

39

# MEDITERRÁNEO ECONÓMICO

COLECCIÓN ESTUDIOS SOCIOECONÓMICOS

## La estrategia para la transición energética

COORDINADOR

Pedro Linares Llamas





La estrategia para  
la transición energética



MEDITERRÁNEO ECONÓMICO 39

# La estrategia para la transición energética

COORDINADOR

Pedro Linares Llamas

# MEDITERRÁNEO ECONÓMICO

## Consejo Asesor

Manuel Lainez Andrés  
Bienvenido Marzo López  
Carmen Olmo Ferriz  
Sergio Rodríguez Pérez  
Myriam Rico Sandoval  
Eduardo Valverde de Prats

## Director de la colección

Roberto García Torrente

## Coordinador [núm. 39]

Pedro Linares Llamas

## Editor

Ignacio Atance Muñiz

## Mediterráneo Económico [núm. 39]

### La estrategia para la transición energética

© 2025 de la edición: Cajamar Caja Rural

© 2025 del texto: los autores

**Edita:** Cajamar Caja Rural

[www.mediterraneoeconomico.com](http://www.mediterraneoeconomico.com)

[mediterraneoeconomico@cajamar.com](mailto:mediterraneoeconomico@cajamar.com)

**Diseño de la colección:** Silvio García-Aguirre López-Gay

**Maquetación:** Silvio García-Aguirre López-Gay

**Imagen de cubierta:** Silvio García-Aguirre López-Gay

**Imprime:** Escobar Impresores

**ISSN:** 1698-3726

**ISBN-13:** 979-13-990157-2-0

**Depósito legal:** AL 5265-2025

**Fecha de publicación:** mayo de 2025

Impreso en España / *Printed in Spain*

**Cajamar Caja Rural** no se responsabiliza de la información y opiniones contenidas en esta publicación, siendo responsabilidad exclusiva de sus autores.

© **Todos los derechos reservados.** Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, offset o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

# Índice

<b>Presentación</b> .....	9
Roberto García Torrente	
<b>Introducción a la transición energética y sus consecuencias</b> .....	13
Pedro Linares Llamas	
<b>La estrategia europea para la transición energética</b> .....	23
Pablo Pintos	
<b>La transición energética en España</b> .....	45
Luis Rey y Mikel González Eguino	
<b>El rol de las tecnologías de almacenamiento para la integración de las energías renovables y provisión de servicios al sistema eléctrico. Claves del caso español en 2030.</b> .....	63
José Pablo Chaves, Sébastien Huclin y Andrés Ramos	
<b>Potencial de utilización de hidrógeno en España</b> .....	81
Rafael Cossent	
<b>El potencial para la generación y el consumo de biometano en España</b> .....	95
José Ignacio Linares	
<b>La agrivoltaica: cómo cultivar alimentos y energía limpia</b> .....	107
Marta Varo-Martínez y Luis Manuel Fernández de Ahumada	
<b>Consideraciones para la implantación del modelo agrivoltaico</b> .....	129
Rafael López Luque y José Cristóbal Ramírez Faz	
<b>Posibles diseños de mercado eléctrico a futuro y consecuencias para los consumidores.</b> ....	155
Paolo Mastropietro	
<b>Autoconsumo y comunidades energéticas</b> .....	171
Manuel Pérez Bravo y Tomás Gómez San Román	
<b>Cómo los consumidores pueden contribuir a una transición energética justa</b> .....	193
David Robinson	
<b>La descarbonización de la industria no intensiva en energía</b> .....	211
Timo Gerres	
<b>La descarbonización del transporte pesado</b> .....	231
Manuel Pérez Bravo	



# Presentación

---

**Roberto García Torrente**

Director General de Sostenibilidad, Grupo Cooperativo Cajamar

En el año 2002 pusimos en marcha nuestra revista *Mediterráneo Económico*, con la vocación de que pudiera convertirse en una colección de estudios socioeconómicos que analizase las repercusiones de los grandes cambios que se están produciendo en la sociedad de la mano de expertos ampliamente reconocidos en cada materia.

En aquel momento, la actividad de Cajamar estaba muy concentrada en el Sureste, pero ya teníamos la vocación de crecer hasta cubrir todo el Estado español. En cualquier caso, el Mediterráneo tenía una doble simbología a la hora de denominar un proyecto que queríamos que perdurase en el tiempo.

Por un lado, el Mediterráneo ha estado estrechamente vinculado a nuestro origen y crecimiento como Entidad. Por el otro, el Mediterráneo ha sido un lugar de desarrollo de civilizaciones, de convergencia de culturas y de intercambio permanente de personas, ideas y mercancías. Ha sido un lugar de convivencia, entendida como tal la tolerancia y el respeto mutuo.

A lo largo de los 24 años de vida de la Colección hemos intentado recoger todos aquellos temas que nos han parecido de interés en cada momento, contando para su desarrollo con los mejores especialistas y con la voluntad de realizar una aproximación holística, teniendo en cuenta las diferentes opiniones y perspectivas que pudiesen existir.

Durante este periodo hemos publicado 38 números en los que se han podido realizar análisis históricos y aproximaciones prospectivas. En algunos casos se han priorizado las cuestiones sociales y en otras las económicas. En unos números ha tenido más relevancia la acción pública y en otros le hemos dado más peso a las iniciativas privadas. La mayoría de las veces hemos estudiado el impacto general de los asuntos abordados para el conjunto de la economía, pero en determinados momentos nos hemos centrado en sectores relevantes para nuestro entorno como son el agroalimentario, el turismo, las migraciones o la historia económica.

E implícitamente, en todos ellos ha estado presente nuestro interés y ambición para que todo el desarrollo socioeconómico que consigamos sea realizado de manera sostenible.

Dado que en estos 24 años han cambiado muchas cosas, empezando por nosotros mismos —que en 2002 solo teníamos presencia en 4 provincias españolas y ahora estamos en todo el territorio nacional—, creemos que ha llegado el momento de realizar un cambio, una pequeña transformación, para seguir abordando temas que son de relevancia para el futuro de la sociedad.

El primer cambio es formal, estético. Hemos llevado a cabo una actualización del diseño de la Colección, tanto de la cubierta como del interior. Mantenemos la misma línea que nos caracteriza, y que nos hace reconocibles, pero buscamos la simplicidad y la claridad en textos, gráficos y figuras que hagan fácil la lectura.

El segundo cambio, más relevante, se va a ver reflejado en los diferentes números que iremos publicando a partir de ahora. En Cajamar siempre nos ha preocupado el mañana, el conseguir el desarrollo social y económico de los territorios en los que estamos presentes y el mejorar el entorno medioambiental en el que viviremos nosotros y las generaciones futuras. Desde nuestros orígenes hemos fomentado, como eje de nuestra actividad, el crecimiento sostenible de los territorios, y ello nos ha llevado a preocuparnos por encontrar soluciones a los diferentes retos a los que nos hemos ido enfrentando.

En el momento actual, la humanidad se enfrenta a desafíos de gran calado, que muchas veces simplificamos en cómo frenar y adaptarnos al cambio climático que estamos experimentando. Pero dicho desafío se compone de muchos otros retos paralelos que requerirán de acciones simultáneas y complementarias.

La búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles, satisfacer las necesidades de alimentos para una población en crecimiento, asegurar la disponibilidad de agua en cantidad suficiente y con la calidad necesaria, evitar el crecimiento excluyente y las grandes diferencias de riqueza, superar los conflictos territoriales y encontrar la mejor forma de compartir el planeta en el que vivimos, serán algunos de los temas que tenemos previsto tratar en esta nueva etapa de *Mediterráneo Económico*.

Además, queremos hacerlo más participativo, y los contenidos que vayamos publicando en los diferentes números serán fragmentados y expuestos en nuestra web [www.solohayuno.es](http://www.solohayuno.es), con objeto de que los lectores nos puedan hacer llegar sus comentarios, sus reflexiones y sus críticas.

Para empezar, el número 39 lo hemos querido dedicar a un tema que nos parece clave en esta transición a la que nos enfrentamos: la energía. Como bien indica el profesor Vaclav Smil en su obra *Energía y civilización. Una historia*, la energía ha ido impulsando el progreso cultural y económico de las sociedades humanas durante los últimos diez mil años. La energía que utilizamos en la Tierra ha dependido de la conversión de la radiación solar en biomasa vegetal. En muchos casos el consumo ha sido directo, a través de la alimentación de las personas y los animales que durante mucho tiempo fueron la principal fuente de transformación de la energía. Más recientemente ha sido la biomasa acumulada a lo largo de millones de años, en lo que hemos denominado combustibles fósiles, la que ha favorecido una aceleración del crecimiento y del desarrollo tecnológico. El agua y el viento también han tenido un peso relevante. Y actualmente el sol vuelve a solucionar parte de nuestras necesidades gracias a la generación fotovoltaica.

En la medida que ha aumentado la disponibilidad de la energía aprovechable por el hombre se han sofisticado los proyectos desarrollados y hemos podido realizar mayores transformaciones en nuestro entorno. Si no hubiese sido por los desarrollos en la agricultura, no podríamos alimentar a una población de más de 8.000 millones de personas. Si no hubiésemos desarrollado los nuevos materiales de construcción y las nuevas maquinarias, no podríamos construir puentes que unen islas a continentes o edificios capaces de albergar a miles de personas. Y si no hubiésemos desarrollado los modernos sistemas de transporte, no podríamos haber facilitado el intercambio de personas y de mercancías entre cualquier punto del planeta.

En todas estas transformaciones el carbón y el petróleo han jugado un papel fundamental, siendo facilitadores de la sociedad en la que vivimos actualmente. Una gran parte de nuestro bienestar actual depende de estos combustibles. Pero también tienen efectos indeseados, y el más preocupante de ellos de cara al futuro es la elevada emisión de gases de efecto invernadero que se generan en los procesos de combustión.

En los próximos años los combustibles fósiles van a seguir teniendo un papel muy relevante en nuestras vidas, pero hace ya tiempo que iniciamos una búsqueda acelerada de alternativas energéticas que nos permitan seguir manteniendo la disponibilidad de bienes y servicios que deseamos sin poner en riesgo la salud del planeta.

Estos cambios se están abordando de distinta manera según los diferentes territorios. En el caso de Europa el liderazgo lo está ejerciendo el sector público, con una prolífica reglamentación y el establecimiento de unos ambiciosos objetivos de descarbonización, que está orientando la actividad de las empresas y las actuaciones de los ciudadanos. En Estados Unidos se ha dejado el papel preponderante al mercado, con actuaciones políticas cambiantes y divergentes según ámbitos administrativos. Y China ha puesto todo el énfasis en apoyar los desarrollos tecnológicos que permitan encontrar alternativas viables económicamente a los combustibles tradicionales, liderando actualmente mercados estratégicos como el de los vehículos eléctricos.

Probablemente, y aunque estamos en unos momentos de incertidumbre en cuanto a la globalización, será el conjunto de todas estas actuaciones el que permitirá diseñar el modelo

energético del futuro, gracias a los intercambios que se produzcan entre los diferentes países y sociedades.

Para abordar un tema tan habitual en los debates públicos, pero tan complejo en su materialización práctica, hemos invitado a Pedro Linares, profesor del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, para que coordine y dirija una obra en la que podamos tener una descripción lo más amplia, detallada y objetiva posible de la transición energética a la que nos enfrentamos.

Como muy bien explica el profesor, esta transición es muy distinta a las anteriores, ya que estas fueron acumulativas mientras que la actual es sustitutiva. Queremos actuar sobre la demanda para conseguir una mayoritaria electrificación de la sociedad y acoplar el consumo con la producción, dada la variabilidad de esta. Pero en esta transición nos encontramos en una fase en la que las tecnologías todavía no son suficientemente competitivas. Y lo más complejo es que en lo único que han conseguido ser más eficientes ha sido en la generación.

Nos encontramos, por tanto, ante retos tecnológicos, económicos y políticos de gran calado que va a ser necesario abordar de manera decidida para asegurar una transición ordenada que evite interrupciones durante la misma.

Gracias a la participación de 18 expertos en las diferentes materias que se abordan en este trabajo hemos conseguido elaborar una obra coral en la que se hace una recopilación del conocimiento acerca de la transición energética en España, en el contexto de un cambio global en el que no podemos quedarnos atrás.

A todos ellos queremos mostrarles nuestro más sincero agradecimiento.

Y esperamos que este nuevo número de *Mediterráneo Económico* sirva como fuente de información y de inspiración en el debate generado en España sobre cuál debe ser nuestro modelo de transición energética.

# Introducción a la transición energética y sus consecuencias

**Pedro Linares Llamas**

Profesor, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,  
Universidad Pontificia Comillas

Nos encontramos actualmente al comienzo de una transición energética que puede cambiar de forma muy relevante la forma en la que generamos y consumimos energía. De un sistema energético basado predominantemente en los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) pasaremos, de acuerdo con lo previsto y deseado, a un sistema esencialmente renovable, lo que implicará cambios no sólo en el tipo de fuentes energéticas utilizadas, sino también en las formas de emplearlas para satisfacer nuestros servicios energéticos como climatización de edificios, movilidad, o procesos industriales.

La razón fundamental de esta transición energética es la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y con ellas, las consecuencias del cambio climático. Un cambio climático que ya está comenzando a afectarnos de forma manifiesta a nivel global, con aumentos de temperatura y de la frecuencia de eventos climáticos extremos, y cuyas consecuencias se prevé que sigan acentuándose de forma creciente a menos que seamos capaces de reducir significativamente las emisiones causadas por la actividad humana de los gases que contribuyen a este fenómeno, en particular el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el metano. El sector energético es responsable de entre un 65 y un 70 % de las emisiones de gases de efecto invernadero totales, y por tanto uno de los ejes centrales de la reducción de estas emisiones.

Ahora bien, es importante subrayar que, precisamente por la razón antes citada, esta transición es muy distinta de las que han tenido lugar anteriormente, y por tanto tendrá seguramente distintas consecuencias. Las transiciones anteriores, como las que supusieron la introducción del petróleo, el gas natural, o la energía nuclear en nuestras matrices energéticas, fueron acumulativas: es decir, sumaron recursos energéticos para satisfacer una creciente demanda de energía; por otra parte, vinieron empujadas por mejoras tecnológicas y menores costes, de forma que fue fundamentalmente el mercado el que dirigió la transición.

Sin embargo, esta transición no puede ser acumulativa, sino sustitutiva: no se trata de que las nuevas fuentes energéticas renovables se añadan a las fuentes fósiles, sino de eliminar los combustibles fósiles de la matriz energética, sustituyéndolos con energías renovables. Esto supone, por otra parte, actuar también sobre la demanda, para asegurar que se adecúe a la disponibilidad de recurso (que, en el caso de las principales fuentes renovables como la fotovoltaica o la eólica, es inherentemente variable) y que sea capaz de utilizar vectores energéticos basados en estas fuentes renovables, como la electricidad o el hidrógeno verde (o en general los gases renovables).

El segundo elemento distintivo de esta transición es que las tecnologías necesarias para realizarla no son necesariamente competitivas. Aunque las energías fotovoltaica o eólica sí son actualmente rentables, las tecnologías de almacenamiento, de producción de gases renovables, de descarbonización de la industria o del transporte requieren aún de apoyos públicos. Y por tanto el mercado por sí solo no será capaz de realizar la transición sin políticas públicas que lo complementen. En este sentido, la transición energética en España no puede entenderse fuera del contexto de la Unión Europea, una de las regiones que está liderando la lucha contra el cambio climático, y que ha producido numerosa regulación a este respecto.

Y por último, esta es una transición que se pretende realizar en un plazo de tiempo muy inferior al de las pasadas. La urgencia para reducir las emisiones supone que la velocidad a la que es necesario que penetren las nuevas tecnologías es muy superior a la de las transiciones anteriores. Y esto puede suponer desajustes y costes mayores que en otras transiciones, al haber menos tiempo para la adaptación de los sectores más perjudicados.

Todas estas características crean una situación nueva y llena de retos tecnológicos, económicos y políticos. Ciudadanos y empresas, y en general nuestras sociedades y economías, deben responder a estos retos, y para ello deben entender bien las consecuencias que puede suponer la transición en cada uno de estos ámbitos.

Así, es necesario conocer los costes que puede suponer la transición, especialmente en el corto plazo, y también las oportunidades que pueden aparecer tanto desde el punto de vista de desarrollo de las tecnologías necesarias, como del cambio en la forma de invertir y operar respecto a los consumos de energía.

Los costes y oportunidades, en cualquier caso, dependerán de cómo se produzca la transición. Existen numerosos escenarios al respecto, algunos más optimistas y otros más pesimistas. La mayoría de los escenarios (como por ejemplo los desarrollados por la Agencia Internacional de la Energía) apuntan a una dicotomía evidente entre los escenarios «business-as-usual», es

decir, aquellos que resultarían de simplemente una continuación de las políticas actuales, y los escenarios que tratan de lograr la neutralidad climática en los plazos planteados por los organismos internacionales. Los primeros concluyen que, si no se aceleran o intensifican las políticas climáticas o energéticas, los fósiles seguirán proporcionando la mayoría de la energía a nivel global, con una ligera bajada del petróleo y el carbón, pero un mantenimiento del gas natural. En cambio, los escenarios que buscan la neutralidad climática requieren que los fósiles pasen a suponer menos del 20 % de la energía primaria en 2050, y que la electricidad aumente mucho su cuota de energía final (al ser la vía fundamental por la que penetran las energías renovables). Esta transición, además, deberá hacerse de forma ordenada para evitar disrupciones durante la misma.

La Unión Europea ya ha elaborado también sus escenarios y estrategias para alcanzar la neutralidad climática en 2050, y ha desarrollado una serie de políticas, comprendidas en el llamado paquete «Fit for 55» con las que pretende alcanzar estos objetivos.

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, realizado por mandato europeo, plantea un escenario de transición alineado con los objetivos europeos, pero con un nivel de ambición muy elevado. Se pretende reducir un 55 % las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 2005, y lograr un 48 % de penetración de energías renovables sobre el total de energía final (un 81 % en el caso de la energía eléctrica). Los objetivos de autoconsumo y almacenamiento se cifran en 19 GW y 22,5 GW, respectivamente, y se propone elevar la tasa de electrificación hasta el 35 %. Otra de las cifras llamativas es el objetivo de contar con 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. Como consecuencia de esta transformación, el Plan anticipa mejoras significativas en términos de empleo o bienestar, así como reducciones en el coste de la energía. Desgraciadamente, este Plan no necesariamente se materializará, y menos si no se despliegan las políticas necesarias. De hecho, muchos agentes han advertido ya de la falta de realismo de los objetivos planteados a la vista de las políticas previstas.

