
*Impacto de las políticas de autoconsumo y recarga del vehículo eléctrico en comunidades energéticas**

Impact of self-consumption and electric vehicle recharging policies on energy communities

El autoconsumo es una herramienta fundamental para integrar energías renovables y fomentar la participación activa de los consumidores en el sector energético. Para ello, la regulación del autoconsumo debe expandirse, incorporando figuras como el autoconsumo compartido, las comunidades energéticas, el almacenamiento y los vehículos eléctricos. En este artículo se presenta un problema de optimización del coste energético de una comunidad que considera diferentes políticas de autoconsumo compartido y gestión del vehículo eléctrico. El problema se aplica a una comunidad de energía compuesta por cinco consumidores domésticos para escenarios de uso del vehículo eléctrico con diferentes horarios de trabajo y consumos diarios. Los resultados muestran que las políticas involucradas tienen mayor impacto en el precio de la comunidad que el uso dado a los vehículos eléctricos.

Autokontsumoa funtsezko tresna da energia berriztagarriak integratzeko eta energiaren sektorean kontsumitzaileen parte-hartze aktiboa sustatzeko. Horretarako, autokontsumoaren erregulazioa hedatu egin behar da, autokontsumo partekatua, komunitate energetikoak, biltegitratzea eta ibilgailu elektrikoak barne hartuz. Artikulu honetan autokontsumo partekatuko eta ibilgailu elektrikoaren kudeaketako hainbat politika aintzat hartzen dituen erkidego baten kostu energetikoa optimizatzeke arazo bat aurkezten da. Arazoa etxeko bost kontsumitzailek osatutako energia-komunitate bati aplikatzen zaio, ibilgailu elektrikoaren erabilerarako, lan-ordutegi eta eguneko kontsumo desberdinak dituztenean. Emaitzek erakusten dute inplikaturako politikek eragin handiagoa dutela komunitatearen prezioan ibilgailu elektrikoari emandako erabilerak baino.

Self-consumption is a key element to integrate renewable energies and foster consumer participation in the energy sector. To expand it, self-consumption regulation needs to incorporate policies such as shared self-consumption, energy communities, storage and electric vehicles. In this article, an optimization problem for the total cost of an energy community considering different self-consumption and electric vehicle management policies is presented. The problem is applied to a set of electric vehicle usage scenarios with diverse work schedules and daily consumptions. Results show that the involved policies have a greater impact on the community's energy cost than the usage of the electric vehicles.

* Dedicado a la memoria de nuestra compañera Julia Merino Fernández.

Roberto Álvaro-Hermana

*Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad
y Deusto Business School (Universidad de Deusto)*

Jesús Fraile-Ardanuy

IPTC-Universidad Politécnica de Madrid

Julia Merino

TECNALIA, Basque Technology and Research Alliance (BRTA)

Sandra Castaño-Solís

ETSIDI-Universidad Politécnica de Madrid

Índice

1. Introducción
2. Descripción del sistema y los datos analizados
3. Regulación y otros factores analizados
4. Problema de optimización
5. Resultados
6. Conclusiones

Referencias Bibliográficas

Palabras clave: autoconsumo compartido, comunidad energética, vehículo eléctrico, fotovoltaica, V2B.

Keywords: shared self-consumption, energy community, electric vehicle, photovoltaic, V2B.

Nº de clasificación JEL: Q21, Q41, Q50

Fecha de entrada: 11/12/2020

Fecha de aceptación: 25/01/2021

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética, entendida esta como la descarbonización del sistema energético, es un proceso crucial en la lucha contra el cambio climático. En el año 2018, el sector de la energía seguía siendo el sector que generaba más emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea, con el 27 % de las emisiones totales¹ (European Environment Agency, 2020). En España, la contribución de este sec-

¹ Incluyendo el transporte internacional y excluyendo el UTCUTS (uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y la silvicultura, LULUCF en singlas del inglés).

tor a las emisiones totales era menor, del 20 %. El sector energético ha hecho un gran esfuerzo por descarbonizarse, reduciendo sus emisiones desde el año 2000 en un 23 % (Europa) y 30 % (España) respectivamente. Aun con este esfuerzo, el IPCC (2018) señalaba que es necesario acelerar esta descarbonización para evitar los escenarios más severos del cambio climático en las próximas décadas.

La principal prioridad para alcanzar la neutralidad en carbono es la electrificación de la demanda y el empleo de fuentes de energía renovables, para lo cual los gobiernos han dispuesto un amplio abanico legislativo y medidas de apoyo que han fomentado el despliegue de un número creciente de instalaciones de generación renovable a pequeña y gran escala. Estos trabajos requieren una importante movilización de recursos y suponen un fuerte impacto económico y social, por lo que, para el éxito de la transición energética, es imprescindible involucrar a la sociedad (Lowitzsch, 2019).

Los modelos de propiedad compartida, en los que los usuarios comparten los costes y beneficios asociados a una instalación o servicio se han mostrado como una parte eficiente de implicar a la sociedad (Acquier, Daudigeos y Pinkse 2017). Aunque los modelos de propiedad compartida de energías renovables son aún escasos en España, en otros países europeos como Alemania son mucho más habituales y han contribuido a aumentar el peso de la generación distribuida sobre el parque de generación total (Dóci y Gotchev, 2016; Yildiz *et al.*, 2019). Esta vía de participación ciudadana se ha ido cerrando en los últimos años con la entrada de grandes empresas, que con sus menores costes han desplazado a estos pequeños propietarios. Esto pone en riesgo la aceptación social de la transición energética, la cual favorece y acelera los cambios económicos y sociales necesarios para su éxito (Romero-Rubio y de Andrés Díaz, 2015), y obliga a buscar nuevas formas de participación social activa (Tews, 2018).

El autoconsumo aparece aquí como una de las posibles vías para fomentar la participación activa de los consumidores, ya que cuenta con una experiencia previa exitosa y una regulación bastante asentada (Álvaro Hermana *et al.*, 2018). El autoconsumo individual ha sido regulado en la mayoría de países y ha contado con diferentes políticas de apoyo en su despliegue. Estas políticas pueden dividirse en dos categorías principales: las relativas a la financiación de la instalación y las relativas a la remuneración de los excedentes del autoconsumo que se inyectan a la red principal.

El siguiente paso en el desarrollo del autoconsumo es abrirlo a un mayor número de ciudadanos, para lo que es fundamental la regulación del autoconsumo compartido (Fina *et al.*, 2020). Esta forma de autoconsumo está presente en pocos países, entre ellos España, y, en general, está aún muy limitada, con sistemas de reparto fijos de la generación entre los diferentes propietarios que no aprovechan las dinámicas que pueden surgir del conjunto. En este sentido, la Unión Europea espera que

el desarrollo de estos grupos de productores-consumidores, denominados comunidades de energías renovables, sean parte de la columna vertebral de la transición energética en las ciudades, como se refleja en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo (2018).

Para el éxito de estas propuestas es necesario además que haya una regulación que pueda potenciar sus ventajas sin que suponga un coste excesivo para el resto de elementos del sistema eléctrico. En Alvaro-Hermana *et al.* (2019) se analizó, mediante un problema de optimización, el impacto que tenían las políticas de autoconsumo en los ahorros que podía lograr una comunidad energética con paneles fotovoltaicos y baterías. El presente trabajo profundiza en el desarrollo realizado previamente, incorporando a la comunidad un almacenamiento dinámico mediante los vehículos eléctricos en sustitución de las baterías estáticas presentes en el trabajo previo. Esto permite analizar cómo afecta, en el coste energético de la comunidad, el uso dado a dichos vehículos eléctricos, así como el efecto de la política de la conectividad vehículo-edificio, además de poder estudiar el impacto cruzado entre el autoconsumo y la recarga de los vehículos eléctricos. Complementa así trabajos anteriores que han explorado las ventajas que aportan los vehículos eléctricos y la conectividad vehículo-edificio para la integración de renovables y fomentar el autoconsumo (Barone *et al.*, 2020, Bartolini *et al.*, 2020).

