, and function using NetworkX,” in *7th Python in Science Conference (SciPy 2008)*, 2008.
- [65] D. Kiedanski, D. Kofman, and J. Horta, “PyMarket - A simple library for simulating markets in Python,” *J Open Source Softw*, vol. 5, no. 46, 2020, doi: 10.21105/joss.01591.
- [66] “What are distributed energy resources and how do they work ? | Cummins Inc.” Accessed: Oct. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.cummins.com/news/2021/11/04/what-are-distributed-energy-resources-and-how-do-they-work>
- [67] M. Khorasany, R. Razzaghi, and A. Shokri Gazafroudi, “Two-stage mechanism design for energy trading of strategic agents in energy communities,” *Appl Energy*, vol. 295, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117036.
- [68] Y. Zhou, J. Wu, C. Long, and W. Ming, “State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading,” *Engineering*, vol. 6, no. 7. Elsevier Ltd, pp. 739–753, Jul. 01, 2020. doi: 10.1016/j.eng.2020.06.002.
- [69] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, “pvlib python: a python package for modeling solar energy systems,” *J Open Source Softw*, vol. 3, no. 29, p. 884, Sep. 2018, doi: 10.21105/joss.00884.

