

# CAPÍTULO VIII

## Convergencia del interés de las comunidades energéticas y el sistema eléctrico

**David Robinson**

*Senior Research Fellow del Oxford Institute for Energy Studies.  
Doctor en Economía por la Universidad de Oxford*

**Íñigo del Guayo Castiella**

*Catedrático de Derecho Administrativo.  
Universidad de Almería*

**SUMARIO. 1. Introducción. 2. Legislación comunitaria y española relevante en materia de comunidades energéticas. 3. Análisis económico de la legislación española sobre comunidades energéticas. 3.1. Potencial de alineación en ausencia de distorsiones de precios. 3.2. Problemas de alineación debido a señales de precios distorsionadas. 3.2.1. Señales de precios deficientes aumentan los costes del sistema. 3.2.2. Las subvenciones a las comunidades energéticas pueden aumentar costes de los no miembros de las CE. 3.2.3. Problemas de alineación relacionados con diseño del mercado, regulación y gobernanza. 4. El papel de las grandes compañías energéticas en las comunidades energéticas. 5. Conclusiones. 6. Bibliografía.**

### 1. Introducción

En este capítulo se examinan los esfuerzos legislativos españoles para incorporar las directivas del Paquete de Energía Limpia de la UE 2018-19 —en el contexto de la inminente legislación sobre el diseño del mercado eléctrico europeo— con el foco puesto en las comunidades energéticas (CE)<sup>1</sup>. Identifi-

---

1. El 11 de abril de 2024 el Parlamento Europeo adoptó la reforma del mercado eléctrico de la UE que refuerza la legislación actual. Tan solo hace falta la adopción formal por el Consejo y su publicación en el DOUE. Debido a las limitaciones de espacio y al enfoque

camos un doble interés en el desarrollo de estas comunidades: primero, que beneficia a los miembros de la comunidad, y segundo, que sirve al sistema eléctrico en su conjunto y a la sociedad, en general. El reto está en equilibrar estos intereses para apoyar una transición energética inclusiva; o, en otras palabras, alinear los intereses de los miembros de la comunidad energética con los intereses de los no miembros.

El capítulo tiene cuatro secciones, además de esta introducción. En la segunda se presenta una visión general de la legislación europea y española en materia de comunidades energéticas y de la cuestión de las exenciones en el pago de peajes de acceso a la red y cargos del sistema. La sección tercera es un análisis económico de la alineación de las comunidades energéticas con el sistema eléctrico, donde la alineación se refiere a un interés común en reducir los costes de la transición energética y a un reparto equitativo de esos costes. Con estos objetivos, se explica cómo las comunidades energéticas deben adaptarse para reflejar las necesidades cambiantes del sistema. La sección 4 incluye una discusión acerca del modo en que las grandes compañías (energéticas) pueden participar en las comunidades y cómo su papel puede ser no solo el de facilitador y financiador, sino que tales empresas pueden también prestar otros servicios a esas comunidades, como la agregación y la optimización. La sección quinta concluye con recomendaciones de política pública para mejorar la convergencia del interés de las comunidades energéticas con el interés del sistema eléctrico en España.

## 2. Legislación comunitaria y española relevante en materia de comunidades energéticas

El Paquete de Energía Limpia 2018-19 de la UE trata de fomentar una mayor participación de los consumidores en los mercados de la electricidad. El paquete persigue, entre otros objetivos, poner al consumidor en el centro del sistema eléctrico. Entre otras muchas medidas para dar mayor poder a los

---

español, no analizamos detalladamente esta reforma. Sin embargo, dos propuestas son especialmente relevantes para las comunidades de energía: el reparto de energía (artículo 15a de la Directiva 2019/944/CE) y las disposiciones de flexibilidad (artículos 19c-19f del Reglamento sobre la electricidad 2019/943). El primero (reparto de energía) fomenta aún más la práctica del uso compartido de energía existente mediante la definición de funciones, derechos y responsabilidades pertinentes y la ampliación del derecho a categorías más amplias de clientes activos. El segundo (flexibilidad) especifica las obligaciones de los Estados miembros para el establecimiento de un único objetivo indicativo a nivel nacional para la flexibilidad no fósil, centrándose en la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía. Véanse, respectivamente, [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0285\\_ES.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0285_ES.html) y [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0284\\_ES.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0284_ES.html).

consumidores, el art. 16 de la Directiva (UE) núm. 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad<sup>2</sup> (en adelante, DE de 2019), regula las comunidades ciudadanas de energía (CCE), y el art. 22 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables<sup>3</sup> (en adelante, REN 2018), regula las comunidades de energía renovable (CER).

La legislación de la UE apoya dos “modelos” de comunidades, las CER y las CCE, pero eso no debe llevar a la conclusión errónea de pensar que se trata de las únicas formas posibles de acción colectiva por parte de los consumidores. Por ejemplo, el autoconsumo colectivo o la energía compartida es también un fenómeno de acción colectiva, conjunta, de los consumidores. Preciso es reconocer, sin embargo, que la legislación europea solo reconoce y protege expresamente determinados derechos (por ejemplo, el derecho de la CE a vender electricidad en todos los mercados, el derecho de los miembros a abandonar una comunidad energética) o impone determinadas obligaciones (por ejemplo, la obligación de pagar una parte equitativa de los costes del sistema) a las CER y las CCE. Esto no significa que los Estados miembros no puedan reconocer esos mismos derechos o imponer obligaciones similares a esas otras manifestaciones de acción colectiva de los consumidores eléctricos. Por ejemplo, en España gozan de larga tradición determinadas cooperativas. La cooperativa es una entidad jurídica, en el sentido que exige la legislación europea, lo cual las aproxima a las CER y/o a las CCE, pero para encajar completamente en esos dos modelos, deben llevar a cabo ulteriores adaptaciones.

El legislador español no ha transpuesto plenamente ambos preceptos a derecho español, si bien, para cumplir formalmente con su obligación de transposición, introdujo en 2020, dentro del art. 6 de la Ley núm. 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), una mención a las CER, como sujetos del sistema eléctrico, y otra mención en 2023, en el mismo sentido y dentro del mismo precepto, a las CCE (arts. 6, 1, letras j y k, respectivamente). Más recientemente, como forma de transposición más formal que sustantiva, el legislador introdujo en 2023 dos nuevos preceptos en la LSE (arts. 12 bis y 12 ter), donde se limita a transcribir, de forma prácticamente literal, los pertinentes preceptos de las directivas 2019/944 y 2018/2001.