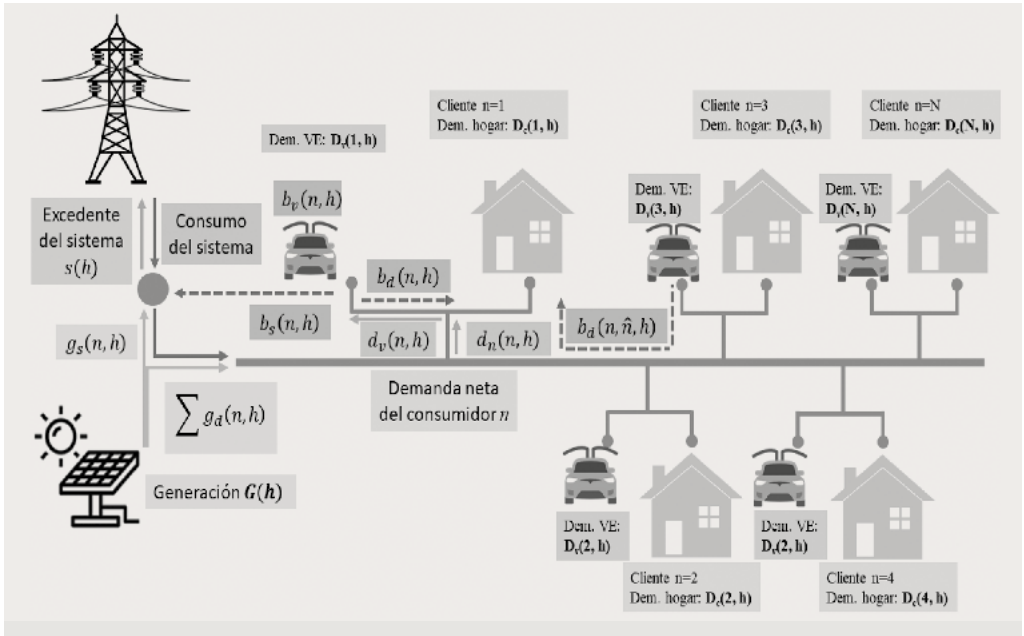
El resto del artículo se estructura como sigue. En el apartado segundo se presentan el sistema de estudio y los datos básicos empleados para realizar el análisis. En el tercer apartado se describen los diferentes escenarios analizados y las variables de interés que les afectan, fundamentalmente de carácter regulatorio y también de utilización de los vehículos eléctricos por parte de los usuarios. En el apartado cuarto se detalla el problema de optimización definido, donde se adaptan las restricciones para las diferentes políticas de vehículo-edificio y reparto de la generación fotovoltaica. En el quinto apartado se muestran los principales resultados del estudio, con cuyas conclusiones cierra el apartado sexto.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y LOS DATOS ANALIZADOS

2.1. Descripción del Sistema

El problema de optimización presentado en este trabajo es de aplicación para cualquier periodo de tiempo y para todo tipo de comunidad energética que cuente con una o varias fuentes de generación eléctrica, varios puntos de consumo y puntos de recarga de vehículo eléctrico, según se resume en el Gráfico nº 1. Para analizar el impacto regulatorio se ha optado por particularizar este problema para el caso de un año y una comunidad energética con cinco viviendas, cada una con un vehículo eléctrico, y a las que da suministro una instalación fotovoltaica común.

Gráfico nº 1. ESQUEMA DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA



Fuente: elaboración propia. Para un mejor comprensión y seguimiento, ver la Nomenclatura en el recuadro siguiente.

NOMENCLATURA

- Índices:

c : índice de consumidor

h : índice de hora

- Constantes:

B_{cap} : capacidad de la batería

$D_c(n, h)$: demanda bruta de la vivienda del consumidor n en la hora h

$D_v(n, h)$: demanda del vehículo del consumidor n en la hora h

$E_v(n, h)$: estacionamiento del vehículo del consumidor n en la hora h

$G(h)$: generación fotovoltaica en la hora h

H : número total de horas

N : número total de consumidores

P_{carga} : potencia máxima de carga y descarga del vehículo eléctrico

$P_d(h)$: precio de la energía horaria proveniente de la red en la hora h

c_s : coeficiente del excedente de electricidad

μ : rendimiento de la carga/descarga del vehículo

.../...

.../...

- Variables reales positivas:

$b_d(n,h)$: electricidad inyectada desde el vehículo del consumidor n al consumo neto de su hogar (consumidor n) en la hora h

$b_d(n,\hat{n},h)$: electricidad inyectada desde el vehículo del consumidor n al consumo neto del hogar del consumidor \hat{n} en la hora h

$b_s(n,h)$: electricidad inyectada desde el vehículo del consumidor n a la red asignada como excedente del sistema en la hora h

$b_v(n,h)$: energía almacenada en el vehículo del consumidor n en la hora h

$d_n(n,h)$: demanda neta del consumidor n en la hora h

$d_v(n,h)$: demanda del VE del consumidor n en la hora h

$g_d(n,h)$: electricidad desde la generación asignada al consumidor n en la hora h

$g_s(n,h)$: energía desde la generación asignada al consumidor n al excedente del sistema en la hora h

$s(h)$: excedente del sistema en la hora h

A continuación, se describen brevemente los datos del sistema.

2.2. Consumo de los usuarios

Los datos de consumo empleados provienen de la base de datos IPTC-SISDAC, que contiene datos anonimizados de una distribuidora eléctrica española con consumos de más de 100.000 usuarios repartidos por toda España. Se ha seleccionado el consumo anual de cinco consumidores del entorno de Bilbao (Vizcaya, España) con un perfil de consumo parejo. El consumo total anual de los usuarios se sitúa entre 2,70 MWh y 3,05 MWh, con una punta horaria de entre 4,75 kWh y de 8,48 kWh. El número de horas anuales con un consumo inferior a 100 Wh está entre 2.853 y 3.516.

En comparación con las demandas de los vehículos eléctricos propuestas en el subapartado 3.5 (5 kWh al día, 10 kWh y 20 kWh), el consumo de los vehículos eléctricos puede suponer, aproximadamente, aumentar un 50 %, duplicar o triplicar el consumo medio anual de cada uno de los miembros de la comunidad.

2.3. Generación fotovoltaica

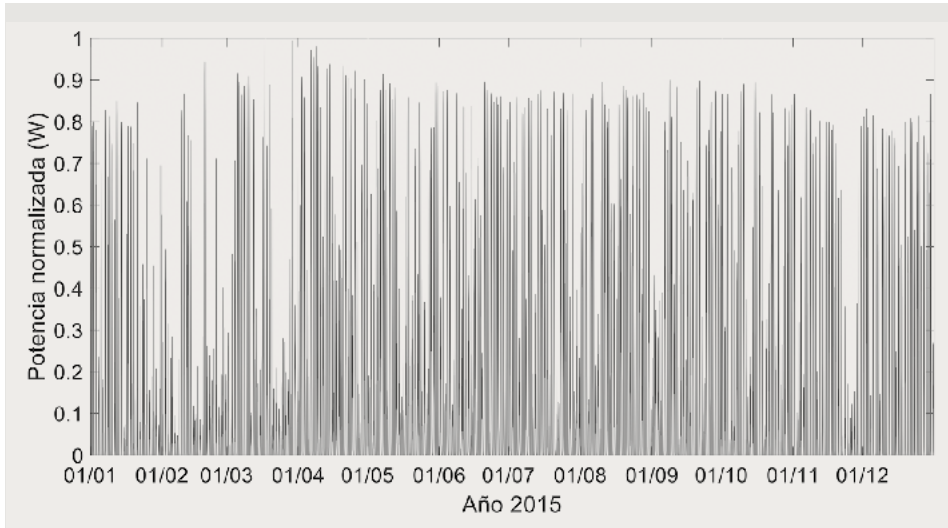
Los datos de generación fotovoltaica se han tomado para la ciudad de Bilbao, correspondiente a las coordenadas 43,279°, -2,967°, para el año 2015 a partir de Huld, Šúri, Dunlop, Albuissou y Wald (2005). Se ha seleccionado un montaje fijo con unos ángulos de inclinación y azimut (orientación) optimizados.