En este número pretendemos ofrecer un compendio sólido del estado del conocimiento acerca de la transición energética en España y sus implicaciones para la sociedad, independiente de orientaciones políticas o ideológicas, y todo ello en un lenguaje que queremos accesible para el ciudadano y el empresario.

En primer lugar, Pablo Pintos, asesor del Parlamento Europeo, nos presenta el marco general en el que se inscribe la transición energética en España: la estrategia europea de descarbonización, y en particular el paquete Fit for 55. El artículo permite obtener una visión general de la estrategia energética actual de la UE y de la situación regulatoria de la transición energética.

El autor repasa la normativa europea actual en materia de energías renovables, eficiencia energética, mercados de gas y electricidad, transporte o industria, así como el mercado europeo de comercio de emisiones. Además, aborda los desafíos más inmediatos y describe los planes a futuro de la UE, donde destaca el enfoque de la competitividad y, concretamente, el anunciado Pacto Industrial Limpio.

Pintos nos recuerda que, según el recientemente publicado Informe Draghi, el sector energético europeo debe avanzar en su integración, fortalecer las interconexiones, y acelerar la innovación tecnológica para no quedar rezagado en la carrera hacia una economía baja en carbono. Por otra parte, la Unión Europea se enfrenta al desafío de implementar las numerosas iniciativas aprobadas en los últimos años. En este sentido, el Pacto Industrial Limpio y las iniciativas para acelerar la descarbonización industrial serán esenciales para hacer una Europa más competitiva. Finalmente, el autor subraya que la implementación efectiva de este marco sólo será posible con un enfoque integrado y coordinado, poniendo especial atención en los impactos sociales y económicos, de forma que se preserve el modelo social de la UE.

A continuación, Luis Rey y Mikel González-Eguino, investigadores del Centro Vasco para el Cambio Climático (BC3) nos resumen dónde estamos en España respecto a la transición energética. Utilizando los datos del Observatorio de la Transición Energética OTEA, los autores analizan la evolución del consumo energético y las emisiones de GEI en España, desde distintos puntos de vista. También tratan de explicar las causas detrás de los cambios producidos en los últimos años.

Los autores nos muestran cómo se han producido grandes avances, gracias a la expansión de energías renovables, que permiten que más de la mitad de la generación eléctrica provenga ya de estas fuentes, y a la reducción en el uso del carbón. Esta transformación ha logrado reducir a la mitad las emisiones de GEI del sector eléctrico en los últimos años. Sin embargo, España sigue enfrentándose a grandes retos para cumplir con los objetivos establecidos: en 2023 las emisiones eran aún sólo un 4 % inferiores a las de 1990. Y, en la última década, las emisiones del transporte no sólo no han disminuido, sino que han aumentado más de un 10 %. También es preocupante la evolución de la electrificación, que sigue estancada.

Rey y González-Eguino concluyen que queda mucho por hacer para alcanzar estos retos, que deben abordarse con mayor ambición, medidas coordinadas, y un esfuerzo conjunto de gobierno, empresas y ciudadanía, para poder lograr una transición justa, inclusiva y sostenible para todos.

Entrando ya en los elementos de la transición, José Pablo Chaves, Sébastien Huclin, y Andrés Ramos, investigadores del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, ofrecen una evaluación del potencial de integración de las energías renovables en España y el rol que puede jugar el almacenamiento. Chaves *et al.* repasan las cifras propuestas por el PNIEC para 2030, que alcanzan 62 GW para la energía eólica y 76 GW para la fotovoltaica, y explican que este crecimiento masivo sólo se podrá lograr si se despliegan fuentes de flexibilidad, tanto tecnológicas como de mercado, que permitan acomodar una generación variable e incierta como es la eólica y fotovoltaica. En este sentido, los sistemas de almacenamiento de energía como las baterías o la hidroeléctrica de bombeo son tecnologías clave.

Los autores presentan sus estimaciones de las necesidades de almacenamiento en el sistema eléctrico español en 2030, a las que tendrán que dar respuesta las baterías y los bombeos, en competencia con otras fuentes de flexibilidad. Las cifras ofrecidas por el modelo SEED, desarrollado en el IIT, muestran que todas las tecnologías consideradas: baterías, bombeos abiertos y cerrados, e hidráulica regulable, participarán en el sistema, con esta última siendo la

más relevante. Las tecnologías participarán en distinta medida en los servicios complementarios o un eventual servicio de rampas, que los autores también consideran fundamental en un sistema con alta integración de renovables. También se muestra la contribución que podrían hacer estas tecnologías a la firmeza del sistema, encontrando que las baterías no podrán estar presentes en las horas más críticas.

En cualquier caso, Chaves *et al.* concluyen que, según las simulaciones realizadas, todas las tecnologías de almacenamiento jugarán un papel clave para garantizar la seguridad de suministro y la flexibilidad del sistema. También recuerdan que existen importantes interdependencias entre los distintos servicios de firmeza y flexibilidad, que será preciso tener en cuenta. Por último, subrayan la importancia de contar con mecanismos que regulen y logren una participación adecuada de todas las tecnologías necesarias.

Como se ha mencionado anteriormente, la electrificación será un vector fundamental para la descarbonización. Pero hay una parte significativa de los consumos energéticos cuya electrificación es más difícil, y que por tanto requerirán de otros vectores energéticos como el hidrógeno o los gases renovables. Rafael Cossent, investigador del IIT-Comillas y director de la Cátedra de Estudios para el Hidrógeno, evalúa el potencial de utilización y producción de hidrógeno en España.

Cossent indica que existe una brecha significativa entre los objetivos fijados y la realidad de las plantas en funcionamiento. Sin embargo, también se puede afirmar que hay un gran interés por parte de inversores y promotores para desarrollar proyectos de hidrógeno renovable en España, algo a lo que contribuye su ventaja competitiva con respecto a otros países europeos.

El autor analiza también los posibles usos del hidrógeno a partir de los proyectos en desarrollo. Según la información disponible, la mayoría del hidrógeno se dedicaría a aplicaciones industriales (refino, fertilizantes e industria química). Si bien existen numerosos proyectos orientados al transporte, cuentan con una escala menor. En este sentido, será clave la transposición de la directiva europea de energías renovables, que deberá suponer un impulso para este vector energético.

Por último, Cossent señala los principales retos a los que se enfrenta el desarrollo de la industria del hidrógeno renovable. El primero de ellos, y fundamental, es la distancia entre el coste de producción y los precios que los potenciales consumidores estarían dispuestos a pagar. Será necesario pues optimizar costes de equipos y costes operativos (sobre todo el suministro de la energía), así como la cadena de transporte y suministro, que puede suponer costes de la misma magnitud que los de producción.

Otro gas renovable de gran interés es el biometano, procedente de residuos orgánicos y por tanto también interesante como vía de gestión de estos residuos. José Ignacio Linares, profesor de Comillas-ICAI, analiza el potencial para la generación y consumo de este gas en España. El biometano se produce a partir del biogás, pero tiene mayor valor añadido, ya que puede reemplazar al gas natural sin ninguna modificación de equipos o infraestructuras de transporte. También es una fuente de CO<sub>2</sub> biogénico para producir combustibles sintéticos libres de carbono.

Linares presenta estimaciones de costes de biometano, que pueden ser menores o comparables con el gas natural en caso de que el residuo esté centralizado; en casos de residuo disperso, los precios pueden ser más elevados. Sin embargo, no es el precio la única barrera: la percepción social, la demora en las autorizaciones, o la disponibilidad de recurso son también cuestiones a solventar. En cualquier caso, el autor concluye que su estabilidad de precios a largo plazo, su contribución a la economía circular, y la seguridad de suministro, pueden ser razones de peso para justificar políticas de apoyo público.

También de gran relevancia para el mundo rural es la integración de las energías renovables como la energía solar fotovoltaica en zonas de cultivo, la llamada energía agrivoltaica. Marta Varo Martínez y Luis Manuel Fernández de Ahumada, de la Universidad de Córdoba, introducen los sistemas agrivoltaicos y sus características fundamentales.

Así, comienzan definiendo sistema agrivoltaico como aquel sistema de producción dual en el que se integran la actividad agrícola y fotovoltaica en un mismo terreno de manera que se favorezcan sinergias positivas entre ambas actividades (y por tanto sin crear conflictos por el uso del suelo). En este sentido, frente al modelo actual de expansión de la fotovoltaica, la agrivoltaica favorece la economía en las zonas rurales, contribuyendo a paliar su despoblamiento. Se distinguen tres posibles configuraciones de sistemas agrivoltaicos: agrivoltaica elevada, agrivoltaica interespacial e invernaderos agrivoltaicos.

Los autores discuten las ventajas e inconvenientes de distintas configuraciones, esquemas de ayudas públicas, y experiencias desarrolladas en España. También discuten las barreras técnicas que incluyen, entre otras, las exigencias de diseño y mantenimiento, la seguridad, la gestión de la suciedad de los paneles, la inyección a la red de la electricidad generada, o la falta de definición de un marco legislativo adecuado. Su conclusión es que es fundamental desarrollar estudios experimentales que validen todos estos datos y permitan verificar la idoneidad de nuestros cultivos en sistemas agrivoltaicos con los condicionantes geográficos y climatológicos de nuestro entorno.

En el siguiente artículo, Rafael López Luque y José Cristóbal Ramírez Faz, de la Universidad de Córdoba, profundizan en las tecnologías más significativas para la agrivoltaica, describiendo las distintas posibilidades que se ofrecen comercialmente para cada una de las aplicaciones de la agrivoltaica. Los autores también plantean varios indicadores de viabilidad para las instalaciones agrivoltaicas, como la calidad de la producción agrícola, el rendimiento energético, el rendimiento agrícola, u otros.

En una segunda parte de su artículo, López Luque y Ramírez Faz realizan una serie de consideraciones sobre la aceptación social de esta tecnología, y sobre los modelos de negocio que pueden contribuir a su viabilidad. Además, describen el marco legal y nivel de desarrollo en varios países de la Unión Europea y en España, así como las perspectivas de futuro para nuestro país, concluyendo que en España este sector es prácticamente inexistente, pero que cabe esperar que 2025 suponga un punto de inflexión para esta tecnología.

Hasta aquí el número repasa las alternativas fundamentales para el suministro de energía; sin embargo, como ya se ha mencionado, la transición no se producirá sólo desde el lado

de la oferta, sino que también tendrá implicaciones y requerirá cambios desde el lado de la demanda. Por tanto, en la segunda parte del número pasamos a describir cinco aspectos que serán claves en la transición.

En primer lugar, Paolo Mastropietro, investigador de Comillas-IIT, presenta los posibles diseños de mercado eléctrico en un contexto de alta penetración de renovables, y las consecuencias que pueden tener para los consumidores. El autor describe los distintos segmentos del mercado: diario, intradiario, servicios complementarios, y mercados a plazo; y analiza cómo deberían evolucionar en el futuro para hacer frente a los desafíos del proceso de descarbonización. En general, se esperan cambios en la granularidad temporal, en la integración de recursos de demanda, y en el acoplamiento del mercado europeo. En los mercados a plazo, el desafío fundamental es aumentar su liquidez.

Posteriormente Mastropietro evalúa distintos mecanismos regulatorios que pueden complementar el mercado. Respecto al mercado de capacidad, necesario para garantizar la seguridad de suministro, identifica la necesidad de calcular correctamente la aportación de cada tecnología, de integrar eventos extremos, y de fomentar la participación de la demanda. En cuanto a los sistemas de apoyo a las renovables, que considera seguirán siendo necesarios, el reto está en combinar sus ventajas para los inversores con su integración en el mercado. Igualmente en el caso de los apoyos al almacenamiento.

El impacto de esta evolución para los consumidores, según el autor, será posiblemente un aumento de costes, aunque algunos podrán obtener ahorros importantes si adaptan su consumo a las necesidades del sistema.

A continuación Manuel Pérez Bravo y Tomás Gómez San Román, investigadores de Comillas-IIT, describen las opciones disponibles para los consumidores en materia de autoconsumo y comunidades energéticas. En su opinión, estos esquemas de autoconsumo y de implicación ciudadana en torno a la energía pueden conllevar beneficios económicos, sociales y medioambientales para los propios consumidores y para el sistema eléctrico en general. Pero para ello es preciso conocer bien sus ámbitos y restricciones de aplicación, algo que los autores explican detalladamente.

Respecto al autoconsumo, Pérez y Gómez consideran que existen dudas razonables sobre si se darán las condiciones de rentabilidad necesarias para alcanzar los ambiciosos objetivos establecidos por el PNIIEC. La solución puede pasar por la instalación de almacenamiento, algo que también les permitiría participar en otros mercados como los descritos en artículos anteriores, y que se ve favorecido por la tendencia decreciente de costes de inversión de las baterías.

Las comunidades energéticas por el contrario no cuentan aún con un marco regulatorio para su desarrollo, y las iniciativas en marcha pueden considerarse testimoniales. Aún quedan muchas cuestiones por resolver a este respecto, algo que evidentemente impide que se activen los beneficios de estas asociaciones.

Para terminar con esta revisión de los cambios esperables en los modelos de consumo de energía eléctrica, David Robinson analiza las posibilidades de flexibilización de la demanda de electricidad, y el potencial de los agregadores.

El autor explica los cambios en la legislación, así como en las condiciones económicas y tecnológicas, que incentivan un papel más activo de los consumidores y les permiten contribuir a la transición energética de, al menos, cinco maneras: autoconsumo, electrificación, flexibilidad, seguridad del sistema y reducción de costes de red, y apoyo político.

Según Robinson, en la legislación española actual ya existen incentivos para que los consumidores de electricidad en España sean activos en el autoconsumo y la flexibilidad implícita de la demanda. Sin embargo, la futura legislación debe motivar una mayor participación de los consumidores, invitar a la implantación de nuevos modelos empresariales y sociales y crear oportunidades comerciales para apoyar a los consumidores activos y una transición energética justa. El autor ofrece ejemplos de interés en este sentido, tanto de otros mercados internacionales como de iniciativas pioneras en España.

Por último, el número presta atención más en detalle a dos sectores consumidores de energía. Timo Gerres, de Enagás y la Universidad Pontificia Comillas, presenta las opciones de descarbonización de la industria no intensiva en energía. Gerres agrupa estas opciones en cuatro: las mejoras de eficiencia, el cambio de fuentes de energía, la captura de emisiones o el cambio de insumos materiales; y luego procede a detallarlas con ejemplos concretos. También destaca que existen soluciones estandarizadas para gran parte de la industria que permiten reducir las emisiones asociadas al uso de energía, pero no permiten transformar las industrias de materias primas, que requieren soluciones específicas.

A continuación el autor resume las medidas principales que afectan a la descarbonización de la industria en Europa, centrándose en las ayudas públicas a la inversión, fundamentales para corregir la elevada incertidumbre a la que se enfrenta la industria. Gerres también repasa en detalle las propuestas del Plan Industrial del Pacto Verde, y el Reglamento para desarrollar capacidad industrial para fabricar tecnologías neutras en emisiones, y apunta a los elementos que faltan por desarrollar o detallar, entre otros, una estrategia coherente para impulsar el uso circular de materiales. Gerres concluye con una serie de reflexiones sobre las oportunidades que se deben aprovechar para descarbonizar la industria de forma competitiva.

Por su parte, Manuel Pérez Bravo, investigador de Comillas-IIT, muestra las opciones de descarbonización del transporte de mercancías, un sector particularmente relevante para España tanto por su peso en las emisiones como por su relevancia económica. El autor comienza señalando que la electrificación del transporte pesado es más compleja que para el ligero, por la mayor necesidad de potencia y autonomía de los vehículos; y repasa las principales opciones basadas en hidrógeno o combustibles renovables. También señala las principales barreras para su despliegue, como los altos costes iniciales y elevada infraestructura.

Pérez Bravo también resume la abundante normativa europea, que juega un papel crucial al establecer objetivos ambiciosos para promover las tecnologías y combustibles sostenibles, o para incentivar el desarrollo de infraestructura de recarga para los combustibles alternativos. El autor señala que a futuro se espera que las mejoras tecnológicas y la reducción de costes aceleren la penetración de estas soluciones; pero que en cualquier caso será necesario implementar soluciones tecnológicas y regulatorias adaptadas a los distintos segmentos del

transporte pesado, garantizando que el cambio sea viable tanto técnica como económicamente para todos los actores involucrados.

Confío en que la lectura de este número pueda aportar una visión amplia, pero accesible, de la transición energética en España. En cualquier caso, los distintos artículos ofrecen referencias en las que ampliar la información. También se puede obtener abundante detalle en las webs de los autores, o adicionalmente, en un podcast de reciente creación impulsado por la Universidad Pontificia Comillas (Transición energética... sin cuentos).



# La estrategia europea para la transición energética

**Pablo Pintos**

PhD. Asesor parlamentario en la Comisión de Industria, Investigación y Energía del Parlamento Europeo

## 1. Introducción

La energía ha estado presente desde el principio de la concepción de la Unión Europea (UE). Con el Tratado del Carbón y del Acero (CECA), en 1952 y el Tratado Euratom en 1957, los Estados miembros fundadores reconocían la necesidad de adoptar un enfoque común para enfrentar los desafíos del sector energético en Europa. Estos tratados supusieron el núcleo de la cooperación en términos de seguridad de suministro, asequibilidad energética, crecimiento económico y consolidación del mercado interior. Es el origen de la actual Unión Europea.

Durante los años noventa, la Unión Europea inició un proceso de liberalización de los mercados de gas y electricidad, que se materializó en una apertura gradual a la competencia de sus mercados nacionales monopolísticos. Varios paquetes legislativos fueron abriendo esta competencia, tratando de armonizar normas y estándares, eliminando barreras comerciales, introduciendo regulación ambiental y climática, así como mejorando las interconexiones y la protección del consumidor. La legislación de la UE se articula a través de diversos tipos de actos legislativos, entre los que destacan los Reglamentos, que son de aplicación directa, y las Directivas, que los Estados miembros deben incorporar a sus respectivas legislaciones. También son significativos los actos delegados y de ejecución, que permiten a la Comisión

Europea completar o modificar ciertos elementos de los actos legislativos. En cualquier caso, es importante recordar que la base jurídica de la política energética europea mantiene el derecho de los Estados miembros a decidir sobre su mix energético.

