



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Análisis técnico – económico de comunidades energéticas mediante autoconsumo colectivo en Gipuzkoa, España

Autora: Claudia Victoria Cantellano Ramos

Tutora: Mariana Catalina Jiménez Martínez

Curso Académico: 2021 – 2022

Máster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Agradecimientos

Mis más sinceros agradecimientos a mi tutora, Mariana Jiménez Martínez, por la dedicación, la buena disposición y por los conocimientos entregados que me permitieron finalizar de la mejor forma esta etapa.

A Inergy, la empresa donde realicé las prácticas, por facilitar la información técnica para poder realizar este trabajo.

A mi mamá y papá, por su amor incondicional, que sin duda puede superar miles de kilómetros, y que nos permite estar juntos en todas mis aventuras. A mis tíos Ricardo y Macarena, que estando en Barcelona me hicieron sentir ese calor familiar que sólo ellos saben dar. A mi hermana, mi tata y toda mi familia que estuvieron presente en todo momento. Los quiero mucho.

Quiero agradecer a Michel, por creer en mí y apoyarme durante todos estos meses y a Task Energy, por la paciencia.

A mis amigos de la vida por escucharme y apoyarme desde lejos. Y a los amigos que conocí aquí que, entre estudios y risas, sin pensarlo, se convirtieron en familia. En especial a Gaizka, por el apoyo infinito, los abrazos de oso y las palabras precisas cuando las necesité.

Abstract

In the current context, the energy transition plays a fundamental role in promoting not only an energy system – outside the carbon cycle – but also an economic, environmental, and social one. It is here that the idea of energy communities emerges strongly, which focuses on the organization of collective energy actions, generally based on the generation of energy with renewable resources, around open and democratic participation and governance and the provision of benefits for members or the local community. The regulation of this type of initiative is broad and varies according to each country.

In Spain, *Real Decreto 244/2019*, of April 5th, which regulates the administrative, technical, and economic conditions of self-consumption of electrical energy is not a specific regulation for energy communities, but it approaches them from collective self-consumption perspectives. So, how do you know if it is feasible to implement an energy community in the area where you live?

The main objective of this work is to evaluate the technical-economic feasibility of implementing an energy community in the province of Gipuzkoa, through the simplified compensation mechanism, through collective self-consumption, according to current Spanish regulations (*Real Decreto 244/2019*). In this mechanism, the hourly relationship between generation and demand is considered as self-consumption, where if there is a deficit, it is possible to consume energy from the network, and conversely, if surpluses are generated, it is possible to compensate them at the end of the month in the electrical bill.

To this end, different real consumption profiles of different buildings were first analyzed. With these, two types of communities were defined according to the type of users that comprise it: public, only with community buildings (for example, a library) and mixed - with public and residential buildings -. On the other hand, the production of electrical energy was estimated from different generation technologies – solar, wind and a hybrid between these two – according to the conditions of global irradiance and wind speed in Gipuzkoa. Then, with this information, six different scenarios were established. For each of these, the annual benefit was estimated, and an economic evaluation was carried out to verify its profitability.

With the results obtained, it was verified that the greatest consumption of the different users is during the winter months and that the greatest generation of energy occurs in the summer months, so incorporation of wind energy to complement photovoltaic solar production – increasing the flexibility of the operation – can provide revenues in case this resource is competitive. On the other hand, it was confirmed that minimizing surpluses and increasing consumed energy, for each consumer, maximizes the revenues generated by the community. Finally, it is concluded that the formation of energy communities in Gipuzkoa is economically viable for those that supply electricity from a photovoltaic solar installation, or alternatively, from a hybrid installation based on solar energy.

Without a doubt, the incorporation of this type of projects in the world of energy is a success that can support the different international strategies to face global warming and climate change based on the sustainable and participatory development of the energy sector.

Resumen

En el contexto actual, la transición energética juega un papel fundamental al potenciar un sistema no sólo energético – cada vez más fuera del ciclo del carbono – sino también económico, ambiental y social. Es aquí donde surge con fuerza la idea de comunidades energéticas que se centra en la organización de acciones energéticas colectivas, generalmente a partir de la generación de energía con recursos renovables, en torno a la participación y la gobernanza abiertas y democráticas y la provisión de beneficios para los miembros o la comunidad local. La regulación de este tipo de iniciativas es amplia y varía según cada país.

En España, el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica no es una regulación específica para comunidades energéticas, pero se aproxima a ellas a través del autoconsumo colectivo. Entonces, ¿cómo saber si es viable implementar una comunidad energética en la zona dónde vives?

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad técnico – económica de implementar una comunidad energética en la provincia de Gipuzkoa, mediante el mecanismo de compensación simplificada bajo autoconsumo colectivo, según la normativa española vigente (Real Decreto 244/2019). En este mecanismo se considera como autoconsumo la relación horaria entre generación y demanda, donde si existe un déficit, es posible consumir energía de la red, y por el caso contrario, si se generan excedentes, es posible compensarlos a final de mes en la factura eléctrica.

Para esto, primero se analizaron distintos perfiles de consumo reales de distintos edificios. Con éstos, se definieron dos tipos de comunidades de acuerdo con el tipo de usuarios que la conforman: pública, únicamente con edificios comunitarios – por ejemplo, una biblioteca – y mixta – con edificios públicos y residenciales –. Por otra parte, se estimó la producción de energía eléctrica a partir de distintas tecnologías de generación – solar, eólica y un híbrido entre estas dos – según las condiciones de irradiancia global y velocidad de viento de Gipuzkoa. Luego, con esta información, se establecieron seis escenarios distintos. Para cada uno de éstos se estimó el beneficio anual y se realizó una evaluación económica para comprobar su rentabilidad.

Con los resultados obtenidos se comprobó que el mayor consumo de los distintos usuarios es durante los meses de invierno y que la mayor generación de energía se produce en los meses de verano por lo que considerar la incorporación de energía eólica para complementar la producción solar fotovoltaica – aumentando así la flexibilidad de la operación – puede traer beneficios en caso de que este recurso resulte competitivo. Por otra parte, se confirmó que al minimizar los excedentes y aumentar la energía autoconsumida, para cada usuario, se maximiza los beneficios obtenidos por la comunidad. Finalmente, se concluyó que la formación de comunidades energéticas en Gipuzkoa es viable económicamente para aquellas que se abastezcan de energía eléctrica a partir de una instalación solar fotovoltaica, o en su defecto, de una instalación híbrida basada en energía solar.

Sin duda la incorporación de este tipo de proyectos en el mundo de la energía es un acierto que puede sustentar las distintas estrategias internacionales para enfrentar el calentamiento global y el cambio climático a partir del desarrollo sustentable y participativo del sector energético.

Índice

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Introducción | 8 |
| 1.1 | Alcance..... | 9 |
| 1.2 | Objetivos | 10 |
| 2 | Antecedentes..... | 10 |
| 2.1 | Comunidades energéticas..... | 10 |
| 2.1.1 | Beneficios | 11 |
| 2.1.2 | Barreras | 11 |
| 2.1.3 | Comunidades Energéticas en Europa..... | 11 |
| 2.2 | Marco regulatorio español..... | 12 |
| 2.2.1 | Autoconsumo colectivo..... | 13 |
| 3 | Metodología | 17 |
| 3.1 | Consumo | 18 |
| 3.1.1 | Configuración comunidad energética | 18 |
| 3.1.2 | Análisis de datos de demanda..... | 19 |
| 3.2 | Generación..... | 20 |
| 3.2.1 | Dimensionamiento instalación de generación | 20 |
| 3.2.2 | Configuración tecnologías energía renovable..... | 23 |
| 3.3 | Evaluación | 23 |
| 3.3.1 | Escenarios..... | 24 |
| 3.3.2 | Evaluación económica..... | 24 |
| 4 | Resultados | 26 |
| 4.1 | Caracterización usuarios | 26 |
| 4.2 | Generación de energía eléctrica | 29 |
| 4.3 | Compensación..... | 30 |
| 4.4 | Evaluación económica..... | 34 |
| 5 | Conclusiones y recomendación | 35 |
| | Bibliografía..... | 38 |
| | Anexos | 40 |
| | Anexo I. Casos de estudio comunidades energéticas España | 40 |
| | Anexo II. Ventajas comunidades energéticas | 41 |
| | Anexo III. Definiciones relevantes en el autoconsumo autoconsumo colectivo..... | 41 |
| | Anexo IV. Inversión por tecnología (2020 – 2050)..... | 42 |
| | Anexo V. Autoconsumo anual por usuario | 43 |
| | Anexo VI. Excedentes anuales por usuario | 44 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. Provincia de Gipuzkoa | 9 |
| Figura 2. Resumen modalidades de autoconsumo | 15 |
| Figura 3. Irradiancia global media horaria 2019..... | 20 |
| Figura 4. Viento medio horario 2013..... | 22 |
| Figura 5. Consumo mensual medio – Sector Público | 27 |
| Figura 6. Consumo mensual medio – Sector Residencial | 27 |
| Figura 7. Consumo medio horario (invierno y verano) – Sector Público..... | 28 |
| Figura 8. Consumo medio horario (invierno y verano) – Sector Residencial | 28 |
| Figura 9. Consumo medio diario - Sector Público | 29 |
| Figura 10. Consumo medio diario - Sector Residencial | 29 |
| Figura 11. Generación horaria media por tecnología..... | 30 |
| Figura 12. Autoconsumo, consumo red y excedentes anual..... | 30 |
| Figura 13. Distribución autoconsumo y excedentes por Escenario..... | 31 |
| Figura 14. Compensación mensual ESC 1 (Público-Solar)..... | 31 |
| Figura 15. Compensación mensual ESC 2 (Mixto-Solar)..... | 31 |
| Figura 16. Compensación mensual ESC 3 (Público-Eólico) | 32 |
| Figura 17. Compensación mensual ESC 4 (Mixto-Eólico) | 32 |
| Figura 18. Compensación mensual ESC 5 (Público-Híbrido)..... | 32 |
| Figura 19. Compensación mensual ESC 6 (Mixto-Híbrido) | 32 |
| Figura 20. Compensación horaria ESC 1 Verano | 32 |
| Figura 21. Compensación horaria ESC 1 Invierno..... | 32 |
| Figura 22. Compensación horaria ESC 2 Verano | 33 |
| Figura 23. Compensación horaria ESC 2 Invierno..... | 33 |
| Figura 24. Compensación horaria ESC 3 Verano | 33 |
| Figura 25. Compensación horaria ESC 3 Invierno..... | 33 |
| Figura 26. Compensación horaria ESC 4 Verano | 33 |
| Figura 27. Compensación horaria ESC 4 Invierno..... | 33 |
| Figura 28. Compensación horaria ESC 5 Verano | 33 |
| Figura 29. Compensación horaria ESC 5 Invierno..... | 33 |
| Figura 30. Compensación horaria ESC 6 Verano | 34 |
| Figura 31. Compensación horaria ESC 6 Invierno..... | 34 |
| Figura 32. Distribución comunidades energéticas Álava..... | 40 |
| Figura 33. Capital de inversión por tecnología (2020 – 2050)..... | 42 |
| Figura 34. Autoconsumo ESC 1 (Público-Solar)..... | 43 |
| Figura 35. Autoconsumo ESC 2 (Mixto-Solar)..... | 43 |
| Figura 36. Autoconsumo ESC 3 (Público-Eólico)..... | 43 |
| Figura 37. Autoconsumo ESC 4 (Mixto-Eólico) | 43 |
| Figura 38. Autoconsumo ESC 5 (Público-Híbrido) | 43 |
| Figura 39. Autoconsumo ESC 6 (Mixto-Híbrido)..... | 43 |
| Figura 40. Excedentes ESC 1 (Público-Solar)..... | 44 |
| Figura 41. Excedentes ESC 2 (Mixto-Solar) | 44 |
| Figura 42. Excedentes ESC 3 (Público-Eólico) | 44 |
| Figura 43. Excedentes ESC 4 (Mixto-Eólico) | 44 |
| Figura 44. Excedentes ESC 5 (Público-Híbrido)..... | 44 |
| Figura 45. Excedentes ESC 6 (Mixto-Híbrido) | 44 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Características básicas de los perfiles de usuarios considerados..... | 18 |
| Tabla 2. Coeficiente β_i – Configuración Pública | 19 |
| Tabla 3. Coeficiente β_i – Configuración Mixta | 19 |
| Tabla 4. Datos geográficos Gipuzkoa | 20 |
| Tabla 5. Características módulo FV | 20 |
| Tabla 6. Características aerogenerador | 21 |
| Tabla 7. Características aerogenerador | 22 |
| Tabla 8. Escenarios..... | 24 |
| Tabla 9. Inversión y costos operacionales por tecnología | 24 |
| Tabla 10. Cálculo energía autoconsumida, consumida red y excedentaria..... | 25 |
| Tabla 11. Cálculo Beneficios..... | 25 |
| Tabla 12. Tarifas aplicables a cada usuario | 26 |
| Tabla 13. Precios compra y venta de energía | 26 |
| Tabla 14. Producción anual por tecnología..... | 29 |
| Tabla 15. Evaluación económica | 35 |

1 Introducción

El calentamiento global y el cambio climático son temas cada vez más comentados hoy en día. Junto a esto, las estrategias para enfrentar sus consecuencias son protagonistas en las agendas de muchos países que buscan soluciones a través de medidas urgentes en el ámbito energético, económico, social y por sobre todo medioambiental. Así, existen objetivos internacionales comprometidos para solucionar esta problemática como lo que se establece en el Acuerdo de París del 2016.

A nivel mundial, la energía es un bien indispensable tanto en el sector industrial y el transporte como en millones de hogares ¿quién se imagina un mundo sin energía? El aumento de la población junto con el sólido crecimiento económico y combinado con temporadas extremas, inviernos más fríos y veranos más cálidos – como consecuencia del calentamiento global – conllevan al aumento de la demanda global de energía (AIE, 2022). En el 2018, el sector energético aportó alrededor de un 49% en la generación de gases de efecto invernadero que son emitidos hacia la atmósfera según la COP26 (AFP, 2018), sólo en la Unión Europea, este sector aportó un 77% a las emisiones el año 2019 según la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA, 2019) por lo que es necesario actuar inmediatamente.

Para esto, la transición energética es fundamental, cambiar de un sistema energético basado en fósiles a uno de bajas emisiones – o nulas – de carbono, sostenido por energías renovables. Este proceso no se limita al cierre de las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles y el desarrollo de las energías renovables, sino que implica un cambio total del sistema a nivel económico, social y medioambiental. La participación cooperativa de la sociedad es fundamental para que el sistema energético pueda dar ese paso, con la erradicación de la pobreza energética y asegurando el acceso a la energía de una manera justa y sostenible.

Así es como surge una posible forma de enfrentar el escenario energético futuro con la conformación de comunidades energéticas. El Paquete de Energía Limpia de la Comisión Europea abrió nuevos caminos para los consumidores al reconocer, por primera vez en la legislación de la UE, los derechos de los ciudadanos y las comunidades a participar directamente en el sector de la energía. Es así como estos proyectos energéticos comunitarios se encuentran de diversas formas en Europa, las más extendidas teniendo relación a la generación de energía (Caramizaru & Uihlein, 2020).

En España, una comunidad energética, es el conjunto de personas que tienen como objetivo principal beneficiarse colectivamente de las mismas instalaciones de generación y otras medidas energéticas que se pueden realizar en su entorno. Esta coordinación y gestión de autoabastecimiento de energía para, por ejemplo, un grupo de vecinos conlleva principalmente al aprovechamiento de la capacidad de generación eléctrica o térmica, la mejora de eficiencia energética o el desarrollo de sistemas de movilidad sostenible (IDAE, 2021).

La regulación, en este caso, es un punto clave en la promoción del desarrollo de este tipo de proyectos. Las nuevas normativas van respondiendo poco a poco a la demanda creciente de respuestas en el ámbito. De la misma forma, los incentivos para la ejecución de los proyectos van en aumento para fomentar su propagación. Cada miembro de la UE tiene distintas definiciones y normativas para comunidades energéticas. En España, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se aproxima a ellas desde autoconsumo colectivo.