Respecto a la potencia fotovoltaica instalada, en este trabajo se comparan entre sí diferentes escenarios de consumo de los vehículos eléctricos. Como se comparan los resultados según el coste total para la comunidad, de tomarse esta energía de la red los resultados de los escenarios con mayor demanda de los vehículos eléctricos llevarían a costes mayores con independencia de la gestión de la energía. Para evitar

distorsión, en este análisis se ha decidido que, para cada uno de los diferentes escenarios, el total anual de la generación fotovoltaica coincide con la demanda total del sistema (vivienda y vehículo). De esta manera, se mantiene la relación entre ambas magnitudes, de forma que el resultado final, el coste global del sistema, dependerá únicamente de su desempeño en las condiciones dadas.

La potencia normalizada (punta de 1 W) a lo largo de un año de un panel fotovoltaico en la zona bajo estudio se presenta en el Gráfico nº 2.

Gráfico nº 2. **POTENCIA HORARIA NORMALIZADA (W) DE UN PANEL FOTOVOLTAICO EN LA LOCALIZACIÓN DESCRITA PARA EL AÑO 2015**



Fuente: elaboración propia.

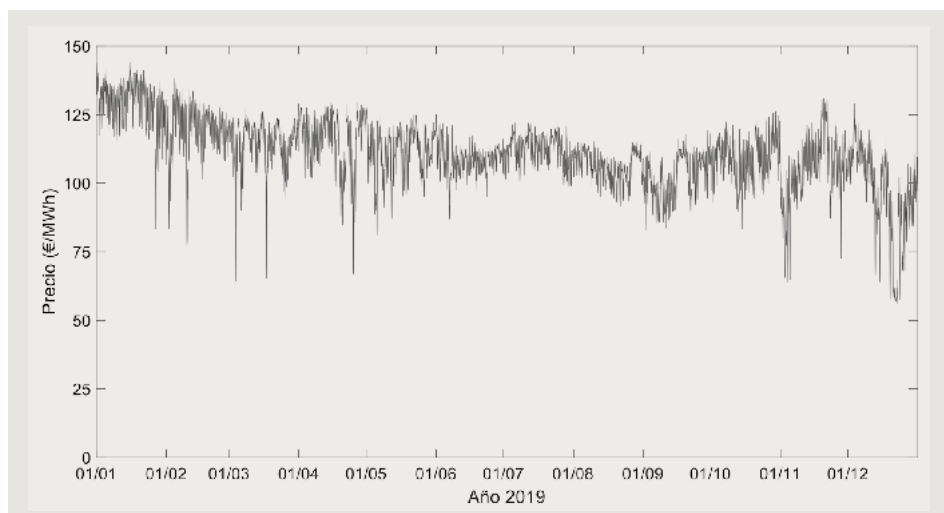
2.4. Precio de la electricidad

Como precio de la electricidad de la red se ha considerado el término de energía del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), publicado por Red Eléctrica de España (2020), para el año 2019. El PVPC es la tarifa regulada a la que pueden acogerse los consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW, según lo establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. El PVPC emplea un sistema de fijación del precio de la energía eléctrica que toma como referencia el precio de la energía en el mercado mayorista, entre otros componentes.

El término de energía del PVPC medio a lo largo del año 2019 fue de 110,4 €/MWh con una varianza de 153,6. Estos valores son inferiores a los de los dos años

anteriores, con una media de 119,0 €/MWh para el año 2017 y de 123,3 €/MWh con unas varianzas de 190,4 y 171,2 respectivamente.

Gráfico nº 3. **PRECIO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA DE LA RED PARA EL AÑO 2019**



Fuente: elaboración propia.

La componente de potencia de la tarifa PVPC es fijada por el Ministerio de Industria y su coste es proporcional a la potencia demandada por el consumidor. Estos costes, más relacionados con la instalación que con la actividad de la misma, no se han considerado de cara al problema de optimización ya que el sistema no considera posibles cambios en la tarifa contratada como parte de la gestión de la recarga del vehículo eléctrico.

3. REGULACIÓN Y OTROS FACTORES ANALIZADOS

La metodología empleada en este trabajo consiste en un análisis de todos los diferentes escenarios que pueden darse a partir de los factores que se describen en este apartado. Estos factores se pueden dividir en dos partes: aquellos relacionados con la regulación existente y aquellos relacionados con las características de los usuarios. Los primeros están compuestos por los factores relativos a la instalación de autoconsumo (cómo se valoran los excedentes y la forma en la que se reparte la energía entre los miembros de la comunidad) y la relación del vehículo con el resto de la comunidad (como carga activa o como almacenamiento individual o compartido). Los segundos están compuestos por el uso que hacen del vehículo eléctrico los usuarios: qué cantidad de energía consumen en su jornada diaria y qué horario tiene esta

jornada. Con tres posibilidades por cuatro de los factores y cuatro posibilidades para uno de ellos (para el reparto de la generación), esto conforma un total de 324 escenarios a analizar.

Cuadro nº 1. FACTORES CONSIDERADOS Y VARIANTES EMPLEADAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

Factores	Tipo	Variantes
Valoración de excedentes de energía (c_s)	Regulación	0, 1/3, 1
Reparto de la generación fotovoltaica	Regulación	Libre, equilibrado (semanal y mensual), fijo
Interacción vehículo-edificio	Regulación	V1B, V2B, V2B2
Horario de aparcamiento	Comportamiento de los usuarios	Mañana, tarde, noche
Demanda diaria de los vehículos (kWh)	Comportamiento de los usuarios	5, 10, 20

Fuente: elaboración propia.

3.1. Excedentes de energía

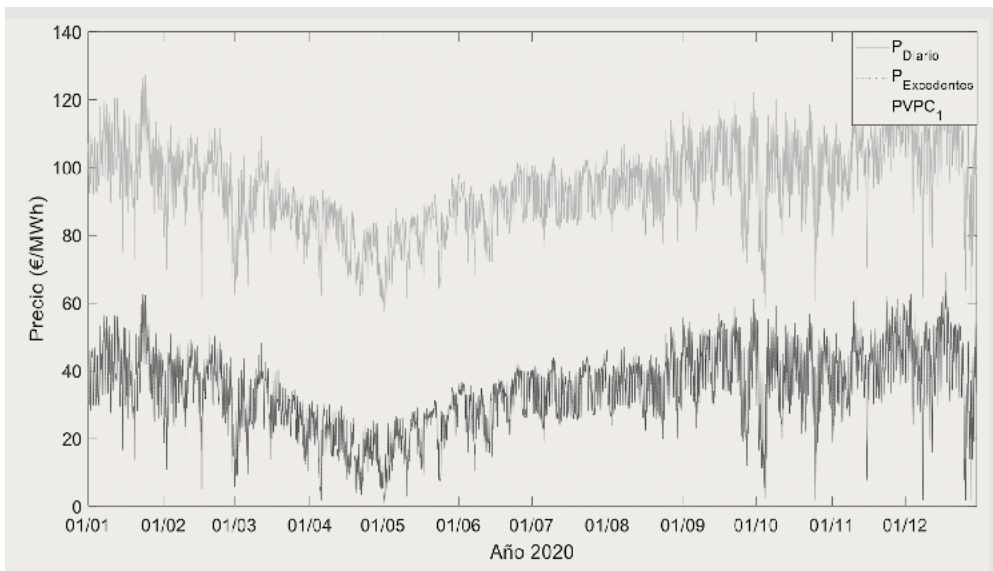
La forma en la que se remuneran los excedentes de energía es uno de los aspectos clave en cualquier marco normativo que afecte a las instalaciones de autoconsumo. Además de sus repercusiones en los costes del conjunto del sistema, esta remuneración tiene un gran impacto en los tiempos de recuperación de la inversión y, en última instancia, en el comportamiento de los autoconsumidores. Cuanta menor diferencia haya entre el precio de la red y el precio que perciben los usuarios por los excedentes, menor valor se pierde en desplazar la energía consumida de la red (con mayor coste promedio) y menor será el interés de los consumidores por adaptar su consumo a su generación y por la inclusión de sistemas de almacenamiento (en el caso estudiado, el uso de los vehículos eléctricos), esto último también influido por la variabilidad en el precio de la red.