Con el primer paquete, terminado de adoptar en 1998, se establecieron las disposiciones para la liberalización del mercado interior de la electricidad y el gas. El segundo paquete, adoptado en 2003, profundizó en esta liberalización, permitiendo la libre elección de proveedores a consumidores domésticos e industriales. Otro hito importante fue la implementación en 2005 del Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (EU ETS, por sus siglas en inglés), que es la principal normativa europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En 2009 se aprobó el tercer paquete y también la primera Directiva de fomento de energías renovables, así como medidas de eficiencia energética. Además, se establecieron los conocidos objetivos en materia de energía y clima 20-20-20; metas para 2020 que incluyen la reducción del 20 % de las emisiones de GEI, alcanzar un 20 % de energía renovable y lograr un 20 % de eficiencia energética.

El Acuerdo de París, firmado en 2015, impulsó que la UE incrementara su acción climática y acelerara la transición. Esto se llevó a cabo con el cuarto paquete energético, denominado «Energía limpia para todos los europeos», que se completó en 2019. Entre otras medidas, se creó el importante Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía y Acción Climática y se actualizaron las Directivas de eficiencia energética y de promoción de energías renovables. También se reformó el diseño del mercado eléctrico.

Finalmente, el quinto paquete, conocido como «Objetivo 55» (*Fit for 55*), adoptado recientemente en 2023 (salvo la Directiva de imposición energética) configura el actual marco normativo de la UE en materia de energía y clima. Este quinto paquete fue la respuesta legislativa al Pacto Verde Europeo. El plan se materializó a través de la Ley Europea del Clima, donde se establecen los objetivos de reducción de emisiones del 55 % con respecto a 1990 para 2030 y de neutralidad climática para mitad de siglo de la UE. Para ello el Objetivo 55 remodela prácticamente toda la legislación energético-climática y crea nueva legislación.

Como consecuencia de la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia, se tomaron medidas adicionales en materia de regulación energética. Destaca el plan REPowerEU para acelerar la independencia de la UE de los combustibles fósiles rusos. Después de las dos crisis vividas, incluida la de la covid-19, la UE consideró necesario reforzar la competitividad industrial europea en la senda marcada por el Pacto Verde y propuso, en 2023, el Plan Industrial del Pacto Verde.

Este capítulo se centra en describir estos últimos paquetes legislativos (Objetivo 55, REPowerEU y Plan Industrial del Pacto Verde), permitiendo obtener una visión de la actual estrategia energética de la UE y de la situación regulatoria europea de la transición ecológica. Además, se abordan los desafíos más inmediatos y se describen los planes a futuro de la UE, donde destaca el enfoque de la competitividad y, concretamente, el Pacto Industrial Limpio y la «Brújula para la Competitividad en la UE».

## 2. Marco Normativo y Objetivos Generales de la Estrategia Energética Europea

El actual marco normativo se gestó a partir del Pacto Verde Europeo, impulsado por la presidenta de la Comisión Europea, Ursula Von der Leyen, al comienzo de su primer mandato en 2019. Este plan fue clave para que Von der Leyen contara con el apoyo de la mayoría del Parlamento Europeo para ratificar su mandato. El Pacto Verde incorporó sus objetivos climáticos a la regulación europea a través de la Ley Europea del Clima (Reglamento [UE] 2021/1119), que entró en vigor en 2021.

La Ley Europea del Clima establece el marco para alcanzar la neutralidad climática (lograr cero emisiones netas de gases de efecto invernadero) para 2050 a más tardar, así como un objetivo intermedio de reducción de gases de efecto invernadero de al menos el 55 % para 2030, en comparación con los niveles de 1990. Además, se insta un proceso, incluyendo una evaluación de impacto detallada, por el cual se debe establecer un objetivo intermedio para 2040. También se introduce un presupuesto de gases de efecto invernadero, que establece la cantidad total restante de emisiones de gases de efecto invernadero que podrían emitirse hasta 2050 a más tardar.

El siguiente paso regulatorio se dio con el paquete «Objetivo 55». Una serie de propuestas regulatorias para actualizar el marco energético-climático europeo con el objetivo de cumplir con la reducción de emisiones de GEI de, al menos, el 55 % para 2030. Además, estas propuestas fueron concebidas como instrumentos para modernizar la economía, aprovechar las ventajas competitivas de una economía descarbonizada teniendo en cuenta la solidaridad y justicia social. Terminadas de acordar en 2023 (salvo la revisión de la Directiva de imposición energética), están actualmente en proceso de transposición a las normas nacionales.

La crisis de la covid-19 provocó una parálisis en la economía europea. Como respuesta se acordó el instrumento temporal *NexGenerationEU*. Un programa con más de 800 mil millones de euros para reactivar los daños económicos y sociales de la pandemia. El elemento central es el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (RRF, por sus siglas en inglés) (Reglamento [UE] 2021/241) un fondo europeo para financiar los Planes de Recuperación y Resiliencia que debían presentar los Estados miembro. Entre los objetivos para reactivar la economía estaban el de acelerar la transición ecológica. Al menos el 37 % de los fondos deben dedicarse a proyectos relacionados con la sostenibilidad ambiental, como energías renovables, economía circular y eficiencia energética.

Tras la crisis energética acaecida por la invasión de Ucrania por parte de Rusia en 2022, se volvieron a promover cambios regulatorios para acelerar la independencia de la UE de los combustibles fósiles rusos y promover la diversificación y el ahorro energético. Principalmente con el Plan REPowerEU. Este plan, además de proponer nuevas modificaciones a las Directivas de eficiencia energética y Directiva de energías renovables para incrementar aún más los objetivos europeos o acelerar y simplificar permisos administrativos, también establece capítulos específicos en sus planes nacionales de recuperación y resiliencia con el fin de financiar inversiones y reformas clave que contribuirán a alcanzar los objetivos de REPowerEU.

Tras las carencias en ciertas cadenas de suministro durante la crisis de la covid-19 y después con la crisis energética, teniendo en cuenta la inestabilidad geopolítica, la UE consideró necesario reforzar la competitividad industrial europea en la senda marcada por el Pacto Verde. En 2023 se propuso el Plan Industrial del Pacto Verde para aumentar la capacidad de fabricación de la UE en relación con las tecnologías y productos con cero emisiones netas necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos de Europa. El Plan incluye la Ley sobre la industria de cero emisiones netas y la Ley de Materias Primas Fundamentales. Además, dentro de este plan se propuso una reforma del mercado eléctrico europeo (EMD, por sus siglas en inglés).

La Comisión Europea comenzó el nuevo ciclo 2024-2029, centrada en mejorar la competitividad industrial, simplificar la carga administrativa. En el apartado 8 se profundiza en las medidas propuestas y anunciadas.

## 3. Promoción de las fuentes de energías renovables y la eficiencia energética

### 3.1. Directiva de energías renovables

La energía representa alrededor del 75 % de las emisiones de GEI de la UE. Dados los objetivos climáticos y las necesidades en materia de seguridad energética, el fomento de la energía renovable ha sido uno de los ejes primordiales de la acción de la Unión Europea en materia energética. La principal regulación europea es la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (conocida como RED, por sus siglas en inglés). En 2023, las energías renovables constituyeron el 24,5 % del consumo bruto de energía final en la UE (Eurostat, 2024a). Como parte del paquete «Objetivo 55», se enmendó la Directiva para elevar el objetivo de renovables y establecer nuevas medidas para fomentar su penetración. Posteriormente, en mayo de 2022, como parte del Plan REPowerEU, la Comisión propuso una modificación adicional.

La última modificación de la Directiva aumenta el objetivo vinculante de energía renovable en consumo bruto de energía final de la UE para 2030 hasta un mínimo del 42,5 %, con un complemento adicional indicativo del 2,5 % para alcanzar aspiracionalmente el objetivo del 45 %. Además de los incrementos de objetivos, general y sectoriales, destacan las medidas para agilizar los procedimientos de autorización para proyectos renovables y redes relacionadas, especialmente en áreas con alto potencial de energías renovables y bajos riesgos ambientales, denominadas «áreas de aceleración», que deben definir los Estados miembro.

Otros aspectos destacados de esta actualización incluyen la definición de objetivos específicos para los sectores de edificación e industria. En el caso del sector de los edificios se establece un objetivo indicativo de, al menos, un 49 % de energías renovables para 2030. En el caso del sector industrial, el objetivo indicativo es un incremento anual de al menos 1,6 puntos porcentuales (pp) de energías renovables.

Sin embargo, la medida que más impactará en parte de la industria es el objetivo vinculante, a nivel de Estado miembro, de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs, por sus siglas en inglés) —incluyendo hidrógeno renovable y otros combustibles renovables sintéticos— de alcanzar al menos el 42 % del hidrógeno utilizado como materia prima en la industria para 2030, y del 60 % para 2035. Eso sí, se incluyen algunas flexibilidades, como la posibilidad de que los Estados miembros reduzcan estos objetivos en un 20 % bajo condiciones de alta descarbonización con hidrógeno limpio.

En cuanto al sector de la calefacción y refrigeración, se establece por primera vez un incremento obligatorio de 0,8 pp anual de energías renovables entre 2021 y 2025 y 1,1 pp entre 2026 y 2030. También existe un objetivo indicativo de aumento anual de 2,2 pp para la calefacción de distrito.

Los instrumentos de promoción de renovables en el transporte se han enrevesado con cada reforma de la Directiva, reflejando la dificultad para integrar renovables en este sector, al tratar de solventar problemas existentes y limitar el uso de biocombustibles de primera generación. También se busca un equilibrio entre la neutralidad tecnológica, la creación de nuevos mercados y el fomento de la electromovilidad. Específicamente, se establece un objetivo vinculante a nivel de Estado miembro de reducción de al menos un 14,5 % de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, o al menos un 29 % de participación de renovables (contenido energético) en el consumo final de energía en el transporte para 2030. A su vez, se establecen varios subobjetivos, para biocombustibles avanzados (que provienen de materias primas más sostenibles, listadas en el Anexo IX parte A) y RFNBOs, incluido el hidrógeno renovable, en el sector del transporte.

Aunque inicialmente no se pretendía modificar las reglas relacionadas con los permisos administrativos para proyectos de energía renovable, como parte del Plan REPowerEU se acordaron varias medidas para simplificar y acelerar estos procedimientos y mejorar la planificación. Los Estados miembros deben realizar un mapeo coordinado para identificar las áreas necesarias para la implementación de proyectos de energías renovables y adoptar un plan o planes que designen «áreas de aceleración» con bajo impacto para la implementación de proyectos de energía renovable. Otras de las medidas pasan por acortar los plazos límite para las tramitaciones administrativas. Se establecen plazos más cortos para instalaciones más pequeñas. Por ejemplo, para instalaciones de energía solar en estructuras artificiales: no más de 3 meses (1 mes para instalaciones de menos de 100 kW). Si el proyecto es de menos de 10.8 kW, una simple notificación es suficiente.

La bioenergía representa casi el 60 % de las energías renovables que se consumen en la UE. La Directiva fomenta el uso de la biomasa como fuente de energía renovable que cumpla con los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de GEI marcados. Esto es así para evitar efectos indeseados como deforestación, presión sobre materia prima alimenticia o para proteger la biodiversidad. Con cada revisión se han fortalecido estos criterios.

A futuro, además de la correcta implementación, el reto fundamental de esta Directiva es gestionar la brecha entre los objetivos y las contribuciones de los Estados miembros. Asimismo, se reaviva el debate sobre si la Directiva debería incluir la promoción de energías

que no emiten GEI no renovables (como la nuclear) y su continuidad más allá de 2030. La Comisión Europea ha expresado que desea proponer un objetivo específico de energías renovables para 2040.

### 3.2. Eficiencia energética: Directiva de eficiencia energética y de eficiencia energética en edificios

El impulso al ahorro energético constituye una de las principales acciones regulatorias a nivel de la UE en el sector energético. La eficiencia energética representa una manera coste-eficiente de reducir emisiones, mejorar la competitividad y disminuir las dependencias. Los principales instrumentos jurídicos a nivel europeo son la Directiva de Eficiencia Energética (Directiva [UE] 2023/1791) y la Directiva sobre la Eficiencia Energética de los Edificios (EPBD, por sus siglas en inglés) (Directiva [UE] 2024/1275), además de la legislación sobre etiquetado energético y diseño ecológico de una amplia gama de productos.

En el marco de los objetivos energético-climáticos para 2020, la UE se propuso de reducir el consumo de energía primaria y final en un 20 % a nivel de la UE para dicho año. Estos objetivos se alcanzaron gracias a la caída del consumo energético provocada por la pandemia de la covid-19 (Comisión Europea, 2024c). Pero la crisis energética resultante de la invasión rusa a Ucrania, los elevados precios y las medidas de emergencia para reducir el consumo de gas fósil, reforzaron la tendencia de disminución del consumo energético después de un repunte entre crisis.

De cara a 2030 y como parte del paquete «Objetivo 55», se reformaron ambas Directivas de eficiencia energética para alinear sus objetivos con la meta de reducción del 55 % de emisiones para 2030. Por primera vez, la Directiva de eficiencia energética establece que el objetivo de eficiencia energética a nivel de la UE sea vinculante (solo en relación a la energía final).

Los Estados miembros deben garantizar colectivamente una reducción del consumo de energía final de al menos un 11,7 % en 2030, en comparación con las proyecciones de consumo de 2020 (38 % tomando 2007 como referencia). Esto limita el consumo de energía final y primaria de la UE a 763 Mtep y 992,5 Mtep en 2030, respectivamente. Los Estados miembros deben contribuir al objetivo europeo de eficiencia energética mediante contribuciones nacionales establecidas en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC), actualizados por última vez en 2024.

Entre las medidas para impulsar la eficiencia energética se encuentran las obligaciones de ahorro energético anuales a los Estados miembros, con un objetivo de 1,5 % anual de media hasta 2030. El sector público, por su parte, debe reducir su consumo de energía final en un 1,9 % cada año. Además, los Estados miembros también deben garantizar que al menos el 3 % de los edificios públicos se renueve cada año para convertirlos en edificios de consumo de energía casi nulo o de emisiones cero. Esta Directiva también incluye medidas

para incrementar la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos a través de obligaciones de precableado.

La Directiva también aborda la eficiencia como un instrumento para reducir la pobreza energética. En esta última reforma se da el hito de establecer por primera vez una definición de pobreza energética en la regulación europea. Los Estados miembros deberán implementar medidas de mejora de la eficiencia energética como una prioridad entre las personas afectadas por la pobreza energética, clientes vulnerables y hogares de bajos ingresos.

La UE cuenta con una Directiva específica para promover el ahorro energético en los edificios, la Directiva (UE) 2024/1275. Los edificios son responsables de aproximadamente el 40 % del consumo de energía y del 36 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la UE. Es por tanto un sector con un gran potencial para mejorar la eficiencia energética, implementar energías renovables y reducir las emisiones de GEI. Teniendo en cuenta el potencial y las estrategias de la Comisión Europea para doblar la tasa de renovación de edificios, singularmente la denominada Ola de Renovación (Comisión Europea, 2020a), esta Directiva también se actualizó en el marco del paquete «Objetivo 55».

La Directiva modificada sobre la eficiencia energética de los edificios establece que todos los edificios nuevos deberán ser de emisión cero a partir de 2030 y los edificios nuevos ocupados o propiedad del sector público, a partir de 2028. Entre las medidas se encuentran las normas mínimas de eficiencia energética para edificios (MEPS, por sus siglas en inglés) que los Estados miembros deberán fijar para su parque de viviendas. Con los MEPS, se busca renovar aquellos edificios con peor rendimiento. Teniendo como referencia el año 2020, las normas mínimas de eficiencia energética deben garantizar que al menos todos los edificios no residenciales reduzcan su consumo un 16 % para 2030 y un 26 % para 2033. Para los edificios residenciales el uso medio de energía primaria en kWh/(m<sup>2</sup>/año) debe reducirse en un 16 % hasta 2030, y un 20-22 % hasta 2035. Se otorga libertad a los Estados miembros sobre cómo lograrlo, evitando así que se establecieran obligaciones de eficiencia energética a los edificios directamente desde la UE. Cada Estado miembro debe establecer un plan nacional de renovación de edificios en el que identificará las cuotas de diferentes edificios en su parque y los objetivos para transformar los edificios existentes en edificios de cero emisiones.

Otra novedad que trae la reforma es la eliminación gradual de los combustibles fósiles en los edificios. Por ejemplo, se planea eliminar las calderas de combustibles fósiles en los edificios para 2040. Este punto fue muy polémico durante las negociaciones. Como solución de compromiso, la Directiva permite las calderas híbridas. Además, no se deben ofrecer incentivos financieros para la instalación de calderas autónomas alimentadas por combustibles fósiles a partir de 2025. También se incluyeron provisiones para el sector de calefacción y refrigeración de distrito, que debe estar completamente descarbonizado para 2050. A partir de 2030 no se podrán obtener subsidios para sistemas de gas natural en caso de ser nuevos o estar sujetos a una renovación sustancial.

## 4. Mercados energéticos

### 4.1. Descarbonización del sector del gas

El gas natural de origen fósil representa el 21 % del consumo primario de la UE y el 95 % del gas consumido. Dados los objetivos del Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del Clima, la descarbonización del sector del gas es otra de las acciones de la UE en materia energética para complementar aquella demanda energética que no se puede electrificar, mediante gas bajo en carbono o renovable. Esta idea forma parte de las estrategias de la UE para la Integración del Sistema Energético y del hidrógeno, lanzadas en 2020. Plantean fomentar una mejor integración para optimizar el sistema energético, a través de múltiples vectores energéticos, con una alta electrificación de la demanda y la producción de hidrógeno limpio para descarbonizar sectores difíciles de abatir.

Tal y como se mencionó en la introducción, los sucesivos paquetes regulatorios en materia de energía han liberalizado los mercados del gas y la electricidad. El Reglamento y la Directiva de gas constituyen las normas básicas para el mercado de gas de la UE. Estas normas se complementan con otras legislaciones de la UE que afectan a los mercados de gas, especialmente el Reglamento (UE) 2017/1938 sobre la seguridad del suministro de gas.

Para adaptar el mercado del gas europeo a las metas de descarbonización, se reformaron el Reglamento (Reglamento [UE] 2024/1789) y la Directiva de gas (Directiva [UE] 2024/1788) y se introdujo un nuevo Reglamento (Reglamento [UE] 2024/1787) para reducir las emisiones de metano en el sector energético. El conocido como «Paquete de gas» se terminó de acordar en 2024. El objetivo es descarbonizar el sector del gas de la UE y promover la utilización de gases renovables y bajos en carbono, como por ejemplo el hidrógeno o el biogás.