Para la implementación de una comunidad energética se deben considerar distintos factores además del marco regulatorio cómo, por ejemplo, el potencial de generación según las condiciones y recursos del sitio donde se encuentra, las distintas tecnologías a partir de fuentes renovables para la producción de energía y si el proyecto es rentable para los distintos actores de la comunidad, entonces ¿cómo saber si el proyecto de comunidad energética es viable de manera técnica y económica?

Para esto, es posible realizar un análisis de prefactibilidad para, por una parte, caracterizar la comunidad energética y estimar su potencial de generación, mediante simulaciones y datos reales de las condiciones del lugar y por otra, analizar la demanda energética de los vecinos y cuánto de ésta se puede cubrir con la producción de energía local. Luego, realizar la evaluación económica para comprobar si el proyecto es rentable bajo alguno de los esquemas de contraprestación indicados en el RD 244/2019, utilizando indicadores económicos clásicos como el VAN, TIR y el Tiempo de Retorno. De esta forma, se puede obtener la información necesaria para tomar la mejor decisión, del punto de vista técnico – económico, sin olvidar los distintos beneficios sociales y medioambientales que esto conlleva.

Para ejemplificar lo anterior, el presente trabajo busca evaluar el impacto de distintas variables – selección de tecnologías de generación y perfiles de usuarios – sobre la factibilidad de conformar una comunidad energética en el País Vasco, utilizando datos reales de consumo eléctrico de distintas viviendas y edificios públicos en el año 2021. Los datos han sido anonimizados para mantener la privacidad de los usuarios.

1.1 Alcance

El motivo de este trabajo es de carácter técnico mediante la evaluación del mecanismo de compensación simplificada según la modalidad de autoconsumo colectivo introducidas en 2019 mediante el Real Decreto 244/2019, la normativa actualmente vigente para la conformación de comunidades energéticas en España. Ésta se basa en el análisis orientativo de la viabilidad de la implementación de este tipo de proyectos a partir curvas de carga reales de distintos consumidores y datos de recursos renovables disponibles (eólico y solar) dentro de la zona de estudio elegida.

Se considera como caso de estudio la provincia de Gipuzkoa, al norte de España como muestra la Figura 1. La simulación de los escenarios para evaluar la viabilidad de implementar una comunidad energética se encuentra sujeta a las condiciones climáticas y los recursos de esa zona. Sin embargo, es posible replicar la metodología utilizada en otras zonas conociendo las características del entorno.

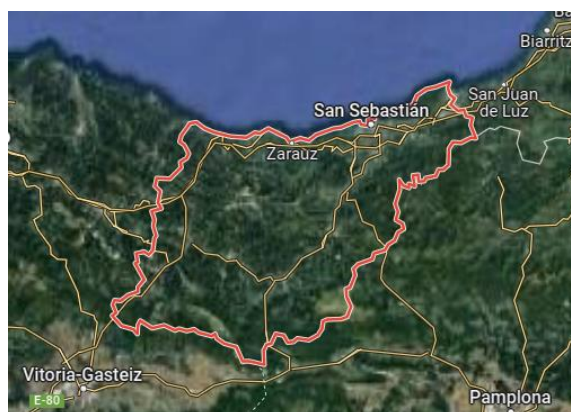


Figura 1. Provincia de Gipuzkoa. Fuente: Google Maps

En este caso, se realizó el análisis considerando sólo energía eléctrica. Por otra parte, se considera la evaluación sólo de los aspectos técnico-económicos de estos proyectos, excluyendo los potenciales impactos sociales. Éstos son unos de los grandes desafíos a enfrentar debido a la coordinación de los distintos actores que forman una comunidad energética. Asimismo, se deja fuera la evaluación de potenciales beneficios medioambientales como reducciones en emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2 Objetivos

De forma específica, los objetivos del presente trabajo son:

- Caracterizar el consumo de energía eléctrica de los distintos perfiles de usuarios públicos y residenciales que componen la comunidad energética del caso de estudio.
- Proponer distintas opciones de fuentes de generación de energía eléctrica, así como configuraciones de usuarios para el caso de estudio. Esto incluye la simulación de la generación horaria esperada para las fuentes de generación elegidas, de forma que pueda aplicarse el mecanismo de contraprestación evaluado.
- Evaluar la factibilidad técnico – económica de implementar una comunidad energética en la provincia de Gipuzkoa, mediante el mecanismo de compensación sujeto al autoconsumo colectivo dentro de una comunidad energética según el Real Decreto 244/2019.

2 Antecedentes

2.1 Comunidades energéticas

A nivel de la Unión Europea existen dos tipos de comunidades energéticas, Comunidades de Energía Renovable definidas en la Directiva de Energía Renovable 2008/2001 y Comunidades Ciudadanas de Energía definidas en la Directiva de Mercado Eléctrico 2019/944. Ambos tipos de comunidades involucran una participación ciudadana abierta e inclusiva y se enfocan en resultados más sociales y ambientales que económicos. Si bien la definición general está establecida, los límites más específicos varían según cada país. Estos límites pueden ser, por ejemplo, la extensión geográfica y distancia entre consumidores, la demanda de la producción y almacenamiento de la energía, el establecimiento de las normas internas de control (Eichman, Torrecillas, & Corchero, 2022).

En general, las comunidades energéticas pueden entenderse como una forma de organizar acciones energéticas colectivas en torno a la participación y la gobernanza abiertas y democráticas y la provisión de beneficios para los miembros o la comunidad local (Caramizaru & Uihlein, 2020).

Las actividades que pueden llevar a cabo las comunidades energéticas son múltiples: producir, consumir, almacenar, compartir o vender energía. Un ejemplo de estas actividades son el autoconsumo o la generación distribuida que suponen un factor importante para el ahorro económico de muchas viviendas, especialmente para las más vulnerables, pudiendo ser una forma de afrontar la pobreza energética. Por otra parte, se evita la dependencia sobre las compañías eléctricas convencionales aumentando así, la competitividad dentro del sector (IDAE, 2021).

2.1.1 Beneficios

Las comunidades energéticas generan beneficios económicos y además traen consigo también beneficios medioambientales y sociales.

En el ámbito económico y ambiental, el beneficio es directamente proporcional a la disminución de la demanda de energía por una parte, debido a la gestión local y la concienciación de las personas del uso y consumo de energía – cuando las personas son conscientes de lo que conlleva el uso de energía, su consumo disminuye porque normalmente procuran cuidar aquello que ellos mismos gestionan – y, por otra parte, debido a que se autogestiona la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. La reducción de la demanda de combustibles fósiles – ya sea en el mix energético o en la generación de energía térmica – contribuye a la descarbonización de la matriz energética y la disminución de las emisiones de efecto invernadero a la atmósfera. Los beneficios ambientales son importantes: la disminución de la energía consumida, el aumento de energía renovable distribuida y la reducción de combustibles fósiles utilizados.

Como consecuencia, la disminución de la demanda de energía conlleva a la reducción del coste del suministro energético para la comunidad. Por otra parte, existe la reducción de la dependencia energética hacia las grandes comercializadoras debido a que la gestión de la energía es por parte de los mismos usuarios, disminuyendo, de la misma forma, el coste de la energía.

Asimismo, en el ámbito social el beneficio es inherente ya que las comunidades energéticas son, principalmente un concepto social, donde la gobernanza, gestión y coordinación de los ciudadanos y autoridades locales prima donde la divulgación energética dentro de la comunidad toma un rol fundamental ya que se trata de un proceso participativo que involucra a todos los actores. Así, los beneficios sociales, van de la mano con el empoderamiento ciudadano, la creación del empleo local, la creación de un tejido comunitario o la reinversión de los beneficios obtenidos en los aspectos prioritarios de la comunidad (IDAE, 2021).

Otras ventajas se presentan en el Anexo I.

2.1.2 Barreras

Al igual que en muchos casos, como el tema de las de comunidades energéticas es relativamente reciente, existen barreras para el desarrollo de éstas y potenciar el nuevo modelo energético. Algunas de las más importantes son (IDAE, 2021):

- Cambio en las normativas, reducción de los incentivos, falta de un marco regulatorio y si existe, el insuficiente grado de profundidad en su planteamiento.
- Complejidad al momento de realizar los procedimientos administrativos.
- Dificultad al acceso a la financiación: falta de confianza de los inversores, alto riesgo real o en cuenta a la percepción del inversor.
- Falta de interés y desconocimiento por parte de la ciudadanía.
- Falta de tiempo de dedicación voluntaria.
- Escasa motivación por parte de los miembros de la comunidad.
- Dificultad al momento de acceder al conocimiento del experto.

2.1.3 Comunidades Energéticas en Europa

A pesar de que la idea de comunidad energética es reciente, ésta ha ido tomando fuerza en los últimos años, siendo cada vez más los ejemplos con éxito que se pueden observar. A nivel

Europeo, Alemania lidera con 1.750 comunidades energéticas, seguida de Dinamarca con 700 y Países Bajos con 500. Por su parte, en España solo existen 33 comunidades energéticas a la fecha (Naturgy, 2022). En el Anexo II se presentan algunos casos de éxito de la implementación de comunidades energéticas en España.

2.2 Marco regulatorio español

En España, la realización y el cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos conllevó a la creación de nuevas políticas y normativas. Muchas de éstas evolucionaron a partir de directivas europeas principalmente de la Directiva de Energía Renovable 2008/2001 y la Directiva de Mercado Eléctrico 2019/944. En el caso particular de las comunidades energéticas, los reglamentos y directivas más relevantes se han incluido en el Paquete de Energía Limpia para todos los europeos, del 2019. En general, este Paquete se centra en la eficiencia energética, el rendimiento en los edificios, las energías renovables, las acciones climáticas, los mercados internos de electricidad y los reguladores de energía. Debido a las diferencias sociales, políticas y económicas, así como las diferencias existentes en la legislación, el ritmo de aplicación es bastante diferente entre los Estados miembros.

Actualmente, el estado de la normativa en materia de comunidades energéticas sigue en gran medida las propuestas realizadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) del 20 de enero del 2020. Este Plan presenta retos y oportunidades para España en cinco aspectos: descarbonización a través de energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética, mercado energético e investigación. Debido a que el PNIEC es el primer paso para abordar la normativa europea – incluyendo el Paquete de Energía Limpia –, el empoderamiento de los ciudadanos y las comunidades energéticas toma protagonismo a lo largo de todo el documento. Tras la publicación del PNIEC, el gobierno adoptó una normativa inicial, el Real Decreto – Ley 23/2020 del 23 de junio del 2020, que incluye la primera definición legal de este tipo de comunidades, junto con algunas medidas para mejorar la transición energética.

Además del PNIEC, para ayudar en el proceso de recuperación de COVID – 19, España desarrolló un Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia en octubre 2020, que se promulgó el 30 de diciembre del 2020 con el Real Decreto – Ley 36/2020. Por otra parte, se desarrolló también una estrategia de descarbonización para el 2050 que se publicó en noviembre del 2020. Ambos planes incluyen una discusión sobre el papel ciudadano en el sector energético. En respuesta a esto se lanzó la primera convocatoria del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE IMPLEMENTA), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Este programa dispone de 10 millones de euros para proyectos de pequeño tamaño – con una inversión que no supere el millón de euros – que fomenten la participación en el sector energético de actores no participantes en el mismo tradicionalmente (España, 2022). La segunda convocatoria tiene un fondo de 30 millones de euros destinados a proyectos de tamaño mediano o grande y cuya inversión si supere el millón de euros (Energynews, 2022).

En mayo del 2021 se aprobó la Ley 7/2021 sobre el cambio climático y la transición energética. Esta ley incluye medidas de apoyo para grupos de trabajadores vulnerables a las consecuencias de la transición energética. Además, propone reformar el sector eléctrico con un enfoque en la participación de los consumidores en el mercado de la energía. Esto tiene potencial para expandir y mejorar los mercados disponibles para la implementación de comunidades energéticas.

Por su parte, ha habido dos consultas públicas en España relacionadas con este tipo de iniciativas. La primera, en noviembre del 2020, para identificar las preocupaciones de las partes interesadas y los principales desafíos en el ámbito. La segunda, en febrero del 2021, para identificar proyectos, iniciativas y líneas de investigación sobre comunidades energéticas y así ayudar al gobierno a comprender distintos parámetros para futuros financiamientos.

Las comunidades energéticas existentes generalmente se crean a partir de iniciativas locales promovidas por los ciudadanos, por motivaciones sociales más que económicas. Muchas aprovechan las normas que rigen el autoconsumo colectivo y la generación distribuida. El Real Decreto – Ley 15/2018, del 5 de octubre del 2018, regula la protección de los consumidores, el autoconsumo y las actuaciones encaminadas a acelerar la transición energética hacia una economía descarbonizada. Esta ley fue seguida por el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril del 2019, para proporcionar una orientación más completa sobre el autoconsumo.

En junio del 2021 se hizo público el Real Decreto 477/2021 por el que se desarrollan nuevos programas de incentivos al autoconsumo y almacenamiento. El 21 de diciembre del 2021 se aprobó el Real Decreto 29/2021 que otorga flexibilidad a algunas de las restricciones mencionadas en el Real Decreto 244/2019 (Eichman, Torrecillas, & Corchero, 2022).

2.2.1 Autoconsumo colectivo

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, si bien no es un sistema regulatorio específico para comunidades energéticas, se aproxima a ellas desde el autoconsumo colectivo. Por ello, se utilizó como base para el análisis y evaluación técnico – económica del proyecto de comunidad energética del presente trabajo.

Este Real Decreto tiene como objeto establecer las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La Ley 24/2013 regula el sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y mínimo coste. En esta ley se definen las Comunidades de Energías Renovables 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 (BOE, Ley 24/2013, 2013). Por tanto, estas comunidades pueden basarse en instalaciones de cualquier vector energético, siempre y cuando sea renovable.

Por otra parte, el Real Decreto 244/2019 tiene como objeto establecer la definición del concepto de instalaciones de autoconsumo, el desarrollo del autoconsumo individual y colectivo, el mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas y la organización, así como el procedimiento del inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía (BOE, RD 244/2019, 2019).

Aunque el caso de estudio propuesto en este análisis se desarrolla dentro de las reglas del autoconsumo colectivo, por sus características, podría ser considerado también una Comunidad

de Energía Renovable en términos de lo establecido en la Ley 24/2013 comentada con anterioridad. No obstante, esto dependerá de la configuración jurídico-administrativa que adoptaran eventualmente sus miembros y cuya discusión queda fuera del alcance del presente estudio.

2.2.1.1 Modalidades de autoconsumo

Según el artículo 4 de este Real Decreto, existen dos modalidades de autoconsumo (IDAE, Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, 2020):

- a) **Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes:** Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red. En este caso existe un único sujeto como consumidor.
Para autoconsumo colectivo sin excedentes existe la posibilidad de acogerse a compensación de excedentes mediante el mecanismo de compensación simplificada.

- b) **Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes:** Instalaciones que, además de suministrar energía para el autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. A este grupo pertenecen las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte). En este caso existen dos sujetos, el consumidor y el productor.

Dentro de la modalidad de autoconsumo con excedentes, existen dos opciones. La primera es la **Modalidad con excedentes acogida a compensación**. Estas son instalaciones de autoconsumo con excedentes, en los que el consumidor y productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo, ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo de un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con los excedentes de energía vertidos a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Esta opción solo es posible en aquellos casos donde se cumplan con todas de las siguientes condiciones:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

La otra opción es la **Modalidad con excedentes no acogida a compensación**. A esta pertenecen todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los

requisitos para acogerse a la compensación o simplemente que de manera voluntaria no opten por acogerse a dicha modalidad. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

Estas modalidades pueden clasificarse, al mismo tiempo, en **individual**, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o **colectivo**, si se trata de varios consumidores.

Por otra parte, como se trata de instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte, que pueden ceder energía a la red – en el caso del autoconsumo con excedentes – la conexión de las instalaciones puede realizarse de dos maneras:

- a) Con conexión a la red interior del consumidor o consumidores asociados. En este caso se denominan instalaciones próximas en red interior.
- b) Con conexión en un punto externo a la red interior, de manera que la instalación generadora se une a los consumidores asociados utilizando la red pública de distribución o transporte. En este caso se denominan instalaciones próximas a través de la red.