Para este estudio se han considerado tres políticas de valoración de estos excedentes de energía: medida neta, factura neta y sin excedente, que se reflejan en el problema de optimización del apartado cuarto mediante el coeficiente c_s , ratio entre el precio horario de los excedentes y el precio horario de la energía de la red. En el caso de la medida neta, el precio de la energía vertida a la red coincide con la prove-

niente de esta ($c_s = 1$); para la factura neta, la energía vertida se valora como una parte del precio de la red (en este caso se ha tomado $c_s = 0,3$; de manera que se prima mucho más el autoconsumo que el vertido de excedentes a la red) y para la política sin excedentes, no tiene valor alguno ($c_s = 0$). En este trabajo se considera un precio horario para la energía proveniente de la red y la vertida a la misma, aunque en algunas legislaciones se evalúa la diferencia entre las mismas de manera diaria o mensual considerando un precio medio.

La elección de estas políticas de valoración de los excedentes no busca reflejar la situación concreta de un país, en este caso España, sino mostrar el impacto que tiene en la comunidad de energía el precio al que se valoran los excedentes vertidos de la red. En el caso de España, el Real Decreto 244/2019 establece que el precio de los excedentes de autoconsumo se calcula como la suma de los precios de la energía en los mercados diario e intradiario menos la gestión de desvíos. Para el año 2020, como se muestra en el Gráfico nº 4, su precio es casi parejo al del mercado diario y lejos del coste del término de energía en el precio PVPC visto en la subapartado 2.4, lo que se aproxima al caso de la factura neta descrito en el párrafo anterior. El PVPC también está calculado tomando como referencia el precio de los mercados diario e intradiario más diferentes conceptos incluidos el término de energía del peaje de acceso y cargos de la red, según se determina en el Real Decreto 216/2014. Finalmente, puede señalarse también que en el mercado libre es posible encontrar más diversidad de precios para la energía consumida y los excedentes vertidos a la red.

Gráfico nº 4. **PRECIO DEL MERCADO DIARIO, DE LOS EXCEDENTES Y DEL PVPC DE UN PERIODO PARA EL AÑO 2020**



Fuente: elaboración propia.

3.2. Reparto de la generación fotovoltaica

El reparto de la generación fotovoltaica es la forma en la que toda la generación producida y compartida por todos los usuarios se divide entre cada uno de ellos. Este reparto puede estar fijado por la ley vigente o por una obligación contractual entre los usuarios.

En este artículo se han seleccionado tres de los modelos de reparto de la generación fotovoltaica estudiados en Alvaro-Hermana *et al.* (2018): reparto libre, reparto equilibrado (con variante semanal y mensual) y reparto fijo.

El reparto libre es una política en la que no hay definida una obligación determinada en la forma en la que la energía generada se reparte entre los diferentes usuarios. Este sistema de reparto es el que otorga una mayor flexibilidad y, por tanto, mayores beneficios económicos para los usuarios, pero requiere definir de forma clara los términos en los que se realiza la gestión de la energía de la comunidad y sus miembros.

Esta gestión puede realizarse de maneras muy diversas. Por ejemplo, una forma simplificada sería repartir la energía de forma equitativa entre los usuarios hasta que alguno iguale su demanda, repartiendo el resto de la energía entre el resto de usuarios y prosiguiendo el proceso hasta cubrir toda la energía generada por la instalación. Sistemas de reparto más complejos, que incluyan el uso de almacenamiento compartido, requerirán seguramente de la participación de un tercer agente, como, por ejemplo, un agregador, que gestione dinámicamente este reparto y divida los beneficios del sistema entre los consumidores de la manera acordada. En este trabajo se va a suponer que esta entidad busca optimizar la gestión del sistema según la disponibilidad de la generación y los vehículos eléctricos, dejando el reparto de este beneficio en un segundo plano. Esto es igualmente aplicable al caso del reparto equilibrado, ya que, aunque se entregue la misma energía a todos los usuarios, su valor varía con el tiempo en función del precio de la red.

En el caso del reparto fijo, al entregarse la misma cantidad de energía a todos los usuarios en todo momento, no es necesario ningún acuerdo (salvo en el caso de introducir el V2B2, visto en el subapartado 3.3, donde los vehículos eléctricos actúan como una suerte de reparto complementario entre usuarios).

El reparto equilibrado es una política en la que la legislación permite que se reparta libremente la energía entre los diferentes usuarios siempre y cuando al final de un determinado periodo de ajuste (por ejemplo, un mes o un año) se garantice que los usuarios hayan percibido una determinada cantidad de energía. En Alvaro-Hermana *et al.* (2019) se estudió el impacto del tiempo para realizar este reparto para un sistema de generación fotovoltaica compartida con batería estática centralizada, con el resultado de que no había un impacto global respecto al reparto libre en los casos en los que se contaba con suficiente tiempo para asignar la energía (sin impac-

to cuando se disponía de un mes, un impacto mínimo para una semana y algo más apreciable para un día). En este trabajo se van a considerar dos periodos de reparto con distinto margen temporal, para comprobar que se repite el impacto visto en Alvaro-Hermana *et al.* (2019): de un mes y de una semana.

Finalmente, el reparto fijo es aquel en el que no se da ninguna flexibilidad a los consumidores, repartiendo la energía generada según unos coeficientes de manera constante en cada franja de tiempo (típicamente, quince minutos o una hora). Este sistema es el menos complejo técnica y legislativamente, dándose en legislaciones como la española, aunque es el que ofrece menos beneficios económicos a los usuarios. Para este trabajo se considera un reparto equilibrado entre los diferentes usuarios, de manera que cada uno de ellos perciba la misma cantidad de energía en cada franja de tiempo con independencia de que esta vaya destinada al propio usuario (al hogar o al vehículo) o vertida a la red bajo la asignación a dicho usuario; excedentes por los que percibirá en su cuenta una compensación.

3.3. Interacción vehículo-edificio (V1B, V2B y V2B2)

El impacto de los vehículos eléctricos en la demanda de las instalaciones se prevé que sea muy significativo a medio plazo cuando, debido a normas anticontaminación europeas cada vez más restrictivas, fomenten el despliegue significativo de este tipo de vehículos Muratori (2018). Estos vehículos supondrán un importante aumento del consumo eléctrico de los hogares que cuenten con un garaje propio, así como en otras localizaciones como centros de trabajo y centros comerciales. Gracias a la amplia disponibilidad de tiempo para recargar estos vehículos durante el tiempo en que permanecen aparcados y la flexibilidad de potencia con la que pueden realizar dicha recarga, los vehículos eléctricos pueden gestionarse para disminuir el coste de la recarga. Esta carga controlada aparece en la literatura como V1G, en contraposición con la posibilidad de devolver energía a la red de un esquema más avanzado tipo “vehículo-a-red” (*vehicle-to-grid*, V2G). Al estar hablando en este subapartado de gestión de demanda de edificios, en este trabajo la recarga controlada se denominará V1B.

De manera similar a como el V2G como la posibilidad de devolver energía a la red, el V2B (*vehicle-to-building*, vehículo-a-edificio) introduce la posibilidad de enviar energía desde el vehículo al edificio, para disminuir su consumo de la red, reduciendo los costes del mismo. Este sistema introduce así la posibilidad de cargar el vehículo desde la red eléctrica o empleando los excedentes de la generación fotovoltaica para poder emplear esta energía almacenada posteriormente, haciendo funcionar al vehículo como una batería, con dos únicas particularidades. En primer lugar, el vehículo no está disponible todo el tiempo, sino que solo lo está el tiempo que permanece aparcado. Y, en segundo lugar, el vehículo se descarga durante el tiempo que está en circulación y debe mantener un cierto nivel de energía antes de volver a salir, lo que restringe su uso como almacenamiento. Todo ello se compensa

con la reducción de costes que supone para el hogar no tener que asumir la adquisición de una batería estacionaria dedicada, aspecto que no se evalúa en este trabajo.

Finalmente, se puede considerar que, al igual que se puede repartir la energía de la generación comunitaria entre los diferentes usuarios, también se puede repartir la energía almacenada en los vehículos, de manera similar a como puede hacerse con una batería común para la comunidad (aspecto estudiado en Alvaro-Hermana *et al.* (2019)). Este sistema se denominará en este trabajo como V2B2.

