

Autoconsumo colectivo: (mucho) más allá de los tejados¹

SUSANA GALERA RODRIGO

*Profesora titular de Derecho Administrativo.
Universidad Rey Juan Carlos*

- 1. Planteamiento**
- 2. El crecimiento del autoconsumo**
- 3. Concretando opciones: escala de actuación y tipos de intercambios**
- 4. Los beneficios “al” sistema. Los servicios de flexibilidad**
- 5. Impulsando el nuevo modelo energético: regulación e incentivos**
 - 5.1. Derogaciones transitorias de las reglas de mercado
 - 5.2. La reasignación de funciones entre los actores del sistema
 - 5.3. La ocupación física de suelos y superficies
- 6. A modo de reflexión final**
- 7. Bibliografía**

Resumen

La transición energética, además de la descarbonización del sector, establece como segundo objetivo un nuevo modelo energético en el que aparecen nuevos actores, entre ellos el autoconsumo colectivo y en concreto las comunidades de energía. De esta forma, el autoconsumo pasa a ser un sujeto del sistema, de modo que los consumidores, a través de distintas fórmulas, pueden generar e intercambiar su energía en el mercado. El nuevo modelo va teniendo reconocimiento en el marco legal, pero son necesarios aún desarrollos ulteriores para poder operar con todo su potencial. Entre tanto, se está llevando a cabo un acelerado despliegue de grandes plantas que redundan en la descarbonización, pero que compiten con el nuevo modelo en términos de ocupación de espacio físico o de capacidad de red. Convendría en estos momentos acelerar también el normal funcionamiento del

Artículo recibido el 27/02/2023; aceptado el 02/03/2023.

1. Este trabajo está asociado al proyecto TED2021-131840B-I00, financiado por el MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y por la Unión Europea “NextGenerationEU”/PRTR.

nuevo modelo, para lo que se requiere un ajuste de no pocos ámbitos del ordenamiento jurídico.

Palabras clave: *transición energética; nuevo modelo energético; autoconsumo; comunidades de energía; planificación territorial.*

Collective Self-Consumption: much more beyond the ceilings

Abstract

The energy transition, in addition to the decarbonization of the energy sector, establishes as a second objective the setting-up of a new energy model where new players –as the collective self-consumption or the energy communities– emerge. In this way, self-consumption becomes a new tool of the system, so that consumers, through different formulas, can generate and exchange their energy in the market. The new model is gaining recognition in the legal framework, but further developments are necessary to be able to develop its full potential. Meanwhile, an accelerated deployment of large plants addressed to decarbonization goals is taking place, although according to the old centralized model and competing with the new one in terms of occupation of physical space or network capacity. At this time, it would also be convenient to speed up the normal operation of the New Model, for which an adjustment is required in quite a lot of areas of the legal system.

Keywords: energy transition; new energy model; collective self-consumption; energy communities; land planning.

1

Planteamiento

El encargo de este trabajo, que la revista *QDL* tuvo la amabilidad de cursarme, lo recibí con gran satisfacción en un primer momento, e inmediatamente con una sensación abrumadora que no me ha abandonado hasta mucho después, en el momento de arrancar la escritura y haber determinado qué se puede aportar sobre un tema del que ya se han publicado muchos y buenos trabajos al hilo de las sucesivas reformas que lo promueven. Más allá de los análisis legales, abordar el autoconsumo presenta algunas dificultades, por varias razones: en primer lugar, la complejidad de acceder a datos

fidedignos y representativos, habida cuenta de la diversidad de fuentes y de categorías; en segundo lugar, los frenéticos procesos que se están viviendo en el sistema energético, en los que predomina la tendencia a la descarbonización, pero en los que resulta confuso identificar otros elementos y objetivos asociados a la transición energética, entre ellos la implantación de un nuevo modelo energético descentralizado y de proximidad, en el que se ubica el autoconsumo como elemento central; en tercer lugar, la tendencia a simplificar los beneficios del autoconsumo, que se asocian insistentemente a reducción de la factura de la luz para el consumidor, pero marginan los que aportaría para el conjunto del sistema en clave, particularmente, de eficiencia energética, siempre que el marco político y normativo se desarrollara adecuadamente. Y es esta última perspectiva la que aquí se considera.

Pareciera que se ha instalado la práctica lingüística de utilizar la palabra “autoconsumo” como expresiva de supuestos limitados de módulos de placas fotovoltaicas ubicados en las cubiertas de los edificios, siendo frecuente distinguir, al referir el régimen jurídico de instalaciones de energía renovable, entre “instalaciones de proyectos en suelo” y “módulos de autoconsumo”. Tal distinción debe, a mi entender, rechazarse por simplificadora y porque induce a confusión: experiencias de autoconsumo colectivo pueden concretarse en proyectos en suelo y nacer con la vocación no solo de autoconsumir lo generado, sino también de actuar en el mercado generando beneficios que revierten entre los participantes.

Quizá deba aclarar que aquí se utiliza el término “autoconsumo” como expresivo del modelo de consumidor “activo” que refieren las más recientes estrategias energéticas, un consumidor que produce y consume su energía, y que está también habilitado para realizar intercambios en los mercados de distinta complejidad, de acuerdo con la definición de la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que en su artículo 2, apdo. 8, establece:

“cliente activo”: un cliente final, o un grupo de clientes finales que actúan conjuntamente, que consume o almacena electricidad generada dentro de sus locales situados en un ambiente confinado o, si así lo permite el Estado miembro, en otras ubicaciones, o que venda electricidad autogenerada o participe en planes de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional”².

2. Reconociendo la misma Directiva su “derecho a actuar como clientes activos sin estar sujetos a requisitos técnicos o administrativos, procedimientos o gastos, desproporcionados o discriminatorios, ni a tarifas de acceso a la red que no reflejen los costes” (artículo 15, apdo. 1).

Es desde esta perspectiva amplia que muy acertadamente se ha considerado como un precedente de comunidades energéticas el temprano tratamiento de consumidores industriales electrointensivos³, para quienes serían posibles los sistemas cerrados de distribución –a través de líneas directas de su titularidad⁴– y que se respaldaron con ayudas públicas.

La perspectiva que se propone es la de la consideración del autoconsumo como una pieza esencial en la transición energética que, además de descarbonización, persigue el objetivo de implantar un nuevo modelo de energía limpia, descentralizada, de generación distribuida y gestión digitalizada⁵; para la consecución de este objetivo, se incorporan en el marco regulador nuevos actores y nuevas formas de intercambiar la energía, siendo el autoconsumo una de las novedades más determinantes. Este autoconsumo –con vertido o sin vertido, con líneas interiores o usando instalaciones de proximidad– se concretará, entre otras, en comunidades de energía que, a su vez, conocen distintas variantes⁶.

Se quiere subrayar que una de las opciones de autoconsumo colectivo, las comunidades de energía, que por definición persiguen proporcionar beneficios ambientales, económicos o sociales para los participantes “en lugar de ganancias financieras” –artículo 6.1.j) Ley 24/2013–, no excluye su participación en el mercado en orden a financiar los beneficios “ambientales, económicos o sociales” que luego revierten en la comunidad. Esto es, se utiliza el concepto de “autoconsumo” como expresivo de un actor adicional del mercado energético que, más allá de la limitada experiencia de autoconsumo en cubiertas de edificios, está llamado a producir significativos beneficios para los participantes, para el conjunto del sistema eléctrico y para la comunidad, en una actuación coordinada y concertada con los otros actores

3. Robinson y Del Guayo (2022: 76).

4. Previstas en el Real Decreto-ley 20/2018, que remitía a su posterior regulación reglamentaria: en abril de 2021 se sometió a información pública esta norma, que permitía la titularidad privada de redes de distribución cerrada a determinadas industrias y a un máximo de 100 clientes no industriales en un espacio limitado a 5 kilómetros cuadrados, con obligaciones similares a las redes de distribución, pero con exención de determinados requisitos respecto de los distribuidores. El Informe de 1 de diciembre de 2021 de la CNMC sobre dicha propuesta (IPN/CNMC/019/21) pone de manifiesto el impacto que tendría en el régimen actualmente vigente, al referirse a las funciones (actividades y servicios) y consecuentes requisitos de capacidad que se atribuirían al gestor de red cerrada, la especificidad en el tratamiento de los peajes que los consumidores habrían de abonar al gestor de la red (“gestor de la red cerrada debería abonar en el punto de conexión con la red de transporte los peajes de distribución y repercutir los mismos a los consumidores conectados a dicha red cerrada”, p. 13), o la necesaria coordinación de este marco con el régimen de comunidades ciudadanas de energía, en cuanto posibles gestores de redes cerradas (p. 16), entre otros aspectos.