Cabe considerar que las conexiones a través de la red (opción b) deben satisfacer al menos uno de los siguientes criterios:

- La conexión se realiza a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- La conexión tanto de los consumos como de la generación se realiza en BT, y la distancia existente entre los contadores de generación y de consumo es menor de 500 m, medidos en proyección ortogonal en planta.
- La instalación generadora y los consumidores asociados se ubican en la misma referencia catastral, tomada como tal sí coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

En la Figura 2 se presenta el resumen de las diferentes modalidades de autoconsumo.

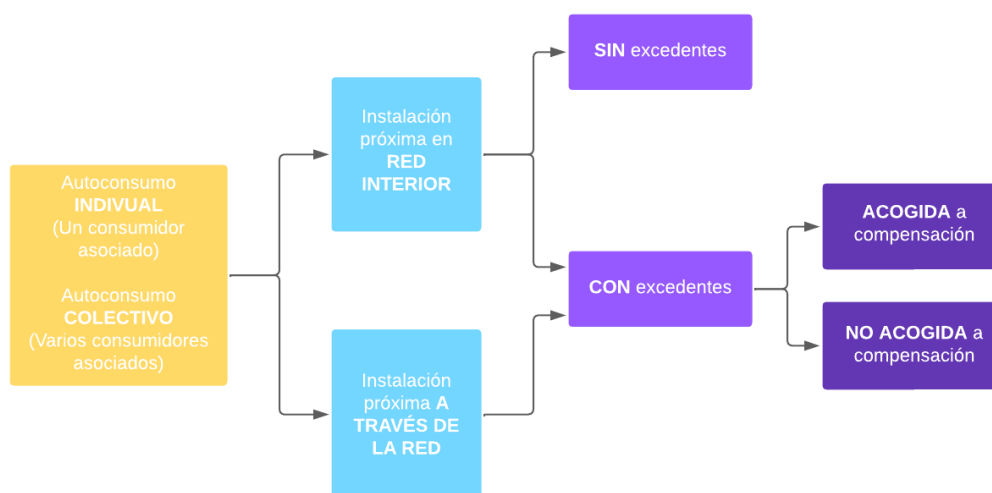


Figura 2. Resumen modalidades de autoconsumo. Fuente: (IDAE, Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, 2020)

Para los consumidores que participan en alguna modalidad de autoconsumo colectivo o que estén asociados a una instalación próxima a través de la red, las referencias en términos de energía generada y consumida se establecen como individualizadas se presenta en el Anexo III.

2.2.1.2 Compensación simplificada

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece el mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de producción asociadas. Los consumidores asociados a instalaciones de producción en autoconsumo pueden acogerse de forma voluntaria al mecanismo de compensación simplificada en:

- Instalaciones de autoconsumo individual con excedentes
- Instalaciones de autoconsumo colectivo sin excedentes
- Instalaciones de autoconsumo colectivo con excedentes

Este mecanismo consiste en un saldo en términos económicos de la energía excedentaria horaria de cada consumidor en el periodo de facturación. La energía generada de las instalaciones de autoconsumo que no es consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados se inyecta a la red. Cuando los consumidores precisen más energía de la que les proporciona la instalación, se comprará la energía a la red al precio que marque su contrato de suministro (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor [PVPC] o de mercado libre pactado con la comercializadora).

La energía excedentaria, se valora a un cierto precio y ese importe se resta del importe de la energía adquirida en la red de la siguiente manera:

- Si el consumidor tiene un contrato de suministro con una comercializadora libre:
 - a) La energía horaria consumida de la red es valorada al precio horario que figura en el contrato de suministro acordado con la comercializadora.
 - b) La energía excedentaria, es valorada al precio horario que se acuerde entre la comercializadora y el consumidor.
- Si el consumidor tiene un contrato de suministro al PVPC:
 - a) La energía horaria consumida de la red es valorada al coste horario de energía del PVPC en cada hora.
 - b) La energía horaria excedentaria, es valorada al precio medio horario que se obtiene a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en cada hora, menos el coste de los desvíos en esa hora.

Por otra parte, de acuerdo con la compensación simplificada, en ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria puede ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación (usualmente mensual). En caso de que sea superior, como compensación se obtiene el valor económico de la energía horaria consumida de la red.

2.2.1.3 Facturación autoconsumo colectivo

A final de mes, la distribuidora lee el contador de generación neta horaria de la instalación de autoconsumo (ENG_h) y proporciona a la comercializadora toda la información necesaria para realizar la facturación y la compensación. La comercializadora se encarga, por su parte, de realizar la facturación y la compensación de los excedentes a cada consumidor individualmente, a partir de esa información y lo hará para cada hora dentro del periodo de facturación.

Así para cada hora, según el Anexo I del Real Decreto 244/2019, la distribuidora asigna la energía generada a cada consumidor mediante el cálculo de las energías para el autoconsumo colectivo. La energía horaria neta generada individualizada de aquellos sujetos i que realicen autoconsumo colectivo, $ENG_{h,i}$, es:

$$ENG_{h,i} = \beta_i \cdot ENG_h$$

Donde

- ENG_h = energía horaria neta total producida por la instalación.
- B_i = coeficiente de reparto de la energía generada para el consumidor i .

Este coeficiente debe figurar en el acuerdo de reparto entre los consumidores y ser comunicado a la empresa distribuidora. Además, debe cumplir las siguientes limitaciones:

- Ser constante para cada consumidor en todas las horas del periodo de facturación (mes)
La suma de los coeficientes B_i de todos los consumidores asociados a la misma instalación de autoconsumo debe ser 1.
- El coeficiente B_i toma el valor de 1 cuando existe un único consumidor asociado.

Para el cálculo de las B_i , es posible utilizar cualquier criterio acordado entre los consumidores asociados (por ejemplo, considerando el monto aportado por cada miembro a la financiación del equipamiento de generación). Sin embargo, en el Anexo I del Real Decreto se propone una fórmula de cálculo de los coeficientes en función de la potencia contratada de cada uno de los consumidores.

$$\beta_i = \frac{\text{Potencia máxima contratada (consumidor}_i\text{)}}{\sum \text{Potencias máximas contratadas (todos los consumidores asociados)}}$$

Para efectos de facturación, se compara la energía horaria individualizada $ENG_{h,i}$, que le corresponde a cada usuario con la lectura horaria de su contador individual de suministro (energía horaria consumida individualizada).

- a) Si la energía horaria consumida individualizada es superior a la energía horaria generada individualizada, el autoconsumo horario individualizado, $E_{aut,h,i}$, será el valor de la energía horaria neta generada individualizada. Con ello, lo que factura por energía consumida de la red (en esa hora) será la lectura horaria del contador menos $ENG_{h,i}$.
- b) Si es inferior, el autoconsumo horario individualizado, $E_{aut,h,i}$, será el valor de la energía horaria consumida individualizada de cada consumidor. La factura por energía de red (en esa hora) será 0 kWh.

Así, a final de mes se tiene un cierto consumo de red para cada consumidor, ya que habrá horas en que $ENG_{h,i}$ no cubra el consumo horario individualizado. Por otro lado, es posible que se hayan generado excedentes ya que habrá horas donde $ENG_{h,i}$ es mayor que consumo horario individualizado, de manera que todos los excedentes horarios se valoran a su correspondiente precio horario.

Los excedentes totales de cada consumidor asociado se compensan en su factura de consumo eléctrico, al final del periodo de facturación de un mes.

3 Metodología

Como se mencionó anteriormente, existen distintas modalidades de autoconsumo por lo que es necesario elegir una de éstas para definir el caso de análisis de la conformación de una comunidad energética y evaluar su viabilidad. En el presente trabajo, se considera la modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes acogida a compensación simplificada.

Bajo esta modalidad, es importante considerar que la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no puede ser superior a 100 kW por lo que, en este caso, se utilizó este valor para el diseño de la instalación de generación. De esta forma, es posible analizar el porcentaje de la demanda de energía eléctrica que es posible cubrir en las distintas configuraciones de comunidades energéticas propuestas.

De la misma forma, se considera que la conexión a la red se encuentra en un punto externo a la red interior de los consumidores. En este caso, la instalación próxima a través de la red cumple con el criterio de que la distancia entre los contadores de generación y de consumo es menor de 500 m, en baja tensión.

Por otra parte, es necesario repartir la energía generada entre cada uno de los consumidores dentro de la comunidad. En cuanto a los cálculos, se consideraron los lineamientos descritos en el Anexo I del Real Decreto 244/2019 y explicados en el Capítulo anterior. Sin embargo, es importante considerar también el aspecto social que motiva la realización de este trabajo. Al tratarse de distintas configuraciones de comunidades energéticas, donde sólo se abarcan edificios residenciales, por un lado, y edificios públicos por otro, se decide realizar la división de la generación de energía eléctrica acorde a las necesidades de los vecinos que las conforman. No obstante, los criterios para la distribución de los beneficios obtenidos podrían ser otros, por ejemplo, un acuerdo entre los vecinos para enfrentar la pobreza energética y otorgar ayuda mediante la provisión de energía sin costo o a costo reducido para las viviendas que más lo necesiten o, bien, para cubrir la demanda de los edificios de uso común por toda la comunidad.

Finalmente, para efectos de facturación, se consideró que los consumidores tienen un contrato de suministro con una comercializadora libre, con precios de compra y venta de excedentes de energía del País Vasco.

3.1 Consumo

La primera parte de la evaluación consistió en el análisis de la demanda de energía eléctrica de los consumidores que forman parte de cada una de las comunidades energéticas a analizar.

3.1.1 Configuración comunidad energética

Para simular la comunidad energética en el País Vasco, se recopilamos perfiles de consumo reales de distintas viviendas y edificios públicos de la provincia de Gipuzkoa en el año 2021 como se muestra en la Tabla 1. Los perfiles serán tratados de forma anónima en cumplimiento con las normativas de protección de datos.

Tabla 1. Características básicas de los perfiles de usuarios considerados. Fuente: Elaboración propia

| Categoría | Tipo | Consumo anual [kWh] |
|------------------|------------------------|---------------------|
| Residencial | Vivienda unifamiliar 1 | 1.529 |
| | Vivienda unifamiliar 2 | 1.885 |
| | Vivienda unifamiliar 3 | 1.414 |
| Edificio Público | Biblioteca | 203.180 |
| | Casa de la Cultura | 219.970 |
| | Guardería | 48.172 |
| | Hogar Jubilados | 21.316 |
| | Escuela 1 | 64.421 |
| | Escuela 2 | 20.531 |

Considerando estos perfiles se definen dos configuraciones de comunidades energéticas a evaluar, cuyas características serán explicadas a continuación.

3.1.1.1 Configuración I – Comunidad de edificios públicos

Esta configuración considera la producción de energía para solo abastecer los edificios comunes de grupo de vecinos. En específico, se considera el suministro de energía eléctrica para dos escuelas, el hogar de jubilados, la guardería, la casa de la cultura y la biblioteca local.

En este caso, el coeficiente B_i se reparte según la potencia máxima instalada de cada usuario como indica el Anexo I del Real Decreto 244/2019, con el fin de minimizar los excedentes y maximizar el autoconsumo. Los valores asignados a cada usuario se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Coeficiente β_i – Configuración Pública. Fuente: Elaboración propia

| Edificio | $P_{\text{máx. Instalada [kW]}$ | B_i |
|--------------------|---------------------------------|-------|
| Biblioteca | 140 | 43,4% |
| Casa de la Cultura | 110 | 34,1% |
| Guardería | 15 | 4,6% |
| Hogar Jubilados | 30 | 9,3% |
| Escuela 1 | 12,19 | 3,8% |
| Escuela 2 | 15,4 | 4,8% |
| Total | 323 | 100% |

3.1.1.2 Configuración II – Comunidad mixta

Esta configuración considera la producción de energía para abastecer algunas viviendas y parte de los edificios comunes. Para esta configuración, se incluyen tres viviendas junto con las dos escuelas y la biblioteca local.

En este caso, el coeficiente B_i se reparte según la potencia máxima instalada de cada usuario, con el fin de minimizar los excedentes y maximizar el autoconsumo como muestra la Tabla 3.

Tabla 3. Coeficiente β_i – Configuración Mixta. Fuente: Elaboración propia

| Edificio | $P_{\text{máx. Instalada [kW]}$ | B_i |
|------------|---------------------------------|-------|
| Biblioteca | 140,0 | 78,3% |
| Escuela 1 | 12,2 | 6,8% |
| Escuela 2 | 15,4 | 8,6% |
| V1 | 3,3 | 1,8% |
| V2 | 4,4 | 2,5% |
| V3 | 3,5 | 1,9% |
| Total | 180 | 100% |

3.1.2 Análisis de datos de demanda

Para conocer cómo se comporta la demanda de energía eléctrica de cada usuario y el consumo horario individualizado para la evaluación económica, se utilizaron las respectivas curvas de carga horarias del año 2021.

Se analizó la tendencia de la potencia media mensual, diaria – por cada día de la semana – y horaria para identificar cuáles son los usuarios y los periodos de mayor consumo y así, realizar

la comparación de la demanda de los distintos perfiles que conforman cada una de las configuraciones de comunidades energéticas propuestas.

3.2 Generación

Por otra parte, se analizó el recurso energético – solar fotovoltaica y eólico – de la provincia de Gipuzkoa para determinar la energía disponible del lugar y poder diseñar la instalación de generación que abastece a la comunidad energética.

En este caso, como el interés se centra en la evaluación de la compensación, se cogieron datos de irradiancia y velocidades del viento disponibles, de manera estratégica, para realizar el análisis.

3.2.1 Dimensionamiento instalación de generación

En ambos casos, tanto para la obtención del recurso solar y eólico, se recopiló la irradiancia global y la velocidad del viento en las coordenadas que muestra la Tabla 4.

Tabla 4. Datos geográficos Gipuzkoa. Fuente: Google Maps

| Datos geográficos | |
|-------------------|----------|
| Provincia | Gipuzkoa |
| Latitud | 43,3224 |
| Longitud | -1,9839 |

3.2.1.1 Energía solar

El recurso solar se estimó a partir de los datos de irradiancia global del lugar. Estos datos se obtuvieron de la base de datos MERRA-2, con un ángulo de inclinación de 35° y azimut de 0°. La irradiancia global media horaria del año 2019 reportada en el sitio se presenta en la Figura 3.

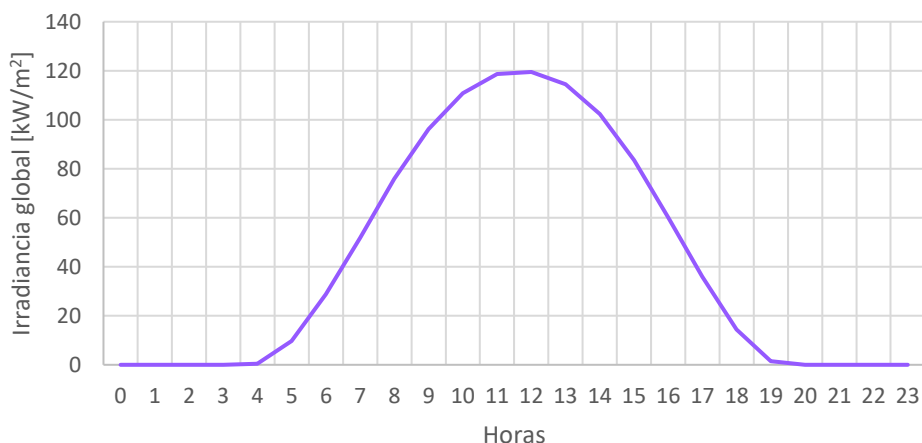


Figura 3. Irradiancia global media horaria 2019. Fuente: Renewables.ninja

Para el diseño técnico de la planta fotovoltaica se seleccionó un módulo Jinko como referencia. Las características del módulo se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Características módulo FV. Fuente: Jinko Solar

| Información módulo | | |
|--------------------|-------|---|
| Marca | Jinko | - |

| | | |
|---------------------|---------------------|----|
| Modelo | Tiger Pro 72HC 530W | - |
| Tipo | JKM530M-72HL4 | - |
| Pot _{máx.} | 530 | Wp |
| η_m | 22,55% | |

Asimismo, es necesario seleccionar uno o más inversores que cumplan con los requerimientos de la planta, en este caso, se seleccionó un inversor Huawei, sus características se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6. Características aerogenerador. Fuente: Huawei

| Información inversor | | |
|----------------------|------------------|------------|
| Marca | Huawei | - |
| Modelo | SUN2000-15KTL-M2 | - |
| Pot. | 22.500 | W/inversor |
| η_{pc} | 98,3% | - |

Por otra parte, para el cálculo de la producción fotovoltaica horaria se utilizó la siguiente ecuación (Deshmukh & Deshmukh, 2006):

$$P_{sj} = I_{Tj} \eta A_{PV}$$

Dónde:

- I_{Tj} es la irradiancia global en kWh/m²
- η es la eficiencia del sistema
- A_{PV} es el área total de la planta FV en m²

La eficiencia del sistema se obtiene a partir de:

$$\eta = \eta_m \eta_{pc} P_f$$

Dónde:

- η_m es la eficiencia del módulo
- η_{pc} es la eficiencia del inversor
- P_f es el *packing factor*. La relación del área total de la celda solar al área total del módulo, en este caso, es igual a 1.