3.4. Horario de aparcamiento

La disponibilidad de los vehículos eléctricos para su conexión en la red tiene un impacto importante en las interacciones vehículo-edificio descritas en el subapartado anterior. Un mayor tiempo de aparcamiento y una menor demanda conllevan más flexibilidad para elegir cuándo cargar el vehículo y, si está habilitado, cuándo ceder energía al edificio o verterla a la red. Esta flexibilidad puede aprovecharse más cuanto más variable es el precio de la red y cuando hay una mayor disponibilidad de la generación propia.

En este estudio se va a analizar los impactos en coste energético para los usuarios de vehículos eléctricos de tener distintas jornadas laborales: de mañana, de tarde o de noche. Para ello, se han considerado tres jornadas tipo de características similares, con un horario continuo de ocho horas durante los días laborales de una semana (lunes a viernes) más una hora adicional de descanso/almuerzo. El horario de mañana es 08:00 a 17:00 horas; el horario de tarde, de 16:00 a 01:00 horas; y el de noche, de 00:00 a 09:00 horas. Si se le añade una hora de trayecto, esto implica que el coche durante el horario de mañana está fuera de su plaza desde las 07:00 a las 18:00 horas; en el horario de tarde, de 15:00 a 02:00 horas; y en el de noche, de 23:00 a 10:00 horas. Los diferentes horarios considerados se resumen en el Cuadro nº 2.

Cuadro nº 2. FRANJAS HORARIAS EN LAS QUE ESTÁN LOS VEHÍCULOS FUERA DEL APARCAMIENTO

Horario	Mañana	Tarde	Noche
Inicio	8 (07:00-08:00)	16 (15:00-16:00)	24 (23:00-24:00)
Fin	18 (17:00-18:00)	2 (01:00-02:00)	10 (09:00-10:00)
Precio medio (€/MWh)	109,50	109,43	110,49
Varianza normalizada del precio (€/MWh) ²	172,52	162,55	147,82

Fuente: elaboración propia.

Estos horarios de aparcamiento implican que los vehículos eléctricos de los diferentes escenarios analizados disponen de unos precios de red diferentes, aunque con medias similares, para poder recargar su energía. A esto hay que añadir que una mayor varianza en el precio, como en la mañana, permitirá mayores ahorros a los usuarios que aprovechen para realizar una recarga inteligente y, si está habilitado, devolver energía a la red en las franjas en las que el precio de la energía eléctrica sea mayor.

3.5. Demanda diaria de los vehículos eléctricos y potencia de recarga

Se ha supuesto que las baterías de los vehículos eléctricos cuentan con una capacidad de 30 kWh y, para este estudio, se han supuesto tres casos de demanda en cada día laborable de los vehículos eléctricos: 5 kWh, 10 kWh y 20 kWh (que corresponden a unas distancias medias diarias de 33 km, 66 km y 133 km, tomando un consumo medio de 15 kWh/100 km). Esto supone un consumo anual de cada uno de los vehículos eléctricos de 1,3 MWh, 2,6 MWh y 5,2 MWh, respectivamente. Como se ha dicho anteriormente, esto supone un 50 %, un 100 % y un 200 % del consumo de las viviendas. Aparte, salvo para el último de los casos, los vehículos pueden permanecer varios días sin recargar, lo que aporta más flexibilidad.

De cara a integrar la demanda de los vehículos en el modelo, aunque esta se distribuye en dos viajes idénticos a lo largo de la jornada, es equivalente desde el punto de vista del sistema considerado a una única demanda que se produzca en la franja anterior al regreso del vehículo, siendo esta la opción elegida para simplificar el sistema.

Respecto a los cargadores, se ha supuesto que cuentan con una potencia de recarga de 3,4 kW y con un rendimiento de carga/descarga del vehículo del 95 %. Esto implica que, como el problema emplea franjas de tiempo de una hora, los vehículos requieren de al menos dos, cuatro y siete franjas horarias para recargar las baterías del total de trece franjas diarias que el vehículo pasa aparcado.

4. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

En este apartado se describe el problema de optimización empleado para el análisis de la comunidad de energía descrita anteriormente. Este problema es aplicable a un amplio abanico de comunidades de energía con distintos esquemas de regulaciones del autoconsumo y distintos comportamientos de usuarios y movilidad. Para desarrollar este modelo de optimización, se requiere partir del caso base descrito en el subapartado 4.1 (recarga inteligente y reparto libre) e introducir o modificar las restricciones expuestas, para definir el resto de escenarios, presentados en los subapartados posteriores.

4.1. Caso base. Recarga inteligente (VIB)

La recarga inteligente es el problema que emplea un menor número de variables y restricciones, por lo que se ha escogido para mostrar el problema completo de la forma más simplificada. El problema incorpora el coeficiente c_s para considerar la política con la que se valora la energía excedente y, al no incluir restricciones relativas al reparto de la generación, implica que se trata como una política de reparto libre.

La función objetivo a minimizar (1) es la suma del coste de la demanda neta de cada uno de los usuarios, $d_n(n, h)$, menos los beneficios generados por los excedentes de la generación fotovoltaica y las baterías de los vehículos eléctricos, $s(h)$. Estos beneficios dependen de cómo se valore la energía vertida a la red, aspecto que describe el coeficiente c_s usando como base el precio de la red, $P_d(h)$, y que toma los valores comentados en el subapartado 3.1.

$$\min \sum_{h=1}^H \left(P_d(h) \cdot \left(\sum_{n=1}^N d_n(n, h) - c_s \cdot s(h) \right) \right) \quad (1)$$

En este caso base, en el que la interacción entre los usuarios y los vehículos eléctricos se limita a que los usuarios realicen una recarga activa de estos, las restricciones quedarían de la siguiente forma:

$$G(h) = \sum_{n=1}^N (g_s(n, h) + g_d(n, h)) \quad \forall h \quad (2)$$

$$d_n(n, h) = D_c(n, h) - g_d(n, h) + d_v(n, h) \quad \forall n, \forall h \quad (3)$$

$$b_v(n, h) = b_v(n, h - 1) - D_v(n, h) + m \cdot d_v(n, h) \quad \forall n, \forall h \quad (4)$$

$$s(h) = \sum_{n=1}^N g_s(n, h) \quad \forall h \quad (5)$$

$$b(n, h) \leq B_{cap} \quad \forall n, \forall h \quad (6)$$

$$d_v(n, h) \leq P_{carga} \cdot E_v(n, h) \quad \forall n, \forall h \quad (7)$$

La restricción (2) define que la energía eléctrica horaria generada por la instalación fotovoltaica común a todos los consumidores, $G(h)$, se reparte entre los N consumidores. Esta puede verse directamente a la red a cuenta de uno de los consumidores, $g_s(n, h)$, o emplearse para cubrir la demanda del hogar o del vehículo eléctrico, $g_d(n, h)$.

La restricción (3) obtiene la demanda neta horaria de cada uno de los consumidores, $d_n(n, h)$, como la demanda bruta de su hogar, $D_c(n, h)$, menos la energía pro-

veniente de la instalación fotovoltaica, $g_d(n,h)$, más la energía demandada por su vehículo eléctrico, $d_v(n,h)$.

La restricción (4) contiene el balance de energía de la batería del vehículo eléctrico entre dos tiempos sucesivos. Esta batería debe cubrir la demanda del propio vehículo al circular (habitualmente durante el horario de trabajo), $D_v(n,h)$. Sin pérdida de generalidad, se asume que el consumo realizado por el vehículo se realiza en el último intervalo horario antes de regresar a casa y conectarse a la red. Una vez que el usuario ha regresado a su hogar, la batería del vehículo puede cargarse, en función de la optimización del sistema, $d_v(n,h)$.

La restricción (5) calcula cuál es el excedente del sistema, que proviene únicamente de la generación fotovoltaica, $g_s(n,h)$. Dado que se calcula el beneficio total del sistema, no es necesario calcular un excedente concreto para cada usuario.

Por último, las restricciones (6) y (7) se refieren a las restricciones técnicas de la batería del vehículo eléctrico. En (6) se especifica la capacidad máxima que puede almacenar la batería del vehículo eléctrico. La restricción (7) define la capacidad máxima de carga de la batería en función de la potencia del cargador, P_{carga} , disponible siempre y cuando el vehículo esté aparcado en casa, según indica la constante binaria $E_v(n,h)$ (1: aparcado; 0: no aparcado).