La Directiva de gas establece normas comunes en materia de transporte, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural y de hidrógeno e incluye medidas para aumentar la protección y empoderamiento de los consumidores de gas y facilitar el uso de gases renovables. El Reglamento revisa las normas del mercado interior para la creación y explotación de los mercados mayoristas de gas natural e hidrógeno. Crea la Red Europea de Operadores de Redes de Hidrógeno (ENNO-H) —separada del ENTSO-G— que apoyará el desarrollo de la infraestructura del hidrógeno.

Negociada en un periodo en el que los precios del gas batieron records, la Directiva ha reforzado las disposiciones para proteger a los consumidores vulnerables y en riesgo de pobreza energética. Se simplifica el cambio de proveedor de energía y se aumenta la transparencia de la facturación. Se establece que los Estados miembros deben adoptar medidas para evitar la desconexión de los grupos vulnerables y de bajo consumo energético.

Otro punto importante es el establecimiento de un sistema de certificación para los gases bajos en carbono, incluido el hidrógeno bajo en carbono, que complementa la certificación de gases renovables e hidrógeno prevista en la Directiva sobre fuentes de energía renovables. Las normas detalladas sobre la metodología se determinarán en un acto delegado, donde se

definirá qué se considera hidrógeno limpio. La certificación debe basarse en las emisiones del ciclo de vida.

Con la creación del marco regulatorio del hidrógeno también se aprovecha para mejorar la coordinación entre los planes de desarrollo de la red para el hidrógeno, la electricidad y el gas natural a través de una mejor planificación integrada y ciclos de planificación coordinados. Los planes de desarrollo de la red se basarán en la integración del sector y la priorización del uso del hidrógeno en sectores difíciles de descarbonizar.

Dado el contexto en el que se negoció, la reforma del Reglamento de gas incluye la posibilidad de que los Estados miembros tomen medidas para restringir temporalmente el suministro de gas procedente de Rusia y Bielorrusia, con el objetivo de eliminar gradualmente la dependencia del gas ruso. Entre otros, se prevé un mecanismo que permite a los Estados miembros limitar la solicitud de capacidad de acceso a la red y a las terminales de GNL (Gas Natural Licuado) procedentes de Rusia y Bielorrusia, siempre que sea necesario para proteger sus intereses esenciales de seguridad y los de la UE.

Debido a esta evolución regulatoria durante la crisis energética, el nuevo marco regulatorio integra elementos de las medidas de emergencia tomadas por la UE en el sector del gas. Por ejemplo, las obligaciones de almacenamiento (del 90 % de la capacidad de los almacenes cada noviembre) se mantienen en vigor hasta 2025. Sobre la base de la *EU Energy Platform*<sup>1</sup> se establece un mecanismo permanente de agregación de la demanda y de compra conjunta de gas natural de uso voluntario. Además, se incluyen disposiciones de solidaridad por defecto (del Reglamento [UE] 2017/1938 sobre la Seguridad del Suministro de Gas) entre Estados miembros cuando no existan acuerdos bilaterales entre ellos entre otras medidas.

Ahora la UE tiene el desafío de implementar esta reforma con el objetivo de facilitar la integración de los gases descarbonizados y renovables en los mercados de gas. Para lograrlo, es fundamental que la transposición a las reglas nacionales evite efectos adversos, como el bloqueo tecnológico o la aparición de activos varados, que podrían obstaculizar el progreso hacia un sistema energético más sostenible. Asimismo, el tiempo dirá si la reforma contiene suficientes medidas de protección de los consumidores para garantizar que la transición no derive en un incremento desproporcionado del coste energético para los hogares y las empresas.

## 4.2. Reforma del mercado eléctrico europeo

La UE busca una alta electrificación de la demanda para una descarbonización coste-efectiva. En la primera mitad de 2024, las energías renovables generaron el 50 % de la electricidad en el UE. Sin embargo, hoy en día la electrificación ronda el 23 % de la demanda energética de la Unión. Si no se incrementa la electrificación, la descarbonización del sector eléctrico poco impactará en el conjunto del sistema energético. La comunicación de la Comisión Europea «Pacto industrial limpio» propone incrementar la electrificación de la demanda energética al

<sup>1</sup> Plataforma creada en 2022 para la puesta en común de la demanda, la coordinación del uso de la infraestructura, la negociación con terceros países y la preparación de compras conjuntas de gas e hidrógeno.

32 % para 2030 (Comisión Europea, 2025a). También según la última evaluación de la Comisión sobre el objetivo a 2040, para esa fecha la electrificación debería suponer el 50 % del consumo total de energía, y superar el 60 % en 2050 (Comisión Europea, 2024). Entre otras razones, la volatilidad de los precios de la electricidad está afectando a esta electrificación al generar incertidumbre tanto para los consumidores domésticos e industriales, retrasando decisiones de inversión en tecnologías electrificadas.

El diseño del mercado eléctrico de la UE se basa principalmente en Directiva de Electricidad (Directiva [UE] 2019/944) y el Reglamento de Electricidad (Reglamento [UE] 2019/943). La Directiva cubre los mercados eléctricos minoristas e incluye los derechos de los consumidores de electricidad. El Reglamento de electricidad establece las normas para el comercio transfronterizo de electricidad y las reglas del mercado mayorista e incentivos a inversiones en tecnologías y producción de bajas emisiones de carbono.

Como consecuencia de la crisis energética provocada por la invasión rusa de Ucrania, con precios extremadamente altos, volátiles y serias preocupaciones sobre la seguridad del suministro, la Comisión Europea presentó una propuesta de reforma del Diseño del Mercado de la Electricidad europeo, la cual entró en vigor en julio de 2024 y se está transponiendo. La reforma modifica el Reglamento y la Directiva del mercado eléctrico y el Reglamento ACER y la Directiva de energías renovables. Además, se reformó el Reglamento de protección de la UE contra la manipulación del mercado en el mercado mayorista de la energía.

Los precios de los consumidores estaban muy por encima de los costes energéticos medios durante la crisis de precios de 2021-2022. Pero se puede dar el caso contrario, que los precios sean muy bajos. Ambas situaciones son malas. En un caso por los problemas de precios y competitividad, y en el otro, por problemas de inversión en nuevos proyectos de capacidad de generación. Para abordar esta problemática y tratar de desacoplar el precio mayorista de la electricidad del precio del gas, la reforma del mercado eléctrico fomenta los mercados y contratos a largo plazo, a través, por ejemplo, de contratos por diferencia bidireccionales (CfDs, por sus siglas en inglés) y acuerdos de compra de energía (PPAs, por sus siglas en inglés).

Bajo el nuevo diseño los esquemas de apoyo para nuevas instalaciones en energía eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica y nuclear deben ser en forma de CfDs (o esquemas equivalentes). Los CfDs incorporan un techo que limita los beneficios y una base de precios por los que los generadores son compensados. Con ello se refuerza la protección contra la volatilidad de los precios eléctricos de hogares e industria. Los posibles ingresos procedentes de los CfDs deben distribuirse entre los clientes finales, ayudando así a reducir los precios.

Otro de los instrumentos para fomentar la liquidez de los mercados a plazo son PPAs, que ayudan al financiamiento privado de capacidad de generación principalmente renovable y al mismo tiempo brindarán estabilidad a largo plazo al consumidor. La reforma incluye nuevas medidas para promoverlos. Las medidas se centran en facilitar garantías respaldadas por los Estados miembros y otras instituciones a este tipo de contratos y también blindando los PPAs contra cambios retroactivos.

En cuanto a la protección y empoderamiento de los consumidores, la nueva regulación obliga a los Estados miembros a proteger completamente a los clientes vulnerables, estableciendo la prohibición de desconexiones u otras acciones equivalentes. También se amplían las oportunidades que ofrece la actividad de autoconsumo al consolidar el derecho a compartir energía renovable entre consumidores (*energy sharing*). Los ciudadanos y empresas podrán compartir la electricidad (por ejemplo, con vecinos o familiares o trabajadores de su empresa).

Como instrumento para paliar otros posibles episodios de precios extremadamente altos en los mercados mayoristas de la electricidad, se define un marco para identificar y declarar una crisis de precios de la electricidad, con criterios claros y con medidas específicas que se pueden adoptar en esos casos. Por ejemplo, se permite a los Estados miembros aplicar precios minoristas regulados a los hogares y las pymes.

La reforma también fomenta la flexibilidad en el sistema eléctrico para ayudar a una mayor integración de energías renovables y a la electrificación de la economía (vehículo eléctrico, bombas de calor, electrodomésticos inteligentes, etc.). Los Estados miembros llevarán a cabo una evaluación de las necesidades nacionales de flexibilidad. La Comisión deberá realizar una evaluación de las necesidades a nivel europeo y presentará una estrategia europea de flexibilidad centrada especialmente en la respuesta de la demanda (cambio de las pautas de consumo de electricidad por parte de los clientes finales) y el almacenamiento de energía, coherente con los objetivos para 2030. Además, se establecen esquemas de apoyo específicos para impulsar los sistemas de flexibilidad (principalmente respuesta de la demanda y almacenamiento) limitados a un origen no fósil.

Aunque la reforma profunda del mercado eléctrico para adaptarlo a un sistema descarbonizado y de recursos energéticos más distribuidos se realizó en 2019, esta última reforma es una respuesta a un problema coyuntural que hizo inevitable tomar medidas en una dirección en algún caso contrario a la filosofía *energy only* que imperó en 2019. De nuevo aquí la implementación dirá si son necesarios ajustes o reformas de mayor calado.

## 5. Transición energética en el sector del transporte

El sector del transporte representa el 31 % del total de energía consumida en la UE en 2022. El uso de combustibles fósiles constituye más del 90 % de las necesidades energéticas de este sector. Tanto el transporte aéreo como el marítimo dependen casi exclusivamente de los combustibles fósiles, mientras que el transporte por carretera lo hace en un 93 %. Este último fue el mayor consumidor de energía, responsable del 74 % de todo el consumo de energía en el transporte (Eurostat, 2024b). Por lo tanto, se trata de un sector con un importante potencial de mejora.

El paquete «Objetivo 55» aportó medidas para impulsar la eliminación de combustibles fósiles y la reducción de emisiones. Entre ellas, destacan la reforma del Reglamento (UE) 2019/631, sobre las normas de emisiones de CO<sub>2</sub> para automóviles y furgonetas, y dos nuevos reglamentos orientados a la descarbonización del transporte marítimo y la aviación.

El Reglamento sobre las normas de emisiones de CO<sub>2</sub> establece objetivos de reducción para turismos y furgonetas nuevos. En 2023, se actualizó como parte del paquete «Objetivo 55» para alinearlos con el objetivo de neutralidad climática para 2050. En concreto, este Reglamento exige a todos los fabricantes que las emisiones medias de CO<sub>2</sub> de su parque de vehículos matriculados no superen su objetivo anual.

Durante su tramitación, este Reglamento fue uno de los expedientes más polémicos y continúa siendo susceptible de ser enmendado dados los frágiles equilibrios políticos y la crisis de la industria automovilística europea, que apunta a este Reglamento como parte de los problemas a los que se enfrenta. La principal crítica se centra en el objetivo de que los nuevos vehículos y furgonetas vendidas a partir de 2035 sean de cero emisiones, lo cual implicaría la penalización total de los nuevos motores de combustión a partir de esa fecha. La tecnología más viable a día de hoy para cumplir este objetivo es la electromovilidad.

Paralelamente, el Reglamento (UE) 2023/1804 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFIR, por sus siglas en inglés) impulsa el despliegue de infraestructura de repostaje y recarga de combustibles alternativos en la UE, garantizando la interoperabilidad de la infraestructura. Tras su reforma incluida en el paquete «Objetivo 55» pasó de Directiva a Reglamento y se establecieron varios objetivos, entre los que destacan que se deben instalar estaciones de recarga rápida y de repostaje de hidrógeno entre una distancia máxima que va de los 60 km a los 200 km respectivamente, en la denominada «red transeuropea de transporte» (RTE-T). Además, se obliga también a facilitar el pago en las estaciones.

En cuanto a la aviación, es un sector particularmente difícil de descarbonizar debido a su dependencia exclusiva de la energía fósil y las limitadas opciones tecnológicas disponibles para reducir las emisiones. Este sector representa casi el 4 % de las emisiones de GEI (2022) y el 11 % del consumo energético del transporte en la UE. Para afrontar esta transición, se endureció el EU ETS con una eliminación progresiva de los derechos de emisión gratuitos para el sector (ver apartado del EU ETS), y se tomaron medidas adicionales a las de la Directiva RED para aumentar el uso de combustibles alternativos en la aviación.

Asimismo, el nuevo Reglamento (UE) 2023/2405 (REFuelEU Aviación) obliga a los proveedores de combustible a incorporar niveles mínimos de combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) en el carburante para aeronaves en los aeropuertos de la UE. En 2050 deberá alcanzarse un mínimo del 70 % de SAF, de los cuales al menos el 35 % deberá venir de combustibles sintéticos. Comenzará con una obligación del 2 % para 2025, con metas intermedias hasta 2050. Además, entre otras medidas se creará un sistema voluntario de etiquetado de la UE sobre el rendimiento medioambiental para los operadores, con el propósito de ayudar a los viajeros a tomar decisiones informadas a la hora de escoger un vuelo y tener así un sistema común, estandarizado.

Según el análisis de impacto de la Comisión Europea sobre la propuesta inicial de REFuelEU, se estimaba un aumento de las tarifas aéreas de alrededor del 8,1-8,2 % para 2050 como resultado de los mayores costes del combustible. En contraposición se estimó una reducción

de hasta 88.000 millones de euros en los costes ambientales relacionados con las emisiones y contaminantes atmosféricos.

El transporte marítimo, aunque menos intensivo en carbono para transportar mercancías, representa el 3-4 % de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en la UE. En 2022, supuso el 13 % del consumo de energía final de este sector. Con las reformas del paquete «Objetivo 55», entre otras medidas, este sector se incluyó parcialmente dentro del ámbito del EU ETS (ver apartado EU ETS) y se estableció un nuevo Reglamento para reducir sus emisiones. El nuevo Reglamento (UE) 2023/1805 (FuelEU Marítimo) establece límites máximos para el contenido de gases de efecto invernadero (GEI), en la energía utilizada por buques de más de 5.000 toneladas que hacen escala en puertos europeos. Estos buques deben aumentar de manera gradual la proporción de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos para una reducción progresiva de emisiones, del 2 % en 2025 al 80 % en 2050. Además, establece requisitos de cero emisiones en el suministro de energía en tierra.

## 6. Plan Industrial del Pacto Verde

Parte del éxito de la transición energética también depende de su capacidad para mantener la industria y el empleo en Europa. Para ello es importante asegurar la diversificación de las cadenas de suministro de las tecnologías y procesos en las que se está basando esa transición, como de las materias primas esenciales que se necesitan. Durante la pandemia de la covid-19 y la crisis energética, las vulnerabilidades en las cadenas de suministro quedaron expuestas. Por ello la UE intensificó las medidas para fortalecer la competitividad industrial. En 2023, la UE propuso el Plan Industrial del Pacto Verde, destinado a reforzar la capacidad de fabricación europea de tecnologías y productos de emisiones netas cero esenciales para alcanzar los objetivos climáticos. Este Plan incluye las conocidas como Ley de Industria de Emisiones Netas Cero (NZIA, por sus siglas en inglés) (Reglamento [UE] 2024/1735) y Ley de Materias Primas Fundamentales (Reglamento [UE] 2024/1252). Además, propone la reforma del mercado eléctrico europeo, ya abordada en el apartado 4.

### 6.1. Ley sobre la industria de cero emisiones netas

La NZIA busca fortalecer la capacidad de fabricación europea de tecnologías de cero emisiones netas. Las medidas aspiran a atraer proyectos e inversiones de cero emisiones netas para que la fabricación de tecnologías estratégicas (solar fotovoltaica y solar térmica, eólica terrestre y renovable marina, baterías y el almacenamiento, bombas de calor geotérmica, etc.) con el objetivo de cubrir al menos el 40 % de las necesidades de la UE para 2030.

Se establecen criterios de selección para proyectos estratégicos. Los Estados miembros pueden excluir proyectos si estos no se alinean con la estructura de suministro de energía del país. Para estos proyectos estratégicos se establece una simplificación y reducción de

tiempos de concesión de permisos administrativos. Se crean también Valles de Aceleración Net-Zero, áreas geográficas para concentrar actividades industriales y facilitar el proceso de permisos.

Además, se promueven las cadenas de valor europeas a través de la contratación pública. Se establecen normas para que las autoridades públicas adquieran bienes, obras y servicios relacionados con tecnologías estratégicas de cero emisiones netas, para que el suministro de estas tecnologías en la UE sea diversificado. Se incluyen criterios de sostenibilidad ambiental mínimos obligatorios, y de resiliencia que se aplicarán si existe una dependencia de más del 50 % de un tercer país para una tecnología estratégica específica de cero emisiones netas (o para sus componentes).

En el caso de que un Estado miembro diseñe subastas para el despliegue de renovables, se podrán aplicar criterios de precalificación y de adjudicación que no estén relacionados con el precio, por ejemplo, de sostenibilidad ambiental, contribución a la innovación o la integración de sistemas energéticos. Estos criterios deberán aplicarse a al menos el 30 % del volumen subastado.

En cuanto a financiación, se promueve la utilización del 25 % de los ingresos nacionales del EU ETS, la redirección de fondos RRF no utilizados y otros instrumentos del Banco Europeo de Inversiones. Además, los proyectos estratégicos son elegibles para financiamiento bajo el nuevo Reglamento (UE) 2024/795 que establece la Plataforma de Tecnologías Estratégicas para Europa (STEP<sup>2</sup>, por sus siglas en inglés). Sin embargo, no tiene el peso de la IRA (Ley de Reducción de la Inflación) estadounidense.

## 6.2. Ley de Materias Primas Fundamentales

La transición hacia fuentes de energía limpias y tecnologías netas en carbono es intensiva en materias primas fundamentales —materias primas que entrañan una importancia económica crucial y no pueden obtenerse de manera fiable y sostenible dentro de la Unión Europea—. La dependencia de la UE en ciertas materias primas es extrema. Además, carecemos de diversificación del abastecimiento de ciertas materias primas. Por ejemplo, producimos menos del 1 % en lo que respecta tanto a las baterías de litio como a las pilas de combustible, y China suministra a la UE el 98 % de las tierras raras. Para evitar caer en la misma trampa de dependencia, se acordó el Reglamento conocido como Ley de materias primas fundamentales.