---

2. DOUE L 158, de 14 de junio de 2019.

3. DOUE L 328, de 21 de diciembre de 2018.

Existe un borrador de real decreto sobre comunidades de energía renovable y comunidades ciudadanas de energía (el plazo de alegaciones estuvo abierto hasta el 17 de mayo de 2023), pero aún no ha sido aprobado. El borrador contiene algunas previsiones que suponen un avance sobre lo que establecen las directivas, pero sobre temas (como la distancia) que no son directamente relevantes para este capítulo. El borrador nada nuevo dice (respecto de la legislación europea) de los cargos y peajes. Se limita a recordar, en el Preámbulo, que es importante garantizar que los miembros de las CER no queden exentos de los costes, cargos, gravámenes e impuestos pertinentes que asumirían los consumidores finales que no pertenezcan a una comunidad. El art. 5, 3, del borrador establece que las CER estarán sujetas a peajes de red que reflejen los costes, así como a los pertinentes cargos, gravámenes e impuestos, garantizando que contribuyen, de forma adecuada, justa y equilibrada, al reparto del coste global del sistema de acuerdo con un análisis coste/beneficio transparente de los recursos energéticos distribuidos, elaborado por las autoridades competentes<sup>4</sup>.

En cuanto a los miembros de las CCE, el art. 11, letra b, segundo párrafo, dispone que también quedarán sometidos, en su caso, al pago de los peajes de acceso a la red de transporte y distribución y los cargos del sistema eléctrico en las mismas condiciones que las previstas en el marco general regulatorio establecido en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y en el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, respectivamente.

Este aparentemente diferente tratamiento de las CER y las CEE en cuanto a los cargos y peajes que deben soportar tiene su origen en la legislación de la UE, la cual parece establecer —bien que levemente— diferencias en ese punto entre ambos tipos de comunidades. A nuestro juicio, parece claro que el tratamiento, en punto a cargos y peajes, debería ser el mismo.

A falta de legislación española sobre las CER y las CCE, la mayoría de las recientes “comunidades energéticas” en España se han desarrollado para aprovechar los beneficios del autoconsumo, incluidas las exenciones del elemento variable de los cargos y peajes (exenciones que podrían llegar a ser

---

4. Hay una creciente bibliografía sobre comunidades energéticas entre los profesores de derecho público, pero han de destacarse las aportaciones de González Ríos (2020); Bartlett Castellà (2022); y, más recientemente, Revuelta Pérez (2024).

incompatibles con la legislación de la UE en materia de ayudas de Estado). Al autoconsumo (individual y colectivo) en España se refiere el Real Decreto núm. 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, en desarrollo del art. 9 de la LSE. Esa cierta generalización de la figura de la comunidad energética para autoconsumo colectivo empujó al Gobierno a modificar el Real Decreto sobre autoconsumo en 2022<sup>5</sup>, e introdujo un apartado 7 en el art. 4, del siguiente tenor:

“Para la realización del autoconsumo colectivo podrá constituirse una comunidad de energías renovables siempre que se cumpla con los requisitos establecidos para las mismas. Esta comunidad podrá actuar como representante de los consumidores a los efectos previstos en este real decreto siempre que estos otorguen las correspondientes autorizaciones”.

Este precepto quiere decir que los clientes que se unen para autoconsumir pueden constituir, si lo desean, una CER. Entonces, deberán cumplir con los requisitos establecidos para esas CER, en la legislación europea, en la (escasa) legislación vigente española y, en el futuro, en el Real Decreto de comunidades energéticas (cuando se apruebe).

De esta forma, las aspiraciones comunitarias de los consumidores españoles se están satisfaciendo mediante “comunidades de energía renovable para el autoconsumo”.

De conformidad con el Real Decreto núm. 244/2019, de 5 de abril, el autoconsumo colectivo implica a varios consumidores asociados a las instalaciones de generación. Puede ser sin excedentes y con excedentes (ambos pueden, a su vez, estar acogidos o no a la compensación simplificada). En cualquier modalidad, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.

La posibilidad de disfrutar de una reducción en los peajes y cargos por la energía autoconsumida es un importante incentivo para el autoconsumo. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9, 5 de la LSE, la energía autoconsumida

---

5. Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”, así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

de origen renovable, cogeneración o residuos está exenta de todo tipo de peajes y de cargos (arts. 17, 1, y 18, 1, ambos del Real Decreto núm. 244/2019). Sin embargo, los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo están sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores<sup>6</sup>.

Tal y como describe el Real Decreto núm. 244/2019, la exención de peajes y cargos se aplica únicamente sobre la energía consumida, es decir, al término variable (volumétrico, en €/kWh) de los peajes y cargos vigentes para el grupo tarifario y nivel de tensión del consumidor. No se aplica, por tanto, al término fijo de peajes ni de cargos, relacionado con la potencia contratada.

### 3. Análisis económico de la legislación española sobre comunidades energéticas

El marco analítico utilizado en esta sección se centra en dos aspectos de la mejora del bienestar: la eficiencia económica y el impacto distributivo<sup>7</sup>. En la medida en que las comunidades energéticas y sus miembros tienen incentivos para invertir y operar de manera que beneficien a sus miembros, así como a los consumidores fuera de la comunidad, la relación entre las comunidades y el resto del sistema eléctrico está bien alineada. Si el marco tiene el efecto de aumentar los costes generales del sistema eléctrico, o beneficiar a las comunidades a expensas de los consumidores de electricidad fuera de él, no está bien alineado.

#### 3.1. Potencial de alineación en ausencia de distorsiones de precios

En ausencia de distorsiones de precios (es decir, el precio no refleja los costes), en general existe una alineación positiva entre las comunidades energé-

6. Véanse: Real Decreto núm. 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica; Real Decreto núm. 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica; Circular núm. 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad; y Real Decreto núm. 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

7. Esta sección sobre alineación resume una evaluación más extensa realizada por los autores en una publicación anterior: Robinson y Del Cuayo (2022). Para más información sobre los objetivos de eficiencia, véase Robinson (2021).

ticas, sus miembros y los no miembros. Las recientes reformas en el diseño del mercado de la electricidad han reforzado esta alineación al enfatizar la importancia de la flexibilidad (respuesta de la demanda y almacenamiento) y el “*sharing*” (reparto de energía).