Finalmente, a nivel emplazamiento, la instalación consideró paneles fotovoltaicos en la cubierta de los edificios y viviendas de cada comunidad.

3.2.1.2 Energía eólica

El recurso eólico se estimó a partir de la velocidad del viento horario del año 2013. Se seleccionó este año debido a que las velocidades del viento eran mayores y la energía producida resulta más competitiva frente a la producción de energía fotovoltaica que otros años. Como primer paso para una evaluación de factibilidad de un sistema eólico para una comunidad energética real sería necesario estudiar si el recurso eólico del lugar donde se quiera implementar justifica su evaluación. Asimismo, para su diseño, se deberían utilizar datos representativos del recurso eólico en la zona, preferentemente recopilados a lo largo de varios años. En el País Vasco no existe un recurso eólico importante, pero para efectos de evaluar el impacto de usar distintas

tecnologías en comunidades energéticas bajo autoconsumo colectivo, se considera el uso de la energía eólica en el presente caso de estudio utilizando datos de un año donde el recurso eólico es más favorable, de manera que sus efectos sean más fácilmente identificables.

Los datos se obtuvieron a partir de la base de datos PVGIS-SARAH2 a una altura de 10 m. Los datos obtenidos se presentan en la Figura 4.

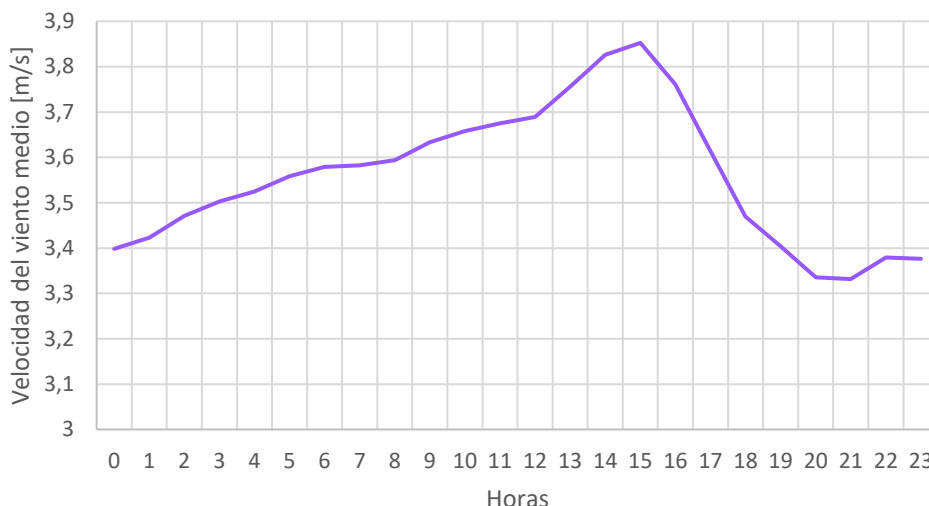


Figura 4. Viento medio horario 2013. Fuente: PVGIS

Para el diseño de la planta minieólica, se seleccionó un aerogenerador Ryse Energy. Las características del aerogenerador se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Características aerogenerador. Fuente: Rayse Energy

| Información aerogenerador | | | |
|-------------------------------|-----------------|-------|-----|
| Marca | Ryse Energy | | - |
| Modelo | E20 | E200L | - |
| Tipo | Imán permanente | | - |
| POT _{nom.} | 18 | 10 | kW |
| Velocidad de corte <i>in</i> | 2 | 2 | m/s |
| Velocidad nominal | 11 | 11 | m/s |
| Velocidad de corte <i>out</i> | 30 | 30 | m/s |

El aerogenerador seleccionado para la planta minieólica se diseñó para vientos de Clase I según la norma IEC 61400 – 2. En este caso, en la provincia de Gipuzkoa el recurso eólico no cumple con este requisito, pero para efectos del análisis, se utilizó de igual manera ya responde al límite de potencia de la instalación a implementar según el Real Decreto 244/2019.

Por otra parte, para el cálculo de la potencia horaria producida se utilizó la siguiente ecuación diferenciada por tramos según la velocidad del viento, (Carrillo, Obando, Cidrás, & Díaz-Dorado, 2013):

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{ci} \\ (C_1 + C_2 v + C_3 v^2) P_r & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & v \geq v_{co} \end{cases}$$

Dónde:

- P_r es la potencia nominal del aerogenerador, en kW
- v_{ci} es la velocidad de corte de entrada, en m/s
- v_r es la velocidad nominal del viento, en m/s
- v_{co} es la velocidad de corte de salida, en m/s

Los coeficientes C_1 , C_2 y C_3 se obtienen a partir de la velocidad de corte de entrada y la velocidad nominal del viento según las siguientes ecuaciones (Carrillo, Obando, Cidrás, & Díaz-Dorado, 2013)

$$C_1 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} [v_{ci}(v_{ci} + v_r) - 4v_{ci}v_r \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r}\right)^3]$$

$$C_2 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} [4(v_{ci} + v_r) \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r}\right)^3 - 3v_{ci} + v_r]$$

$$C_3 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} [2 - 4 \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r}\right)^3]$$

En el caso de la energía eólica, la instalación consideró aerogeneradores dispuestos en un terreno apto, cercano a la comunidad y que cumple con el requisito de los 500 m de distancia según el Real Decreto 244/2019.

3.2.2 Configuración tecnologías energía renovable

Considerando lo anterior, se definieron las configuraciones de tecnologías renovables para abastecer de energía eléctrica a la comunidad.

3.2.2.1 Configuración A - Solar

Sólo solar. Para esta configuración se diseñó una planta solar de 100 kW que cuenta con 189 módulos y cuatro inversores, con un área efectiva de 487 m², repartida entre el techo de los distintos edificios públicos y viviendas.

3.2.2.2 Configuración B - Eólica

Sólo eólica. Para esta configuración se diseñó una planta minieólica de 100 kW que cuenta con cinco aerogeneradores de 18 kW y uno de 10 kW, dispuestos en un área cercana a la comunidad y que cumple con todos los requerimientos normativos.

3.2.2.3 Configuración C – Híbrida

Solar y eólica. Para esta configuración híbrida se diseñó una planta solar de 70 kW que cuenta con 132 módulos y 2 inversores, con un área efectiva de 341 m², repartida entre el techo de los distintos edificios públicos y viviendas junto con una planta minieólica de 30 kW con 3 aerogeneradores de 10 kW, dispuestos en un área cercana a la comunidad y que cumple con todos los requerimientos normativos.

3.3 Evaluación

Para ver la rentabilidad de distintos escenarios de comunidad energética – según grupo de consumidores y tecnologías de generación – se realizó una evaluación económica para que a través de los indicadores VAN, TIR y Tiempo de Retorno sea posible conocer la viabilidad económica de la implementación de estos proyectos.

3.3.1 Escenarios

Los escenarios se componen de la interacción de las distintas configuraciones como presenta la Tabla 8.

Tabla 8. Escenarios. Fuente: Elaboración propia

| Escenario | I – Público | II – Mixto |
|------------|-------------|-------------|
| A – Solar | Escenario 1 | Escenario 2 |
| B – Eólico | Escenario 3 | Escenario 4 |
| C – Mixto | Escenario 5 | Escenario 6 |

3.3.2 Evaluación económica

Se realizó una evaluación económica por cada escenario de comunidad energética que varía según el grupo de consumidores y la tecnología de generación implementada para abastecer a la comunidad.

La evaluación económica se estableció con un horizonte de proyección de 20 años. La tasa de descuento de proyectos de energías renovables generalmente se establece alrededor del 7% en países desarrollados, pero para el caso de autoconsumo es distinto. Las inversiones, en particular a nivel de hogares, no se pueden comparar – en cuanto a tamaño – con las inversiones medias del sector. La principal razón es el origen del capital para la inversión, en el caso de consumidores individuales generalmente adquieren el capital a partir de productos financiero estándar ofrecidos por los bancos. Debido a lo anterior, es acertado realizar el análisis económico con tasas de descuento del 0,5 y 3,5%. En este caso, se utilizó una tasa de descuento del 3% (Gallego-Castillo, Heleno, & Marta, 2021).

3.3.2.1 Inversión y gastos operacionales

La inversión se estableció según la tecnología que se empleó para el diseño de la instalación de generación. A partir de datos del periodo 2020 – 2050 presentados en el Anexo IV se extrapolaron el valor de la inversión para el año 2022. Los gastos operacionales asociados a cada tecnología se estimaron a partir de un porcentaje de la inversión como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Inversión y costos operacionales por tecnología. Fuente: (Tsiropoulos, Tarvydas, & Zucker, 2017)

| Costos por tecnología | Solar | Eólico |
|-----------------------|-------|--------|
| Inversión (EUR/kW) | 804 | 1.297 |
| O&M (EUR/kW) | 1,7% | 3,0% |

3.3.2.2 Ingresos

Los ingresos se estimaron a partir de los beneficios obtenidos del balance neto del autoconsumo, la energía consumida de la red y los excedentes mensuales totales de cada comunidad por un año. Para esto, a partir de la energía generada y la energía consumida horaria – en kWh – se calcularon los términos que se presentan en la Tabla 10 para cada usuario de cada uno de los escenarios de las comunidades energéticas a analizar.

Tabla 10. Cálculo energía autoconsumida, consumida red y excedentaria. Fuente: Elaboración propia

| Término | Descripción |
|--|---|
| Energía horaria generada | Energía horaria generada a partir de las distintas tecnologías descritas en el análisis |
| Energía horaria generada individualizada | $\beta \cdot E_{generada_{h,i}}$ Energía individualizada para cada consumidor de la comunidad a través del coeficiente β |
| Energía horaria consumida individualizada | Energía horaria consumida de los distintos usuarios que componen la comunidad energética según cada configuración |
| Autoconsumo horario individualizado | $\begin{cases} E_{consumida_{h,i}} \geq E_{generada_{h,i}}; & \text{Autoconsumo}_{h,i} = E_{generada_{h,i}} \\ E_{consumida_{h,i}} < E_{generada_{h,i}}; & \text{Autoconsumo}_{h,i} = E_{consumida_{h,i}} \end{cases}$ |
| Energía horaria consumida de red individualizada | $E_{consumida_{h,i}} - \text{Autoconsumo}_{h,i}$ En caso de que la energía generada sea mayor a la consumida, es posible cubrir la demanda total en esa hora por lo tanto la energía consumida de la red es igual a cero |
| Energía horaria excedentaria individualizada | $E_{generada_{h,i}} - \text{Autoconsumo}_{h,i}$ En caso de que la energía generada sea menor a la consumida, los excedentes son iguales a cero |

Luego de obtener los valores horarios, éstos se agruparon para estimar el autoconsumo, la energía consumida de la red y los excedentes de forma mensual y así realizar el cálculo económico de los beneficios a partir de la facturación de energía de cada usuario de las comunidades de los distintos escenarios según se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Cálculo Beneficios. Fuente: Elaboración propia

| Término | Descripción |
|---|--|
| Autoconsumo mensual por usuario, en kWh | Suma de la energía horaria autoconsumida por cada usuario en un mes para efectos de facturación, $\text{Autoconsumo}_{i,mes}$ |
| Energía consumida de la red mensual por usuario, en kWh | Suma de la energía horaria consumida de la red por cada usuario en un mes para efectos de facturación, $E_{red_{i,mes}}$ |
| Energía excedentaria mensual por usuario, en kWh | Suma de la energía excedentaria horaria por cada usuario en un mes para efectos de facturación, $E_{excedentes_{i,mes}}$ |
| Valor económico Autoconsumo mensual por usuario, en EUR | $VE_{\text{Autoconsumo}_{i,mes}} = \text{Precio}_{\text{compra energía}} \cdot \text{Autoconsumo}_{i,mes}$ |
| Valor económico Energía consumida de la red mensual por usuario, en EUR | $VE_{red_{i,mes}} = \text{Precio}_{\text{compra energía}} \cdot E_{red_{i,mes}}$ |
| Valor económico Energía excedentaria mensual por usuario, en EUR | $VE_{excedentes_{i,mes}} = \text{Precio}_{\text{venta energía}} \cdot E_{excedentes_{i,mes}}$ |
| Consumo total de energía, en EUR | $\text{Consumo total}_{i,mes} = \text{Autoconsumo}_{i,mes} + E_{red_{i,mes}}$ |
| Balance a partir del valor económico de la energía, en EUR | $\begin{cases} VE_{red_{i,mes}} \geq VE_{excedentes_{i,mes}}; & \text{Balance}_{i,mes} = VE_{excedentes_{i,mes}} \\ VE_{red_{i,mes}} < VE_{excedentes_{i,mes}}; & \text{Balance}_{i,mes} = VE_{red_{i,mes}} \end{cases}$ |
| Beneficio mensual por usuario, en EUR | $\text{Beneficio}_{i,mes} = VE_{\text{Autoconsumo}_{i,mes}} + \text{Balance}_{i,mes}$ |

Los precios de compra de energía varían dependiendo de la tarifa pactada con la comercializadora. La tarifa eléctrica de cada uno de los perfiles de consumo analizados se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12. Tarifas aplicables a cada usuario. Fuente: Elaboración propia

| Usuario | Tarifa |
|--------------------|--------|
| Biblioteca | 3.0TD |
| Casa de la Cultura | 3.0TD |
| Guardería | 3.0TD |
| Hogar Jubilados | 3.0TD |
| Escuela 1 | 3.0TD |
| Escuela 2 | 3.0TD |
| V1 | 2.0TD |
| V2 | 2.0TD |
| V3 | 2.0TD |

Por otra parte, los precios de compra de energía y de venta de excedentes son referenciados para el País Vasco. Éstos se establecieron tras consultar los precios vigentes con una comercializadora con operación en la zona de estudio. Los precios se consideraron fijos a lo largo del periodo de evaluación. No obstante, la tendencia es que el precio de compra aumente, por lo que en un futuro proyecto sería recomendable realizar un análisis de sensibilidad de los casos respecto a cambios en el precio de compra de energía. Los precios se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Precios compra y venta de energía. Fuente: Elaboración propia

| Precio | Unidad | 2.0TD | 3.0TD |
|--------|---------|-------|-------|
| Compra | EUR/kWh | 0,258 | 0,243 |
| Venta | EUR/kWh | 0,151 | |

Finalmente, el ingreso anual por escenario que se utilizó en la evaluación económica se calculó como la suma de todos los beneficios mensuales por usuario de cada escenario. Normalmente, los ingresos varían cada año debido al envejecimiento de los módulos fotovoltaicos o el deterioro de los partes móviles del aerogenerador, pero para efectos de cálculos, este valor se mantuvo constante en el horizonte de proyección de la evaluación económica.

4 Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir de la metodología anteriormente descrita y evaluada en los distintos escenarios de estudio de la implementación de comunidades energéticas. Cabe destacar que todos los gráficos y tablas de este capítulo son de elaboración propia.

4.1 Caracterización usuarios

La media mensual del consumo de energía eléctrica se presenta en la Figura 5 y Figura 6 para edificios públicos y viviendas respectivamente.