Este Reglamento establece 34 materias primas fundamentales y 17 materias primas estratégicas y tiene como objetivo aumentar la contribución de la UE de estas materias en 2030 mediante un incremento de la extracción y el reciclaje en la UE: al menos el 10 % del consumo anual de materias primas estratégicas de la Unión debe extraerse en la UE y el 25 % del consumo anual de la Unión de cada materia prima crítica debe provenir del reciclaje. Tam-

<sup>2</sup> [https://strategic-technologies.europa.eu/index\\_en](https://strategic-technologies.europa.eu/index_en)

bién se establecen objetivos de procesado y diversificación. Al menos el 40 % del consumo anual de la Unión de cada materia prima crítica debe ser procesado en la Unión y no se podrá depender de un solo tercer país en más del 65 % de las importaciones de cualquier materia prima estratégica para 2030.

## 7. Otros instrumentos europeos para la reducción de emisiones

### 7.1. Mercado europeo de derechos de emisión

La transición energética europea no se puede entender sin el principal instrumento regulatorio de la UE para reducir las emisiones de GEI, el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (EU ETS, por sus siglas en inglés) de la UE (Directiva 2003/87/CE). Este mercado, uno de los mayores del mundo, se basa en un sistema denominado «*cap and trade*», donde las instalaciones industriales tienen un límite máximo de GEI que pueden emitir que se va reduciendo anualmente. Estas instalaciones tienen la opción de reducir sus emisiones internamente y vender sus derechos de emisión o, en su defecto, comprarlos para cumplir con sus obligaciones. De esta manera se incentiva una reducción de emisiones en los sectores y procesos industriales donde es más eficiente económicamente.

En funcionamiento desde 2005, el EU ETS cubre los sectores de generación de electricidad y calor, industria y aviación, que representan aproximadamente el 40 % de las emisiones totales de GEI en la UE. Comenzó a cubrir las emisiones del transporte marítimo en 2024. Los sectores bajo el EU ETS han reducido sus emisiones en un 47 % en 2023 con respecto a 2005. Desde su puesta en marcha tuvo que hacer frente a diversos problemas como la «fuga de carbono» o la sobreasignación de derechos gratuitos que hundió los precios del CO<sub>2</sub>. El EU ETS se encuentra en la fase 4, que corresponde al periodo 2021-2030.

Con el paquete «Objetivo 55» se implementaron reformas en este mercado para alinearlos con la Ley Europea del Clima. Además, se aprobó nueva regulación asociada a este mercado, como el mecanismo de ajuste de carbono en frontera y el nuevo Fondo Social del Clima. De los principales puntos de la reforma, que se aplican a la fase 4 en vigor, destacan varias medidas de calado. Se establece un límite (cap) más reducido de GEI permitido y un factor de reducción lineal más ambicioso para las emisiones de GEI (del 4,3 % en 2024-27 y del 4,4 % en 2028-30). Se amplía el mercado al transporte marítimo de forma gradual y se establece un aumento de los Fondos de Innovación y Modernización.

Otro hito importante de la reforma es la creación de un nuevo mercado independiente para los sectores los combustibles consumidos en edificios y transporte por carretera. Este nuevo mercado, conocido como EU ETS II entrará en vigor el año 2027. Serán los proveedores de combustible, y no los consumidores finales, los que tendrán que controlar sus emisiones y entregar los derechos de emisión. El límite de emisiones de este ETS debe llevar a una reduc-

ción del 42 % para 2030, comparado con 2005. Tras una primera fase de puesta en marcha en 2025, estará operativo a partir de 2027. Este mercado contempla medidas para limitar el precio a 45 €/ tonelada de CO<sub>2</sub> emitida.

Dadas las preocupaciones sobre el posible impacto regresivo del EU ETS II (al elevar el coste de la calefacción o el transporte), se acordó de forma paralela el Fondo Social del Clima (Reglamento [UE] 2023/955). Este fondo estará enfocado en financiar apoyo directo a grupos vulnerables, como familias en situación de pobreza energética. Podrá ser utilizado para invertir en medidas de eficiencia energética o renovación de edificios, entre otros. Se nutrirá de los beneficios de las subastas del EU ETS II, parte del EU ETS I y de otras contribuciones.

## 7.2. Mecanismo de ajuste de carbono en frontera (CBAM)

Las políticas climáticas de la UE, como el EU ETS descrito en el apartado anterior, pueden llevar aparejadas una fuga de carbono (*carbon leakage*), un fenómeno donde la producción industrial situada en la UE se traslada a países terceros con políticas climáticas son más laxas o cuando los productos son reemplazados por otros importados con mayor huella de carbono.

Para evitar este problema y garantizar igualdad de condiciones para la industria europea, en el EU ETS se emiten mayor cantidad de derechos de emisión gratuitos a industrias expuestas a fuga de carbono. Sin embargo, la reducción progresiva de los derechos gratuitos prevista y la necesidad de abordar de manera más sofisticada la fuga de carbono, ha llevado a establecer, como parte del paquete «Objetivo 55», el Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM, por sus siglas en inglés).

Este Reglamento (UE) 2023/956 se trata de un mecanismo por el que se establece un precio al carbono emitido por los productos importados intensivos en carbono. Inicialmente, se aplicará a sectores como cemento, hierro, acero, aluminio, fertilizantes, electricidad e hidrógeno, con posibilidad de ampliarse a otros sectores. El CBAM busca incentivar la descarbonización global y asegurar la competitividad de la industria europea. Está en fase de pruebas desde 2023 y comenzará a aplicarse gradualmente en 2026, alineándose con la eliminación progresiva de los derechos gratuitos de emisión en el EU ETS, que finalizará en 2035. La Comisión indica que cuando se implemente terminará cubriendo más del 50 % de las emisiones en los sectores cubiertos por el EU ETS.

Este mecanismo ha sido reclamado por varios sectores intensivos en emisiones, pero su reglamentación no está exenta de controversias. Parte de la industria demanda que no se retiren todos los derechos gratuitos en el EU ETS y que las exportaciones europeas tengan también algún tipo de compensación. Otro de los problemas que se temen es que corre el riesgo de verse socavada por la redistribución de recursos por parte de terceros países exportadores que centrarán su exportación de productos limpios en la UE, al tiempo que desviarán productos más intensivos en carbono a terceros países. Tal y como ocurrió con

las primeras fases del EU ETS, el CBAM se encuentra bajo revisión como parte del paquete de medidas propuesto por la Comisión Europea para simplificar y mejorar la competitividad de la industria. Entre otras, se proponen exenciones de cumplimiento para pequeños importadores. Además, se espera una nueva propuesta legislativa para extender el ámbito de aplicación a nuevos sectores para 2026.

## 8. Perspectivas futuras

A futuro, el reto de la política energética europea pasa por implementar la amplia regulación acordada en los últimos años y una búsqueda de la competitividad a través de la simplificación y mayor integración del mercado europeo. Las Orientaciones políticas (Comisión Europea, 2024b) presentadas por la presidenta de la Comisión Europea para el periodo 2024-2029, junto con las cartas de mandato (*mission letters*) a los Comisarios, así como la Comunicación «Brújula de Competitividad» (Comisión Europea, 2025b) —respuesta a los informes Letta (Letta, 2024) y Draghi (Draghi, 2024)— ofrecen una buena base para conocer las próximas iniciativas legislativas de la UE en la nueva Comisión Von der Leyen II. Destacan en el ámbito de la transición energética el Pacto Industrial Limpio, la preparación del marco regulatorio energético-climático para 2040 y los paquetes «Ómnibus» de simplificación.

El Pacto Industrial Limpio (Comisión Europea, 2025a) - comunicación de la Comisión Europea, por tanto no legislativo, propone medidas para reducir los costes de la energía, impulsar la demanda de productos bajos en carbono europeo, medidas de financiación para movilizar más de 100 000 millones de euros en el despliegue de tecnologías limpias, potenciar la circularidad y acceso a materias primas críticas y mejorar la capacitación y formación a escala europea. Así mismo, en línea con los objetivos de la Brújula de Competitividad, se proponen varios paquetes denominados «ómnibus» simplificar las obligaciones de presentación de informes relacionados con la sostenibilidad o las inversiones.

Como parte del Pacto Industrial limpio, la comunicación de la Comisión Europea «Plan de Acción para Precios de Energía Asequibles» (Comisión Europea, 2025c) ofrece de manera más detallada un calendario con los planes, medidas y propuestas en el sector energético para abordar la preocupación sobre los altos costes energéticos como barrera a la productividad. El Plan se compone de ocho acciones que van desde revisar los cargos de red, la imposición energética, acelerar la expansión y digitalización de la red, mejorar la supervisión y transparencia de los mercados de gas. Además, se plantea otro plan de para incrementar la electrificación de la demanda energética, junto con una iniciativa para impulsar renovables y el almacenamiento. Todo ello combinado con una hoja de ruta estratégica para la digitalización y la inteligencia artificial en el sector energético y otra para la inversión en energía limpia, que incluirá inversión en redes, el almacenamiento, interconexiones y digitalización. La Comisión Europea también tiene previsto aumentar la participación ciudadana en el sistema energético y fortalecer la dimensión social de la transición energética, fortaleciendo la lucha contra la pobreza energética.

Otras iniciativas relacionadas con la energía pasan por la anunciada actualización y simplificación del Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía (Reglamento [UE] 2018/1999) y la del marco regulatorio de seguridad del suministro, algo ineludible teniendo en cuenta el nuevo contexto geopolítico. También cabe destacar el plan para desarrollar un nuevo marco de ayudas estatales, sobre la base del Marco temporal de crisis para acelerar el despliegue de energía renovable, la descarbonización industrial y garantizar una capacidad de fabricación de tecnologías limpias.

El fomento de la energía nuclear, con renovados apoyos por varios Estados miembros y grupos políticos, también será materia para la negociación, aunque por el momento la Comisión Europea abre la puerta a revisar su papel en el un nuevo marco de ayudas estatales de manera que se respete la neutralidad tecnológica. También se compromete a apoyar el desarrollo de pequeños reactores modulares (SMR, por sus siglas en inglés).

Finalmente, cabe no descartar modificaciones en la normativa recientemente aprobada para rebajar las exigencias u objetivos relacionados con la descarbonización. Un ejemplo son las recientes debates en el Parlamento europeo sobre la industria automovilística de la UE (Parlamento Europeo, 2024a), en la que se pide eliminar el objetivo de cero emisiones de 2035 para vehículos y furgonetas, o sobre la necesidad de una evaluación de impacto de las políticas del Pacto Verde (Parlamento Europeo, 2024b).

## 9. Conclusiones

La estrategia de la Unión Europea para llevar a cabo la transición energética hacia una economía neutra en carbono constituye un reto sin precedentes por su escala, urgencia y complejidad. Aunque la Estrategia de la Unión de la Energía de 2015 abordó el trilema energético (seguridad, sostenibilidad y asequibilidad), tras el Acuerdo de París del mismo año, las reformas se centraron principalmente en la descarbonización para afrontar la crisis climática. Sin embargo, la crisis de la covid-19 y la invasión rusa de Ucrania volvieron a dar relevancia a las dimensiones de seguridad y asequibilidad energética. En este contexto de tensiones geopolíticas, las reformas de la UE han reforzado las medidas para avanzar en esta transición.

La estrategia europea busca abordar la crisis climática garantizando al mismo tiempo la seguridad del suministro, la inclusión social y la competitividad industrial. La UE trata de convertir los desafíos en oportunidades para redefinir su modelo energético, adoptando regulaciones que impulsen la descarbonización, la eficiencia y la innovación tecnológica. En el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética, se han fijado metas cada vez más ambiciosas, reflejo del compromiso con la acción climática y la necesidad de reducir dependencias y costes, mejorando así la seguridad.

El sector eléctrico ha avanzado significativamente en su descarbonización mientras que trata de mantener costes competitivos. Sin embargo, el verdadero desafío radica en electrificar la demanda energética e incorporar flexibilidad al sistema eléctrico para integrar fuentes renovables variables. La última reforma del mercado eléctrico promueve medidas para es-

tabilizar precios, garantizar la seguridad del suministro y proteger a los consumidores en un contexto de volatilidad.

Por su parte, la descarbonización del transporte y la industria presenta mayores interrogantes. Estos sectores deberán apoyarse en otros vectores energéticos, como el hidrógeno renovable, del que la Comisión Europea espera disponer de 20 millones de toneladas para 2030 (la mitad producido en la UE y la otra mitad importado) (Comisión Europea, 2022), un objetivo considerado prácticamente inalcanzable (ACER, 2024). La reforma de los mercados del gas y el hidrógeno debe impulsar nuevas medidas para promover gases descarbonizados y desarrollar infraestructuras asociadas.

Adaptarse a un marco regulatorio más exigente en términos de eficiencia energética y reducción de emisiones será un desafío, pero también representa una oportunidad. Las reformas recientes de los mercados del gas y la electricidad permiten a los consumidores domésticos, pymes e industrias gestionar mejor sus necesidades energéticas, mediante opciones como el autoconsumo, la pertenencia a comunidades energéticas o los acuerdos para compartir energía.

La transición energética incrementará el precio de los combustibles fósiles y requerirá decisiones significativas de inversión, especialmente en la renovación de edificios y la adopción de sistemas de calefacción sostenibles. Sin embargo, no siempre se dispone de la financiación necesaria para las opciones más eficientes y limpias, ni de señales de precios adecuadas. Por ejemplo, el EU ETS II, que penaliza los combustibles fósiles para calefacción y transporte por carretera, puede tener un impacto negativo significativo en los consumidores más vulnerables. El propio *2030 Climate Target Plan* de la Comisión Europea (Comisión Europea, 2020b) ya señalaba posibles efectos distributivos negativos y la necesidad de medidas para paliarlos. En este sentido, el Fondo Social para el Clima busca reciclar los ingresos del mercado de carbono para proporcionar apoyo financiero a los hogares en situación de pobreza energética, facilitando su transición hacia fuentes más sostenibles.

Nos encontramos ahora en una etapa de implementación, con los principales objetivos del marco regulatorio energético-climático a menos de cinco años de cumplirse. Al mismo tiempo, la UE está reevaluando su peso en el mundo, significativamente menor que al comienzo del milenio, cuando el PIB de China era similar al de Francia y el doble que el de España. Actualmente, el PIB chino es casi seis veces mayor que el de Francia y doce veces mayor que el de España. Esta evaluación lleva a una conclusión clara: la necesidad de mejorar la competitividad.

El Informe Draghi se posiciona como guía para orientar las próximas actuaciones en materia de transición energética. Según este informe, Europa enfrenta un desafío existencial: si no se vuelve más productiva, deberá elegir entre competir por el liderazgo en nuevas tecnologías, cumplir con sus responsabilidades climáticas o financiar su modelo social. En el sector energético, esto implica reducir los costes, avanzar en la integración, fortalecer las infraestructuras de interconexión y acelerar la innovación tecnológica para no quedar rezagada en la carrera hacia una economía baja en carbono.

De cara al futuro, la UE enfrenta al citado desafío de implementar las numerosas iniciativas aprobadas en los últimos años y de preparar un nuevo marco regulatorio para la próxima

década. La Brújula de Competitividad presentada por la Comisión Europea como respuesta al informe Draghi ha marcado el camino para los próximos cinco años. El desarrollo del Pacto Industrial Limpio y las iniciativas para acelerar la descarbonización industrial serán esenciales para abordar la brecha de competitividad europea, también en el ámbito energético.

La transición energética europea es un proceso sólido que ya está en marcha y cuyos efectos comienzan a apreciarse. La implementación efectiva de estas políticas dependerá de que se mantenga un enfoque integrado y coordinado entre los Estados miembros y las instituciones europeas, poniendo especial atención en los impactos sociales y económicos. Solo así será posible garantizar que la transición energética no solo cumpla los objetivos climáticos, sino que también preserve el modelo social de la UE.

## Referencias bibliográficas

- ACER (2024): *Mercados europeos de hidrógeno: Informe de Monitoreo del Mercado 2024*. ACER. [https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/european\\_hydrogen\\_markets\\_2024](https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/european_hydrogen_markets_2024)
- Comisión Europea (2020a): Comunicación de la Comisión. *Objetivo 55 - Ajuste a la meta del 55 % para 2030 en materia de clima: La vía de la UE hacia una transición verde y justa* (COM [2020] 662 final).
- Comisión Europea (2020b): Evaluación de impacto que acompaña al documento «Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: Aumentando la ambición climática de Europa para 2030: Invertir en un futuro climáticamente neutro para el beneficio de nuestra gente» (SWD [2020] 176 final).
- Comisión Europea (2022): *Plan REPowerEU* (COM [2022] 230 final).
- Comisión Europea (2024a): Comunicación de la Comisión. *Asegurar nuestro futuro: el objetivo climático de Europa para 2040 y el camino hacia la neutralidad climática de aquí a 2050 mediante la construcción de una sociedad sostenible, justa y próspera* (COM [2024] 63 final).
- Comisión Europea (2024b): *Political guidelines 2024-2029*.
- Comisión Europea (2024c): *Informe sobre el estado de la Unión de la Energía de 2024* (COM [2024] 404 final).
- Comisión Europea (2025a): *Una brújula de competitividad para la UE* (COM [2025] 30 final).
- Comisión Europea (2025b): *El Pacto Industrial Limpio: una hoja de ruta conjunta para la competitividad y la descarbonización* (COM [2025] 85 final).
- Comisión Europea (2025c): *Plan de Acción para una Energía Asequible* (COM [2025] 79 final).
- Comisión Europea; Joint Research Centre, Marelli, L.; Trane, M.; Barbero Vignola, G.; Gastaldi, C.; Guerreiro, M.; Delgado Callico, L.; Borchardt, S.; Mancini, L.; Sanye Mengual, E.; Gourdon, T.; Maroni, M.; Georgakaki, A.; Seigneur, I.; M'barek, R.; Acs, S., & Listorti, G. (2025): *Delivering the EU Green Deal: progress towards targets*; Publications Office of the European Union. Disponible en: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/3105205>
- Draghi, M. (2024): *The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe*; Comisión Europea. Disponible en: [https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report\\_en#paragraph\\_47059](https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en#paragraph_47059)
- Eurostat (2024a): *Renewable energy statistics*; Comisión Europea. Disponible en: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics)

Eurostat (2024b): *Final energy consumption in transport – detailed statistics*; Comisión Europea. Disponible en: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final\\_energy\\_consumption\\_in\\_transport\\_-\\_detailed\\_statistics#Highlights](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final_energy_consumption_in_transport_-_detailed_statistics#Highlights)

Letta, E. (2024): *Much more than a market: Speed, security, solidarity. A single market for the EU's future*. Comisión Europea. Disponible en <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf>

Parlamento Europeo (2024a): *Diario de sesiones del Parlamento Europeo - Debate del punto 9 del orden del día: Crisis del sector del automóvil de la Unión, posible cierre de fábricas y necesidad de mejorar la competitividad y mantener el empleo en Europa*. Disponible en: [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/CRE-10-2024-10-08-ITM-009\\_ES.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/CRE-10-2024-10-08-ITM-009_ES.html)

Parlamento Europeo. (2024b): *Diario de sesiones del Parlamento Europeo - Punto 13 del orden del día*. Disponible en: [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/CRE-10-2024-12-18-ITM-013\\_ES.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/CRE-10-2024-12-18-ITM-013_ES.html)

# La transición energética en España

**Luis Rey y Mikel González Eguino**

Basque Centre for Climate Change (BC3), Basque Foundation for Science (Ikerbasque), Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

## 1. Introducción

La necesidad de minimizar los riesgos derivados del cambio climático ha hecho que la transición energética sea uno de los retos más urgentes a nivel global. Tras el acuerdo de París en 2015, se fijó el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C respecto de los niveles preindustriales y, para ello, es imprescindible la descarbonización del sistema energético. A nivel global, la Unión Europea (UE) se ha erigido como el principal líder en la transición energética y se ha marcado el objetivo de ser el primer continente en alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. En este contexto, España se encuentra en pleno proceso de transformación de su sistema energético con el fin de hacerlo menos dependiente de los combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En los últimos años España ha conseguido sus mayores avances en la transición energética gracias al despliegue de las energías renovables en el sector eléctrico. En pocos años se ha conseguido que más de la mitad de la generación eléctrica se realice mediante el uso de fuentes renovables. Además, se ha logrado que el consumo de carbón, el combustible fósil más contaminante, sea prácticamente marginal. Esto ha permitido que el peso de los combustibles

fósiles en el consumo de energía primaria se haya ido reduciendo hasta alcanzar el 69 % en 2023, cuando en 2005 estaba cerca del 84 %. El abandono progresivo de los combustibles fósiles ha tenido efectos positivos sobre las emisiones de GEI. En el periodo 2005-2023 las emisiones se redujeron un 37 %, es decir, a un ritmo del 2,5 % de media anual.