*Inicialmente, precios de la energía más bajos.* Las energías renovables como la solar tienen costes marginales casi nulos. Cuando la penetración de las energías renovables es baja y los precios al por mayor reflejan los costes marginales de generación fósil, la generación renovable distribuida permite a los miembros de las comunidades energéticas reducir sus facturas de energía al limitar la compra de electricidad a precios que reflejen los mercados mayoristas. Los consumidores fuera de las CE también se benefician, en la medida en que el aumento de la producción renovable (procedente de las CE y de la generación renovable a gran escala) reduce el precio del mercado mayorista y el precio minorista. Es importante tener en cuenta que las CE y sus miembros generan electricidad renovable, pero dependen de la electricidad generada fuera de la CE (en el mercado mayorista) cuando no se dispone de la suya, normalmente cuando no brilla el sol. Esto hace que tanto los miembros como los no miembros de las CE se interesen por un precio más bajo de la electricidad en el mercado mayorista.

*Presiones competitivas.* Las comunidades energéticas refuerzan las presiones competitivas y reducen los costes del sistema eléctrico. En primer lugar, la generación propia dentro de la comunidad compite con la generación a gran escala que se vende en el mercado mayorista. Además, las comunidades energéticas pueden comprar electricidad mediante acuerdos de compra de energía (PPA) a empresas de fuera de la comunidad, lo que aumenta aún más la proporción de generación que no entra en el mercado mayorista. En tercer lugar, las comunidades energéticas compiten con los proveedores minoristas, que compran en el mercado mayorista en nombre de los consumidores finales. Todos los miembros de la comunidad tienen la libertad de salir de la comunidad, y los miembros tienen derecho a comprar al proveedor minorista de su elección la energía no suministrada dentro de la comunidad. Estas opciones competitivas introducen incentivos para que la propia comunidad y los proveedores y generadores externos innoven, mejoren la calidad y la gama de servicios, reduzcan los precios y, en general, respondan a las preferencias de los consumidores.

*Menores emisiones de carbono.* Cuando las CE consumen o almacenan la energía que generan, sus miembros dependen menos de la elec-

tricidad al por mayor. Esto no tiene un efecto notable en las emisiones incrementales de carbono cuando la energía en el margen del mercado mayorista también es renovable; simplemente está desplazando una fuente renovable por otra. Sin embargo, si la comunidad puede invertir en almacenamiento y gestión de la demanda y utilizar la flexibilidad resultante para que la comunidad almacene energías renovables (cuando no sean necesarias y consume esa energía renovable almacenada en el momento en que la energía marginal en el sistema se genere a partir de combustibles fósiles), entonces la comunidad está contribuyendo a una reducción de las emisiones de todo el sistema.

*Costes futuros del sistema más bajos.* Las CE pueden reducir los costes futuros de inversión y operación del sistema a través de la flexibilidad que proporcionan. Por un lado, la penetración de la generación renovable y los recursos energéticos distribuidos (DER, como baterías) pueden reducir la necesidad de redes adicionales y de generación y almacenamiento a gran escala. Las recientes reformas europeas del diseño del mercado de la electricidad refuerzan la capacidad de las CE de ser flexibles.

*Menor coste de seguridad de suministro.* Hay otra contribución potencial de las CE a la reducción de los costes del sistema eléctrico. En general, la penetración de energías renovables intermitentes aumenta la fragilidad del sistema eléctrico. A medida que las centrales eléctricas convencionales abandonan el sistema, muchos de los servicios de ajuste que proporcionaban deben ser reemplazados para mantener la estabilidad del sistema. Algunos de ellos (por ejemplo, control de frecuencia y arranque en negro) pueden ser proporcionados por nuevos recursos a gran escala conectados a la red de transmisión. Es posible que sea necesario actualizar y ampliar las redes para conectar estos recursos. Sin embargo, las CE y otras configuraciones comerciales (por ejemplo, los agregadores independientes) son capaces de combinar muchos DER a través de plataformas digitales que actúan como centrales eléctricas virtuales (*Virtual Power Plants, VPP*)<sup>8</sup>. Estas VPP ofrecen una alternativa competitiva a los recursos de generación y almacenamiento a gran escala conectados a la red de transmisión, como muestra un estudio de Brattle<sup>9</sup>. El sistema necesitará recursos distribuidos y centralizados, y los recursos distribuidos serán cada vez más importantes para garantizar la resiliencia.

---

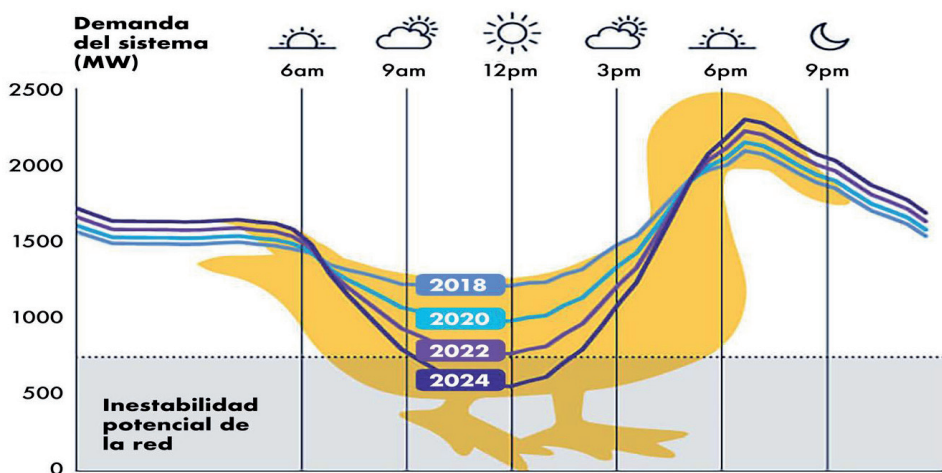
8. Véase Mancarella (2020).

9. Hledík y Peters (2023).



*Flexibilidad para gestionar los efectos de la curva de pato.* El potencial de alineación también existe con la mayor penetración de las energías renovables solares fotovoltaicas. Esa penetración cambia la demanda residual de la red (después de restar la generación renovable) de una manera que refleja la forma de una curva de pato, como se ilustra en la *Figura 1*. Cada año, a medida que aumenta la penetración de las energías renovables, la demanda residual de la red durante el día disminuye, ya que los hogares y las empresas utilizan la energía producida por sus sistemas solares en los tejados. Cuando el sol se pone, el sistema debe reemplazar rápidamente la energía solar. Cuanto mayor sea la penetración de las energías renovables, mayor será la necesidad de recursos flexibles. Esto tiene dos efectos. En primer lugar, conduce a precios mayoristas muy bajos durante las horas de sol y a precios más altos cuando se pone el sol. En segundo lugar, la baja demanda residual puede crear problemas de inestabilidad para la red, lo que requiere servicios de ajuste para mantener la estabilidad del sistema. La combinación de estas condiciones proporciona incentivos económicos para aplanar la curva de demanda, es decir, desplazar la demanda (incluido el almacenamiento) a las horas en que brilla el sol y los precios mayoristas son bajos, y reducir la demanda (o usar la energía almacenada) en las horas en que el sol no brilla y esos precios son altos. También ofrece incentivos para que los servicios de ajuste mantengan estable la red. Las señales de precios de los mercados que reflejan estos costes cambiantes fomentan el desarrollo de la flexibilidad por parte de los miembros y no miembros de las CE.