5. Se analiza cada uno de estos componentes del nuevo modelo en Galera y Ortiz (2022).

6. El autoconsumo, con su “completo abanico de posibilidades”, pero con concreción de las experiencias concretas de comunidades de energía de acuerdo con la regulación europea, puede verse en el reciente trabajo de Gallego Córcoles (2021: 54 y ss.), que nos recuerda una advertencia esencial que conviene repetir: “que el autoconsumo forme parte del ámbito de actividad de las comunidades no es uno de sus elementos definitorios” (p. 99, con referencia a I. González Ríos).

novedosos del sector nacidos también al socaire de la transición energética –agregador, almacenamiento, gestión de la demanda–.

Del análisis y sistematización de las experiencias sobre el terreno que se vienen publicando en los últimos años resultan criterios útiles para la futura regulación que, de una forma sistemática y con vocación de permanencia, establezca el marco en el que se han de desarrollar el nuevo modelo energético, en general, y los proyectos de autoconsumo colectivo, en particular. Y ello en el entendimiento del papel central del autoconsumo en el nuevo modelo –descenralizado, eficiente y de proximidad–, que, además de satisfacer las necesidades de suministro de los participantes, posee sus propias redes y dispositivos de almacenamiento, y gestiona e intercambia energía con el mercado. Mientras al legislador estatal le queda pendiente la adecuación al derecho europeo, en este y otros puntos, de la legislación del sector eléctrico⁷, el legislador autonómico se ha adelantado en adoptar un marco general de lo que ha denominado “consumo de cercanía”: así, el reciente Decreto-ley 1/2023 del Gobierno de Aragón, para cuya implantación establece determinaciones relativas al régimen de líneas directas, al autoconsumo, las comunidades de energía, las redes cerradas de distribución y determinados aspectos de plantas híbridadas de generación.

2

El crecimiento del autoconsumo

El marco normativo español ha ido propiciando las actividades de autoconsumo, empezando con la derogación en 2018 del denominado “impuesto al sol”, una figura controvertida que, en realidad, no incorporaba un “impuesto”, sino una contribución obligatoria al sistema⁸ en función de la energía producida y autoconsumida. El Real Decreto 244/2019 estableció un nuevo marco general para el autoconsumo, y supuso un respaldo decidido para un proceso maltratado en políticas precedentes en los países de nuestro entorno –y particularmente en el nuestro⁹– y que, por tanto, había

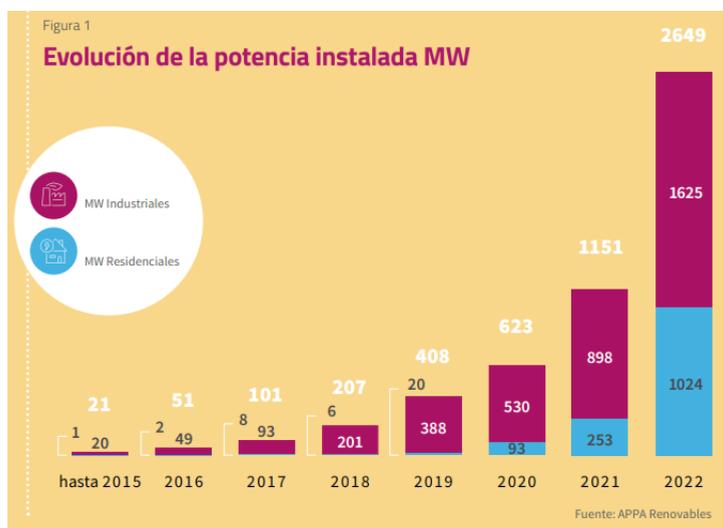
7. Lo que determinó la apertura de un procedimiento de infracción contra España (2021/0220, dirigiendo en este marco la Comisión Dictamen motivado el 26 de enero de 2023).

8. Un gravamen sobre la electricidad autoconsumida en la propia instalación para contribuir al sistema eléctrico –y a las numerosas cargas y peajes que pesan sobre la factura de la electricidad–, para evitar que el desarrollo del autoconsumo supusiera un coste adicional para los consumidores que no hagan uso de esta posibilidad. Sobre esta figura, Sanz Larruga (2019).

9. En particular, las primas a la generación –*Feed in Tariff*–, generalizadas como técnica de impulso a las renovables, fueron progresivamente sustituidas por mecanismos de incentivos ligados a las subastas, en cuanto las nuevas tecnologías alcanzaban un grado de maduración que reducía el precio de las instalaciones. Esta fue una medida política que se extendió por todo el continente, pero nuestro país la aplicó con un máximo grado de contundencia, con una retroactividad no matizada en función de los colectivos –pequeños propietarios–, como en

de neutralizar la desconfianza instalada en los actores involucrados. Este marco fue reforzado después en sucesivas modificaciones que simplificaron de forma notable la tramitación de pequeñas instalaciones, aliviando requisitos de registros, de autorizaciones de acceso o de presentación de garantías, y removiendo barreras previas que lo dificultaban: se dio un nuevo tratamiento a la compensación de excedentes, se admitió la modalidad de autoconsumo colectivo, removiendo la necesaria concurrencia de titularidad de las instalaciones de generación con la del consumidor –lo que impedía el autoconsumo en comunidades de propietarios–, el acceso a una red propia, distinta de la red de distribución, de distancia creciente entre el punto de generación y de consumo, o el despliegue de instalaciones de autoconsumo en suelo (industrial) entre otras medidas¹⁰. En congruencia con la Directiva 2019/944, de renovables –que establece el derecho de los consumidores a participar en las comunidades de energía manteniendo los derechos y obligaciones asociados al autoconsumo–, el PNIEC español prevé garantizar el derecho de las comunidades a poseer, establecer, adquirir o arrendar redes de distribución y gestionarlas autónomamente.

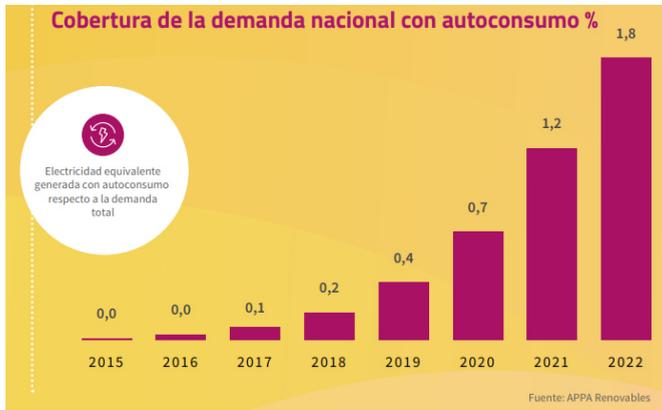
Este respaldo normativo creciente, junto con factores externos sobrevenidos como el abrupto y pronunciado incremento de los precios de la energía que empezó en 2021, explica un rápido crecimiento de la superficie instalada para autoconsumo en los dos últimos años, fundamentalmente de fuente solar fotovoltaica.



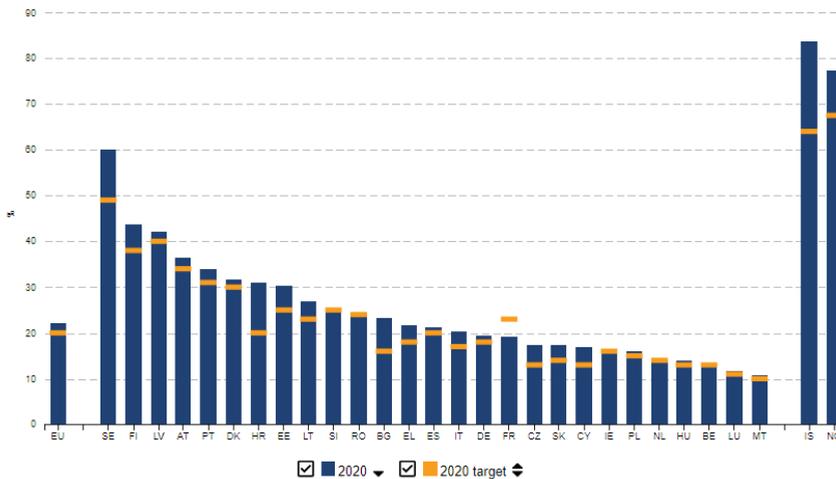
otros casos. Sobre este proceso de retirada de ayudas en los países de nuestro entorno *vid.* PWC (2023); desde otra perspectiva, Revuelta Pérez (2017).