Sin embargo, y a pesar de los avances en los últimos años, el reto sigue siendo mayúsculo. España se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI un 32 % para 2030 con respecto a las de 1990 y alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. En 2023 las emisiones eran todavía un 4 % inferiores a las de 1990. Además de seguir avanzando en la descarbonización del sistema eléctrico, España necesita acelerar la reducción de emisiones en otros sectores como el transporte y los edificios. Para ello, es imprescindible seguir avanzando en mejorar la eficiencia energética y que la penetración de las energías renovables se extienda a todos los sectores de la economía. La evolución de las emisiones del sector transporte es de particular preocupación. En la última década las emisiones del transporte no sólo no han disminuido, sino que han aumentado más de un 10 %.

El objetivo de este informe es poner un poco de luz sobre la transición energética en España. Para ello, analizamos la evolución del consumo energético y las emisiones de GEI desde distintos puntos de vista. Además, en la medida de lo posible, explicamos las causas detrás de los cambios que se han producido en los últimos años. Todo ello para comprender la situación en la que se encuentra actualmente España y poder prepararnos para los retos futuros.

El artículo está dividido en las siguientes secciones. En la sección 2 se presenta el contexto internacional en el que se está desarrollando la transición energética en España. La sección 3 muestra la evolución del consumo de energía primaria y final, haciendo especial énfasis en el sector eléctrico. También se presenta la variación de los precios energéticos en los últimos años. En la sección 4 analizamos la evolución de las emisiones de GEI y los principales factores explicativos. En la sección 5 valoramos los principales retos de la transición energética en los próximos años.

## 2. Contexto

El contexto internacional es imprescindible para entender la evolución del consumo energético y las emisiones de GEI en España. En los últimos años hemos visto cómo la pandemia de la covid-19 o la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania han tenido enormes repercusiones sobre el sistema energético. Años atrás, la crisis financiera global de 2007-2008, también tuvo importantes efectos sobre la demanda energética en España.

Pero más allá de aspectos coyunturales, los acuerdos internacionales y las políticas implementadas desde la Unión Europea (UE) marcaron el paso de la transición energética en España, al menos durante un tiempo. El Acuerdo de París alcanzado en 2015 supuso un hito en

la lucha internacional contra el cambio climático. En este tratado se estableció el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C respecto de los niveles preindustriales y hacer esfuerzos por evitar que supere el 1,5 °C. En línea con los objetivos del Acuerdo de París, la UE se comprometió a alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. También se revisaron los objetivos a medio plazo y, así, el objetivo de 2014 («Paquete de Energía y Clima para 2030») de reducir las emisiones un 40 % para 2030 con respecto de los niveles de 1990, fue actualizado y aumentado en 2019 hasta el 55 %. Para alcanzar este objetivo, en 2021 la Comisión Europea presentó un conjunto muy amplio de propuestas legislativas, conocidas con el nombre de «Fit for 55», que revisaba e introducía numerosas Directivas y Reglamentos.

Más recientemente, tras la crisis energética de 2022, la Comisión Europea presentó el «Plan REPowerEU», con el que se pretendía reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos y acelerar la transición energética. Tanto el «Fit for 55» como el «Plan REPowerEU» han permitido incrementar la ambición europea en materia de energías renovables y eficiencia energética. Por ejemplo, el objetivo en materia de energías renovables pasó del objetivo del 32 % establecido en 2019 (Directiva RED II), al 40 % con el «Fit for 55» y al 45 % con el REPowerEU. La reducción de la dependencia energética y el aprovechamiento de reducción de los costes de las renovables explican este aumento tan significativo. Pueden consultarse más detalles sobre estos paquetes en el primer artículo del presente número.

Para que la UE alcance sus objetivos y las políticas energéticas y climáticas se implementen de manera coherente y coordinada, en 2018 se aprobó el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía. En base a este Reglamento, en 2019 los Estados miembros tienen la obligación de elaborar y presentar un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, que ha de ser revisado periódicamente. El PNIEC define los objetivos de reducción de emisiones de GEI, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética, así como las líneas de actuación y la estrategia que cada estado miembro va a llevar a cabo para alcanzar dichos objetivos. Los objetivos del PNIEC no pueden revisarse a la baja.

Otro hito relevante en España fue la aprobación en mayo de 2021 de La Ley de Cambio Climático y Transición Energética de España. La ley establece el marco normativo, los objetivos y medidas y, por primera vez con rango de ley, se establece el compromiso de alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. Los objetivos intermedios a 2030 incluidos en la ley son los establecidos en la primera versión del PNIEC, una reducción de emisiones del 23 % con respecto a 1990.

Al igual que el resto de Estados miembros, en 2019 España presentó el PNIEC, como exige el Reglamento Europeo, y en 2024 lo actualizó. La actualización del PNIEC se realizó en un contexto muy distinto al de 2019. En este corto periodo de tiempo el panorama energético cambió como consecuencia de la pandemia de la covid-19 y la crisis energética derivada de la invasión de Ucrania. Además, la Ley Europea sobre el Clima, aprobada en 2021, incrementó la ambición climática a nivel europeo.

En consonancia con el contexto europeo, la actualización del PNIEC del 24 de septiembre de 2024 establece los siguientes objetivos para 2030:

- 32 % de reducción de emisiones de GEI con respecto a las de 1990.
- 48 % de renovables sobre el uso final de la energía.
- 43 % de mejora de la eficiencia energética sobre el uso final de la energía con respecto las proyecciones de un escenario de referencia sin medidas.
- 81 % de energía renovable en la generación eléctrica.
- Reducción de la dependencia energética hasta el 50 %.
- 42 % de reducción de las emisiones de los sectores difusos y un 70 % de los sectores bajo el comercio de derechos de emisión con respecto a 2005.
- Aumentar la tasa de electrificación de nuestra economía al 35 %.

### 3. Evolución del consumo energético

En este apartado analizamos la evolución del consumo energético en España en los últimos años. Para ello dividimos esta sección en cuatro apartados. En primer lugar, hablamos de la energía primaria, es decir, la energía disponible en la naturaleza antes de ser transformada en energía final. Luego analizamos la energía final y cómo ha evolucionado su consumo en los distintos sectores de la economía. En tercer lugar, nos centramos en el sector eléctrico, dada su relevancia para la transición energética. Finalmente, acabamos con la evolución de los precios de las principales fuentes de energía.

A grandes rasgos, la evolución del consumo energético se explica por un aumento importante desde 1990 gracias al aumento de la población y de la actividad económica que llegó a su punto máximo en el inicio de la crisis financiera de 2007-2008. Más recientemente la pandemia de la covid-19 en 2020 y la crisis energética en 2022 son los hechos más influyentes en el consumo de energía de los últimos años. Estos eventos tuvieron un impacto negativo sobre la actividad económica y, en consecuencia, sobre la demanda de energía. Además, la respuesta a la pandemia de la covid-19 también tuvo una fuerte repercusión sobre la movilidad, lo que hizo reducir el consumo de combustibles fósiles asociados al transporte, aunque temporalmente.

#### 3.1. Energía primaria

En 2023 el consumo de energía primaria en España fue de 116.969 ktep (Figura 1). Los datos históricos muestran que el consumo aumentó de forma casi continuada hasta la crisis financiera de 2007-2008 y desde ese año la tendencia ha ido a la baja. En el periodo 2005-2023 el consumo de energía primaria se redujo en un 19 %, aunque no estuvo exento de

fluctuaciones debido al contexto socioeconómico. Este dato supone una caída del 0,6 % de media anual, un porcentaje significativo, pero por debajo del ritmo de reducción fijado en el PNIEC. Si se quiere seguir la senda fijada en el PNIEC, el porcentaje de reducción anual de energía primaria tendrá que aumentar al 1,7 % hasta 2030.<sup>1</sup>

La caída del consumo energético se ha dado en un contexto de ligero crecimiento económico y poblacional, por lo que la intensidad energética y el consumo per cápita<sup>2</sup> se han reducido de forma más pronunciada. Entre 2005 y 2023 el Producto Interior Bruto (PIB) de España creció un 1 % de media anual, por lo que la intensidad energética en este periodo se redujo en casi un 33 %. De igual forma, el menor consumo energético junto al crecimiento poblacional hizo que en 2023 el consumo de energía primaria per cápita fuera un 27 % menor al de 2005.

El crecimiento del consumo de energía primaria en el periodo 1990-2005 se explica principalmente por el aumento en el consumo de petróleo y gas natural. El consumo de gas natural, que en 1990 era minoritario, se multiplicó por 5 en 2005, mientras que el consumo de petróleo creció un 61 %. En ese mismo periodo el carbón, la nuclear y las renovables apenas contribuyeron al aumento de la energía primaria. Desde 2005, el hecho más significativo es el aumento de las renovables en detrimento del carbón, mientras el consumo del resto de energías primarias se ha mantenido relativamente estable. En 2023 las renovables representaron el 19 % del mix energético primario, cuando en 2005 no llegaban al 6 %. Por el contrario, el carbón ha ido perdiendo peso paulatino en las últimas décadas y en 2023 apenas representó el 2,4 % del mix, influenciado por cambios en la política energética, los compromisos medioambientales a nivel europeo y el avance de energías renovables. Este proceso culminó con el acuerdo para el cierre de las minas de carbón de 2018 y posteriormente con el de cierre de la mayoría de las centrales termoeléctricas de carbón. Este proceso ha estado marcado por Plan de Acción Urgente para las Comarcas Mineras (2019) y los Acuerdos de Transición Justa en las zonas afectadas que ha tenido como fin facilitar la transición, promoviendo la reorientación laboral y económica en las regiones afectadas por el declive de esta industria.

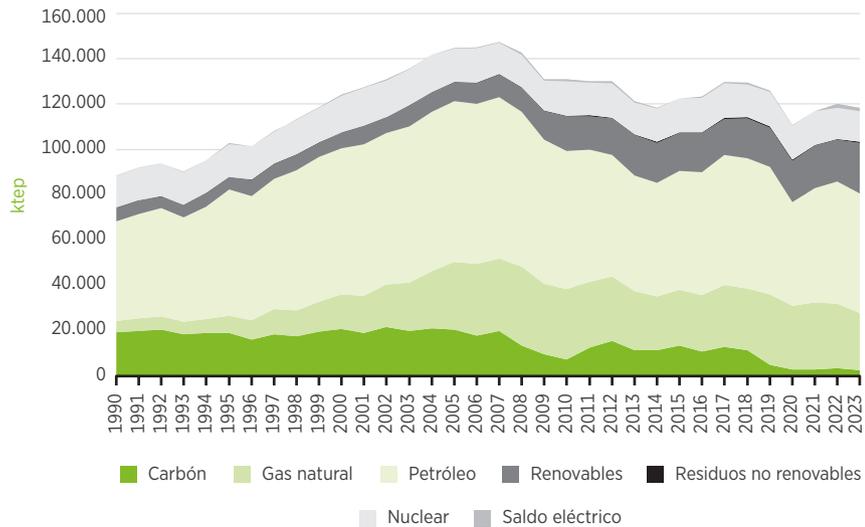
En el caso de las centrales de carbón España ha acelerado el cierre de sus centrales de carbón como parte del compromiso con la reducción de emisiones y la transición energética, el incremento de los estándares ambientales y los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y auge de las renovables. En 2020, ocho centrales con una capacidad total de aproximadamente 5,9 GW cesaron su actividad. En la actualidad solo quedan operativas cuatro plantas, con una capacidad conjunta de 2 GW. En todo caso, la participación del carbón en la generación eléctrica es residual ya que ha pasado del 20 % en 2015 a menos del 2 % en los últimos años.

<sup>1</sup> En el escenario PNIEC 2023-2030 el consumo de energía primaria sería de 103.962 ktep en 2030.

<sup>2</sup> La intensidad energética se define como el consumo de energía por unidad de PIB. El consumo per cápita es el consumo de energía por habitante.

**Figura 1.**  
**Consumo energía primaria (1990-2023)**

Fuente: OTEA y MITECO.



### 3.2. Energía final

La evolución del consumo de energía final ha sido muy similar al de la energía primaria (Figura 2). Hasta la crisis financiera de 2007-2008 el consumo aumentó de forma casi ininterrumpida y desde entonces hay una cierta tendencia a la baja. En 2023 el consumo de energía final en España fue de 81.519 ktep<sup>3</sup>, un 45 % superior al de 1990 y un 16 % inferior al de 2005. Sin embargo, en los últimos años, al contrario de la energía primaria, el consumo de energía final apenas ha bajado.<sup>4</sup> De hecho, desde 2015 el consumo de energía final ha aumentado un 2 %. Teniendo en cuenta que en el escenario de descarbonización del PNIEC se estima que el consumo de energía final sería de 71.709 ktep en 2030, en los próximos años tendría que disminuir más de un 1,8 % de media anual.

El mix de la energía final no ha sufrido grandes variaciones en los últimos años. En 2022, último año del que se disponen datos, los productos petrolíferos representaban el 51,7 % del consumo de energía final, dato ligeramente superior al de 2015. La segunda fuente de energía en importancia es la electricidad, que ha perdido algo de peso en el mix energético, ya que ha pasado de representar el 25 % en 2015 al 23,7 % en 2022. El consumo de gas natural apenas ha variado estos últimos años, mientras que las energías renovables contabilizaron el 8,4 % del total en 2022, aumentando en más de un punto porcentual desde 2015.<sup>5</sup> Si consideramos la energía renovable que se utiliza en la generación eléctrica, su contribución al uso de energía

<sup>3</sup> La energía final es la energía total consumida por los usuarios finales. Excluye los consumos no energéticos y la energía consumida por el sector energético. Para ser consistentes con el PNIEC, incluimos el consumo energético de la aviación internacional.

<sup>4</sup> Este hecho se explica por cómo se contabiliza la energía primaria en el caso de las energías renovables (se considera igual a la energía final). Al aumentar la proporción de renovables frente a los fósiles, la energía primaria desciende automáticamente con respecto a la final.

<sup>5</sup> Hay que tener en cuenta que se refiere a la energía renovable de consumo final y, por tanto, no se contabiliza la energía renovable para la producción eléctrica.

final fue del 23,8 % en 2023. Aunque este dato representa un gran avance, todavía queda un largo camino hasta alcance el objetivo del 48 % para 2030 fijado en el PNIEC.

Por sectores, el transporte se mantiene como el sector que más energía final consume (Figura 2). En 2022, el 44 % de la energía final se destinó al transporte, cuya principal fuente de energía son los productos petrolíferos. A excepción del año 2020, cuando la pandemia de la covid-19 limitó la movilidad en España, el consumo de energía final en el transporte ha aumentado todos los años desde 2015. La industria es el segundo sector en términos de consumo de energía (22 % del total). Además de por la pandemia de la covid-19, la industria se vio particularmente afectada por la crisis energética de 2022. El fuerte aumento del precio del gas natural fue un factor decisivo para que el consumo de energía en la industria se redujera un 11 % en 2022 con respecto al año anterior. Dadas las fuertes fluctuaciones de los últimos años, es difícil encontrar una tendencia clara en el consumo energético en la industria. El consumo energético de los hogares sí parece mostrar una cierta tendencia a la baja. Aunque también se ha visto afectado por las fluctuaciones de los últimos años, el consumo en 2022 era un 6 % inferior al de 2005 y un 4 % inferior al de 2015. Por el contrario, el consumo energético en el sector comercial y público mostró una clara tendencia al alza hasta 2019, cuando había crecido un 9 % con respecto a 2015. La pandemia de la covid-19 y la crisis energética de 2022 consiguieron detener este crecimiento.

A pesar de que el consumo de energía final no se ha reducido desde 2015, el ligero crecimiento económico ha permitido que en 2023 la intensidad de la energía final fuera un 11 % inferior a la de 2015. Una de las cuestiones más relevantes es entender si este descenso en la intensidad energética se ha debido a mejoras en la eficiencia energética<sup>6</sup> o a cambios en la estructura económica del país.<sup>7</sup> Aunque esta pregunta es muy compleja y va más allá del objetivo de este informe, algunos datos nos pueden ayudar a entender un poco esta cuestión. Según la base de datos de ODYSSEE<sup>8</sup>, el índice de eficiencia energética pasó de 93,7 en 2005 a 79,4 en 2015 y 74,8 en 2021. Las mejoras en eficiencia energética se han dado en todos los sectores energéticos, pero principalmente en los hogares. A pesar del aumento poblacional y el mayor número de aparatos electrónicos por hogar, las mejoras en eficiencia energética han conseguido que el consumo energético en los hogares no crezca en los últimos años. Los datos de ODYSSEE también muestran avances en eficiencia energética en el transporte, industria y servicios.