4.2. V2B y V2B2

4.2.1. Vehículo-a-Edificio (Vehicle-to-Building, V2B)

En caso de que se pueda extraer energía del vehículo, será necesario añadir nuevas variables al modelo para poder así ampliar las opciones disponibles, lo que lleva a incorporar nuevas restricciones y modificar las ya existentes. Debe añadirse una nueva restricción relativa a la energía que puede extraerse de la batería del vehículo, que puede destinarse tanto a disminuir el consumo neto del hogar, $b_d(n,h)$, o como excedente al sistema, $b_s(n,h)$, para reducir la factura energética en caso de percibir remuneración por la energía vertida a la red.

$$b_d(n, h) + b_s(n, h) \leq P_{carga} \cdot E_v(n, h) \quad \forall n, \forall h \tag{8}$$

Adicionalmente, es necesario modificar las restricciones (3-5) para introducir estas dos nuevas variables. Quedarían respectivamente como:

$$d_n(n, h) = D_c(n, h) - g_d(n, h) + d_v(n, h) - m \cdot b_d(n, h) \quad \forall n, \forall h \tag{9}$$

$$b_v(n, h) = b_v(n, h - 1) - D_v(n, h) + m \cdot d_v(n, h) - b_d(n, h) - b_s(n, h) \tag{10}$$

$\forall n, \forall h$

$$s(h) = \sum_{n=1}^N (g_s(n, h) + m \cdot b_s(n, h)) \quad \forall h \tag{11}$$

donde en las restricciones (9) y (11) se ha añadido el excedente de los vehículos eléctricos considerando el rendimiento asociado, μ . En el balance de la batería del vehículo eléctrico, (10), se ha añadido que la batería también se puede descargar en función de la optimización del sistema.

4.2.2. Vehículo-a-edificio compartido (Shared Vehicle-to-Building, V2B2)

Finalmente, si se abre la posibilidad de que los vehículos puedan intercambiar energía con otros usuarios además de su propietario, el término $b_d(n, h)$, que define la energía saliente del vehículo hacia el local del consumidor, debe cambiarse por la suma de energías salientes del vehículo hacia todos los locales de los consumidores, $b_d(n, \hat{n}, h)$, donde n denota al consumidor propietario del vehículo y \hat{n} al consumidor receptor, pudiendo ambos consumidores ser el mismo ($n = \hat{n}$), como en el caso anterior. De esta forma, partiendo del caso V2B, las restricciones (8-10) quedarían respectivamente como:

$$d_n(n, h) = D_c(n, h) - g_d(n, h) + d_v(n, h) - m \cdot \sum_{\hat{n}=1}^N b_d(n, \hat{n}, h) \quad \forall n, \forall h \quad (12)$$

$$b_v(n, h) = b_v(n, h - 1) - D_v(n, h) + m \cdot d_v(n, h) - \sum_{\hat{n}=1}^N b_d(n, \hat{n}, h) - b_s(n, h) \quad \forall n, \forall h \quad (13)$$

$$\sum_{\hat{n}=1}^N b_d(n, \hat{n}, h) + b_s(n, h) \leq P_{carga} \cdot E_v(n, h) \quad \forall n, \forall h \quad (14)$$

4.3. Reparto de la generación fotovoltaica

Desde el punto de vista del problema de optimización antes planteado, la forma en la que se decida repartir la generación fotovoltaica implica introducir nuevas restricciones a las ya definidas. No obstante, dependiendo del reparto en concreto, el problema puede simplificarse modificando alguna de las restricciones ya existentes, como se verá para el caso del reparto fijo.

En este análisis se han seleccionado tres de los modelos de reparto de la generación fotovoltaica estudiados en Alvaro-Hermana *et al.* (2019): reparto libre, reparto equilibrado mensual y reparto fijo. El reparto libre, al considerarse la forma más abierta, no necesita plantear restricciones adicionales. Por ello, en este subapartado solo se describirán las particularidades de las restantes formas de reparto.

El reparto equilibrado mensual supone que cada usuario recibe, de la generación fotovoltaica, la misma cantidad de energía a lo largo del mes. En Alvaro-Her-

mana *et al.* (2019), al contar el sistema con una batería central para todos los usuarios, el reparto de esta generación debía tener en cuenta qué cantidad de energía se extraía de la misma para cada usuario. En este caso, al disponer de una batería descentralizada para cada usuario, constituida por sus vehículos eléctricos, la formulación de la restricción se simplifica. La generación fotovoltaica debe ser idéntica para cada usuario en cada uno de los periodos de tiempo acordados, H' , que, en este caso, son los correspondientes a cada mes. Esta generación se asigna directamente a cada uno de los usuarios, pudiendo verse a la red ($g_s(n,h)$ en (2)), destinarse a reducir la demanda neta del usuario (a través del término $d_n(n,h)$) o emplearse para recargar su vehículo (considerando el término $d_v(n,h)$). Ambas opciones están recogidas en el término $g_d(n,h)$ en (3).

$$\sum_{h=1}^{H'} (g_s(n_1, h) + g_d(n_1, h)) = \sum_{h=1}^{H'} (g_s(n_2, h) + g_d(n_2, h)) \quad \forall H' \subseteq H, \forall (n_1, n_2) \in (N, N) \tag{15}$$

En el caso del reparto fijo, puede optarse por añadir una nueva restricción que indique que la energía suministrada a cada usuario debe ser igual en cada franja, en línea con lo anterior.

$$g_s(n_1, h) + g_d(n_1, h) = g_s(n_2, h) + g_d(n_2, h) \quad \forall h, \forall (n_1, n_2) \in (N, N) \tag{16}$$

No obstante, resulta más práctico modificar la restricción (2), fijando la forma en la que se realiza el reparto de la generación fotovoltaica de manera equilibrada, $G(h)$.

$$\frac{G(h)}{N} = g_s(n, h) + g_d(n, h) \quad \forall n, \forall h \tag{17}$$

5. RESULTADOS

En este trabajo se han analizado 324 casos correspondientes a las diferentes combinaciones de factores considerados²: política con la que se valoran los excedentes de la generación fotovoltaica ([Excedente], pudiendo ser: medida neta [MN], factura neta [FN] y sin excedentes [SE]), la forma en la que se reparte la energía generada por la instalación fotovoltaica común ([Reparto FV]: Individual [Indiv], Equilibrio semanal [Eq_sem], Equilibrio mensual [Eq_mes], y [Libre]), la política de interacción de los vehículos eléctricos con el edificio ([Política VE]: recarga inte-

² Entre corchetes, la abreviatura usada en las tablas para los diferentes factores y sus casos. Si coincide con el caso, como en la demanda de los vehículos, únicamente aparecen los corchetes.

ligente [V1B], *vehicle-to-building* [V2B] y *vehicle-to-building* compartido [V2B2]), el horario de aparcamiento de los diferentes usuarios ([Aparca]: 18:00-07:00 [Mañana], 02:00-15:00 [Tarde] y 10:00-23:00 [Noche]) y la demanda de los vehículos eléctricos ([Demanda]: [5] kWh, [10] kWh y [20] kWh).

En primer lugar, se estudia el impacto de cada uno de estos factores por separado. El Cuadro nº 3 muestra el promedio del coste global para la comunidad de usuarios para cada uno de los identificadores de los casos analizados.

Cuadro nº 3. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD DE LOS CASOS POR FACTOR INDIVIDUAL (€)

Excedente	Sin excedentes SE	Factura neta FN	Medida neta MN	
Coste	1.707,4	1.511,4	1.033,4	
Política VE	V1B	V2B	V2B2	
Coste	1.470,7	1.390,8	1.390,8	
Demanda	5	10	20	
Coste	487,8	1.115,0	2.592,4	
Aparca	Mañana	Tarde	Noche	
Coste	1.641,9	1.294,7	1.315,6	
Reparto FV	Indiv	Eq_sem	Eq_mes	libre
Coste	1.447,4	1.408,3	1.406,9	1.406,9

Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar, hay dos factores en los que hay un coste igual o muy similar entre dos políticas propuestas: Política VE y Reparto FV.