**Figura 1. Curva de pato para Australia Occidental**



Una representación gráfica de la "curva de pato" para el SWIS, creada con datos de 2020 de AEMOL.

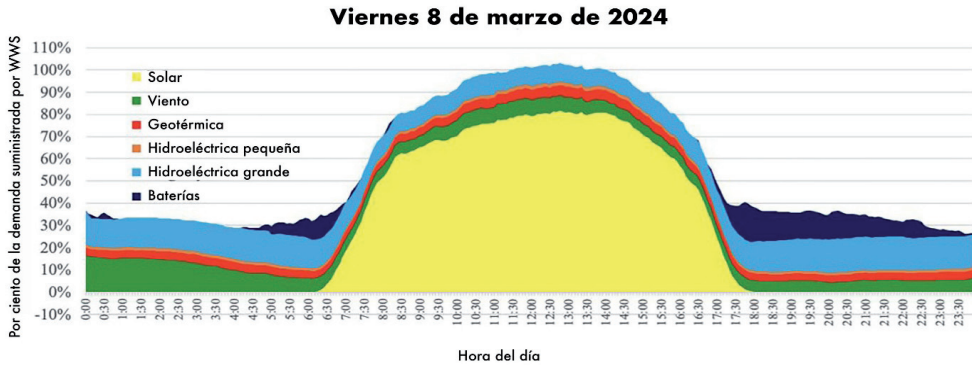
La experiencia de otros países que se enfrentan a una profunda penetración de las energías renovables ilustra la respuesta al fenómeno de la curva de pato, es decir, un aumento en el uso de baterías<sup>10</sup>. La *Figura 2* ilustra el porcentaje de la demanda de la red principal de California abastecida por generación renovable, que alcanza más del 100 % al mediodía con la energía solar, proporcionando la mayor parte de la generación renovable. Las baterías juegan un papel importante antes y después de que salga el sol y después de que se pone. En marzo de 2024, el almacenamiento de baterías se convirtió, por primera vez, en la mayor fuente de suministro en el pico vespertino de California. En un día, descargó más de 6 GW por primera vez, proporcionando hasta un 25 % de cuota de suministro, y fue el mayor proveedor de la red durante dos horas. La mayor parte de ese almacenamiento de baterías era a gran escala, pero el almacenamiento también lo proporcionaban los recursos distribuidos.

La experiencia en estos países es relevante para España, que ha comenzado a experimentar los efectos de una curva de pato, que implica períodos de precios bajos, nulos o negativos, precios mayoristas más altos cuando las renovables no están operando y costes de ajustes crecientes para mantener estable el sistema<sup>11</sup>. La reducción de precios durante las horas soleadas está conduciendo a una disminución del interés económico en la autogeneración, y puede socavar también el interés en ser miembro de una CE. Las CE deberían hacer un esfuerzo por ser más flexibles (a través del almacenamiento y la flexibilidad de la demanda) para evitar pagar precios de mercado altos cuando no brilla el sol y para encontrar nuevas fuentes de valor económico, como la venta de servicios de flexibilidad al sistema.

10. <https://reneweconomy.com.au/battery-storage-becomes-biggest-source-of-supply-in-evening-peak-in-one-of-worlds-biggest-grids/>. El almacenamiento en baterías también desempeña un papel importante en Australia del Sur, que tiene una cuota líder mundial del 75 % de energía eólica y solar en su red. El almacenamiento de baterías es ahora una característica de los picos matutinos y vespertinos allí, y a menudo representa más del 10 % del suministro.

11. Los costes de ajuste (de control de frecuencia y no frecuencia) en España subieron de €2.35/MWh en 2018 a €10.18/MWh en 2023. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste>.

**Figura 2. Porcentaje de demanda de electricidad de la red principal de California suministrada por energía eólica, hidráulica y solar**



Fuente de datos: <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/supply.html>

*Razones adicionales para la alineación.* Más allá de la alineación económica, las comunidades energéticas pueden tener muchos otros efectos beneficiosos para sus miembros y para la sociedad en general. Los más importantes incluyen la participación ciudadana y el control sobre las decisiones clave que afectan a sus vidas. En la medida en que las comunidades energéticas permiten y animan a los ciudadanos a participar en la toma de estas decisiones y a sentir que se benefician directamente de ellas, es casi seguro que las comunidades aumentan el apoyo político y social a las políticas destinadas a promover la transición energética. Además, si estas comunidades son capaces, como se pretende, de crear empleo local y hacer frente a la pobreza entre sus miembros, tienen el potencial de hacer muchas otras contribuciones sociales importantes. En resumen, el potencial de alineación es muy positivo.

### 3.2. Problemas de alineación debido a señales de precios distorsionadas

Las señales distorsionadas de los precios socavan la alineación en dos aspectos: al aumentar los costes del sistema, y al trasladar los costes a los no miembros. A continuación, se ofrece un resumen de algunas de las distorsiones y sus efectos.

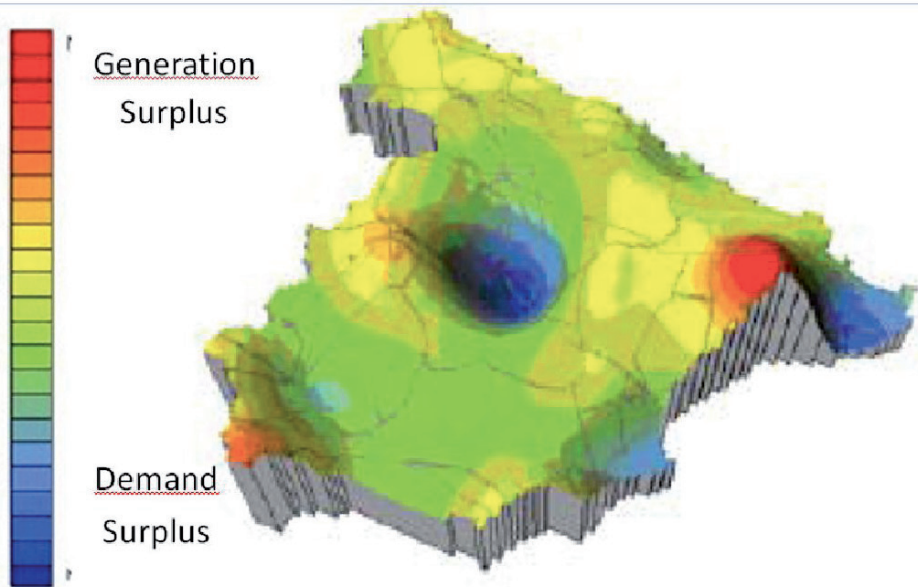
### 3.2.1. Señales de precios deficientes aumentan los costes del sistema