Por otro lado, parece que la actividad económica se ha orientado hacia aquellos sectores menos intensivos en energía. Los datos de Valor Añadido Bruto (VAB) confirman que la industria manufacturera no ha crecido desde 2005 y su peso relativo se ha reducido en 3 puntos porcentuales. Además, algunas industrias intensivas en energía como la química (CNAE 20) y otros productos minerales no metálicos (CNAE 23) han reducido su VAB en los últimos años.

<sup>6</sup> Las mejoras en eficiencia energética permiten reducir consumo energético proporcionando los mismos productos y servicios.

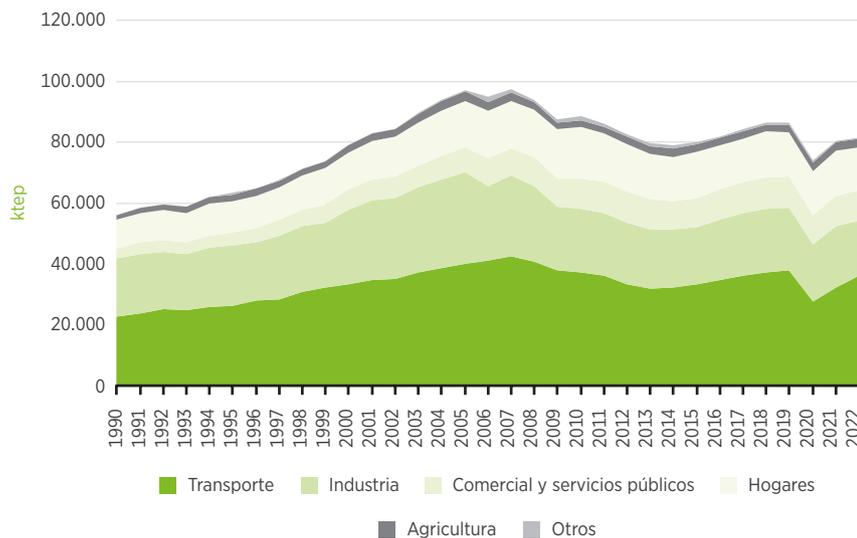
<sup>7</sup> Un cambio en la estructura económica puede hacer que las actividades más intensivas en energía, como la industria, pierdan peso en la economía y así se reduzca la intensidad energética.

<sup>8</sup> Más información en: <https://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html>

Por otra parte, los servicios, sector poco intensivo en energía, ha ganado peso en la economía española y en 2023 generó el 75 % del VAB total. Por tanto, los datos indican que tanto la eficiencia energética como la estructura económica han podido contribuir a reducir la intensidad energética, aunque no podemos cuantificar la importancia de cada uno de estos factores.

**Figura 2.**  
**Consumo energía final (1990-2022)**

Fuente: OTEA y MITECO.



### 3.3. Sector eléctrico

La electricidad se presenta como una fuente de energía clave en la transición energética y la descarbonización de España. En los próximos años la electricidad debería ir sustituyendo a los combustibles fósiles en ámbitos como el transporte, la industria y los edificios. De hecho, el PNIEC espera que la demanda eléctrica aumente un 34 % en esta década y, así, la electrificación<sup>9</sup> llegue al 35 % en 2030. Además, para ese año el 81 % de la generación eléctrica debería provenir de fuentes renovables.

En los últimos años la fuerte penetración de las energías renovables ha transformado el sector eléctrico. En apenas 15 años, el peso de las renovables ha pasado del 20 % al 50 % en la generación eléctrica (Figura 3). Este gran salto se ha dado gracias a la energía eólica y la solar fotovoltaica, cuya capacidad instalada ha pasado de 13,5 GW y 0,6 GW en 2007 a 30,8 GW y 25,1 GW en 2023, respectivamente. Así, la energía eólica se ha convertido en la principal fuente de generación eléctrica, representando el 21,7 % del total en 2023. La solar fotovoltaica ha tardado más en despegar, pero desde 2019 su crecimiento ha sido espectacular. En los últimos 5 años se instalaron más de 20 GW, gracias a los cuales la solar fotovoltaica generó el 13 % de la electricidad en 2023.

<sup>9</sup> La electrificación es el consumo de electricidad sobre el consumo total de energía final, excluyendo la aviación internacional.

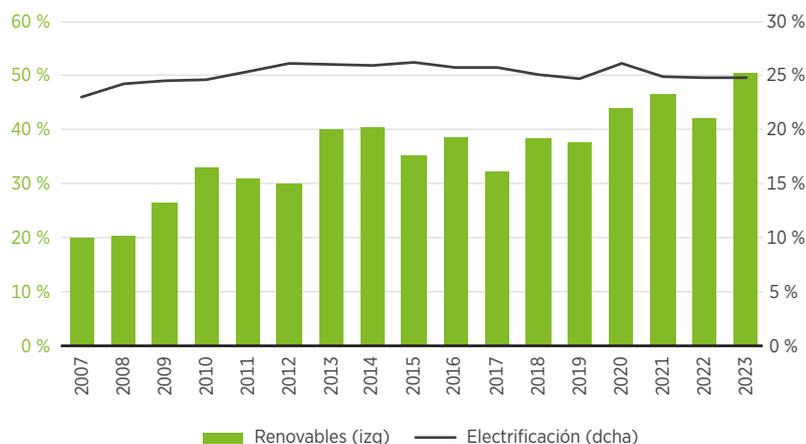
El auge de las renovables ha permitido desplazar la generación eléctrica con combustibles fósiles, principalmente el carbón. En 2023 la generación eléctrica con carbón fue un 95 % inferior a la de 2007 y su peso en el mix eléctrico ya es marginal. El gas natural sigue jugando un papel importante en el sistema eléctrico, ya que permite compensar los momentos en los que las renovables no cubren la demanda. De todas formas, su peso ya no es tan importante como en los años de mayor penetración.

Por otro lado, la capacidad de la energía nuclear no ha sufrido grandes cambios por el momento, por lo que su contribución se ha mantenido bastante constante. En 2019, España contaba con siete reactores nucleares en operación, con una capacidad instalada total de aproximadamente 7,1 GW, que aportaban alrededor del 20 % de la electricidad generada en el país.

En todo caso, la contribución de la nuclear en España se espera que haya comenzado un proceso de reducción progresiva, aunque con una planificación a más largo plazo en comparación con las centrales de carbón. El proceso de cierre del parque nuclear en España comenzó en 2013 con la clausura de la central nuclear de Santa María de Garoña, la más antigua del país, que tenía una capacidad de 466 MW y operaba desde 1971. En 2019, y tras un acuerdo entre el gobierno y las empresas operadoras en el marco del PNIEC, se estableció un calendario de cierre gradual para las siete plantas restantes, a completarse en 2035. Según este plan, el primer reactor en cerrar será el de Almaraz I en 2027, seguido de Almaraz II en 2028 y sucesivamente el resto de las plantas hasta alcanzar el cierre definitivo de todas las instalaciones nucleares. Este proceso no estará ausente de debate ya que la discusión sobre la extensión de la vida útil de las centrales sigue activa.

La descarbonización del sector eléctrico no se ha visto acompañada por un mayor consumo eléctrico. Hasta 2008 la demanda eléctrica creció de forma considerable, pero desde ese año la tendencia ha sido a la baja. Así, en 2023 la demanda eléctrica fue un 13 % inferior a la de 2008. Esto ha hecho que la electrificación de la economía lleve estancada muchos años e incluso ligeramente a la baja (Figura 3). En 2023, la electricidad representó el 24,8 % del consumo de energía final, 10 puntos porcentuales menos del objetivo a 2030.

**Figura 3.**  
**Porcentaje de renovables y electrificación (2007-2023)**  
 Fuente: OTEA y MITECO.



### 3.4. Precios energéticos

Los precios energéticos son otro de los elementos clave para la transición energética. Por un lado, pueden servir como señal para desincentivar el uso de combustibles fósiles, pero por otro, unos precios energéticos demasiado altos pueden perjudicar la competitividad económica y el bienestar de los hogares, complicando la viabilidad de la transición energética. En este contexto, la eficiencia energética y el precio de la electricidad deberían jugar un papel fundamental. Las mejoras en eficiencia energética permiten reducir el uso de energía sin reducir la producción y el bienestar, haciendo a los hogares y a las empresas menos vulnerables a los cambios en los precios energéticos. De igual manera, a medida que avanza la electrificación, un precio de la electricidad bajo facilitará el abandono de los combustibles fósiles sin dañar la economía.

En España el diseño de los impuestos energéticos no ha tenido como objetivo la descarbonización. Además, según Eurostat, el tipo impositivo implícito sobre la energía<sup>10</sup> es alrededor de un 15 % inferior a la media de la UE27 y, desde 2015, el nivel se ha ido reduciendo. Por tanto, la evolución de los precios de los combustibles fósiles en los últimos años no ha estado tanto condicionada por la transición energética sino por aspectos de mercado y geopolíticos. Aunque varios grupos de expertos convocados por diferentes gobiernos han recomendado realizar una reforma fiscal energético-ambiental para elevar el peso de estos gravámenes y basarlos en el contenido de CO<sub>2</sub>, la reforma ha sido pospuesta en todas las ocasiones.

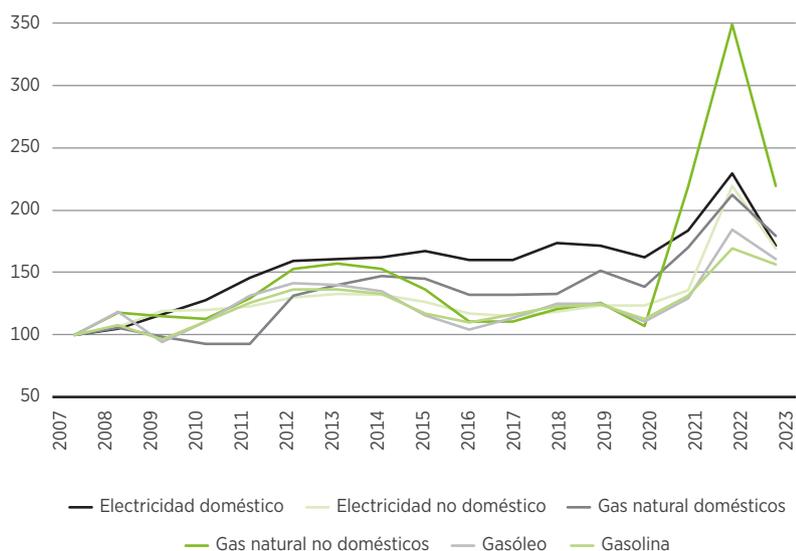
En este sentido, los cambios han venido más de la mano de la política europea. El precio de la electricidad sí que se ha visto influido por las políticas climáticas, ya que tanto la promoción de las renovables como el Régimen Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS) han jugado un papel importante en el mercado eléctrico. A partir de 2027, con la ampliación del EU ETS a los sectores del transporte y edificios, los combustibles fósiles se van a ver afectados por un impuesto implícito, que debería reflejarse en los precios finales.

Como hemos dicho, un precio de la electricidad bajo en relación a las alternativas fósiles sería beneficioso para la transición energética. Sin embargo, en los últimos años la evolución del precio eléctrico ha sido similar al de los combustibles fósiles (Figura 4). Desde 2007 los precios de las principales fuentes de energía han aumentado entre un 55 % y un 80 %, a excepción del gas natural para uso no doméstico, cuyo precio sufrió un fuerte crecimiento por la crisis energética de 2022. Los productos petrolíferos se vieron menos afectados por la crisis energética, por lo que el aumento de precio ha sido más moderado.

<sup>10</sup> El tipo impositivo implícito sobre la energía se calcula como los ingresos por impuestos energéticos entre el consumo final de energía. Los datos y más información se pueden obtener de [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00120/default/table?lang=en&category=t\\_env.t\\_env\\_eta](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00120/default/table?lang=en&category=t_env.t_env_eta)

**Figura 4.**  
**Evolución precios**  
**energéticos**  
**(base 2007=100)**

Fuente: OTEA y Eurostat.



## 4. Evolución de las emisiones de GEI

El análisis sobre la energía en la sección anterior nos permite una mejor comprensión de cómo las emisiones de GEI han variado en los últimos años. En esta sección nos centramos en las emisiones de GEI y analizamos su evolución desde distintos puntos de vista. En primer lugar, nos fijamos en las emisiones por sectores económicos. Luego realizamos un análisis de descomposición para ver la contribución de distintos factores en la variación de las emisiones. Acabamos la sección analizando la huella de carbono en España.

### 4.1. Emisiones de GEI por sectores

Al igual que el consumo energético, las emisiones de GEI en España comenzaron a caer con la crisis financiera de 2007-2008. Sin embargo, en 2012 se estabilizaron e incluso subieron ligeramente durante cinco años. En los últimos años la evolución ha sido muy volátil, aunque con una tendencia a la baja. Tras la fuerte caída en 2020 por la pandemia de la covid-19 y dos años de repunte, en 2023 volvieron a caer un 6,3 % con respecto al año anterior. El último dato disponible indica que las emisiones se situaron en 276 MtCO<sub>2</sub>eq en 2023.

Tomando 1990 como año de referencia, en 2023 las emisiones fueron un 4 % inferiores. Dado que el PNIEC establece el objetivo de reducirlas un 32 % para 2030, las emisiones deberán caer un 4,9 % de media anual hasta ese año, un ritmo superior al observado en los últimos años. Entre 2015 y 2023 las emisiones cayeron un 2,3 % de media anual, y si tomamos 2019 como año de partida, la reducción fue del 2,9 % de media anual, lo que muestra la importancia de acelerar las políticas climáticas.

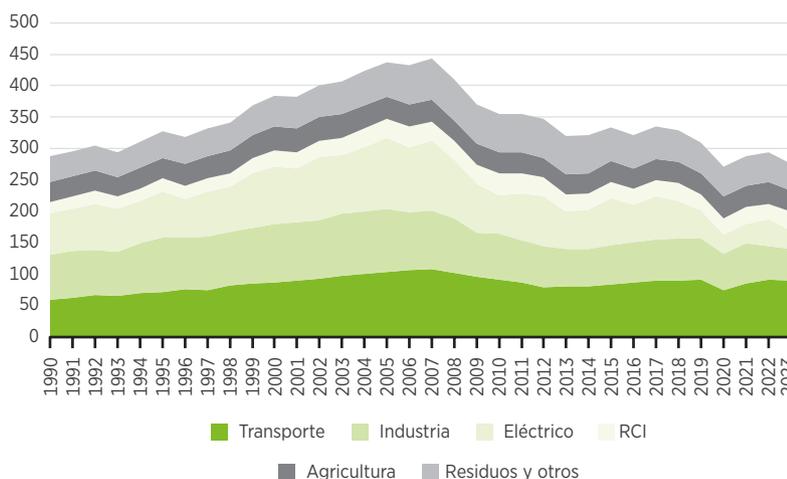
A nivel sectorial la evolución de las emisiones ha sido muy desigual (Figura 5). En el periodo en el que las emisiones aumentaron (1990-2007), lo hicieron por encima del 3 % de media anual en la mayoría de sectores. Tan solo en la industria y en la agricultura el crecimiento fue inferior. En estos años de fuerte crecimiento económico y poblacional, el transporte se convirtió en sector más contaminante, por encima del sector eléctrico y la industria.

La descarbonización de los últimos años ha estado liderada por el sector eléctrico. El abandono del carbón y la fuerte penetración de las renovables han permitido que las emisiones asociadas a la generación eléctrica cayeran un 60 % en el periodo 2015-2023. En ese mismo periodo la industria redujo las emisiones un 21 %, mientras el transporte y el sector RCI<sup>11</sup> siguieron aumentándolas. En 2023 un tercio de las emisiones provinieron del transporte y un 20 % de la industria. Las emisiones de sector eléctrico, que llegaron a representar una cuarta parte del total, apenas supusieron el 11 % del total en 2023.

Estos datos muestran los grandes avances en la reducción de emisiones de los sectores que forman parte del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (EU ETS, por sus siglas en inglés).<sup>12</sup> Desde su puesta en marcha, en 2005, las emisiones de estos sectores se han reducido casi un 60 % en España, a un ritmo del 5 % de media anual. Por el contrario, los sectores difusos, aquellos que no están sujetos al EU ETS, han reducido las emisiones un 1 % de media anual durante el mismo periodo. Cabe recordar que España tiene el objetivo de reducir las emisiones de los sectores difusos un 42 % para 2030, y en 2023 se habían reducido sólo un 18 %. La puesta en marcha de un nuevo régimen de comercio de derechos de emisión (ETS2) en 2027, que incluirá principalmente las emisiones provenientes del transporte y los edificios, puede ser de gran ayuda para alcanzar dicho objetivo.

**Figura 5.**  
**Evolución de las emisiones de GEI por sectores económicos (1990-2023)**

Fuente: OTEA.



<sup>11</sup> Residencial, comercial e institucional.

<sup>12</sup> El EU ETS incluye al sector eléctrico, la aviación doméstica y la industria intensiva en energía como refinería, metal, química, cemento, etc.

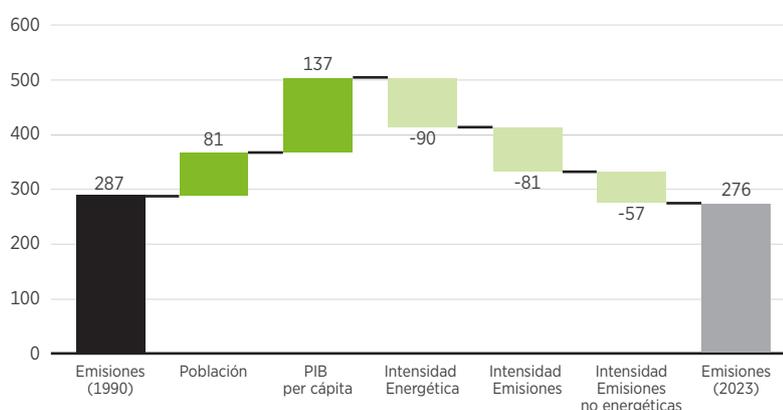
## 4.2. Factores explicativos de las emisiones de GEI

Como hemos visto, las emisiones en 2023 fueron similares a las 1990. Sin embargo, durante este periodo, la sociedad y la economía cambiaron enormemente. Por ejemplo, en 2023 la población fue un 24 % superior a la de 1990 y el PIB había crecido un 84 %. Por ello es importante analizar los factores explicativos detrás de la variación en las emisiones en España.