¹⁰. *Vid.* la sucesión de reformas y el régimen jurídico actualmente vigente para la autorización de instalaciones de autoconsumo (distinguiendo “proyectos en suelo” y “módulos de autoconsumo”) en CNMC (2022), sujeto a consulta pública (fin 15 marzo 2023).

No obstante esta evolución, esta modalidad de consumo tiene un largo recorrido en el futuro, a la vista de las cifras de los países de nuestro entorno y de nuestro propio potencial.



Share of energy from renewable sources
(in % of gross final energy consumption)



Sin embargo, este impulso resulta aún insuficiente para hacer efectivo el potencial del autoconsumo como elemento central del nuevo modelo energético, en cuanto ha de apoyarse y compatibilizarse en otros elementos –almacenamiento, agregación, gestión de redes– que le resultan imprescindibles para actuar en los mercados –locales o global– como el “consumidor activo” al que aluden insistentemente las más recientes estrategias energéticas. Los “nuevos actores” tienen ya reconocimiento y definición legal en la ley de cabecera del sector eléctrico –Ley 24/2013–, y

sus respectivos objetivos se han establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima –PNIEC– y, después, en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España –PRTR, Componente 7–; asimismo, se han aprobado ya estrategias nacionales de autoconsumo y de almacenamiento, estando en estos momentos en consulta pública la futura regulación del agregador independiente¹¹.

Adicionalmente, debe observarse que un marco jurídico renovado en el sector energético no es, sin embargo, suficiente como instrumento de las políticas públicas que han de propiciar el funcionamiento normalizado del autoconsumo en el conjunto del sistema energético. No solo está incompleto, sino que además es necesaria la concurrencia de otros marcos políticos y normativos: con acierto se ha advertido de que la obligación que establece la Directiva para los Estados de proveer de un “marco habilitante” en el que los nuevos actores puedan desempeñar sus funciones supera con mucho la legislación energética, para involucrar los aspectos societarios y mercantiles, contractuales y de propiedad, y de ocupación de suelo¹².

3

Concretando opciones: escala de actuación y tipos de intercambios

Las experiencias de autoconsumo colectivo pueden presentar distinta ambición y objetivos, lo que concretará su escala de actuación, los sujetos que han de intervenir en los intercambios de energía planeados y la relación entre ellos. A partir del objetivo más sencillo de proporcionar la energía generada a los participantes, se abre un abanico de posibilidades de intercambio con el conjunto del sistema, con los mercados locales y globales. De esta forma, los servicios energéticos que se pretendan intercambiar entre los participantes y, en su caso, con el resto del sistema constituyen el factor determinante del grado de complejidad de la gestión del proyecto –iden-

11. Por Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de febrero de 2021 se aprueba la Hoja de Ruta del Almacenamiento, que de acuerdo con el PNIEC contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido; por Acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de diciembre de 2021 se aprueba la Hoja de Ruta del Autoconsumo, que da cumplimiento a la medida 1.4 del PNIEC (y establece el objetivo de 9 GW de autoconsumo fotovoltaico en 2030, que representa un 23 % del objetivo de generación fotovoltaica –establecido en 39 GW para la misma fecha–, que representa a su vez el 32 % del objetivo de generación de renovable –122 GW–). Recientemente (febrero 2023) se somete a consulta pública la elaboración del Real Decreto que establecerá, entre otros extremos, los principios reguladores del agregador independiente. Estos documentos se localizan con facilidad en la página web del MITECO.

12. Swens y Diestelmeier (2022: 70).

tificación de participantes, información requerida, grado de digitalización, régimen de formación de precios, cargas imputables- y, por tanto, también del régimen jurídico que lo formalizará. En cualquier caso, y aun en la hipótesis más sencilla, se creará un mercado local que puede presentar distintas características en términos de tamaño, escala operacional y principal objetivo de los intercambios.

Un reciente estudio -2022- basado en más de un centenar de estudios de caso de autoconsumo comunitario¹³, ha identificado dos referencias determinantes para el despliegue eficaz de estos proyectos:

- Por una parte, cuatro escalas básicas de actuación, que está en función del objetivo de mercado o para quién y para qué ha sido diseñado: pequeña escala, en que los participantes son predominantemente usuarios de residencial; escala edificio (varios edificios/manzanas, residencial, comercial o industrial), en que varios edificios intercambian energía entre ellos; escala microrred/comunidad, que se centra en la operación como unidad; escala red, que prevé beneficios también para las redes de distribución o transmisión.
- Por otra parte, tres modelos básicos de intercambios:
 - o P2P. Intercambio directo sin intermediario: incentiva a los individuos a participar en mercados energéticos; este modelo está presente en una amplia tipología, que incluye desde pequeños participantes (consumidores residenciales y *prosumers*) a otros más amplios (edificios y microrredes); se consigue el más alto grado de descentralización, ya que los participantes pueden intercambiar energía entre sí directamente.
 - o CSC. Autoconsumo colectivo o comunitario: comunidades de energía que actúan en beneficio del grupo; los *prosumers* intercambian sus excedentes; los participantes están cerca geográficamente; estos mercados están generalmente operados en forma más colaborativa que los P2P, por ejemplo mediante una gestión central; tienden a operar a pequeña escala, por ej., dentro de la red de distribución.
 - o TE. Mercados de energía transaccionales: optimizan los recursos, proveyendo servicios al sistema de red -flexibilidad, almacenamiento-; equilibran oferta y demanda de los sistemas eléctricos a través de una coordinación descentralizada.

Estos dos parámetros, escala y tipo de intercambios, vienen determinados previamente por la finalidad y los objetivos asociados al proyecto que se

13. Capper et al. (2022).

encara y al tipo de servicios que han de prestarse para su consecución –desde los más sencillos (generación consumo y facturación) a los más complejos–, lo que determinará el encaje en una u otras fórmulas jurídicas. En este sentido conviene recordar que, entre las variantes de autoconsumo colectivo, solo las comunidades de energía tienen garantizado el acceso a los mercados mayoristas y a los servicios de agregación, o que las comunidades de energías renovables están por definición asociadas a la generación de renovables, o que, en ambos casos, los beneficios económicos que los intercambios de mercado generen han de revertir como beneficios ambientales, económicos o sociales en el conjunto de los participantes o de las zonas locales.

4

Los beneficios “al” sistema. Los servicios de flexibilidad

Los beneficios inmediatos del autoconsumo repercuten directamente en el prosumidor en forma de ahorro en sus facturas de energía. Pero tales ahorros suponen al tiempo un beneficio directo para el conjunto de la sociedad y del propio sistema energético, en forma de reducción de emisiones, reducción de pérdidas de energía asociadas al transporte y distribución, menor presión en las redes o menor necesidad de inversiones en infraestructuras energéticas.

Pero además, y en el marco del nuevo modelo energético, el autoconsumo, y en particular las comunidades de energía, son actores de la generación distribuida, que proporcionan nuevos servicios de flexibilidad al sistema a través de la gestión de la demanda¹⁴, propiciada por el estadio tecnológico y la gestión digital. De esta forma, se aleja la rémora de la “inelasticidad de la demanda” como una de las características tradicionales del sistema energético, que imponía que, en momentos de aumento o descenso de la demanda, “el necesario equilibrio con la oferta debía siempre proceder del lado de la producción”¹⁵.

Aflora así uno de los activos del nuevo modelo energético, y conecta con el principio de eficiencia energética que preside la transición energética y con el más antiguo objetivo de la política energética que es garantizar la seguridad del suministro: una gestión adecuada –digitalizada y profesionalizada– de

14. De acuerdo con el PNIEC la gestión de la demanda de la energía eléctrica es “el conjunto de acciones ejecutadas, de forma directa o indirecta, por los propios consumidores, por las Administraciones Públicas, las compañías distribuidoras y comercializadoras de energía, las empresas de servicios energéticos y los agregadores independientes, sobre la demanda de energía de los consumidores al objeto de modificar la configuración en el tiempo o la magnitud de su nivel de demanda de energía”.