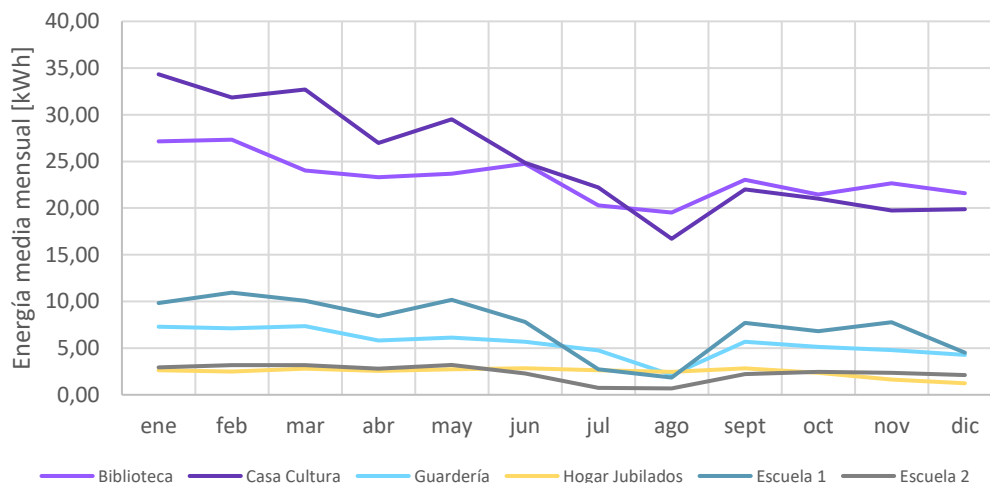


Figura 5. Consumo mensual medio – Sector Público

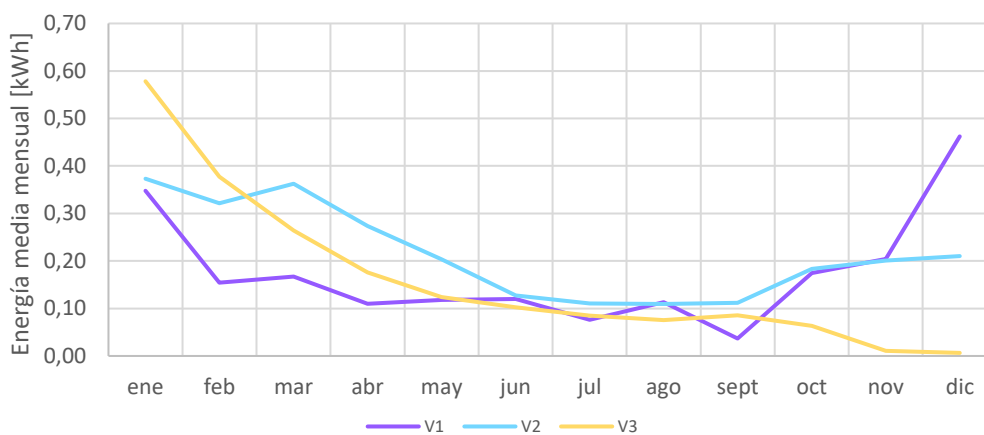


Figura 6. Consumo mensual medio – Sector Residencial

Para el caso del sector público analizado, en la mayoría de los edificios existe una disminución del consumo de energía eléctrica en los meses de verano, luego aumenta y se mantiene en los meses de otoño para después alcanzar el pico en invierno y disminuir en primavera. Este comportamiento se justifica en base al perfil de operación de los edificios públicos en general. En verano, muchos de estos edificios no están abiertos por vacaciones – por ejemplo, las escuelas no funcionan – o disminuye su concurrencia porque las personas prefieren pasar el tiempo al aire libre. Por otra parte, en invierno aumenta la utilización donde, debido a las bajas temperaturas, es necesario utilizar la calefacción y más horas de iluminación artificial por las horas de luz que hay en el día. Cabe destacar que el consumo del Hogar de Jubilados es constante todo el año, lo que es coherente con el funcionamiento de dicho lugar.

En el caso del sector residencial analizado, la tendencia es similar, en invierno se puede observar el pico del consumo y luego en verano disminuye para volver a aumentar en otoño.

De la misma forma, la Figura 7 y Figura 8 presentan la media horaria del consumo de energía eléctrica, en verano y en invierno, para edificios públicos y viviendas respectivamente.

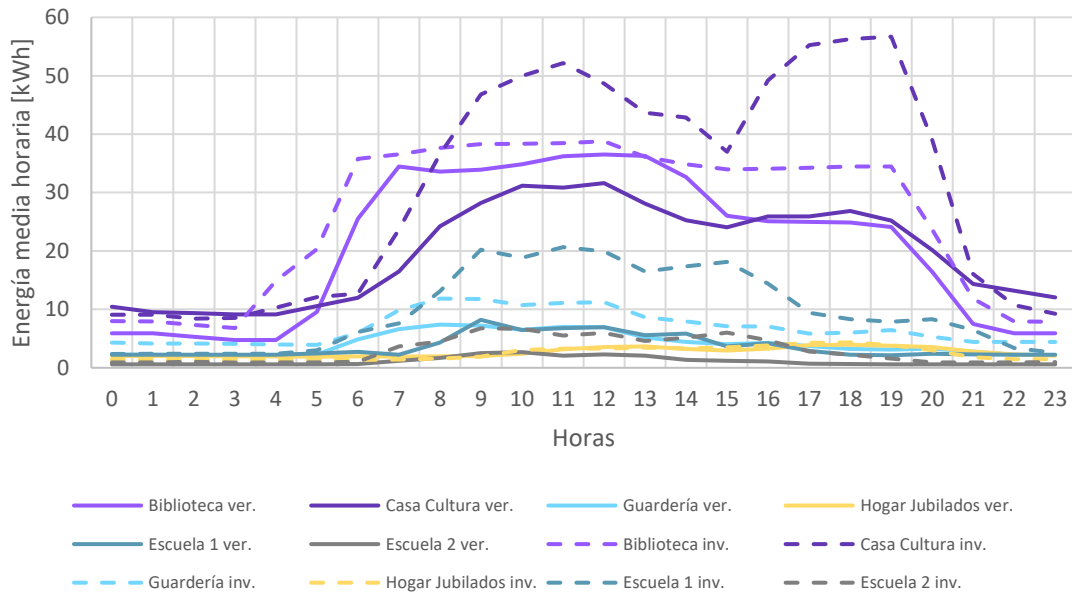


Figura 7. Consumo medio horario (invierno y verano) – Sector Público

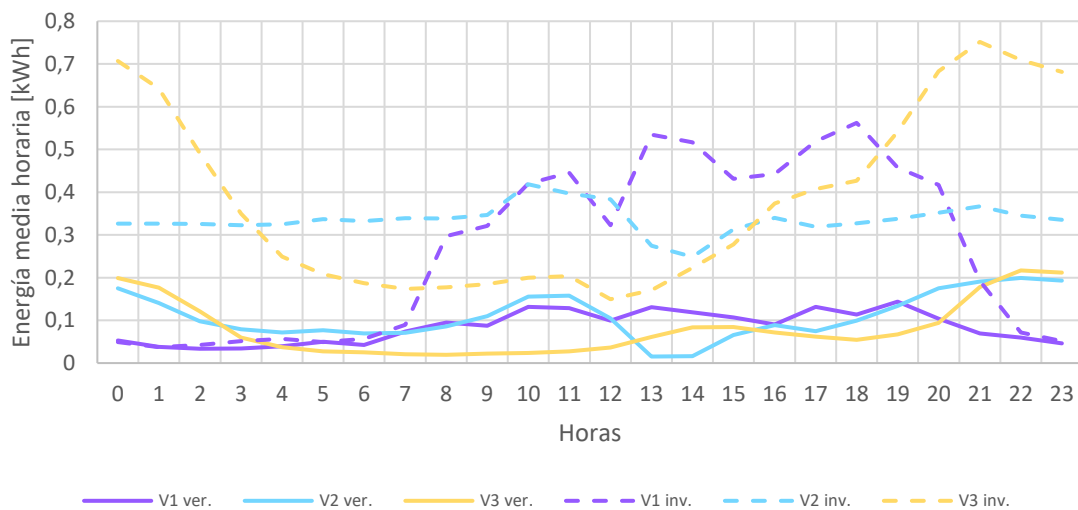


Figura 8. Consumo medio horario (invierno y verano) – Sector Residencial

Para el caso del sector público analizado, tiene un horario de mayor consumo de energía eléctrica entre las 7:00 de la mañana y las 7:00 de la tarde, que se relaciona directamente con las horas de funcionamiento. Esto se puede ver fácilmente en la curva de carga de la Casa de la Cultura, que tiene un pico a las 10:00 de la mañana y otro alrededor de las 6:00 de la tarde. De manera general, en la Figura 7 se puede observar que existe mayor consumo en invierno que en verano en las horas de uso de los edificios, pudiendo atribuirse éste a la utilización calefacción.

En el caso del sector residencial analizado, el consumo horario es variable ya que depende de las actividades que realizan las personas que habitan la vivienda. Por ejemplo, para la Vivienda 1, se puede inferir que las personas que allí habitan se encuentran en casa durante el día y que en la Vivienda 3, las personas trabajan durante el día fuera de la casa y consumen electricidad por la mañana y cuando llegan a casa por la noche. De manera general, en la Figura 8 se puede observar, al igual que para los edificios públicos, que existe mayor consumo en invierno que en verano.

Finalmente, la Figura 9 y Figura 10 presentan la media diaria del consumo de energía eléctrica para edificios públicos y viviendas respectivamente.

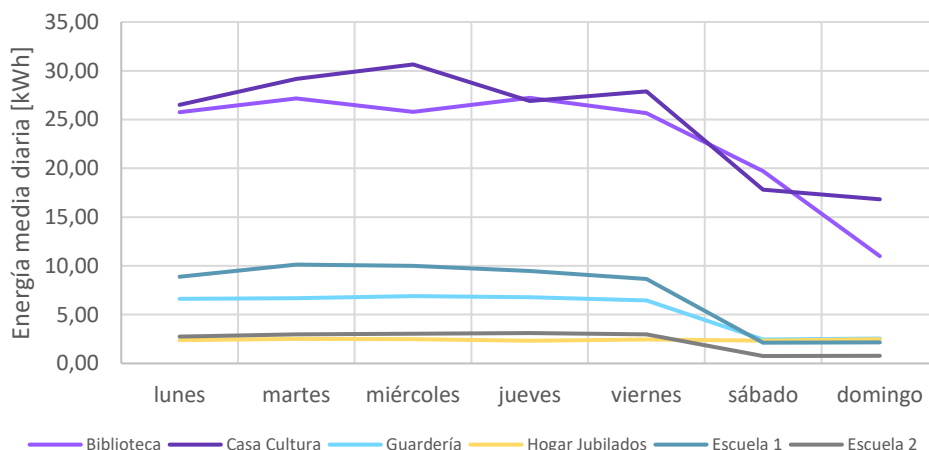


Figura 9. Consumo medio diario - Sector Público

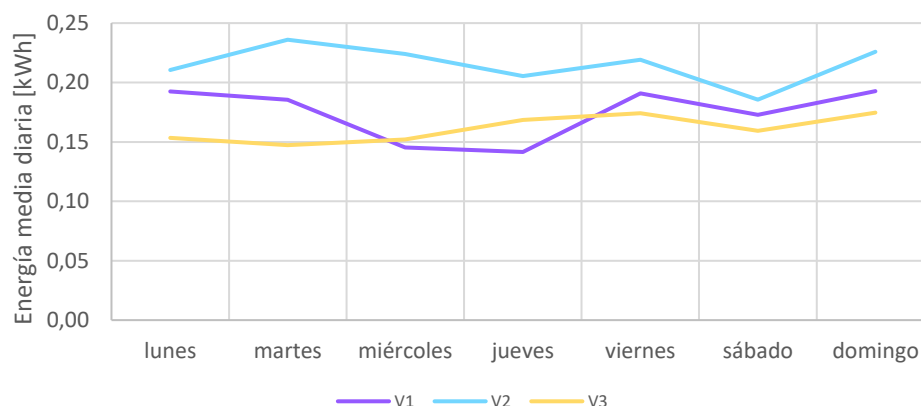


Figura 10. Consumo medio diario - Sector Residencial

Para el caso del sector público, se puede observar claramente que para los días de semana el consumo es constante, el viernes comienza a disminuir y el fin de semana alcanza el pico más bajo, igual para sábado y domingo. Esto va directamente relacionado con el horario de funcionamiento de los establecimientos. Cabe destacar, nuevamente, que en el Hogar de Jubilados el consumo permanece constante toda la semana.

Para el caso del sector residencial analizado, se puede observar que el consumo diario sigue una tendencia constante que disminuye el sábado y vuelve a aumentar el domingo. Este comportamiento está estrechamente relacionado con la rutina de las personas que habitan las viviendas debido a que los fines de semana, las personas pueden pasar más tiempo en casa.

4.2 Generación de energía eléctrica

La energía generada total al año por tecnología, según cada escenario de producción, se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Producción anual por tecnología

| Tecnología | Producción anual [kW] |
|------------|-----------------------|
| Solar | 110.465 |

| | |
|---------|--------|
| Eólico | 55.485 |
| Híbrido | 93.971 |

Por otra parte, la potencia media horaria de generación de cada tecnología se presenta en la Figura 11. Se puede observar que, para el caso de la energía solar fotovoltaica, en las horas que no hay luz no se produce energía, es decir, desde aproximadamente las 7:00 de la tarde a las 5:00 de la mañana la generación es igual a cero. Para la energía eólica, existe una producción de energía constante a lo largo del día, en este caso, la producción es baja debido a que no existe un recurso eólico relevante en la provincia de Gipuzkoa. Para el caso del sistema híbrido que se compone energía solar y eólica, existe un consumo base a lo largo del día que se ve acentuado por el aporte de la energía solar. La base de la producción de electricidad la aporta la energía eólica.

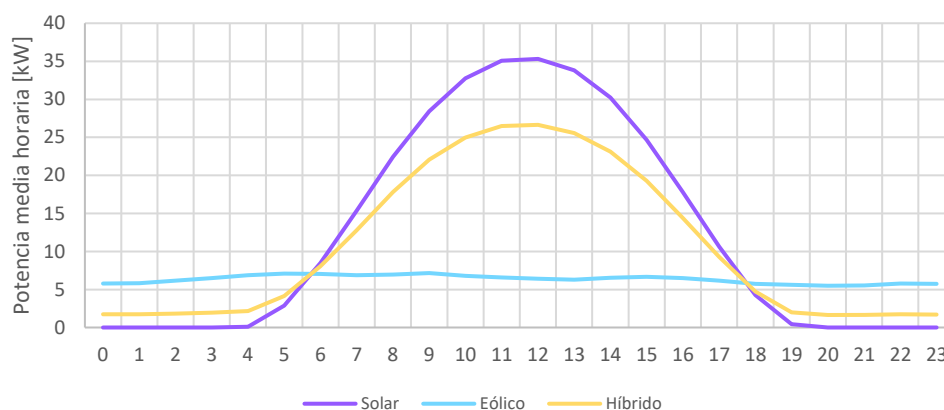


Figura 11. Generación horaria media por tecnología

4.3 Compensación

La energía autoconsumida, energía consumida de la red y energía excedentaria total anual de cada escenario se presenta en la Figura 12.

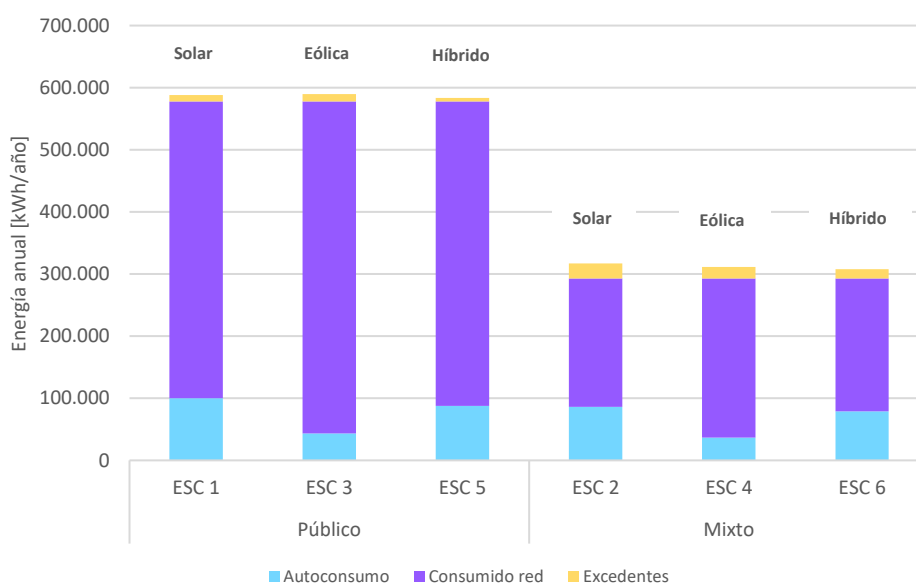


Figura 12. Autoconsumo, consumo red y excedentes anual. Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, la Figura 13 muestra la distribución del autoconsumo y excedentes respecto generación total de energía para cada Escenario.