Hay al menos dos distorsiones de precios<sup>12</sup> que pueden aumentar los costes cuando motivan el desarrollo de la generación distribuida (en una CE o para particulares). La primera es la ausencia de señales de ubicación; la segunda es el efecto de escala relacionado con la generación.

*Señales de precios de ubicación.* Las comunidades energéticas, al igual que el resto de los agentes, deben tener incentivos para reducir los costes incrementales, tanto para ellas como para el sistema en su conjunto. Para que exista esa condición, los precios pagados por estas comunidades deben reflejar los costes incrementales que imponen. En ese caso, cuando la comunidad reduce la energía comprada al sistema existente mediante el autoconsumo de su propia generación, reduce los costes del sistema y debe ser compensada en consecuencia. La compensación debe reflejar la reducción de las pérdidas de la red y de los costes de explotación y mantenimiento de la red, los servicios del sistema (por ejemplo, de ajuste) y la energía. Sin embargo, es importante distinguir los lugares en los que los costes del sistema se reducen gracias a la generación distribuida de aquellos en los que los costes pueden aumentar. La *Figura 3* ilustra dónde la construcción de nueva generación puede aumentar los costes del sistema de transmisión y dónde puede reducirlos. Traza un mapa de las zonas de España por referencia a la diferencia entre generación y demanda<sup>13</sup>. En las zonas con más generación que demanda (es decir, zonas rojas), la construcción de más generación no reduce los costes de la red de transmisión: pueden aumentar los costes. En las zonas donde la demanda es mayor que la generación (es decir, las zonas azules), la generación de edificios reducirá las pérdidas de transmisión y otros costes. En España, una comunidad energética en Madrid, Barcelona o Valencia reducirá las pérdidas, pero no en Cádiz o Tarragona.

12. Otra distorsión es la temporalidad de precios, que debe reflejar costes incrementales en tiempo real. No lo comentamos aquí por motivos de espacio. Se analiza en Robinson y Del Guayo (2022).

13. Véanse Tévar-Bartolomé *et al.* (2021).

**Figura 3. Desbalance de generación eléctrica y demanda en España**

Fuente: REE.

Esta *Figura 3* no es lo suficientemente precisa como para evaluar el impacto de la nueva generación (es decir, la construcción de una comunidad energética) en la red de distribución. Pero sí ilustra la necesidad de ser específico sobre los costes de la red antes de determinar en qué medida una comunidad energética va a bajar los costes. Las diferencias de ubicación no son reconocidas por los peajes de red españoles, que son uniformes a nivel nacional. Por lo tanto, la compensación no refleja las condiciones económicas subyacentes.

*Economías de escala.* El argumento económico a favor de las CE se basa en el argumento de que la generación distribuida reduce los costes incrementales de las redes. Sin embargo, hay que ver el coste incremental de las alternativas. La energía solar y eólica a gran escala es significativamente menos costosa que las energías renovables a pequeña escala, incluso si se tienen en cuenta los costes de red evitados de la generación a gran escala a distancia. La consecuencia es que es probable que la generación solar a pequeña escala en una comunidad energética sea más cara que la generación solar construida a mayor escala. Para ser económicamente viables sin subvenciones permanentes, las CE deben reducir al mínimo las desventajas mediante proyectos de generación a mayor escala y encontrar formas de reducir sus costes y crear nuevas fuentes de ingresos, por ejemplo utilizando

el DER para ofrecer servicios de flexibilidad en los mercados locales y mayoristas.

### 3.2.2. *Las subvenciones a las comunidades energéticas pueden aumentar costes de los no miembros de las CE*

En España, existen varios incentivos económicos que apoyan el autoconsumo. Algunos de los ahorros son incentivos fiscales transparentes, por ejemplo, una reducción en el impuesto sobre bienes inmuebles, que puede llegar al 50 % durante cinco años, para promover los paneles solares; o hasta el 95 % del impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras; además de las deducciones en el IRPF<sup>14</sup>. Estos subsidios explícitos no tienen un impacto económico directo a corto plazo en el sector eléctrico, porque los subsidios se pagan con cargo a los impuestos generales. Sin embargo, no está claro si estos subsidios son un uso eficiente de los fondos públicos. Podría decirse que están más justificados en áreas donde se necesita más generación local para equilibrar la demanda. Además, sería más adecuado ahora que las subvenciones se dirigieran a aumentar la flexibilidad y la capacidad de almacenamiento de las CE, habida cuenta de la necesidad de gestionar los efectos de la curva de pato.

Hay otro incentivo para el autoconsumo que favorece a los miembros de las CE por su autoconsumo e implica trasladar los costes a los no miembros que no son autoconsumidores. Los autoconsumidores no pagan el componente variable del peaje de acceso a la red eléctrica<sup>15</sup>. Esta política es eficiente y justa si el componente variable refleja los verdaderos costes variables del sistema, en particular la reducción de las pérdidas y las redes evitadas. Sin embargo, en España, el componente variable del peaje de acceso incluye costes que no varían con el consumo, incluidos algunos de los costes fijos de la red y los cargos de política pública. Aunque los cargos están disminuyendo<sup>16</sup>, las exenciones siguen implicando un subsidio para los autoconsumidores. Para precios de mercado en los que el PVPC se sitúe en

14. <https://elpais.com/sociedad/2021-04-30/autoconsumo-solar-la-hucha-para-ahorrar-con-las-nuevas-tarifas-electricas.html>.

15. Véase Robinson y Del Guayo (2022).

16. Al final de 2023, el Gobierno prorrogó políticas que se introdujeron con la guerra de Ucrania. Mantuvo los “cargos” del sistema eléctrico un 55 % por debajo de los niveles previos a la guerra para la mayoría de los consumidores, y con descuento del 80 % en los peajes de las empresas electrointensivas. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/12/el-gobierno-prorroga-las-medidas-energeticas-de-proteccion-por-l.html>.

torno a 0,1 €/kWh, la reducción de cargos y peajes podría suponer un ahorro equivalente a entre el 50 % y el 75 % del término de energía en la factura.