15. En particular, de las fuentes tradicionales de producción flexible: centrales de generación mediante gas natural (ciclos combinados) o mediante carbón y grandes centrales hidroeléctricas; Del Guayo Castiella (2021).

los proyectos de autoconsumo, y otros recursos distribuidos, aportan servicios de flexibilidad al sistema, garantizando la seguridad del suministro incluso en aquellos momentos repetidamente estacionales en los que se deben cubrir picos de demanda, haciendo innecesarias nuevas inversiones y aliviando la presión de la red. De nuevo, se impone una consideración de conjunto en el funcionamiento de estos mercados locales a través de la definición de dos conceptos que resultan recurrentes en el nuevo modelo¹⁶:

- Recursos energéticos distribuidos: las entidades que participan en los mercados locales de electricidad, que pueden ser consumidores con capacidad de gestión, productores renovables, cogeneraciones, instalaciones de baterías, instalaciones híbridas y, en general, cualquier instalación capaz de gestionar su consumo o vertido a la red de distribución a la que estén conectadas;
- Mercados de flexibilidad: aquellos en los que, debido a las condiciones específicas de la red de distribución a la que estén conectadas las instalaciones, los intercambios están restringidos o deben ser realizados por instalaciones situadas en una/s localización/ones determinada/s y en los que la negociación pueda estar promovida o restringida por parte del gestor de la red. Dentro de estos mercados se podrán negociar productos de energía o servicios de flexibilidad, en los que se ofertará la capacidad de los recursos distribuidos de modificar su producción/consumo en función de requerimientos de los operadores de la red de distribución.

Con un enfoque de energía comunitaria, y considerando además el principio de eficiencia energética, los servicios de flexibilidad que pueden proporcionarse desde la gestión adecuada de proyectos de autoconsumo emergen con fuerza mucho más cuando deban atenderse necesidades de suministro repetidamente estacionales, como es el caso español en relación con la fuerte presencia del sector turístico en el conjunto de la economía. Estos servicios permiten atender la seguridad del suministro en situaciones de picos de demanda sin necesidad de desplegar nuevas inversiones que quedarían infrautilizadas en otros períodos, “resultando económicamente más conveniente la contratación de estos servicios que la inversión en la mejora de los diferentes elementos de la red de distribución”¹⁷. Se trata, es obvio, de servicios remunerados que se formalizan mediante acuerdos “entre el operador de la red de distribución y los recursos distribuidos que establezcan su comportamiento, [...] ante una

16. OMIE (2019).

17. OMIE (2019).

serie de situaciones que pueden producirse y para las que el gestor de la red necesite disponer en una determinada zona de recursos disponibles con compromiso de modificar la producción o el consumo¹⁸.

Y es que la nueva gestión digitalizada hace posible acumular los excesos de generación para consumirlos cuando no se genera –a través de baterías o de otros sistemas como el vehículo eléctrico o el propio edificio–, agregar la generación distribuida –directamente o a través de agregador– e intercambiar energía con la red en el momento más adecuado –en función de precio o de otros parámetros, como la congestión–. El funcionamiento coordinado de los nuevos actores aparece, pues, como la clave del nuevo modelo energético, y sitúa el autoconsumo colectivo como su principal facilitador a corto plazo. Es por ello que se ha advertido que, además de la regulación específica de las comunidades de energía, su funcionamiento va a depender también de la regulación de otras figuras, como la del agregador independiente¹⁹, que posibilitarán que la comunidad participe en el mercado prestando servicios de agregación, sin que esté relacionado con el suministrador del cliente²⁰.

De esta forma, las comunidades de energía pueden participar en los mercados globales vendiendo energía y al tiempo comprometer parte de su producción para un período determinado que estará disponible como servicio de flexibilidad y que por ello será remunerado por el distribuidor, sin perjuicio de lo que adicionalmente corresponda cuando el mercado de flexibilidad llegue en su caso a habilitarse por el operador del mercado²¹. Se abre así para pequeñas comunidades –y sus proveedores de servicios energéticos– un nuevo modelo de negocio que genera beneficios sociales y ambientales para los participantes o las zonas en que radican.

Se trata, pues, de un planteamiento de autoconsumo colectivo que, como reza el título de este trabajo, trasciende con mucho las cubiertas de los edificios o la venta de excedentes directamente a la red de distribución, planteamiento limitado que no se separa significativamente del modelo centralizado de producción y consumo. Por el contrario, y al margen de ese modelo centralizado, que ha de seguir su proceso de descarbonización, los

18. OMIE (2019: 9).

19. Recogidos en la Ley 24/2013 tras la reforma del Real Decreto-ley 23/2020, los agregadores independientes tienen la consideración de sujetos en el suministro de energía, combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía, y no están relacionados con el suministrador del cliente (artículo 6, apdo. 1.i)).

20. Herrera y Navarro (2022: 227).

21. En el planteamiento propuesto por OMIE (2019: 12), “la remuneración de los recursos por estos servicios proporcionados estaría compuesta por dos términos, un importe fijo, resultado del mercado [...] en la que se adjudica el servicio de flexibilidad, y el pago variable cada vez que se activa o sale casado el recurso por su participación el Producto Local asociado a dicho servicio”.

nuevos actores con el autoconsumo al frente constituyen la base para la irrupción de un nuevo modelo descentralizado, con recursos distribuidos y de gestión inteligente.

Este planteamiento de considerar el conjunto del sistema, y la contribución al mismo de los proyectos de autoconsumo colectivo, es además consistente con un criterio rector de dicho sistema, la eficiencia energética, elevado a la categoría de principio²². Este principio, que ha derivado en alguna obligación jurídica para los Estados que aquí ahora no resulta pertinente referir, ha sido objeto de una amplia y profunda interpretación por parte de la Comisión Europea: así, la Recomendación (UE) 2021/1749²³ ilustra la contribución de los nuevos actores a este criterio principal, estableciendo lo siguiente:

- La eficiencia energética se identifica como “el primer combustible”, una fuente de energía por derecho propio en la que invertir por delante de otras fuentes de energías más complejas o costosas (“ahorrar antes de construir”) y que hay que considerar para producir solo la energía que se necesita, lo que constituye un elemento central del cambio de modelo asociado a la transición energética²⁴.
- Como corolario de lo anterior, se prioriza la eficiencia energética sobre las inversiones en infraestructuras energéticas, remitiéndose a las evaluaciones exhaustivas de energía local disponible²⁵, obligatorias y que alcanzan a los Estados en sus decisiones de planificación e inversión del sector energético y a los gestores de las redes de transporte y distribución, que deberán considerar alternativas a la expansión de las redes²⁶.
- Los edificios son ahora una parte central del sistema energético, en cuanto pueden participar activamente en el plan de respuesta a la demanda gracias a su capacidad de almacenamiento de calor y frío y de uso diferido de determinados aparatos, además de su aptitud

22. Definido en el Reglamento 2018/1999, de gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, cuyo artículo 2, apdo. 18, dispone: “‘primero, la eficiencia energética’: principio por el cual en las decisiones de planificación, estrategia e inversión en materia de energía se deben tener plenamente en cuenta medidas alternativas en materia de eficiencia energética que sean eficientes en costes y que permitan dotar de mayor eficiencia a la demanda y el suministro de energía, en particular mediante ahorros de energía en el uso final eficientes, iniciativas para la respuesta de la demanda y una transformación, transmisión y distribución más eficiente de la energía, y que permitan alcanzar aun así los objetivos de dichas decisiones”.

23. *Sobre el principio de “primero, la eficiencia energética”*: de los principios a la práctica - Directrices y ejemplos para su aplicación en la toma de decisiones en el sector de la energía y más allá (DOUE 350, de 4 octubre 2021).

24. *Vid.* apdos. 7 y 8 de la Recomendación.

25. El régimen jurídico para tal evaluación se establece de forma detallada por el ordenamiento europeo; una exposición en detalle puede verse en Galera Rodrigo (2022: 119-132).

26. Directiva 2019/944 sobre mercado interior de la electricidad, artículos 51.3 (respecto del gestor de transporte) y 13, 17 y 32 (apdos. 1 y 3), respecto de los gestores de redes de distribución.

para la producción de energía renovable, por lo que propone facilitar el acceso a los mercados de la energía para agregadores de los usuarios finales pequeños, por ejemplo los usuarios finales residenciales²⁷.

5

Impulsando el nuevo modelo energético: regulación e incentivos

El ordenamiento de energía y clima de la Unión Europea, que queda adoptado a finales de 2019, perseguía dos objetivos esenciales: por una parte, hacer posible la transición energética, en su doble objetivo de descarbonización progresiva y nuevo modelo con entrada de nuevos actores, funciones y ámbitos de actividad en el sector; por otra parte, ajustar el mercado energético para que funcionara adecuadamente, habida cuenta de tan importantes novedades.