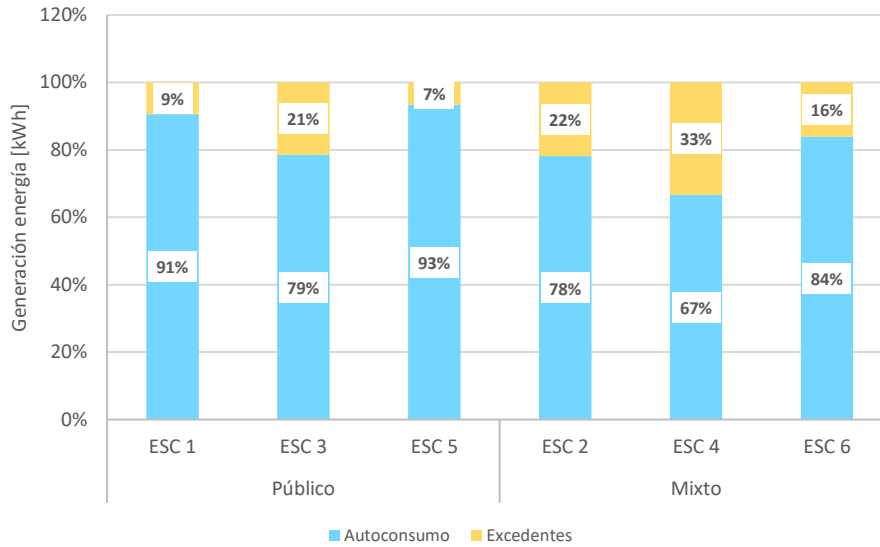


Figura 13. Distribución autoconsumo y excedentes por Escenario

El mayor autoconsumo en ambas configuraciones de comunidades energéticas, pública y mixta, se obtiene en el Escenario 5 y 6 a partir de la instalación de generación híbrida. Por otra parte, el mayor consumo de la red se aprecia en el Escenario 3 y 4 a partir de la instalación de generación con energía eólica. De la misma forma, el que genera mayores excedentes es el Escenario 3 en la configuración pública y el Escenario 4, en la mixta. En general, en la configuración mixta se puede observar una menor energía autoconsumida y mayores excedentes que en la configuración pública.

De la misma forma, la energía autoconsumida, energía consumida de la red y energía excedentaria mensual por cada escenario se presentan de la Figura 14 a la Figura 189 respectivamente. Como en la Figura 12, el autoconsumo se presenta en color celeste, el consumo de la red en morado y los excedentes en amarillo.

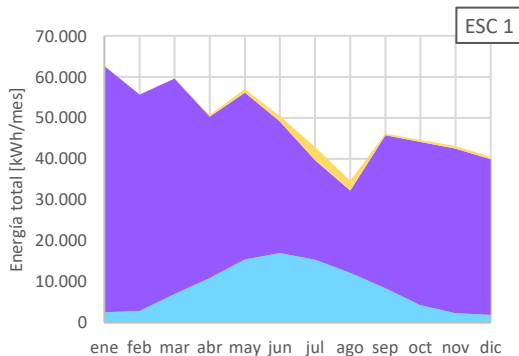


Figura 14. Compensación mensual ESC 1 (Público-Solar)

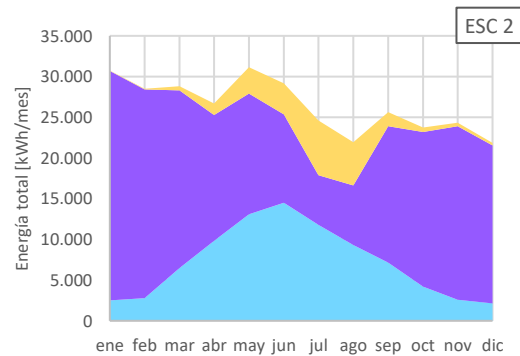


Figura 15. Compensación mensual ESC 2 (Mixto-Solar)

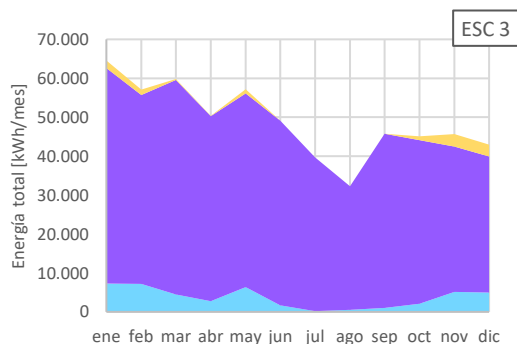


Figura 16. Compensación mensual ESC 3 (Público-Eólico)

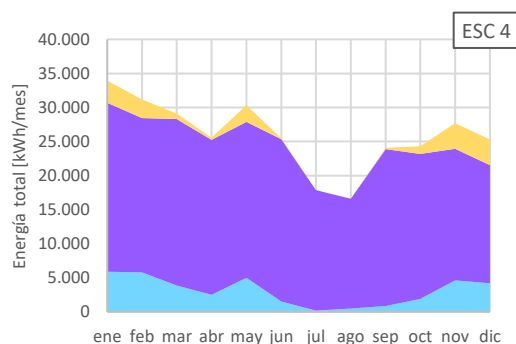


Figura 17. Compensación mensual ESC 4 (Mixto-Eólico)

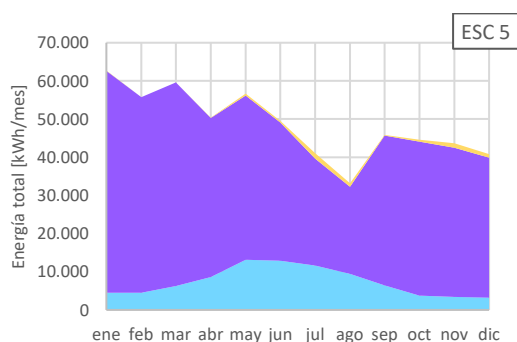


Figura 18. Compensación mensual ESC 5 (Público-Híbrido)

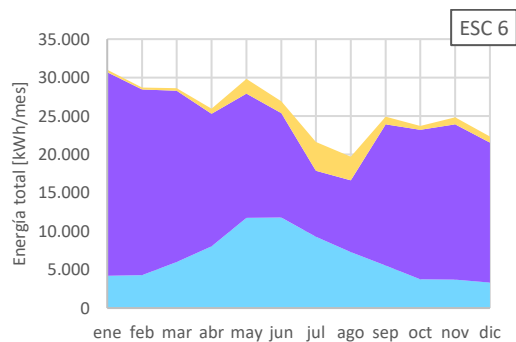


Figura 19. Compensación mensual ESC 6 (Mixto-Híbrido)

Como se puede observar, para los Escenarios 1, 2, 5 y 6 el mayor autoconsumo se produce en los meses de verano, debido a que la instalación de generación se sustenta a través de energía solar. En el caso del Escenario 3 y 4, los excedentes son constantes, excepto en los meses de verano donde existe una disminución. En el caso de la energía excedentaria, se puede apreciar que para los Escenarios 1 y 2, se genera en los meses de verano. Para los Escenarios 3 y 4, los excedentes se producen en los meses que no son verano. Para los Escenarios 5 y 6, los excedentes se producen a lo largo de todo el año.

Por otro lado, la energía autoconsumida, energía consumida de la red y energía excedentaria horaria, en invierno y verano, por cada escenario se presenta de la Figura 20 a la Figura 301.

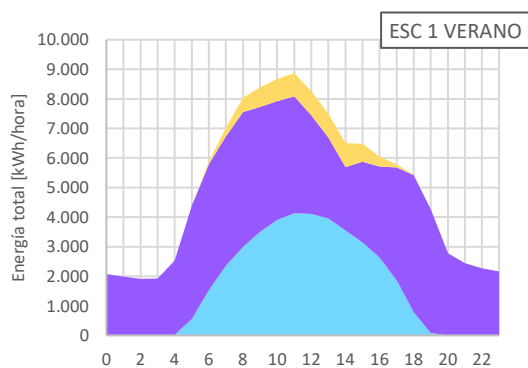


Figura 20. Compensación horaria ESC 1 Verano

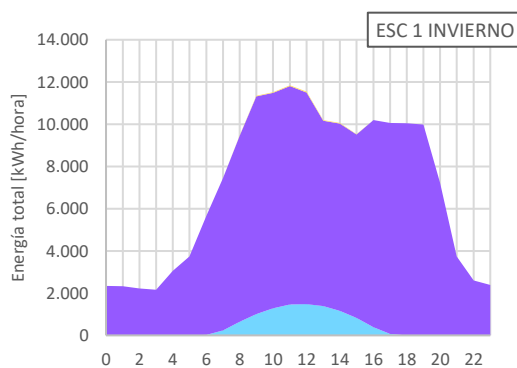


Figura 21. Compensación horaria ESC 1 Invierno

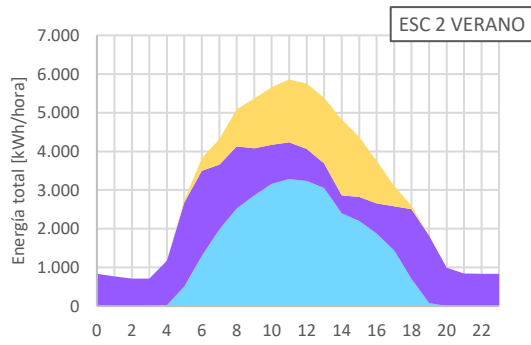


Figura 22. Compensación horaria ESC 2 Verano

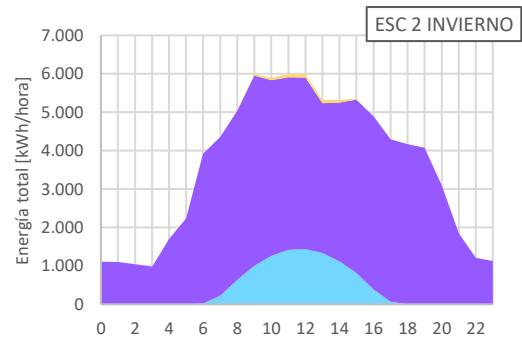


Figura 23. Compensación horaria ESC 2 Invierno

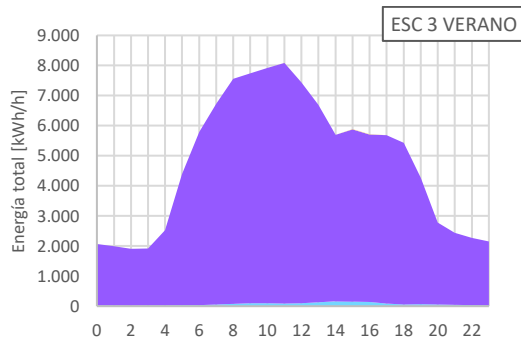


Figura 24. Compensación horaria ESC 3 Verano

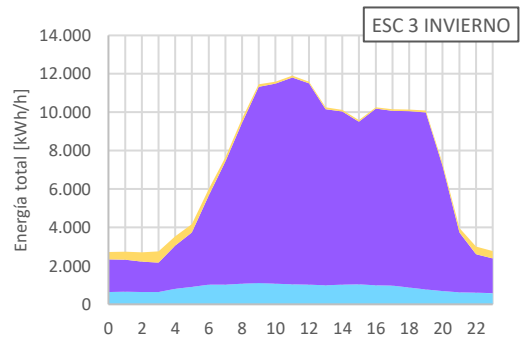


Figura 25. Compensación horaria ESC 3 Invierno

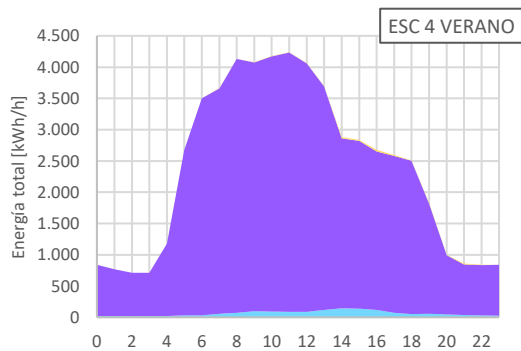


Figura 26. Compensación horaria ESC 4 Verano

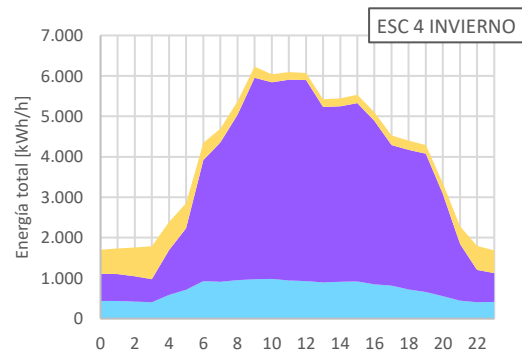


Figura 27. Compensación horaria ESC 4 Invierno

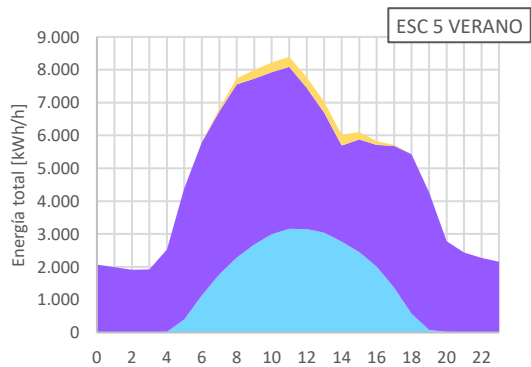


Figura 28. Compensación horaria ESC 5 Verano

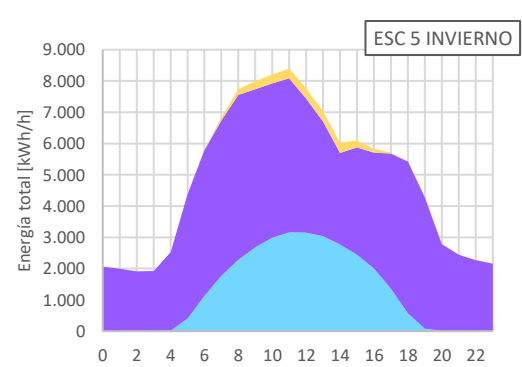


Figura 29. Compensación horaria ESC 5 Invierno

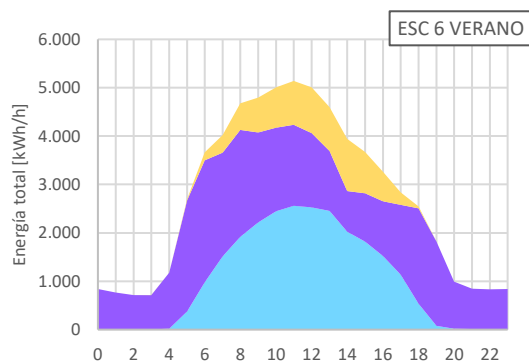


Figura 30. Compensación horaria ESC 6 Verano

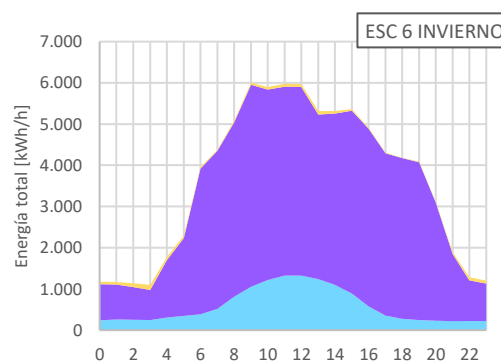


Figura 31. Compensación horaria ESC 6 Invierno

Como se puede observar, en los Escenarios 1,2,5 y 6 el mayor autoconsumo se genera desde las 5:00 a las 19:00 horas aproximadamente ya que la instalación de generación es a partir de energía solar. En el caso de los Escenarios 3 y 4, el autoconsumo se mantiene constantemente bajo a lo largo del día siendo mucho mayor en invierno que en verano. Es interesante mencionar que para los escenarios con la tecnología híbrida (5 y 6), se nivela mejor el autoconsumo dentro de la comunidad a lo largo del año, existiendo valores significativos en ambas estaciones. Además, bajo esta configuración, se identifica autoconsumo en invierno durante todas la horas en mayor o menor grado. De manera general, se produce un mayor autoconsumo en verano que en invierno, exceptuando a los Escenarios 3 y 4.