### 3.2.3. *Problemas de alineación relacionados con diseño del mercado, regulación y gobernanza*

Existen varias características de diseño y gobernanza del mercado eléctrico español que pueden actuar como barreras para la alineación de interés entre las CE y el sistema, porque limita la capacidad de las CE de crear nuevas fuentes de ingresos y al mismo tiempo contribuir a la reducción de los costes del sistema. Uno de los retos para las CE es conseguir acceso a los mercados mayoristas existentes (energía y servicios de ajuste). En la actualidad, no se ha elaborado una legislación que permita la participación de las CE o de los agregadores independientes en esos mercados<sup>17</sup>. Además, los mercados se diseñaron originalmente para la generación a gran escala y no pensando en los recursos energéticos distribuidos del lado de la demanda. Por ejemplo, la participación en los mercados de reserva secundaria requiere que la entidad tenga una “zona de reserva”, que incluye al menos 200 MW de generación o demanda de electricidad. Esto es una barrera para las CE más pequeñas.

Un segundo desafío es la ausencia de mercados locales de flexibilidad. Es probable que las CE puedan contribuir especialmente a ayudar a los gestores de las redes (GDR) a gestionar el sistema a nivel local. España lleva muchos años planeando llevar a cabo pilotos de mercado de flexibilidad local en varias ciudades, pero aún no existen tales mercados.

Otro obstáculo es la gobernanza de las redes locales. Para gestionar la congestión del sistema de distribución en el futuro, al menor coste, es importante seleccionar la combinación de recursos más económica, eligiendo entre los recursos propiedad de la propia red (y sus empresas afiliadas) y los recursos de otros operadores, incluidos los agregadores independientes, los consumidores finales, las empresas de almacenamiento y las comunidades energéticas. Hacen falta mercados locales (como existen en Reino Unido y Portugal, entre otros países) que sean transparentes y libres de cualquier conflicto de intereses.

---

17. Las comunidades energéticas pueden participar en los mercados mayoristas a través de empresas comercializadoras o agregadores, pero se necesita más legislación para permitir que las CE participen directamente.

#### 4. El papel de las grandes compañías energéticas en las comunidades energéticas

La finalidad de esta sección es tratar de contestar a la pregunta relativa al papel de las grandes compañías energéticas, no solo como agentes facilitadores de la creación, promoción y gestión de las comunidades energéticas, sino también como potenciales prestadores de varios otros servicios a esas comunidades, tales como la agregación y la optimización. Su papel en la transición, además, no se limita al ámbito de las comunidades energéticas propiamente dichas, sino que también afecta a otros tipos más amplios de comunidades, como las redes cerradas de distribución de energía eléctrica.

La Directiva núm. 2018/2001 y la Directiva núm. 2019/944 (referenciadas en la sección 1 de este capítulo) regulan las CER y las CCE. Hay algunas cuestiones legales controvertidas en torno a las dos nuevas comunidades, en particular las relacionadas con quién puede ser miembro. Las dos comunidades previstas por las directivas crean una complejidad notable de relaciones entre la comunidad y sus miembros y entre miembros. Ambas directivas hacen una elección relativa a la expresión *comunidad*. Para tener una imagen más amplia de la futura descentralización de la electricidad, es fundamental subrayar que existen otras comunidades energéticas en los Estados miembros, además de las dos comunidades reguladas en ambas directivas. De acuerdo con el DE de 2019, las disposiciones sobre CCE “no excluyen la existencia de otras iniciativas ciudadanas, como las que derivan de acuerdos de Derecho privado” (considerando núm. 44 de la DE 2019). Si bien esa aclaración no está incluida dentro de la REN 2018, es obvio que pueden existir otras iniciativas en el campo de las energías renovables, que impliquen la creación de comunidades. Las disposiciones de las directivas no pretenden homogeneizar todas esas iniciativas bajo una forma jurídica uniforme. Pretenden más bien garantizar que los Estados miembros promulguen la legislación adecuada para permitir que las CER y las CCE, como entidades jurídicas, sean capaces de disfrutar de una serie de derechos y de cumplir una serie de obligaciones, y, por tanto, de participar en todos los mercados de electricidad.

De acuerdo con las definiciones proporcionadas por las directivas, los miembros o accionistas tanto de las CCE como de las CER son: i) personas físicas; ii) autoridades locales, incluidos los municipios; o iii) pequeñas y medianas empresas (pymes, en el caso de las CER) o pequeñas empresas (en el caso de las CCE). En consecuencia, a partir de la redacción de las definiciones proporcionadas por la REN 2018 y la DE 2019, parece que no hay diferencia entre los dos tipos de comunidades con respecto a quién puede



convertirse en miembro: art. 2 (11) (a) de la DE 2019, y art. 2 (16) (b) de la REN 2018. Sin embargo, se debe criticar la forma en que están escritas la DE 2019 y la REN 2018, ya que el lector no obtiene una idea clara de qué tipo de miembros son aceptados en las CCE y las CER al leer las definiciones y los artículos relevantes, sino solo cuando esos artículos se leen, simultáneamente, con los considerandos de ambas directivas.

A la luz de las definiciones de CER y CCE, se podría argumentar que las grandes empresas de energía no pueden participar en las comunidades energéticas. No obstante, pueden participar tanto en las CER como en las CCE, ya que hay que leer las definiciones pertinentes y los arts. 22 de la REN 2018 y 16 de la DE 2019, a la luz de los considerandos de ambas directivas, que aceptan claramente como miembros a las grandes empresas de energía: considerando núm. 44 de la REN 2018 y considerando núm. 71 de la DE 2019.

La solución a esta contradicción es que las grandes empresas de energía pueden participar en las comunidades, pero no pueden involucrarse en el proceso de toma de decisiones de la comunidad. No hay referencias a las grandes empresas de energía como miembros de las CER, ni dentro de la definición de una CER, ni en el artículo 22 de la REN de 2018. Sin embargo, las grandes empresas de energía pueden participar en las CER, pues así lo da a entender el considerando núm. 71:

“Para evitar abusos y garantizar una amplia participación, las comunidades de energías renovables deben poder conservar su autonomía respecto de los miembros individuales y de otros actores habituales en el mercado que participen en la comunidad como miembros o socios, o que cooperan de otras formas, como por ejemplo mediante la inversión”.