El derecho de la Unión Europea establece las bases y los principios, pero deja a los Estados miembros no poca tarea regulatoria para precisar el régimen jurídico de este mercado profundamente renovado, y no poca discrecionalidad para hacerlo. Desde entonces, y sin que los ordenamientos nacionales hayan acabado su tarea de regulación, se han sucedido distintos informes, documentos, opiniones, guías y formatos similares que se aproximaban a cómo debía acabar de definirse la regulación del modelo. Algunos de ellos se han referido expresamente a los proyectos de autoconsumo en general y/o de las comunidades energéticas en particular, manifestándose criterios opuestos incluso desde las propias instituciones europeas.

Uno de los debates se centra, en última instancia, en cómo, y hasta qué punto, los “nuevos actores” del sistema se han de sujetar a las reglas de funcionamiento del mercado inicialmente, toda vez que la propia Directiva 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, considera que por su propia estructura y finalidad se encuentran en una situación de partida de desventaja frente a los actores tradicionales²⁸.

Sobre el particular, y con planteamientos muy distintos, puede referirse la posición del regulador europeo –ACER–²⁹, que aboga por un sometimiento

27. Vid. Recomendación 2021/1749, pp. 43-44.

28. En su Considerando 71 declara: “Las características particulares de las comunidades locales de energías renovables [...] pueden *obstaculizar su competitividad* en igualdad de condiciones frente a actores a gran escala, esto es, frente a competidores que cuenten con proyectos o carteras de mayor envergadura. [...] Entre las medidas para compensar las desventajas ligadas a las características particulares de las comunidades locales de energías renovables [...] se incluye permitir que las comunidades de energías renovables participen en el sistema energético y *facilitar su integración* en el mercado”.

29. CEER (2019).

sin matices de los nuevos actores a las reglas de mercado, estimando que son irrelevantes a estos efectos sus peculiaridades estructurales; el ACER advierte de una menor atención al sistema de precios de mercado debida a tales peculiaridades, y recomienda evitar el despliegue de microrredes allí donde haya ya redes de distribución. En un planteamiento antagónico se sitúa el Comité Económico y Social Europeo³⁰, que, entre otros extremos, considera una desventaja competitiva de la generación de renovables, que justificaría la necesidad de marcos de apoyo, el hecho de la no internalización de costes ambientales y de salud en la generación de energía no renovable; expresamente declara el carácter prevalente de la gestión de la demanda sobre las decisiones de inversión adicionales, y destaca la subsidiariedad de los mecanismos de capacidad convencionales respecto al correcto y suficiente funcionamiento de los mecanismos de capacidad.

Parece pacífico que, en estos momentos, son aún necesarias reformas regulatorias adicionales en orden a establecer un funcionamiento coordinado y ordenado de los nuevos actores, pero también incentivos económicos o de otra índole para el respaldo a las inversiones asociadas a estos proyectos de energía comunitaria tras un análisis cuidadoso de los instrumentos más idóneos. Sobre el particular, recientemente se ha señalado que la sustitución progresiva de las primas a la generación –FIT: *Feed in Tariff*– por mecanismos de incentivos llevados a las subastas en toda Europa, en razón al grado de maduración de las tecnologías, ha tenido efectos indeseados: el resultado ha sido la ralentización del ritmo de despliegue de proyectos de energía ciudadana allí donde los había, por el riesgo asociado a las licitaciones que estos proyectos han de afrontar en posición de desventaja frente a grandes empresas que, además de analistas de riesgo, cuentan con grandes carteras de proyectos que diversifican el riesgo³¹.

5.1

Derogaciones transitorias de las reglas de mercado

Conviene recordar que, para la implantación de nuevas estrategias y objetivos en este y otros ámbitos, el ordenamiento europeo suele prever marcos de apoyo que excepcionan transitoriamente el régimen general precisamente para facilitar la progresión hacia los nuevos objetivos planteados. Estos marcos de apoyo suelen establecerse a nivel nacional, normalmente

30. Dictamen de 31 de mayo de 2017 –2017/C 288/13– sobre las propuestas de modificación del mercado interior de la electricidad.

31. Palm (2021: 31).

previo respaldo de la Comisión, distinguiéndose para el caso que nos ocupa tres grupos esenciales de instrumentos.

En primer lugar, el propio marco regulatorio europeo, al establecer las reglas de funcionamiento del mercado, prevé que las mismas se puedan excepcionar –en particular las reglas de operación; las relativas a los mercados de balance diario e intradiario y sus reglas de liquidación; los mercados a plazo; los principios y reglas de asignación de capacidad y gestión de la congestión–. Así, tanto el Reglamento (UE) 2019/943, sobre el mercado interior de la electricidad, como la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establecen –artículos 64 y 66 respectivamente– que los Estados miembros pueden solicitar a la Comisión excepciones a dichas reglas cumpliéndose determinados requisitos³² –en particular, la temporalidad y el propósito de respaldar a los nuevos actores–.

En segundo lugar, y aun en perspectiva de derogaciones transitorias de las reglas generales, emerge el régimen general de ayudas de Estado que deriva del artículo 107.1 TFUE, concretado, por lo que aquí interesa, en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022³³, que interpretan las condiciones, ámbito de aplicación, idoneidad y evaluación, entre otros aspectos, de las distintas categorías de ayudas en las que los objetivos de transición energética tienen un tratamiento reforzado –en este y otros marcos posteriores–. Así, pueden verse entre las medidas respaldadas por la Comisión algunas de las más controvertidas, como las que tienen un efecto discriminatorio en perspectiva territorial: es el caso del marco irlandés de apoyo a la electricidad renovable –SA.54683, aprobado el 20 de julio de 2020 por la Comisión–, que establece una ayuda para promover la inversión local en renovables inicialmente accesible solo para ciudadanos en los que concurra determinada proximidad geográfica al proyecto, considerándose después su apertura a eventuales interesados de otros niveles territoriales.

Desde esta perspectiva, hay que señalar la reciente incorporación en nuestro ordenamiento de esta nueva dimensión que favorece la energía ciudadana en la contratación pública: el Real Decreto-ley 12/2021 modifica el régimen de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía –Real Decreto 1183/2020– en el sentido de habilitar la incorpora-

32. Concretamente, que se justifiquen en problemas sustanciales para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas y conectadas, o para regiones ultraperiféricas; que estén limitadas en el tiempo, y sujetas a condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado de la electricidad; que tengan como objetivo garantizar que no se obstaculice la transición a las energías renovables, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de la energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda.

33. Comunicación de la Comisión 2022/C 80/01.

ción en los concursos públicos de criterios socioeconómicos y ambientales en las zonas donde se ubiquen las instalaciones, entre los que se incluyen el “porcentaje de participación [...] de inversores locales, y de empresas y administraciones”, o los “mecanismos de reinversión de los ingresos obtenidos” por las plantas en la zona donde se ubican. Los referidos criterios favorecen, como es obvio, los proyectos de energía ciudadana.

5.2

La reasignación de funciones entre los actores del sistema

El nuevo consumidor se erige, en el nuevo modelo energético, como un sujeto plenamente activo que participa en los mercados de electricidad y que con la colaboración de otros sujetos presta variados servicios al sistema al que dota de una nueva fuente de flexibilidad; una de las formas en que tal servicio puede prestarse es a través del agregador independiente, que puede participar “tanto en mercados mayoristas como minoristas, obligando a todas las autoridades reguladoras a abordar cambios normativos en todos los ámbitos del sector eléctrico”³⁴, lo que es previsible que altere las actuales funciones que la Ley del Sector Eléctrico atribuye a los actores tradicionales, especialmente los operadores de red. Por otra parte, y desde esta perspectiva, se ha recordado que las comunidades de energía no son suministradores ni tampoco gestores de red, pero realizan parcialmente algunas de esas funciones para otros propósitos³⁵.

En la actualidad, es bien conocido el clamor del efecto barrera que se asigna a los operadores de red, especialmente de distribución, en cuanto tienen legalmente asumido, entre las funciones de gestores de red, el otorgamiento de autorizaciones de acceso y conexión, por una parte, y por otra el reconocimiento de la instalación a efectos de compensar al prosumidor por el excedente vertido³⁶. Tales funciones están asignadas por la Ley del Sector Eléctrico (artículo 40.1.c] para los permisos de acceso, artículo 40.2.c] para los permisos de conexión, y artículo 40.2.f] y h] para la medición, lectura y aplicación de precios y cargos); sin embargo, nuestra Ley de cabecera del

34. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: Documento que acompaña la Consulta Pública Previa relativa a la elaboración del Real Decreto en el que se establecen, entre otros extremos, los principios reguladores del agregador independiente (febrero 2023).