Para los Escenarios con instalaciones de generación basada en energía solar (Escenarios 1,2,5 y 6) mayoritariamente los excedentes se producen en verano mientras que en invierno prácticamente no se generan excedentes. Esto tiene sentido puesto que la demanda es menor y la producción es mayor. En el caso de la eólica, el patrón cambia, obteniendo mayores excedentes en invierno. Asimismo, en los casos con energía solar lo excedentes se concentran en las horas de mediodía durante verano y con eólica en la mañana/noche durante el invierno. En particular, para el Escenario 3 se generan excedentes en invierno mayoritariamente entre las 22:00 a las 5:00 horas, mientras que para el Escenario 4 estos son constantes a lo largo del día. En verano prácticamente no se generan excedentes para estos casos.

El autoconsumo y excedentes anuales por usuario de cada Escenario se presentan en el Anexo V y VI respectivamente. Como se puede observar, el mayor autoconsumo en la configuración pública se genera por la Biblioteca y la Casa de la Cultura, donde las dos suman 80% – repartiéndose el 20% en los edificios restantes – y en la mixta, por sólo la Biblioteca que abarca el 85%. En esta última configuración, el autoconsumo de las viviendas es mínimo casi despreciable. Por otro lado, los mayores excedentes de la configuración pública se producen en la Biblioteca y el Hogar de Jubilados seguidos por la Casa de la Cultura, donde los tres suman 80%. En este caso, la energía excedentaria se reparte de forma más equitativa que en el autoconsumo. Para la configuración mixta, los mayores excedentes se generan en la Biblioteca con un 55%, seguido por el conjunto de viviendas con un 25% aproximadamente. En este caso, existe una brecha visible entre el autoconsumo de las viviendas con los excedentes que generan.

4.4 Evaluación económica

Los resultados de la evaluación económica basado en los indicadores VAN, TIR y Tiempo de Retorno se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Evaluación económica. Fuente: Elaboración propia

| Escenarios | TIR | VAN | Tiempo de retorno [años] |
|--------------------------|-----|---------------|--------------------------|
| ESC 1: Público – Solar | 30% | \$285.239,71 | 3,5 |
| ESC 2: Mixto – Solar | 28% | \$260.459,94 | 3,8 |
| ESC 3: Público - Eólico | 3% | (\$2.925,79) | >20 |
| ESC 4: Mixto-Eólico | 2% | (\$12.414,51) | >20 |
| ESC 5: Público - Híbrido | 21% | \$205.192,31 | 5,2 |
| ESC 6: Mixto - Híbrido | 20% | \$190.784,51 | 5,4 |

Como se puede observar, los escenarios donde se considera generación solar pura o en combinación con eólica (Escenarios 1,2,5 y 6) tienen un VAN positivo, ya que el valor actual de los flujos es mayor que la inversión por lo que los proyectos son viables económicamente. Por otro lado, tienen una TIR mayor a la tasa de descuento, que demuestra que los proyectos son rentables. En todos estos casos, el Tiempo de Retorno está dentro del 25% del horizonte de proyección de la evaluación, por lo que se recupera la inversión relativamente rápido.

Para el caso de los escenarios puramente eólicos (Escenarios 3 y 4), ambos tienen VAN negativa, no es viable recuperar la inversión en el horizonte de proyección de la evaluación – 20 años –, por lo que los proyectos no son viables económicamente. El Escenario 3 posee una TIR igual a la tasa de descuento por lo que podría llevarse a cabo el proyecto, pero con un mayor riesgo ya que se enfrenta a un futuro incierto. El Escenario 4, tiene una TIR menor a la tasa de descuento por lo que el proyecto no es viable. En ambos casos, el Tiempo de Retorno es mayor al horizonte de evaluación. Esto era de esperar ya que se trata de una zona con un bajo recurso eólico, incluso utilizando un año especialmente favorable para la producción de energía eólica con respecto a otros años.

En general se observa que, al utilizar la configuración pública, resultan mejores indicadores para una misma tecnología. El VAN y la TIR aumentan entre 1 – 2% según cada caso. Esto se debe a que en la configuración mixta se generan mayores excedentes, debido a que en las viviendas existe una mayor discrepancia entre su consumo y la curva de generación. A su vez, se produce un mayor autoconsumo en la configuración pública, debido a que un mayor consumo puede responder de mejor forma a los picos de energía generada. Por otra parte, el precio de compra de energía para viviendas – con tarifa 2.OTD – es mayor que para edificios públicos – con tarifa 3.OTD –, entonces, como los excedentes se compensan de la misma manera y a un precio más bajo que el de compra, en los Escenarios que consideran viviendas existe una clara desventaja. En la configuración mixta se generan mayores excedentes, con un precio de compensación más bajo que el de compra, y, por otra parte, un menor autoconsumo que se rentabiliza a un precio más alto que en la configuración pública pero que aun así no es suficiente. Esto conlleva a la obtención de mayores beneficios en la configuración pública que en la mixta.

5 Conclusiones y recomendación

Luego del análisis de los resultados, y dada la estructura del presente trabajo, fue posible realizar la conclusión a partir de cada temática tratada en la metodología. Primero, a partir de los resultados obtenidos de los perfiles de consumo horarios, se concluyó que existe mayor consumo en invierno que en verano. A nivel horario, los edificios públicos tienen un mayor consumo en las horas de funcionamiento, normalmente de 7:00 a 19:00 horas, y en el caso de las viviendas, éste resulta ser variable ya que depende de la rutina de las personas que habitan

en ellas. En ese sentido resulta más fácil, realizar el análisis y el diseño de la instalación de generación para los edificios públicos ya que tienen días y horario de funcionamiento fijo. De esta forma, a partir de los perfiles de carga es posible determinar y seleccionar la tecnología de generación más adecuada para la comunidad. Asimismo, a partir del perfil de consumo de los distintos usuarios es posible determinar el coeficiente β_i para asignar el porcentaje de energía generada para cada actor de la comunidad. En este caso se realizó según las directrices mencionadas en la metodología, pero dependiendo de la realidad de los distintos consumidores dentro de cada comunidad se puede asignar más o menos energía a un usuario u otro por un acuerdo previo. Aquí es dónde surge la visión social de este tipo de proyectos ya que los participantes tienen la opción de abastecer, por ejemplo, la demanda de energía de aquellos vecinos que no puedan pagar la factura de la luz cada mes, de cubrir por completo la energía demandada por las escuelas con el fin de apoyar a los niños, o abastecer completamente la Biblioteca y la Casa de la Cultura para aportar al área de enriquecimiento cultural de la comunidad. En un futuro trabajo, sería interesante evaluar el impacto de asignar distintos porcentajes de la generación dentro de un mismo escenario.

Por otra parte, con los recursos energéticos disponibles en Gipuzkoa y la limitante de los 100 kW provenientes de la modalidad de autoconsumo colectivo sujeta a compensación definida en el Real Decreto 244/2019, la producción de electricidad a partir de energía solar fue mayor que la eólica. En ese sentido, se vuelve interesante volver a realizar el análisis, pero en un sitio donde el recurso eólico sea competitivo frente a la energía proveniente del sol, por ejemplo, en las zonas de Lugo en Galicia, Zaragoza en Aragón y Cádiz en Andalucía (Colmenar-Santos, Capíñez-Romero, Pérez-Molina, & Mur-Pérez, 2014).

Como se pudo comprobar, en invierno existe un mayor consumo de energía en los edificios públicos y residenciales analizados. Por otra parte, la mayor generación de energía eléctrica es en verano a partir de instalaciones que utilizan energía solar fotovoltaica. En este contexto, la incorporación de energía eólica es fundamental para complementar la producción de energía solar fotovoltaica en los meses de invierno y las horas donde no hay luz solar, por la noche o días nublados y así cubrir de mejor forma la demanda de energía de los consumidores, favoreciendo el autoconsumo. Si bien, la provincia de Gipuzkoa no tiene un recurso eólico importante, es posible identificar esta situación a partir de los resultados obtenidos.

Como la instalación de generación se limita a 100 kW, la energía proveniente del viento se clasifica como minieólica. En ese sentido, de acuerdo con la tecnología disponible, es más conveniente implementar proyectos con aerogeneradores convencionales de potencias mayores, ya que, por el momento, no existe tanta variedad de aerogeneradores con potencia nominal menor a 100 kW. De acuerdo con lo anterior, sería interesante aumentar la potencia límite de la modalidad de autoconsumo sujeta a compensación ya que se podrían incluir distintas tecnologías de generación que resulten competitivas frente a la energía solar fotovoltaica. En este caso, el capital de inversión inicial de la instalación eólica es mayor que la solar por lo que se debe producir mucha más energía para poder recuperar la inversión. Otra motivación para aumentar la potencia nominal en este tipo de modalidad es la incorporación de más usuarios dentro de la comunidad, en este caso, con la energía generada no se pudo cubrir de manera efectiva la demanda energética de las distintas comunidades propuestas, públicas y mixtas, siendo la energía consumida de la red un valor relevante en la evaluación. De la misma forma, para continuar con el análisis del caso de estudio, el próximo paso podría ser evaluar la modalidad de autoconsumo colectivo no acogida a excedentes que incluye la venta de los

excedentes en el mercado eléctrico ya que no existe el límite de potencia instalada como en este caso.

Con respecto al mecanismo de compensación, se generó mayor autoconsumo en los Escenarios 5 (Público – Híbrido) y 6 (Mixto – Híbrido) con un 93 y 84% de la energía generada respectivamente, dónde la instalación se estableció a partir de energía solar fotovoltaica y eólica. De la misma forma, se produjeron mayores excedentes en los Escenarios 3 (Público – Eólico) y 4 (Mixto – Eólico), con un 21 y 33% de la energía generada respectivamente, dónde la instalación se sustenta sólo en el recurso eólico. De manera general, se generó menor autoconsumo y mayores excedentes en la configuración mixta que en la pública.

Con los resultados obtenidos, se analizó la influencia de la energía autoconsumida, consumida de la red y excedentaria en los beneficios de las comunidades energéticas propuestas. Junto con esto, es importante considerar el efecto de incluir distintos tipos de usuarios en cada una de las configuraciones de comunidad. En la configuración mixta – que incluyó viviendas – se generaron mayores excedentes y menor autoconsumo debido a que existe una mayor diferencia entre su demanda y la curva de generación. Al generarse menor autoconsumo y mayores excedentes en la configuración mixta, los indicadores económicos resultaron más favorables para el caso de la pública donde había menos excedentes. Esto se explica porque, en España el precio de compra de energía es mayor – aproximadamente el doble – que el de venta por excedentes, para asegurar que las instalaciones de autoconsumo no se conviertan en instalaciones de generación donde se produzca constantemente más energía de la que se consume. Por otro lado, aunque el precio de compra de energía es más alto para viviendas que para edificios públicos y por consiguiente el autoconsumo se rentabilice a un precio mayor en la configuración mixta, no fue suficiente para alcanzar los resultados de la pública, generándose menores beneficios. De esta forma, es más conveniente generar menos excedentes y aumentar la energía autoconsumida – equilibrar la relación entre consumo y generación – por cada usuario para maximizar los beneficios obtenidos por la comunidad.

Con ello, el hecho de incorporar un mayor número de viviendas en la configuración mixta para equiparar la demanda anual de los edificios públicos podría tener diferentes implicaciones en los resultados y permitiría analizar desde un punto de vista más claro los efectos de los distintos usuarios en la compensación por lo que debería ser considerarlo en futuros trabajos sobre esta temática.

Con respecto a la evaluación económica, si bien se realizó con un precio fijo de compra y venta de energía sería interesante incluir un análisis de sensibilidad considerando distintos escenarios de aumento de las tarifas eléctricas en un futuro.

Finalmente, se puede concluir que la formación de comunidades energéticas en Gipuzkoa es viable económicamente para aquellas que se abastezcan de energía eléctrica a partir de una instalación solar fotovoltaica, o en su defecto, de una instalación híbrida que se componga de energía solar fotovoltaica y eólica, con 70 y 30 kW respectivamente.

Sin duda la incorporación de este tipo de proyectos en el mundo de la energía es un acierto tanto para el medioambiente como para los vecinos que componen la comunidad y responde completamente a las distintas estrategias internacionales para enfrentar el calentamiento global y el cambio climático a partir del desarrollo sustentable y participativo del sector energético.

Bibliografía

- AEMA. (2019). *Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector*. Obtenido de <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- AFP. (2018). *Gases de efecto invernadero*. Obtenido de <https://ednh.news/es/el-hormigon-tercer-emisor-mundial-de-gases-de-efecto-invernadero/>
- AIE. (2022). *Informe del Mercado Eléctrico - Enero 2022*. París.
- BOE. (28 de Diciembre de 2013). *Ley 24/2013*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- BOE. (11 de Diciembre de 2018). *DIRECTIVA 2018/2001*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2018-82107>
- BOE. (5 de Junio de 2019). *DIRECTIVA 2019/944*. Obtenido de <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199>
- BOE. (15 de Marzo de 2019). *Ley 4/2019*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-3705>
- BOE. (6 de Abril de 2019). *RD 244/2019*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089
- BOE. (21 de Mayo de 2021). *Ley 7/2021*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447
- BOE. (24 de Diciembre de 2021). *Orden TED/1446/2021*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-21343>
- Caramizaru, E., & Uihlein, A. (2020). *Energy communities: an overview of energy and social innovation*. Ixelles: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433> .
- Carrillo, C., Obando, A., Cidrás, J., & Díaz-Dorado, E. (2013). *Review of power curve modelling for wind turbines*.
- CCEE. (2022). *Comunidades energéticas*. Obtenido de <https://comunidadesenergeticas.org/>
- Colmenar-Santos, A., Capíñez-Romero, S., Pérez-Molina, C., & Mur-Pérez, F. (2014). *Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs*.
- Deshmukh, M., & Deshmukh, S. (2006). *Modeling of hybrid renewable energy systems*.
- Eichman, J., Torrecillas, M., & Corchero, C. (2022). *Reviewing and Exploring the Qualitative Impacts That Different Market and Regulatory Measures Can Have on Encouraging Energy Communities Based on Their Organizational Structure*.
- Energynews. (01 de Febrero de 2022). *Ayudas para proyectos de comunidades energéticas*. Obtenido de <https://www.energynews.es/ya-disponibles-las-ayudas-para-proyectos-de-comunidades-energeticas>
- España, G. d. (2022). *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Obtenido de <https://planderrecuperacion.gob.es>
- Gallego-Castillo, C., Heleno, M., & Marta, V. (2021). *Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework*.
- IDAE. (2020). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid.

- IDAE. (2021). *Comunidades energéticas*. Obtenido de <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>
- Naturgy, F. (8 de Febrero de 2022). *El desarrollo del autoconsumo compartido y los agregadores de demanda impulsarán el papel del consumidor en la transición energética*. Obtenido de <https://www.fundacionnaturgy.org/el-desarrollo-del-autoconsumo-compartido-y-los-agregadores-de-demanda-impulsaran-el-papel-del-consumidor-en-la-transicion-energetica/>
- ONU. (2020). *Agenda para el Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>
- Solarmente. (22 de Septiembre de 2021). *CASOS DE ÉXITO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS*. Obtenido de <https://solarmente.es/blog/casos-de-exito-de-comunidades-energeticas>
- Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Zucker, A. (2017). *Cost development of low carbon energy technologies*. EU.

Anexos

Anexo I. Casos de estudio comunidades energéticas España

Algunos ejemplos de casos de éxito de comunidades energéticas en España son (Solarmente, 2021):

- Comunidad energética Crevillent

Ésta es la primera comunidad energética local de España. La cooperativa eléctrica de Crevillent, en colaboración con el ayuntamiento de la Generalitat Valenciana y el IDEA, impulsaron la comunidad energética de Crevillent para fomentar el autoconsumo eléctrico a través de instalaciones fotovoltaicas colectivas instaladas en espacios públicos y en las cubiertas de bloques de comunidades de vecinos o industrias. Cuenta con una potencia de 120 kW.