Cuando habla de “otros actores habituales” se está refiriendo, sin duda, a los grandes grupos energéticos.

También hay una falta de referencia a grandes empresas de energía dentro de la definición de CCE y dentro del art. 16 de la DE 2019. Sin embargo, la DE 2019 acepta expresamente ese tipo de miembros o accionistas dentro de las CCE. Su considerando núm. 44 dispone lo siguiente:

“La pertenencia a las comunidades ciudadanas de energía debe estar abierta a todas las categorías de entidades. No obstante, deben reservarse las competencias de decisión dentro de una comunidad ciudadana de energía a aquellos miembros o socios que no participen en una actividad económica a gran escala y para los cuales el sector de la energía no constituya un ámbito de actividad económica principal”.

Junto a la participación formal como miembros de la comunidad (por ejemplo, como accionistas), la REN 2018 prevé la posibilidad de que los miembros individuales y otros actores tradicionales del mercado cooperen con las CER, “a través de otros medios como la inversión” (considerando núm. 71). No se incluye ninguna disposición específica sobre los inversores (como algo diferente de los miembros o accionistas) en la DE 2019, pero no parece haber ningún obstáculo para eso.

Los miembros o accionistas de las comunidades deben controlar efectivamente las CCE y las CER: art. 2 (11) (a) de la DE 2019 y art. 2 (16) (a y b) de la REN 2018. Simultáneamente, ambas directivas incluyen llamadas a la autonomía de las CCE y de las CER respecto de sus miembros. Dicha autonomía es particularmente necesaria cuando las grandes empresas de energía participan en las comunidades energéticas como miembros o accionistas, o cuando cooperan con las comunidades energéticas como inversores. En esos casos, el diseño de su gobernanza debe estar sujeto a algunas especialidades.

La REN 2018 establece que la CER debe ser autónoma: art. 16 (1) (a) de la REN 2018. En el contexto en que eso se dice, está claro que se refiere a la autonomía de la propia CER en relación con sus miembros. La apelación a la autonomía de la CER es para evitar abusos y asegurar una amplia participación en la comunidad, ya que la CER debe ser capaz de permanecer autónoma de los miembros individuales y de otros actores habituales del mercado eléctrico que participan en la CER como miembros o accionistas, o que cooperan a través de otros medios, como la inversión: considerando núm. 71 de la REN 2018. También está claro que cuando ese considerando habla de “otros actores habituales del mercado” o “inversores” se está refiriendo a grandes empresas de energía. Por su parte, los artículos relevantes dedicados a las CCE dentro de la DE 2019 no hacen una llamada expresa a la autonomía de la CCE, pero el considerando núm. 44 es muy claro al respecto, en el sentido de que las grandes empresas no tienen ningún poder de decisión. La gobernanza debe desarrollarse de tal manera que los intereses de las empresas eléctricas existentes no prevalezcan sobre los intereses sociales, ambientales o económicos de la CCE. Eso implica que los poderes de decisión dentro de una CCE deben limitarse “a aquellos miembros o socios que no participen en una actividad económica a gran escala y para los cuales el sector de la energía no constituya un ámbito de actividad económica principal” (considerando núm. 44 de la DE 2019). La REN 2018 va más allá, ya que no solo limita el papel de las empresas privadas en el proceso de toma de decisiones, sino que excluye la participación en una CER de empresas privadas, cuando la participación constituya su principal actividad comercial o profesional: art. 22 (1) de la REN 2018.

Por tanto, tanto en la CCE como en la CER existe la necesidad de lograr un equilibrio entre el control (ejercido por los miembros) y la autonomía (de las comunidades frente a sus miembros).

Ambas directivas prevén que los miembros de las comunidades sean consumidores. En el caso de la CER, se hace una mención particular de los consumidores domésticos (art. 22, 1, de la REN 2018), incluidos aquellos perteneciente a hogares vulnerables o de bajos ingresos (incluidos los inquilinos): art. 22, 4, letra f, de la REN 2018, y considerando núm. 67 de la REN 2018. En el caso de la CCE, los consumidores domésticos o consumidores activos: art. 16, 1, letra c, de la DE 2019. Según la REN 2018, la participación de los consumidores domésticos en las CER ayudará a combatir la pobreza energética a través de la reducción del consumo y la reducción de las tarifas de suministro: considerando núm. 67 de la REN 2018.

Sin embargo, la participación en ambas comunidades está abierta a miembros que no sean consumidores. El hecho de que ambas directivas mencionen únicamente a los consumidores como posibles miembros de las comunidades, dentro de los respectivos artículos que las regulan (art. 22 de la REN 2018 y art. 16 de la DE 2019), no excluye la participación de otros miembros. Eso queda claro a la luz de las definiciones de CCE y CER y de los considerandos relevantes. La participación debe estar abierta a todas las categorías de entidades y debe ser voluntaria: art. 2, 16, letra a, y considerando núm. 70 de la REN 2018, y art. 2, 11, letra a, y considerando núm. 44 de la DE 2019. Cuando las directivas establecen que los miembros de las CCE y de las CER son personas físicas, autoridades locales y pymes (o pequeñas empresas), no significa que deban ser consumidores. La visión de las directivas es que las comunidades están abiertas a la participación, pero que se debe garantizar la participación de los consumidores.

Los miembros o accionistas de una CCE no pierden sus derechos y obligaciones como clientes domésticos o clientes activos, y los miembros de una CER mantienen sus derechos u obligaciones como clientes finales: art. 16, 1, letra c, de la DE 2019, y art. 22, 1, de la REN 2018. Los Estados miembros deben garantizar que las CCE y las CER tengan derecho a organizar en su seno la distribución entre sus miembros de la electricidad producida por las unidades que son propiedad de la comunidad, sin perjuicio de que los miembros de la comunidad conserven sus derechos y obligaciones como clientes finales: art. 16, 3, letra e, de la DE 2019, y art. 22, 2, letra b, de la REN 2018.

La confusión existente en las directivas acerca de quién puede ser miembro de una CER y de una CCE se extiende, lógicamente, a la legisla-

ción española (tanto la vigente como el borrador de real decreto de comunidades), por la sencilla razón de que la ley española se limita a transcribir literalmente los preceptos de las directivas. Hay quienes mantienen que las grandes empresas energéticas no pueden ser miembros de las CER.