35. Swens y Diestelmeier (2022: 71).

36. De hecho, el Real Decreto-ley 29/2021 modificó el cuadro de infracciones y sanciones de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, abordando “el alargamiento artificial del proceso de tramitación y alta de las instalaciones de autoconsumo, así como la posible existencia de problemas en la gestión y comunicación de excedentes”, entre otros incumplimientos de empresas distribuidoras y comercializadoras.

Sector Eléctrico nació en un contexto ajeno a los objetivos de generación distribuida y de modelo descentralizado y de proximidad, dando continuidad a un modelo centralizado y vertical con pocos agentes operando.

Sería quizás oportuno analizar estas funciones desde la óptica de la función de policía administrativa, al someterse a una autorización previa el ejercicio de un derecho individual –acceso y conexión a la red– ahora multiplicado exponencialmente en coherencia con el nuevo modelo de generación distribuida y descentralizada. La ponderación asociada al examen de la petición quizás pudiera no ser lo suficientemente objetiva si se toma en cuenta que su resultado podría tener un impacto directo desfavorable en la posición jurídica de quien lo realiza, en forma de una reducción de la potencia contratada a terceros –por hipótesis, también a empresas de su propio grupo– por parte del nuevo entrante. Sería, pues, oportuno reconsiderar si estas funciones, esenciales en la generalización del nuevo modelo, deben estar asignadas a uno de los actores que tiene un claro interés directo en el asunto y puede entrar, por tanto, en un conflicto de intereses.

Para un período anterior y ajeno al inicio del proceso de transición –2016-2018– se publicó un estudio que analizaba los conflictos de acceso y conexión para el período, que habían llegado, vía recurso de alzada contra las denegaciones de acceso de los gestores de red, a la Sala correspondiente de la CNMC: resulta significativo que ya entonces se señalara la prevalencia de “los intereses de seguridad en la operación de las infraestructuras de red sobre el propio derecho de acceso, [...] [si bien] la autoridad reguladora nacional [...] ha contrarrestado esta situación a través de interpretaciones favorables al derecho de acceso”³⁷.

Este replanteamiento alcanza también a otras funciones que realizan los operadores de red, como las anteriormente descritas funciones de flexibilidad y gestión de la demanda, en las que, en situaciones de congestión, los operadores habrían de optar por los recursos más eficientes, bien sean de titularidad de la red –y sus actores afiliados–, bien de otros actores del sistema. En este sentido, se ha señalado la necesidad de transparencia y ausencia de cualquier conflicto de interés, y de que se asegure que el operador de red actúe con neutralidad en la selección de proveedores de flexibilidad a través de procedimientos competitivos³⁸.

37. Leiva López (2019).

38. En este sentido, Robinson y Del Guayo (2022: 91).

5.3

La ocupación física de suelos y superficies

Según se deduce de la exposición precedente, el marco jurídico del sector energético que propicie el nuevo modelo energético descentralizado, distribuido y de proximidad, dista aún de ser el marco definitivo y, sobre todo, coordinado en sus distintas determinaciones que tal objetivo necesita.

La sensación de fragmentación e insuficiencia se acentúa en un segundo momento, al tiempo de ejecución de los proyectos, en el que emerge un ordenamiento de distinta fuente –autonómica y/o local– y con distinto objeto –ordenación territorial y urbanística y/o ambiental–. La falta de conexión entre un grupo normativo y otro pone de manifiesto una falta de gobernanza en sus grados más esenciales, se inicia ya en los procesos normativos y de decisión, y con frecuencia se solventa con técnicas que hacen prevalecer unas decisiones sobre otras –como las de interés general– que toman la forma de las disposiciones de “medidas urgentes” amparadas en algún evento excepcional.

Precisamente, los eventos excepcionales que vienen acaeciendo en nuestra más reciente historia –COVID y conflicto en Ucrania– han multiplicado las reacciones normativas ante una posible emergencia energética de dificultades para el abastecimiento. De forma que, aun cuando no llevamos un largo recorrido en el proceso de transición energética, pueden ya distinguirse tres fases diferenciadas sobre el último estadio normativo que han de encarar los proyectos de autoconsumo, ya en fase de su despliegue.

En un primer momento, y después de criterios titubeantes, se consolidó el respaldo local a experiencias limitadas de autoconsumo a través de exenciones y reducciones de tributos locales y de ordenanzas de promoción del autoconsumo en edificios, bien elevando las exigencias de intensidad de generación, bien propiciando, a través de servidumbres, por ejemplo, el despliegue de placas en cubiertas de titularidad de terceros³⁹.

Un segundo momento se distingue al tiempo de la ejecución de grandes proyectos en suelo, que habrían de desplegarse normalmente en suelos rurales no aptos para alojar este tipo de actividades, a tenor de los usos ordinarios que para suelo rústico se establecen en la legislación estatal

³⁹. Sobre esta primera fase, y la evolución del criterio jurisprudencial sobre estas ordenanzas, *vid.*, recientemente, Revuelta (2022: 176); sobre las ordenanzas más recientes en la materia, Fuentes i Gasó (2022: 485 y ss.). Es interesante, asimismo, Diputación de Granada (2020), donde se identifican las ordenanzas aprobadas en territorio español, con breve indicación de su contenido.

del suelo –TRLSRU 2015–⁴⁰. Esta discordancia inicial se solventa de distintas formas: una de las más generalizadas es la declaración de las actividades de generación renovable, y asociadas, como de “interés general” o figuras afines, lo que habilita la ocupación como “uso excepcional” para estos fines⁴¹. Tales previsiones ya estaban en general previstas en la legislación territorial y, en su defecto, se han ido incorporando. Otro mecanismo para solventar la discordancia es reconocer en la legislación autonómica territorial la “generación de energía renovable” y actividades asociadas como “uso ordinario” del suelo rústico, ampliando así la tipología que se establece en la ley estatal del suelo. Ha sido el caso de la reciente legislación territorial andaluza –Ley 7/2021, LISTA–, que sigue el precedente de la legislación canaria, cuya constitucionalidad fue examinada en este punto: admitió la STC 86/2019 la constitucionalidad de la Ley territorial de Canarias al añadir “nuevos usos ordinarios” a los establecidos en la legislación básica estatal del suelo –TRLSRU–, en el bien entendido (FJ 8.º) de que dichos usos adicionales están vinculados “al suelo rústico –uso conforme a su naturaleza– y a una explotación racional de los recursos naturales”.

Finalmente, una tercera etapa, aun de desarrollo incipiente, es la de zonificación, esto es, la predeterminación de zonas aptas y zonas no aptas para la ubicación de este tipo de proyectos. La Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética, crea una herramienta específica de zonificación “que identifique zonas de sensibilidad y exclusión por su importancia para la biodiversidad, conectividad y provisión de servicios ecosistémicos, así como sobre otros valores ambientales” (artículo 21, apdo. 2). Tal previsión se ha concretado en que la Secretaría de Estado de Medio Ambiente ha habilitado en su página web la *zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica*, un geoportal SIG que contiene dos capas de información (una para energía eólica y otra para energía fotovoltaica) que muestran el valor del índice de sensibilidad ambiental existente en cada punto del mapa,

40. Real Decreto Legislativo 7/2015, que aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana, cuyo artículo 13, en su apdo. 1, dispone:

“En el suelo en situación rural a que se refiere el artículo 21.2.a), las facultades del derecho de propiedad incluyen las de usar, disfrutar y disponer de los terrenos de conformidad con su naturaleza, debiendo dedicarse, dentro de los límites que dispongan las leyes y la ordenación territorial y urbanística, al uso agrícola, ganadero, forestal, cinegético o cualquier otro vinculado a la utilización racional de los recursos naturales.

[...]

Con carácter excepcional y por el procedimiento y con las condiciones previstas en la legislación de ordenación territorial y urbanística, podrán legitimarse actos y usos específicos que sean de interés público o social, que contribuyan a la ordenación y el desarrollo rurales, o que hayan de emplazarse en el medio rural”.