- Comunidad energética Esparza de Galar

Es la primera comunidad energética siguiendo las directrices de la Directiva Europea relativa al fomento del uso de energías renovables y se sitúa en Navarra. La instalación de generación fotovoltaica situada en la cubierta del frontón de Esparza cuenta con una potencia instalada de 18 kWp, aproximadamente produce 25.588 kWh/año. En ella participa el Concejo, la Cooperativa comercializadora eléctrica EMASP, las personas que viven en la localidad y las empresas interesadas de Esparza con puntos de consumo eléctrico.

- Comunidades energéticas en Álava

En la provincia de Álava, en el País Vasco, se han conformado múltiples comunidades energéticas que han tenido éxito en su gestión. La Figura 32 muestra la distribución de algunas de las comunidades energéticas en la región.

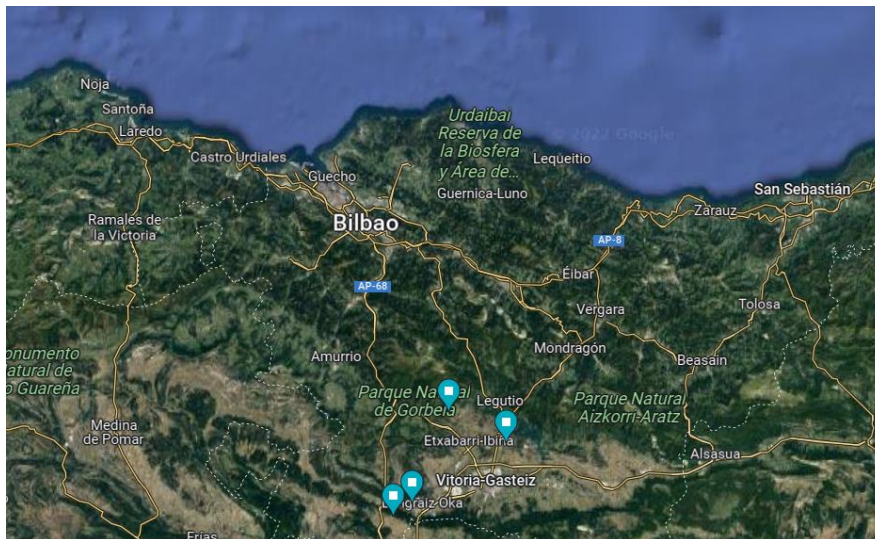


Figura 32. Distribución comunidades energéticas Álava

La comunidad energética de Lasierra fue la primera en ponerse en marcha en Euskadi. La instalación cuenta con una potencia de 30 kW, se compone de 76 paneles fotovoltaicos situados en el tejado del centro de bombeo de agua.

Asimismo, la comunidad energética Amarita, impulsada por los vecinos y la Junta Administrativa del Concejo. La instalación fotovoltaica cuenta con una potencia nominal de 20 kWh con la que alcanzan un autoconsumo del 41%.

La comunidad energética Olabarri – Ollavarre cuenta con una instalación fotovoltaica de 47 kWp de potencia nominal con la que alcanzan un autoconsumo del 43%.

En la provincia también se pueden encontrar las comunidades energéticas de Castillo, Manurga y Trespuentes. Estos Concejos demuestran que es posible la generación y el consumo de energía renovable gestionada de forma social a partir de pequeñas instalaciones que se sitúan en un radio de 500 metros y con una potencia máxima de 100 kW. La Junta Administrativa alavesa se preocupó de constituir la comunidad energética local.

Anexo II. Ventajas comunidades energéticas

Se presentan algunas ventajas de la implementación de comunidades energéticas.

- Cuidado del planeta, del entorno y por consiguiente, del ámbito de vida y salud de las personas que forman parte de la comunidad.
- Proporcionan a los ciudadanos un acceso justo y fácil a recursos locales de energía renovable y otros servicios energéticos que conlleva a la reducción de costes por el precio local de la energía que se mencionó anteriormente.
- La instauración de un modelo cooperativo de la comunidad.
- Participación y responsabilidad de los usuarios para el autoabastecimiento de su demanda energética.
- Integración de tecnologías renovables para la generación de energía.
- Se crean oportunidades de inversión para ciudadanos y negocios locales.

Anexo III. Definiciones relevantes en el autoconsumo autoconsumo colectivo

En la modalidad de autoconsumo colectivo o que estén asociados a una instalación próxima a través de la red, los términos de energía generada y consumida se establecen como individualizadas:

- Energía horaria autoconsumida individualizada: Autoconsumo neto horario realizado por un consumidor que realiza autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.
- Energía horaria consumida individualizada: Energía neta horaria total consumida por cada uno de los consumidores que realizan autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.
- Energía horaria consumida de la red individualizada: Saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución de un consumidor no procedente de instalaciones de generación próximas y asociadas al punto de suministro, y que participa de una instalación de autoconsumo colectivo.
Esta energía se calcula como la diferencia entre la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor y la energía horaria autoconsumida individualizada, cuando esta última sea mayor a cero.
- Energía horaria excedentaria individualizada: Saldo neto horario de la energía horaria excedentaria correspondiente a un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calcula como la diferencia entre la energía horaria neta generada individualizada y la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor.

- Energía horaria neta generada individualizada: Será la energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares de producción en un periodo horario correspondiente a un consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo o a un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Anexo IV. Inversión por tecnología (2020 – 2050)

La Figura 33 presenta los valores de inversión del periodo 2020 – 2050 según cada tecnología (Tsiropoulos, Tarvydas, & Zucker, 2017).

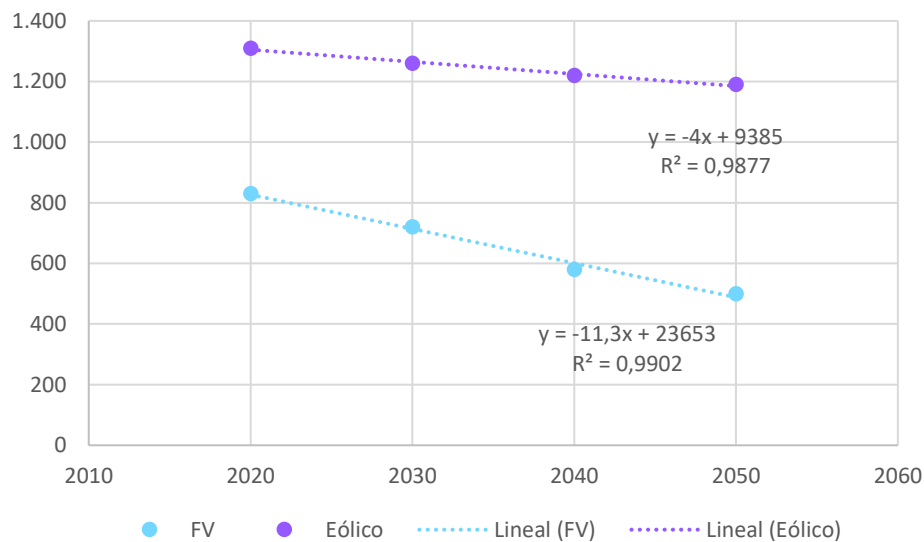


Figura 33. Capital de inversión por tecnología (2020 – 2050)

Anexo V. Autoconsumo anual por usuario

De la Figura 34 a la Figura 38 se presenta el autoconsumo anual por usuario de cada Escenario.

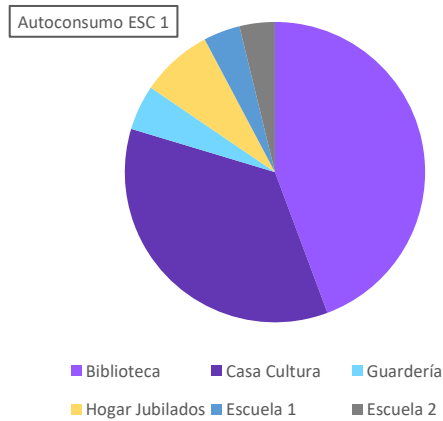


Figura 34. Autoconsumo ESC 1 (Público-Solar)

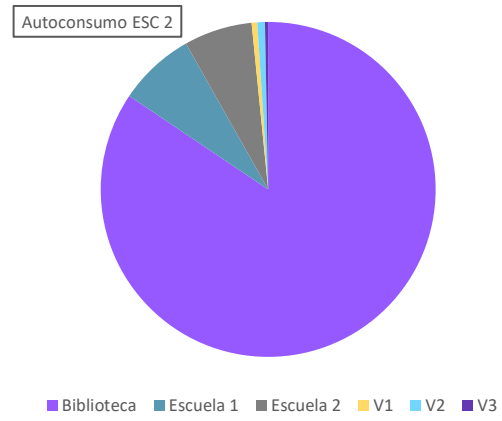


Figura 35. Autoconsumo ESC 2 (Mixto-Solar)

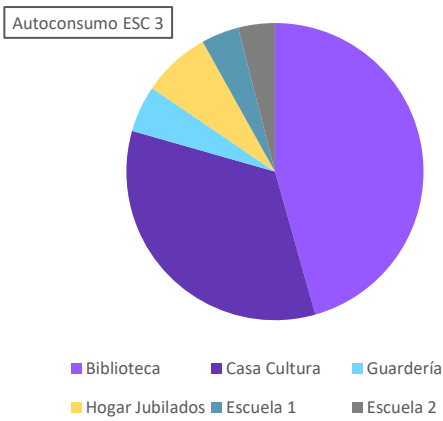


Figura 36. Autoconsumo ESC 3 (Público-Eólico)

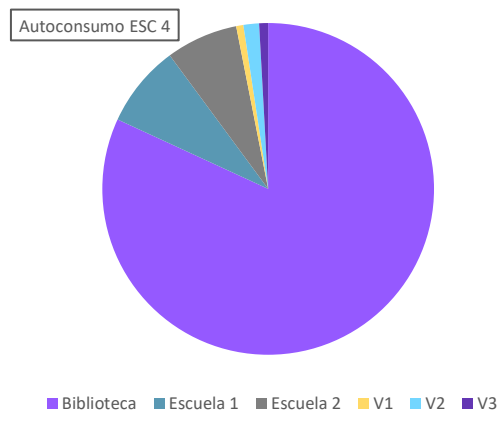


Figura 37. Autoconsumo ESC 4 (Mixto-Eólico)

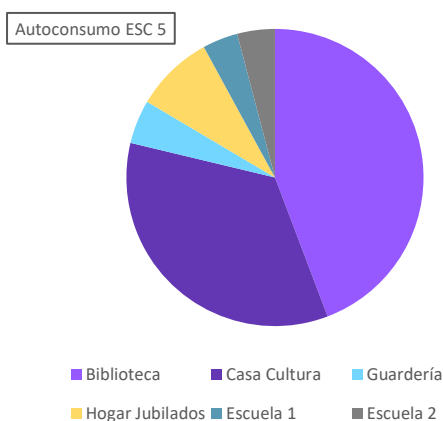


Figura 38. Autoconsumo ESC 5 (Público-Híbrido)

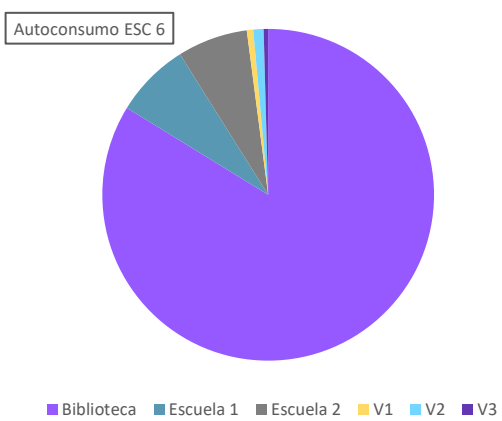


Figura 39. Autoconsumo ESC 6 (Mixto-Híbrido)

Anexo VI. Excedentes anuales por usuario

De la Figura 40 a la Figura 445 se presentan los excedentes anuales por usuario de cada Escenario.

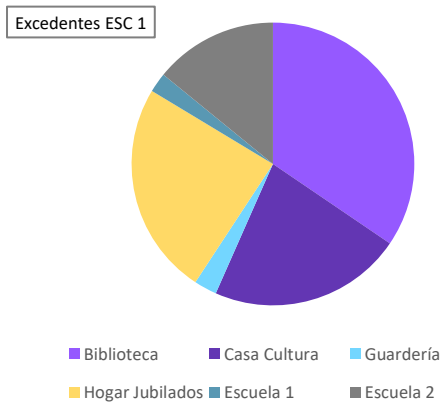


Figura 40. Excedentes ESC 1 (Público-Solar)

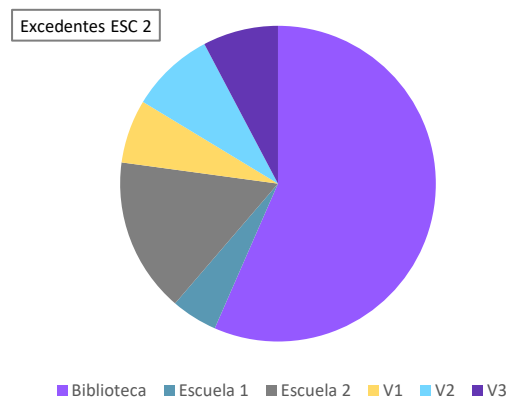


Figura 41. Excedentes ESC 2 (Mixto-Solar)

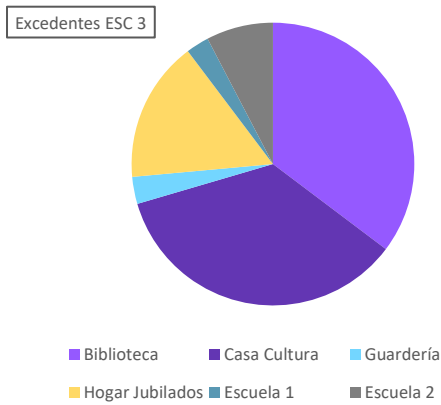


Figura 42. Excedentes ESC 3 (Público-Eólico)

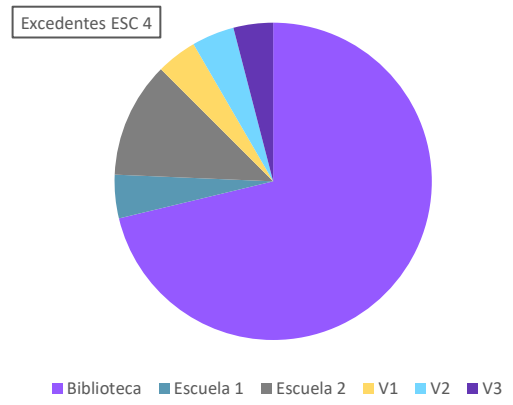


Figura 43. Excedentes ESC 4 (Mixto-Eólico)

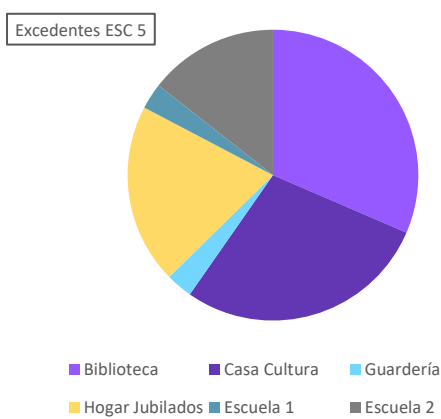


Figura 44. Excedentes ESC 5 (Público-Híbrido)

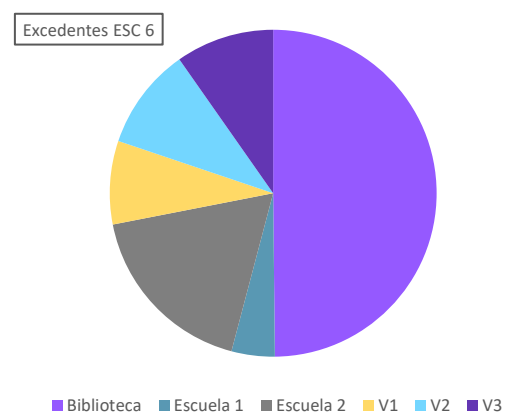


Figura 45. Excedentes ESC 6 (Mixto-Híbrido)