En el caso de la relación vehículo-edificio (Política VE), la interacción del vehículo con la demanda del edificio tiene un importante impacto en los costes de los usuarios cuando se permite que puedan emplear las baterías de sus vehículos para reducir su demanda (V2B), frente a la mera recarga activa de los mismos (V1B), obteniendo un 5 % de descenso en el coste promedio de los casos analizados. Por el contrario, flexibilizar este uso permitiendo un uso compartido de este recurso para el resto de la comunidad (V2B2) no genera ningún impacto cuando todos los usuarios cuentan con un horario idéntico. Es de esperar que sí se obtengan beneficios adicionales cuando haya variabilidad entre los diferentes usuarios y, especialmente,

cuando haya usuarios que hagan un uso ocasional de su vehículo, ya que el impacto entre poder usar o no esta batería (V1B y V2B) es muy significativo.

En el caso del reparto de la generación fotovoltaica (Reparto FV), se observa que este resultado es coherente con los resultados obtenidos en estudios previos (en Alvaro-Hermana *et al.*; 2019), donde se vio que era necesario reducir el periodo de ajuste a una semana para que tuviera un mínimo efecto sobre el ahorro del sistema y a un día para que fuese un impacto significativo. Esta política solo genera un impacto medio del 3 % entre el caso en que no se habilite ningún reparto de la generación y el resto de casos en los que sí se permite.

El factor con una importancia más destacada es la energía demandada por los vehículos (81 % de diferencia entre la media de los casos de 5 kWh y 20 kWh). Dado que se incrementa la generación fotovoltaica cuando aumenta la demanda, esto quiere decir que el impacto de una mayor demanda puede obedecer a dos causas: la menor flexibilidad del sistema (el vehículo debe estar mayor tiempo cargando) y el desfase entre la generación y la demanda, lo que, en general, eleva los costes del sistema.

La política con la que se valoran los excedentes del sistema también tiene un impacto importante en el coste global del sistema, destacable en la comparación entre las políticas sin excedentes y factura neta (11 %) y con mayor diferencia aún para la medida neta (39 %). Esto se debe en buena parte al hecho de disponer de una generación fotovoltaica anual igual a la demanda anual del conjunto de usuarios, lo que conlleva a que, en muchos casos, con esta remuneración se reduzca mucho el coste de la energía para el conjunto del sistema³.

El último factor, el horario de aparcamiento, tiene un impacto menor que los dos anteriores. La diferencia más acusada se tiene para el horario de mañana, con un coste medio de la energía para los usuarios entre un 20 % y un 21 % mayor que para la media de casos en los que los usuarios tienen un horario de tarde o de noche.

A continuación, se analizan los pares de factores más significativos. Debido a que no ha habido diferencias entre los casos V2B y V2B2, solo se va a considerar uno de ellos para evitar sobrerrepresentar estos casos. En el caso del reparto de la generación fotovoltaica, se van a descartar los casos con Equilibrio mensual, ya que no ha habido diferencias entre este y el reparto Libre. Esta criba deja un total de 162 casos a analizar en el resto de este apartado.

³ El valor mínimo se tiene para los casos con factores de Medida Neta, horario de mañana, demanda de 5 kWh y Política VE V2B o V2B2 (con independencia del reparto de la generación fotovoltaica). Aunque se obtiene un valor ligeramente negativo, -577 €, en el caso de la legislación española solo se admiten costes de la energía positivos, con lo que la instalación fotovoltaica estaría levemente sobredimensionada.

Cuadro nº 4. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE HORARIO DE APARCAMIENTO Y DEMANDA DE LOS VEHÍCULOS (€)

Aparca \ Demanda	5	10	20
Mañana	687,7	1.390,7	2.876,2
Tarde	506,1	1.003,0	2.431,6
Noche	479,8	1.027,4	2.505,8

Fuente: elaboración propia.

La interacción entre la energía demandada y el horario de aparcamiento, mostrada en el Cuadro nº 4, permite destacar la importancia de la disponibilidad del vehículo y su alineamiento con la generación fotovoltaica. Mientras que la combinación de una baja demanda y trabajo nocturno (aparcamiento entre las 10:00 y las 23:00, prácticamente coincidente con la generación fotovoltaica) obtiene el menor coste promedio, cuando la demanda es máxima se es más dependiente de la red (con precios más elevados, como se vio en el subapartado 3.4) y la posibilidad de generar beneficios con los excedentes (beneficio proporcional al precio de la red) disminuye, resultando en que, para una demanda de 20 kWh, el coste del sistema es menor con un horario de tarde.

Esto es coherente con la relación observada entre la política asociada a los VE y la demanda de los mismos: a medida que aumenta la demanda, la capacidad de aprovechar las ventajas del V2B disminuye y más se acerca al resultado para el V1B.

Cuadro nº 5. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE REGULACIÓN VEHÍCULO-EDIFICIO Y DEMANDA DE LOS VEHÍCULOS (€)

Política VE \ Demanda	5	10	20
V1B	640,5	1.167,1	2.615,5
V2B	475,2	1.113,7	2.593,5

Fuente: elaboración propia.

Y también es coherente con relación entre el horario de aparcamiento y la política de valoración de los excedentes de energía, donde se aprecia que la ventaja de

disponer de un mayor tiempo del vehículo eléctrico durante las horas de generación fotovoltaica se anula por completo en el sistema de medida neta, donde no es necesario realizar una gestión activa de la instalación fotovoltaica y pasa a tener más importancia el precio de la red en el momento de cargar.

La aparente contradicción entre esto último y la ventaja en el horario de mañana frente al horario de tarde cuando hay una política de medida neta se explica por el impacto de la energía demandada por el vehículo. Como se vio anteriormente, cuando la disponibilidad de la batería es alta (baja demanda) el sistema puede alcanzar un menor coste, hasta el punto de casi no tener costes de energía en el caso de mínima demanda y medida neta. Por el contrario, una alta demanda dificulta el uso de la batería y no se puede obtener tanto beneficio de una política de excedentes más favorable para los autoconsumidores.

Cuadro nº 6. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA Y HORARIO DE APARCAMIENTO (€)

Aparca \ Excedente	Mañana	Tarde	Noche
SE	2.149,8	1.520,1	1.532,4
FN	1.789,0	1.393,0	1.405,8
MN	1.015,8	1.027,6	1.074,8

Fuente: elaboración propia.

Cuadro nº 7. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA Y HORARIO DE APARCAMIENTO PARA DEMANDA DIARIA DE LOS VEHÍCULOS DE 5 kWh Y 20 kWh (€)

Demanda	5			20		
	Mañana	Tarde	Noche	Mañana	Tarde	Noche
SE	1.193,5	846,7	784,4	3.368,7	2.548,8	2.630,2
FN	831,2	623,1	580,1	3.008,3	2.479,0	2.549,2
MN	38,5	48,5	74,8	2.251,5	2.267,0	2.338,0

Fuente: elaboración propia.

La interacción entre la política de valoración de excedentes y la política de interacción de los vehículos eléctricos con el edificio también subraya la importancia del almacenamiento. Se aprecia que el impacto de disponer de V2B es mayor para la política sin excedentes que para la política de factura neta. Esto se debe a que el V2B permite valorizar los excedentes de generación en la propia demanda de la casa, lo que genera un beneficio mayor que al verterse directamente en la red. Cuando el valor de los excedentes es alto (caso de la medida neta), el valor de la disponibilidad del vehículo pasa a residir en revender la energía de la red, cargando el vehículo en momentos de precios bajos y devolviendo energía a la red durante episodios de precios altos.

Cuadro nº 8. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE REGULACIÓN VEHÍCULO-EDIFICIO Y VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA (€)

Excedente \ Política VE	SE	FN	MN
V1B	1.795,6	1.570,3	1.057,2
V2B	1.672,6	1.488,2	1.021,6

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en este estudio vuelve a verse la misma relación entre la política de valoración de los excedentes de energía y la política de reparto de la generación fotovoltaica que ya apareció en Alvaro-Hermana *et al.* (2019). La medida neta no solo ofrece un ahorro muy importante (el coste de la medida neta es un 42 % inferior que el coste sin excedentes cuando hay un reparto fijo de la generación fotovoltaica [Indiv]), sino que anula por completo las políticas de reparto de la generación fotovoltaica, al no promover una mayor ratio de autoabastecimiento por parte de los usuarios.