41. Lo que, en perspectiva más general, enlaza con el debate de “urbanismo de proyectos vs. urbanismo de planes”, al que se hace referencia en Galera Rodrigo (2022: 176 y ss.).

y los indicadores ambientales asociados a ese punto. Este instrumento es relevante para los proyectos que autoriza la Administración General del Estado, aunque no es vinculante, al no tener carácter básico, para las comunidades autónomas. Pero está también asociado al marco regulador de los concursos de acceso y conexión a las redes, en los que se puede incorporar una puntuación en función del “previsible grado de afección ambiental” de acuerdo con esta metodología de zonificación (Real Decreto-ley 12/2021, DF 4.^a), o a procedimientos simplificados o prioritarios de tramitación de autorizaciones, entre otros efectos.

Finalmente, esta zonificación es también relevante para aplicar un procedimiento simplificado y acelerado de evaluación ambiental: proyectos de renovables que cumplan determinados requisitos –entre ellos, estar en zona de afección moderada o baja y criterios de potencia– se sujetan a un procedimiento *ad hoc* de *determinación de afectación ambiental*; de resultar favorable la afectación, quedan declarados de “urgencia por razones de interés público” y se sujetan a procedimiento simplificado de autorización (Real Decreto-ley 6/2022, artículo 6). Además, a los proyectos ubicados en zonas de sensibilidad baja o moderada se les reconoce prioridad en el despacho (Real Decreto-ley 6/2022, DA 16.^a, que modifica la Ley 21/2013, de evaluación ambiental, incorporando la nueva DA 19.^a).

Una modificación adicional en el régimen de evaluación ambiental de proyectos viene establecida por el Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, que regula un procedimiento específico de “determinación de afección ambiental para proyectos de energías renovables” (artículo 22), aplicable “con carácter excepcional y transitorio” a todos los proyectos, excepto si involucran a zonas ambientalmente protegidas (Red Natura y figuras de la Ley de Patrimonio Natural), medio marino o que superen determinados umbrales (líneas aéreas de voltaje superior a 220kV y 15 km longitud). El informe de determinación de afección ambiental recibe la consideración de acto de trámite no susceptible de impugnación separada –sin perjuicio de la eventual oposición que pueda plantearse en el recurso contra el acto de autorización del proyecto–.

También desde la UE se ha respaldado esta técnica de zonificación: así, con el trasfondo de la guerra de Ucrania y los riesgos para el suministro y los precios asociados a la misma, en diciembre de 2022 se adoptó el Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables, y que adoptó tres grupos de medidas: en primer lugar, la introducción de la presunción *refutable* de que los proyectos de energías renovables son de interés público superior a efectos de la legislación medioambiental pertinente –directivas Aves, Hábi-

tats y Aguas-; en segundo lugar, la simplificación del marco de autorización para la repotenciación de las instalaciones de producción de electricidad procedente de energías renovables, de modo que se centre en los impactos derivados de las modificaciones o ampliaciones con respecto al proyecto original; en tercer lugar, medidas dirigidas a tecnologías específicas, como una concesión de autorizaciones mucho más corta y más rápida para equipos solares en estructuras existentes o previsiones específicas para bombas de calor. Se trata de medidas temporales que se aplican durante un período de dieciocho meses desde el 22 de diciembre de 2022.

Se quiere subrayar que la mera declaración de los proyectos de energías renovables como de “interés público superior” no implica *per se* la derogación de la legislación ambiental referida, sino la concurrencia con carácter general de uno de los requisitos que pueden dar lugar a una inaplicación excepcional de la misma, quedando subsistentes los demás establecidos por tal legislación y, naturalmente, la vía de control judicial sobre su concurrencia⁴².

El recurso a estos instrumentos, sobre todo los más recientes, pone de manifiesto la urgencia del proceso de descarbonización, renovada e intensificada por el alto nivel de dependencia energética exterior de la UE que se ha manifestado como riesgo crítico en el marco de la guerra ucraniana. No hay duda de la voluntad de las autoridades públicas de respaldar la aceleración de estos procesos, también, aunque en menor medida, el de proyectos de autoconsumo colectivo. Sin embargo, a las carencias de regulación ya mencionadas hay que añadir una necesidad desatendida desde hace décadas⁴³, cuyos efectos indeseables se vienen agudizando en proporción a la intensidad y rapidez del despliegue de instalaciones de renovables, y es la falta de gobernanza y de participación de los territorios, especialmente locales, en las decisiones de localización de las instalaciones. En un marco tan complejo como el que plantea el nuevo modelo energético, con cientos, si no miles, de actores interactuando, las decisiones con efectos irreversibles –de localización de proyectos, pero antes de planificación de redes, por ejemplo– no pueden dejar a un lado a las Administraciones más cercanas a los ciudadanos. Por más que los conflictos

42. En relación con la Directiva de aguas, por ejemplo, el tribunal podrá comprobar la observancia de “si tales actividades responden a un *interés público superior* y/o si los beneficios para el medio ambiente y la sociedad ligados (procurados por el régimen general que se excepciona) son inferiores a los beneficios [...] derivados de la ejecución de esas actividades y, en cuarto lugar, si los objetivos beneficiosos perseguidos por las citadas actividades no podían conseguirse, por razones de viabilidad técnica o de costes desproporcionados, por otros medios que constituyeran una opción medioambiental significativamente mejor” (Sentencia del Tribunal de Justicia de 1 de junio de 2017, Asunto 529/2015, apdo. 37).

43. Cumplen más de una década las observaciones en este sentido de Estoa Pérez (2011).

que suscitan se sigan resolviendo en base a los tradicionales criterios de “concertación y colaboración” que se concretan en las fases de información pública de los procedimientos de autorización –o de evaluación–, no convence que tales criterios sustituyan a un diálogo profundo entre las Administraciones implicadas sobre la modificación a largo plazo de las condiciones socioeconómicas de los territorios asociada a las grandes instalaciones de renovables⁴⁴. Resulta sorprendente, por ejemplo, que las técnicas de zonificación que se están implantando no partan de la realidad del marco local, y consideren, por ejemplo, las zonas ya antropizadas dentro de la ciudad o los suelos urbanizables sectorizados o programados que ya están en línea de salida para su transformación.

6

A modo de reflexión final

El proceso de transición energética que está actualmente desarrollándose, y en particular el nuevo modelo energético que se encuentra entre sus objetivos, está suponiendo una renovación importante de no pocas determinaciones sectoriales que venían aplicándose con continuidad en las últimas décadas. La renovación normativa afecta, para empezar, a las propias premisas sobre las que se elabora el ordenamiento energético y que determinaron una específica regulación: la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, las redes como monopolios naturales o la inelasticidad de la demanda. Ni siquiera estas tres premisas básicas y clásicas⁴⁵ pueden ya admitirse sin matices a la vista de las nuevas actividades posibilitadas por la tecnología y los nuevos objetivos y modelos que van penetrando en las políticas energéticas.

Es la tecnología la que propicia que el ciudadano pueda producir la energía que consume, una posibilidad inimaginable en los tempranos planteamientos de grandes centros de generación y las subsiguientes redes de transporte y distribución. Y es también la tecnología la que propicia que los ciudadanos agrupados gestionen sus excedentes a través de intercambios con el mercado, en base a una gestión profesionalizada e inteligente que se articula a través de nuevos sujetos que aunque tienen ya reconocimiento legislativo requieren aún desarrollos normativos para su plena operatividad.

⁴⁴. Los elementos básicos de esta doctrina, en la reciente Sentencia del Tribunal Superior de Justicia del País Vasco de 8 de noviembre de 2022, n.º de recurso 356/2020.

⁴⁵. Los matices a estas y otras premisas tradicionales, en Del Guayo Castiella (2021).

No se discute que la presencia de nuevos actores y nuevas formas de intercambio, que el nuevo modelo energético en definitiva, proporcione beneficios de toda índole de carácter colectivo, a la sociedad en su conjunto –en términos de energía limpia, de mayor eficiencia energética, de carácter socioeconómico y ambiental, e incluso de participación–, tal y como aparecen anunciados en los sucesivos textos políticos y jurídicos. Tampoco es discutible que su entrada en el sistema energético, y en sus mercados, vaya a determinar alteraciones en el funcionamiento del actual sistema a medida que los nuevos proyectos alcancen un desarrollo y una maduración significativos; y ello en términos de eventuales reducciones en contratos de consumidores del sector residencial y terciario con grandes generadores, de titularidad y gestión de redes, de gestión inteligente y automatizada de determinadas funciones o de retribución del sistema. Estos cambios se están ya dejando ver en las sucesivas reformas normativas, y muchos más que han de venir hasta ver ultimado el proceso en curso que denominamos “transición energética”. Estos cambios normativos no pueden asociarse, aunque se intente, con una eventual inestabilidad regulatoria o inseguridad jurídica, sino que son consustanciales al dinamismo del proceso, a la novedad y ambición de sus objetivos, que se elaboran con amplios horizontes finales –2050– en los que se fijan horizontes intermedios –2030– para revisar y, en su caso ajustar objetivos e instrumentos.