Existen limitaciones para que las grandes empresas (energéticas) participen y/o gestionen las comunidades energéticas. Sin embargo, las grandes compañías energéticas pueden tener un gran papel sobre las comunidades energéticas, y no solo pueden ejercer un papel facilitador o promotor de esas comunidades, o de inversión, sino que también pueden prestar varios otros servicios a las comunidades, como la optimización interna de los recursos compartidos y la agregación de estos recursos para la compra y venta en mercados fuera de la CE.

## 5. Conclusiones

La principal conclusión es que existe un potencial significativo de alineación entre los miembros de la comunidad energética y los consumidores que no lo son. Sin embargo, las distorsiones de los precios, así como los problemas normativos, de diseño del mercado y de gobernanza, pueden socavar la alineación, elevando los costes de los sistemas y trasladando costos a los no miembros.

Recomendamos prestar atención a las siguientes cuestiones a la hora de transponer la legislación de la UE a España.

*Primera.* Inicialmente, las CE necesitarán apoyo financiero, que no debe hacerse a expensas de los consumidores de electricidad de fuera de las CE, sino más bien en forma de subvenciones directas y transparentes del Gobierno y que estén limitadas en el tiempo. Sin embargo, es importante analizar la eficacia de las políticas públicas en el cumplimiento de sus objetivos. En vista de la creciente necesidad de flexibilidad en el sistema eléctrico y el potencial de las CE de ofrecerlo, el apoyo de las políticas públicas debería centrarse más en el almacenamiento y la respuesta de la demanda.

*Segunda.* Es cierto que en la legislación existen limitaciones para que las grandes empresas (energéticas) participen y/o gestionen las comunidades energéticas. A nuestro juicio, sin embargo, tales limitaciones no son absolutas y, lo que es más importante todavía, las grandes compañías energéticas pueden tener un gran papel en materia de comunidades energéticas, y no solo pueden ejercer sobre ellas un papel facilitador o promotor, o de inversión, sino que igualmente pueden prestar varios otros servicios a las

comunidades, como la optimización interna y la agregación para la compra y venta en mercados eléctricos externos.

*Tercera.* La futura regulación española debería ofrecer a las CE mayores incentivos para reducir sus propios costes y crear nuevas fuentes de ingresos o de ahorro de costes; todos en línea con la legislación europea.

- A) Para ayudarles a reducir costes, la legislación de las CE debe permitir la compra de energía renovable (por ejemplo, con contratos *PPA*) a distancias más largas de las permitidas actualmente para aprovechar los beneficios económicos de las instalaciones de energía y almacenamiento a mayor escala.
- B) Dentro de la comunidad energética, será esencial desarrollar la flexibilidad, en particular confiando en el almacenamiento. Los modelos de negocio que utilizan plataformas digitales ayudan a optimizar los recursos dentro de la CE y a comerciar con mercados y socios externos.
- C) Para aumentar los ingresos potenciales de las CE, es importante crear mercados locales de energía y congestión, y garantizar a las CE el acceso a todos los mercados mayoristas nuevos y existentes.
- D) El futuro diseño de peajes de red debe provocar que a los consumidores les resulte indiferente elegir entre la compra de electricidad como individuos o como comunidad energética, excepto en la medida en que la comunidad reduzca los costes del sistema, en cuyo caso los miembros de la comunidad deben ser compensados en consecuencia.

*Cuarta.* La legislación actual ofrece incentivos financieros para el autoconsumo, individualmente o en comunidad, al permitir que el autoconsumidor evite el pago de determinados impuestos, peajes de red o cargos políticos. Esto implica trasladar los costes del sistema a otras personas ajenas a la comunidad. En el futuro, los subsidios deben ser financiados por el presupuesto público.

*Quinta.* A fin de garantizar un acceso no discriminatorio a las redes y a los mercados locales para la gestión de la energía y la congestión, la legislación debe garantizar que el gestor de la red de distribución trate todos los recursos sin discriminación en lo que respecta a su propiedad. También debe garantizar que estos gestores dispongan de incentivos para facilitar la conexión de las comunidades energéticas y su participación en todos los mercados.

*Sexta.* A la hora de transponer la legislación de la UE relativa a las comunidades de energías renovables y a las comunidades ciudadanas de energía,

así como la nueva legislación relacionada con los mercados de la energía, es importante avanzar en la dirección sugerida anteriormente. En el medio plazo, la incertidumbre en los precios mayoristas en un mercado dominado por renovables con economías de escala, y también la incertidumbre sobre la evolución de los peajes y cargos regulados, podría provocar una pérdida de competitividad para el modelo de CE exclusivamente basado en comercialización bajo autoconsumo. Así, concluimos que el actual modelo de negocio debería evolucionar hacia una gestión inteligente de los recursos de flexibilidad dentro de la comunidad, incluidos las baterías, los vehículos eléctricos y las bombas de calor. De hecho, las comunidades energéticas deberían en un futuro tener el derecho de agregar recursos y participar en los diferentes mercados de energía, y por ello la legislación debería contemplarlas al igual que a los agregadores independientes.

## 6. Bibliografía

- Bartlett Castellà, E. R. (2022). Comunidades energéticas. En J. F. Alenza García y L. Mellado Ruiz (coords.). *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (pp. 289-311). Madrid: Marcial Pons.
- González Ríos, I. (2020). Las «Comunidades energéticas locales»: un nuevo desafío para las entidades locales. *Revista Vasca de Administración Pública*, 117, 147-193.
- Hledik, R. y Peters, K. (2023). *Real Reliability: The Value of Virtual Power*. Brattle. Disponible en [https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Real-Reliability-The-Value-of-Virtual-Power\\_5.3.2023.pdf](https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Real-Reliability-The-Value-of-Virtual-Power_5.3.2023.pdf).
- Mancarella, P. (2020). Electricity grid fragility and resilience in a future net-zero-carbon economy. *Oxford Energy Forum*, 124. Disponible en <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/09/OEF124.pdf>.
- Revuelta Pérez, I. (2024). *Comunidades energéticas y entidades locales. Formas jurídicas y participación municipal. Volumen I*. Pamplona: Aranzadi.
- Robinson, D. (2021). Energy communities and flexible demand. En F. Sioshansi (ed.). *Variable Generation, Flexible Demand*. Academic Press (Elsevier).
- Robinson, D. y Del Guayo, I. (2022). Alignment of energy community incentives with electricity system benefits in Spain. En S. Löbbecke, F. Sioshansi y D. Robinson (eds.). *Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?* Elsevier Academic Press.
- Tévar-Bartolomé, G., Gómez-Expósito, A., Arcos-Vargas, A. y Rodríguez-Montañés, M. (2021). Network impact of increasing distributed PV hosting: A utility-scale case study. *Solar Energy*, 217, 173-186.