Cuadro nº 9. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE REPARTO DE GENERACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA (€)

Excedente \ Reparto FV	SE	FN	MN
Indiv	1.782,6	1.562,4	1.039,4
Eq_mes	1.710,9	1.513,3	1.039,4
Libre	1.708,8	1.512,1	1.039,4

Fuente: elaboración propia.

Analizando los resultados por política aplicada, se observa que el impacto de pasar de una política de factura neta a una política sin excedentes se aminora con una regulación del V2B frente al V1B, donde impacta menos este cambio de valoración de los excedentes. Este hecho muestra el gran potencial que tiene aplicar políticas que favorezcan el autoabastecimiento, y que para ello debe abrirse el sistema eléctrico a facilitar el uso del vehículo eléctrico como parte activa de la demanda.

Cuadro nº 10. COSTES PROMEDIOS PARA LA COMUNIDAD PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE REPARTO DE GENERACIÓN, VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA Y REGULACIÓN VEHÍCULO-EDIFICIO (€)

Política VE	V1B			V2B		
	SE	FN	MN	SE	FN	MN
Indiv	1.848,0	1.605,8	1.057,2	1.717,3	1.518,9	1.021,6
Eq_sem	1.769,5	1.552,6	1.057,2	1.652,3	1.474,0	1.021,6
Libre	1.769,2	1.552,5	1.057,2	1.648,4	1.471,8	1.021,6

Fuente: elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

La política de valoración de los excedentes es el factor que mayor importancia tiene en el coste energético que perciben los usuarios de las comunidades energéticas en las condiciones estudiadas. Aunque hay un impacto importante entre las políticas sin excedentes de energía y de factura neta, es al aplicar la medida neta donde su influencia es máxima. Esto se debe a que deja de ser necesario alinear la producción fotovoltaica con el vehículo eléctrico, bien como carga gestionable en el caso de V1B, bien como almacenamiento de energía en el V2B. Esto da una flexibilidad muy importante al sistema, que unido a la mayor remuneración de los excedentes, supone el impacto más destacado de entre los factores estudiados, siendo el único factor con el que se llega a obtener precios próximos a cero aprovechando las diferencias horarias en los precios de la red.

El impacto en el precio del resto de factores analizados también depende de la flexibilidad que proporcionan a la comunidad. La mayor demanda, junto con una potencia de recarga limitada por tratarse de una carga lenta, contribuye a que el vehículo tenga que dedicar más tiempo a cubrir la necesidad de movilidad del usuario y menos a reducir el coste de su energía (aun cuando se disponga de más generación fotovoltaica para cubrir, en su suma anual, la mayor demanda del vehículo). Tam-

bién la política de interacción de los vehículos eléctricos con el edificio tiene un impacto importante al pasar de V1B a V2B, si bien el V2B2 apenas reduce costes al haber considerado un horario idéntico para todos los consumidores. Es de esperar que, en un caso de funcionamiento real, donde además de una mayor diferencia de horarios diarios habría que considerar a aquellos conductores que realizan un uso ocasional del vehículo y los efectos del calendario (como las vacaciones, los festivos, etc.), este mecanismo contribuya a disminuir los costes del sistema.

El peso del reparto de la generación fotovoltaica está muy condicionado por la retribución de los excedentes. La medida neta deja sin efecto el reparto de la energía y da un mayor peso a la red eléctrica, mientras que la factura neta permite que el reparto pueda empezar a dar beneficios al sistema. Nuevamente, en el caso más realista donde los miembros de la comunidad tuvieran una mayor diversidad de horarios, sería de esperar que el reparto de la generación tuviera un impacto más destacable.

Finalmente, el horario de aparcamiento de los vehículos eléctricos no es un factor determinante en el coste total de la comunidad energética. Su influencia se correlaciona más con su interacción con el resto de factores que con el peso del precio de la red. Así, si la energía demandada es poca y el valor de los excedentes no es elevado, se puede conseguir una mayor tasa de autoabastecimiento (porcentaje de la generación que consume directamente el usuario) cuanto más tiempo están aparcados los vehículos coincidiendo con las horas de mayor generación fotovoltaica y, con ello, lograr un mayor ahorro. Por el contrario, si la demanda es alta y el valor dado a los excedentes es elevado, el autoabastecimiento se impulsa menos y se fomenta más la venta de energía al sistema.

En conclusión, aunque el coste de la energía en las comunidades energéticas se ve afectado por las características de uso del vehículo de la comunidad, las diferentes políticas que confluyen en las mismas, relativas a la generación fotovoltaica y los vehículos eléctricos, tienen un impacto mayor. Para evitar que estas tengan un impacto grave en el resto de agentes del sector eléctrico, debe optarse por aquellas que favorezcan un mayor autoabastecimiento por parte de la comunidad, como las medidas de reparto flexible de la generación fotovoltaica y la integración del vehículo en la gestión activa del edificio, tanto como carga flexible como almacenamiento reversible.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACQUIER, A.; DAUDIGEOS, T.; PINKSE, J. (2017): «Promises and paradoxes of the sharing economy: An organizing framework», *Technological Forecasting and Social Change*, 125: 1-10.
- ALVARO-HERMANA, R.; MERINO, J.; FRAILE-ARDANUY, J.; CASTAÑO-SOLIS, S.; JIMÉNEZ, D. (2019): «Shared Self-Consumption Economic Analysis for a Residential Energy Community», *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 1-6.
- ALVARO-HERMANA, R.; LARREA BASTERRA, M.; ÁLVAREZ PELEGRY, E. (2018): «Autoconsumo eléctrico. Normativa actual y experiencias internacionales de promoción del autoconsumo», Orkestra – Instituto Vasco de Competitividad.
- BARONE, G. *et al.* (2020): «How Smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles», *Energies*, 13(16): 4163-4181.
- BARTOLINI, A.; COMODI, G.; SALVI, D.; ØSTERGAARD, P.A. (2020): «Renewables self-consumption potential in districts with high penetration of electric vehicles», *Energy*, 213: 118653.
- DIRECTIVA 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO (2018): «De 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables».
- DÓCI, G.; GOTCHEV, B. (2016): «When energy policy meets community: Rethinking risk perceptions of renewable energy in Germany and the Netherlands», *Energy Research and Social Science*, 22: 26-35.
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY (2020): «EEA greenhouse gas - data viewer». Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> [Accedido: 29 de septiembre de 2020].
- FINA, B.; ROBERTS, M.B.; AUER, H.; BRUCE, A.; MACGILL, I. (2020): «Exogenous influences on deployment and profitability of photovoltaics for self-consumption in multi-apartment buildings in Australia and Austria». *Applied Energy*, 116309. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116309>
- HULD, T.; ŠŪRI, M.; DUNLOP, E.; ALBUISSON, M.; WALD, L. (2005): «Integration of HelioClim-1 database into PVGIS to estimate solar electricity potential in Africa». *Proceedings from 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 6-10 Junio 2005, Barcelona, Spain. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accedido 10 Octubre 2020].
- IPCC (2018): «IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global».
- LOWITZSCH, J. (2019): «Introduction: The challenge of achieving the energy transition», en *Energy Transition: Financing Consumer Co-Ownership in Renewables* (pp. 1-26).
- MURATORI, M. (2018): «Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand», *Nature Energy*, 3(3): 193-201.
- PETRONOR (2020): «Gaztelu Berri», 99.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2020): «ESIOS». Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es> [Accedido: 24 de septiembre de 2020].
- ROMERO-RUBIO, C.; DE ANDRÉS DÍAZ, J.R. (2015): «Sustainable energy communities: A study contrasting Spain and Germany». *Energy Policy*, 85: 397-409.
- TIEWS, K. (2018): «The Crash of a Policy Pilot to Legally Define Community Energy. Evidence from the German Auction Scheme», *Sustainability*, 10(10): 3397.
- YILDIZ, Ö.; GOTCHEV, B.; HOLSTENKAMP, L.; MÜLLER, J.R.; RADTKE, J.; WELLE, L. (2019): «Consumer (Co-)Ownership in Renewables in Germany», en Lowitzsch, J. (ed.), *Energy Transition*, Palgrave Macmillan, 271-293, Cham.