Como se ha dicho, este objetivo de desarrollar e implantar un nuevo modelo energético está desequilibrado respecto del objetivo “descarbonización” también asociado a la transición energética: la consecución de ambos objetivos no discurre en paralelo, sino que se ha generado un notable desequilibrio entre ambos en las recientes medidas, europeas y estatales, de aceleración asociadas a las situaciones extraordinarias de estos últimos años. Un desequilibrio que toma la forma de despliegue acelerado de grandes proyectos de instalaciones en el territorio que están generando, además, una contestación social acelerada, al decidirse prácticamente al margen de los territorios donde se ubican.

Quizás es momento para invocar una aceleración del nuevo modelo energético que equilibre sus resultados respecto de la descarbonización que se está realizando en base al tradicional modelo centralizado, pues hay que recordar que los actores de uno y otro modelo compiten por los mismos bienes escasos, como son la ocupación de suelo, la capacidad de las redes o la inevitable alteración del paisaje. No hay ya barreras tecnológicas a la energía comunitaria, ni a un mercado caracterizado por una amplia y efectiva competencia entre miles de actores que ahora pueden organizar sus intercambios de energía; hay inercia centenaria en la operación de los mercados, lagunas regulatorias y barreras subsistentes que amenazan con

mantener los proyectos de energía comunitaria en anécdotas minoritarias y voluntaristas y limitar definitivamente la transición energética hacia un mero proceso de descarbonización del sistema energético. Es por ello que hay que celebrar propuestas audaces como la que representa la regulación del *Consumo de Cercanía* del Decreto-ley 1/2023 del Gobierno de Aragón ya mencionado, aun cuando su plena aplicación requiera cierta correspondencia de la legislación estatal, sin que sean descartables exámenes de constitucionalidad por razones competenciales. Hay que celebrarlo por representar un paso adelante, la primera norma de la “tercera generación” en la regulación del autoconsumo, en cuanto considera y regula los elementos imprescindibles para que el autoconsumo pueda desempeñar el papel de actor activo del nuevo modelo energético tal y como quiere el derecho de la Unión Europea.

7 Bibliografía

- Capper, T., Gorbacheva, A., Mustafa, M.A., Bahloul, M., Schwidta, J.M., Chitchyan, R., Andoni, M., Valentin, R., Robu Montakhab, M., Scot, I.J., Francis, C., Mbavarira, T., Espana, J.M. y Kiesling, L. (2022). Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162.
- CEER. (2019). *Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities* (25 June 2019, C18-CRM9_DS7-05-03). Disponible en: https://www.ceer.eu/documents/104400/6509669/C18-CRM9_DS7-05-03_Report+on+Regulatory+Aspects+of+Self-Consumption+and+%20Energy+Communities_final/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a?version=1.1.
- CES. (2017). *Dictamen de 31 de mayo de 2017 -2017/C 288/13- sobre las propuestas de modificación del mercado interior de la electricidad*.
- CNMC. (2021). *Informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada* (1 de diciembre de 2021, IPN/CNMC/019/21). Madrid: CNMC. Disponible en: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3864898.pdf>.
- (2022). *Municipios y competencia: las dificultades al despliegue de instalaciones de energías renovables en el ámbito local (G-2022-03)*. Madrid: CNMC.

Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/MyC_DT_%20RENOVABLES.pdf.

Del Guayo Castiella, Í. (2021). Redes de distribución cerradas, consumidores electro-intensivos y almacenamiento de electricidad como componentes del nuevo derecho eléctrico. En M.^a J. Alonso Mas e I. Revuelta Pérez (dirs.). *Regulación del sector eléctrico y transición energética*. Navarra: Aranzadi.

Diputación de Granada. (2020). *Mejora Energética y Ambiental. Guía de Ordenanzas Municipales*. Granada: Diputación de Granada.

Estoa Pérez, A. (2011). Descoordinación de competencias en materia de renovables. *Revista General de Derecho Administrativo*, 27.

Fuentes i Gasó, J. R. (2022). Administración local: los gobiernos locales ante la nueva agenda urbana de la Unión Europea. En G. García Álvarez, J. Jordano Fraga, B. Lozano Cutanda y A. Nogueira López (coords.). *Observatorio de Políticas Ambientales 2022*. Madrid: CIEMAT.

Galera Rodrigo, S. (2022). *El hacer urbano de la Unión Europea. Modelo de ciudad, poder local y sostenibilidad energética*. Barcelona: Atelier.

Galera Rodrigo, S. y Ortiz García, M. (2022). *Energía más allá del mercado. Hacia un nuevo modelo energético* (Documento de Trabajo 214/2022). Madrid: Fundación Alternativas - Ampier. Disponible en: <https://fundacionalternativas.org/publicaciones/energia-mas-alla-del-mercado-hacia-un-nuevo-modelo-energetico/>.

Gallego Córcoles, I. (2021). *Comunidades de energía y transición energética*. Pamplona: Thomson Reuters.

Herrera, J. y Navarro, P. (2022). Las comunidades energéticas como nuevo sujeto del derecho energético en España: del falansterio a la transformación. En T. Font i Llovet y M. Vilalta Reixach (dirs.). *Anuario del Gobierno Local 2021. Los Gobiernos locales ante el cambio climático* (pp. 203-248). Madrid: Fundación Democracia y Gobierno Local - IDP.

Leiva López, A. D. (2019). Los conflictos de acceso de instalaciones de generación renovable a las redes de electricidad en el actual escenario regulatorio. *Revista General de Derecho Administrativo*, 51.

OMIE. (2019). *Modelo de funcionamiento de los mercados locales de electricidad* (25/06/2019). Disponible en: https://www.omie.es/sites/default/files/2019-12/modelo_de_funcionamiento_mercados_locales_electricidad_v2_0.pdf.

- Palm, J. (2021). *Energy Communities in different national settings – barriers, enablers and best practices*. Disponible en: https://www.newcomersh2020.eu/upload/files/Deliverable%203_3_%20Energy%20communities%20in%20different%20national%20settings_barriers%2C%20enablers%20and%20best%20practices.pdf.
- PWC. (2023). *Contribución económica y social de las pequeñas instalaciones fotovoltaicas en España* (Informe PWC para Anpier, 17 de enero 2023). Disponible en: <https://anpier.org/wp-content/uploads/2023/02/Impacto-socioeconomico-de-los-pequenos-productores-FINAL.pdf>.
- Revuelta Pérez, I. (2017). ¿Riesgo o fallo regulatorio? Los “recortes” a las renovables a la luz del derecho de la Unión Europea. En I. Revuelta Pérez (dir.). *La regulación de las energías renovables a la luz del derecho de la Unión Europea*. Pamplona: Thomson Reuters.
- (2022). La actividad de los Gobiernos locales en el ámbito de la energía limpia: marco normativo. En T. Font i Llovet y M. Vilalta Reixach (dirs.). *Anuario del Gobierno Local 2021. Los Gobiernos locales ante el cambio climático* (pp. 171-202). Madrid: Fundación Democracia y Gobierno Local - IDP.
- Robinson, D. y Del Guayo, Í. (2022). Aligment of energy community incentives with electricity system benefits in Spain. En S. Löbbe, F. Sioshansi y D. Robinson (eds.). *Energy Communities. Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?* Elsevier, Academic Press.
- Sanz Larruga, F. J. (2019). El tortuoso camino hacia la generación distribuida y el autoconsumo en el derecho español. El impuesto “al sol”: crónica de una muerte anunciada. En Í. del Guayo Castiella y A. Fernández Carballal (coords.). *Los desafíos del derecho público en el siglo XXI. Libro conmemorativo del XXV Aniversario del acceso a la Cátedra del Profesor Jaime Rodríguez-Arana Muñoz* (pp. 801-824). Madrid: INAP.
- Swens, J. y Diestelmeier, L. (2022). Developing a legal framework for the Energy Communities beyond the Energy Law. En S. Löbbe, F. Sioshansi y D. Robinson (eds.). *Energy Communities. Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?* Elsevier, Academic Press.