La Figura 6 muestra cómo distintos factores contribuyeron a la variación de emisiones desde 1990 hasta 2023.<sup>13</sup> Tanto el crecimiento poblacional como económico fueron los dos factores que impulsaron las emisiones hacia arriba. El crecimiento poblacional y el aumento del PIB per cápita habrían incrementado las emisiones en 81 MtCO<sub>2</sub>eq y 137 MtCO<sub>2</sub>eq, respectivamente. Es decir, en 2023 las emisiones serían un 75 % superiores a las de 1990 si sólo considerásemos estos dos factores. Sin embargo, otros factores compensaron el aumento en la población y el crecimiento económico. La intensidad energética<sup>14</sup> fue el principal factor a la hora de reducir las emisiones. Como ya hemos comentado en la sección sobre energía, tres causas explican mayoritariamente la reducción en la intensidad energética. En primer lugar, el auge de las energías renovables hizo que se necesitara menos energía primaria para obtener la misma cantidad de energía final, aumentando la eficiencia. Segundo, una reestructuración de la actividad económica, donde los sectores menos intensivos en energía ganaron peso relativo. Tercero, las mejoras en eficiencia energética permitieron producir lo mismo con menos consumo de energía final. Otro de los factores que contribuyó a reducir las emisiones es la intensidad de emisiones.<sup>15</sup> Gracias a las renovables y al abandono del carbón, en 2023 las emisiones por cada unidad de energía final consumida fueron muy inferiores a las de 1990. Finalmente, las emisiones no energéticas, asociadas principalmente a la agricultura, residuos y los procesos industriales sin la quema de combustibles fósiles, también disminuyeron en proporción al PIB.

**Figura 6.**  
Factores explicativos de la variación de emisiones (1990-2023)

Fuente: OTEA.



<sup>13</sup> Para más información sobre el método de descomposición de factores se puede consultar: Dietzenbacher, E. y Los, B. (1998): *Structural Decomposition Techniques: Sense and Sensitivity*; Economic Systems Research, 10, pp. 307-323.

<sup>14</sup> La intensidad energética es el consumo de energía primaria por unidad de PIB.

<sup>15</sup> La intensidad de emisiones es la relación entre el total de emisiones de GEIs por unidad de energía primaria.

Dado que los cambios socioeconómicos no han sido iguales a lo largo del tiempo, es interesante analizar los factores explicativos en distintas épocas. Entre 1990 y 2004 el PIB creció un 2,8 % de media anual, gracias al aumento en la población y, principalmente, al crecimiento del PIB per cápita. En este periodo prácticamente no hubo mejoras en la intensidad energética y la intensidad de emisiones, por lo que los avances económicos y el aumento de la población se tradujo en más emisiones. Las emisiones crecieron a un ritmo de 2,8 % de media anual, por lo que las emisiones por unidad de PIB no variaron y las emisiones per cápita aumentaron un 34 %.

Muy distinto fue el periodo 2005-2023, cuando las emisiones cayeron un 2,5 % de media anual, gracias al menor crecimiento económico y las mejoras en la intensidad energética de la economía y la intensidad de emisiones por unidad energética. En este periodo el PIB per cápita y la población crecieron un 0,4 % y 0,6 % de media anual, respectivamente, por lo que su impacto sobre las emisiones fue modesto. Por el contrario, la intensidad energética y la intensidad de emisiones experimentaron grandes mejorías. En esta época comienza el auge de las renovables que, como hemos comentado, tiene un impacto positivo en ambos factores. También el uso del carbón en la generación eléctrica empieza a reducirse, reduciendo la intensidad de emisiones.

### 4.3. Huella de carbono

Si bien los objetivos climáticos se establecen sobre las emisiones de GEI que se producen dentro de un país, también es importante conocer y analizar la huella de carbono que genera el consumo. La huella de carbono es una medida para calcular las emisiones de GEI derivadas de la demanda de productos y servicios dentro de un país. Es decir, se incluyen las emisiones globales que se producen a lo largo de la cadena de producción de un producto que llega al país para su demanda final. Pero, por el contrario, se excluyen las emisiones generadas dentro de un país para satisfacer la demanda de productos en el extranjero. Por ello, la huella de carbono mide las emisiones relacionadas con el consumo mientras las emisiones del inventario miden las emisiones de la producción.

Según los datos de Eurostat<sup>16</sup>, la huella de carbono de España fue de 413 MtCO<sub>2</sub>eq en 2021, un 40 % superior a las emisiones asociadas a la producción (295 MtCO<sub>2</sub>eq). Esta diferencia se puede atribuir casi por completo a las emisiones procedentes del sector primario, la minería y el gas natural<sup>17</sup> (Figura 7). Al igual que en la mayoría de países desarrollados, la agricultura en España ha ido perdiendo peso. De ahí que, para satisfacer la demanda, las importaciones

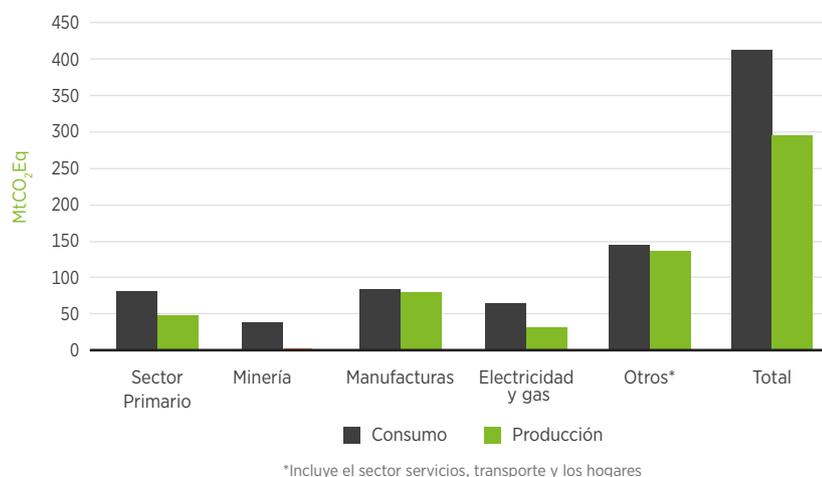
<sup>16</sup> Los datos de Eurostat se obtienen a partir de las tablas FIGARO. Los cálculos se realizan mediante las técnicas Input-Output, por lo que el cálculo de la huella de carbono tiene en cuenta la procedencia de las importaciones, así como la tecnología existente en cada país. Para más información: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse\\_gas\\_emission\\_statistics\\_-\\_carbon\\_footprints](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_statistics_-_carbon_footprints)

<sup>17</sup> El sector de la agricultura incluye la ganadería, silvicultura y pesca. En los datos de Eurostat el gas natural y la electricidad forman parte del mismo sector, aunque nosotros asociamos el diferencial de emisiones solamente al gas natural, ya que en 2021 el saldo comercial eléctrico fue prácticamente neutro.

hayan tenido que aumentar y, en consecuencia, las emisiones asociadas a ellas. En el caso de la minería, que incluye la extracción de petróleo y carbón, y el sector del gas natural, la producción en España es casi marginal, por lo que la mayor parte de la demanda es satisfecha con importaciones.

**Figura 7.**  
**Emisiones del consumo**  
**y de la producción por**  
**actividades económicas**  
**(2021)**

Fuente: Eurostat.



Una de las cuestiones más relevantes es saber si la reducción de emisiones de los últimos años en España se ha dado gracias a la externalización de emisiones. Este hecho se da cuando se traslada las actividades productivas más contaminantes al extranjero sin reducir su demanda. En este caso, las emisiones del inventario se reducirían, pero no la huella de carbono. Los datos existentes sólo abarcan el periodo 2010-2021 y por tanto es difícil obtener conclusiones claras. Es verdad que, en el conjunto del periodo analizado, hubo una convergencia entre las emisiones asociadas a la producción con las del consumo, ya que las primeras se redujeron un 1,8 % de media anual, mientras las segundas disminuyeron un 2,3 %. Sin embargo, como muestra la Figura 8, hubo dos fases bien diferentes. Entre 2010 y 2013, años de crisis económica, la diferencia entre las emisiones asociadas al consumo y la producción se redujeron del 47 % al 26 %. A partir de 2014, con la recuperación económica, el diferencial volvió a aumentar hasta alcanzar el 40 % en 2021. Hay que recordar que, durante la crisis económica que sufrió España entre 2008 y 2013, hubo un fuerte reajuste de la balanza comercial, con un crecimiento de las exportaciones muy superior al de las importaciones.

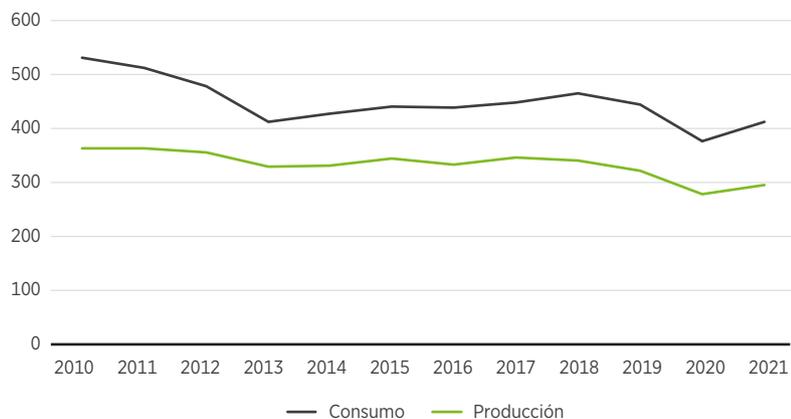
El manufacturero es uno de los sectores que más interés genera en relación a la externalización de emisiones. Como hemos visto, en España la diferencia entre las emisiones asociadas a la producción y al consumo son pequeñas. Entre los sectores intensivos en energía, encontramos sectores como el del papel y los minerales no metálicos donde las emisiones asociadas a la producción son muy superiores a las de la demanda, mientras en otros sectores como el químico y los metales básicos es lo contrario. Al igual que en el conjunto de la economía, entre 2010 y 2013 hubo una fuerte convergencia en el sector manufacturero entre las emisiones asociadas al consumo y la producción, y el diferencial se redujo del 27 % al 4 %.

A partir de ese año, las emisiones asociadas al consumo se redujeron a menor ritmo que las emisiones asociadas a la producción.

A futuro, la huella de carbono o emisiones del consumo debería ir reduciéndose paulatinamente en línea con la reducción de las emisiones territoriales o emisiones de la producción si los objetivos de alcanzar la neutralidad en carbono en 2050-60 a nivel global se cumplen. En todo caso, y en la medida en la que los países europeos y España avancen más rápidamente que otros países en la descarbonización en el horizonte a 2030 (asumiendo una estructura productiva y de comercio internacional similar), es esperable que esta diferencia se haga incluso más acusada con el tiempo.

**Figura 8.**  
**Emisiones del consumo y de la producción (2010-2021)**

Fuente: Eurostat.



## 5. Próximos retos para la transición energética

Como hemos visto, la transición energética en España ha avanzado en los últimos años, especialmente gracias a la expansión de las energías renovables, como la energía eólica y la solar fotovoltaica, que han permitido que más de la mitad de la generación eléctrica provenga ya de fuentes renovables. Además, el uso del carbón ha disminuido drásticamente, gracias al cierre de las centrales de carbón y su sustitución por un mayor uso de las centrales de gas, mucho menos intensivas en emisiones de CO<sub>2</sub>. Esta transformación ha logrado reducir a la mitad las emisiones del sector eléctrico en los últimos cinco años, lo que explica una parte importante de la reducción global de emisiones obtenida durante este período.

Sin embargo, a pesar de estos logros, España aún enfrenta numerosos retos para cumplir con los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Aunque actualmente el consumo energético está alineado con los objetivos del PNIEC, la mayoría de los demás indicadores avanzan a un ritmo insuficiente (Tabla 1). Si bien se observa progreso en la penetración de energías renovables, no están avanzando con la rapidez necesaria para alcanzar las metas propuestas. Más preocupante es la evolución de la electrificación, ya que sigue estancada.

**Tabla 1. Grado de progreso de los principales objetivos del PNIEC**

Indicador	Explicación	2023	PNIEC 2030	Progreso (grado)
Emisiones	Variación de las emisiones de GEI con respecto a 1990	-4,0 %	-32 %	Moderado, pero no se alcanzaría el objetivo
Renovables	Porcentaje de renovables sobre el uso final de energía	23,6 %	48 %	Insuficiente para alcanzar el objetivo
Renovables Electricidad	Porcentaje de renovables en el sector eléctrico	50,3 %	81 %	Moderado, pero no se alcanzaría el objetivo
Consumo Energía Final	Consumo final de energía excluyendo los consumos no energéticos (ktep)	80.964	71.709	Adecuado para alcanzar el objetivo
Electrificación	Consumo eléctrico sobre el consumo final de energía	24,8 %	35 %	Sin progreso
Dependencia Energética	Porcentaje de las importaciones netas sobre la energía bruta disponible	68,3 %	50 %	Moderado, pero no se alcanzaría el objetivo

Uno de los desafíos más críticos en materia de descarbonización en los próximos años está en el sector transporte, un sector rezagado en términos de reducción de emisiones, y que actualmente representa aproximadamente una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero (GEI). Este sector tiene que reducir sus emisiones en 30 MtCO<sub>2</sub> en los próximos siete años. Para lograrlo, es imprescindible una transformación rápida y profunda, que incluya la adopción masiva de vehículos eléctricos (con el objetivo de alcanzar 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030) y el desarrollo de infraestructuras de recarga. Además, es crucial promover políticas que fomenten el uso del transporte público y sistemas de movilidad sostenible, con el fin de reducir la dependencia de los vehículos privados. Las emisiones del transporte deben reducirse a una tasa anual del 5 % en los próximos siete años para cumplir con los objetivos del PNIEC, pero según los datos del primer semestre de 2024 de OTEA, las emisiones están creciendo a una tasa del 5,8 %, lo que indica que las políticas y medidas actuales han de intensificarse urgentemente.

Otro reto relevante es la necesidad de incrementar aún más la penetración de las energías renovables en el consumo final de energía, que actualmente se sitúa en un 23,6 %, frente al objetivo del 48 % para 2030. Aunque el sector eléctrico ha experimentado un crecimiento significativo, la integración de renovables en sectores como la industria, la calefacción y la refrigeración avanza a un ritmo más lento. Para lograr una mayor integración de renovables, es esencial promover tecnologías como las bombas de calor y el uso otros vectores energéticos. En el sector eléctrico, uno de los grandes desafíos es resolver los problemas de almacenamiento energético a gran escala para poder integrar más energía renovable en el sistema.

La electrificación del consumo final de energía, que actualmente alcanza el 24,8 %, también debe acelerarse para alcanzar el 35 % establecido para 2030. Esto requiere una mayor

expansión del uso de electricidad renovable en sectores clave como la industria, el sector residencial y el transporte. La modernización de las infraestructuras eléctricas, incluidas las redes inteligentes, será esencial para garantizar una transición efectiva y evitar cuellos de botella en la distribución de energía.

Además, la alta dependencia energética de España, que se mantiene en un 68,3 %, sigue siendo un obstáculo significativo. Reducir esta dependencia requiere no solo incrementar la producción de energía renovable, sino también apostar por soluciones de almacenamiento energético, como baterías y sistemas de hidrógeno, que permitan gestionar mejor la variabilidad de las fuentes renovables. Además, diversificar las fuentes de suministro energético, incluyendo acuerdos internacionales y la creación de mercados energéticos más integrados, será clave para aumentar la resiliencia del sistema y reducir los riesgos asociados a las importaciones de energía.

Por último, como demuestran los indicadores de huella de carbono, es crucial seguir promoviendo un cambio en los hábitos de consumo energético de la ciudadanía. Esto debe incluir incentivos para la eficiencia energética, el ahorro de energía y la adopción de hábitos de vida más sostenibles, con menor impacto ambiental. Las políticas públicas deben centrarse en educar y movilizar a la población hacia una mayor responsabilidad en el consumo energético.

Finalmente, y aunque no ha sido abordado en este capítulo, no podemos olvidar la importancia de que la transición energética se realice bajo principios de justicia social. En este sentido, el seguimiento de los indicadores sobre la evolución de las facturas energéticas y la pobreza energética deben ser parte integral del proceso. Aunque las políticas implementadas para contener los aumentos de precios han mitigado los impactos sociales, no han sido suficientes para revertir el incremento de la pobreza energética en algunos casos. Por ello, es fundamental seguir impulsando políticas que protejan a los hogares vulnerables, como la rehabilitación energética de edificios o el acceso a los bonos sociales eléctricos y energéticos. Si bien es esperable una reducción de los precios de la electricidad con la integración de las renovables, los hogares y las empresas también enfrentarán aumentos en los precios de los combustibles fósiles con la extensión en 2027 del mercado de CO<sub>2</sub> (ETS2) a edificios y transporte. El futuro plan social para el clima es una oportunidad clave para proteger a los hogares y empresas vulnerables, asegurando que la transición energética sea equitativa y justa.

En conclusión, aunque España ha dado pasos significativos hacia una transición energética sostenible, queda mucho por hacer. La descarbonización del transporte, la electrificación de los consumos energéticos, el aumento de la eficiencia y la reducción de la dependencia energética son retos prioritarios que deben abordarse con mayor ambición y medidas coordinadas. Solo con un esfuerzo conjunto de gobierno, empresas y ciudadanía será posible cumplir los objetivos del PNIEC 2030 y garantizar una transición justa, inclusiva y sostenible para todos.

# El rol de las tecnologías de almacenamiento para la integración de las energías renovables y provisión de servicios al sistema eléctrico. Claves del caso español en 2030

**José Pablo Chaves, Sébastien Huclin y Andrés Ramos**  
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,  
Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

La transición energética conlleva una integración masiva de fuentes de energía renovable variables (VRES, por sus siglas en inglés). Las VRES no tienen una generación programable para cuando más el sistema eléctrico las necesita y, por lo tanto, introducen una serie de inflexibilidades, generando períodos de excedente o déficit de energía en relación con la demanda de electricidad. Esta variabilidad no programable plantea desafíos significativos, principalmente debido a la naturaleza instantánea de la generación eléctrica y a la variabilidad e incertidumbre inherentes a las VRES, principalmente y en gran proporción en las tecnologías con mayor desarrollo en la actualidad como son las energías eólica y solar fotovoltaica, lo que dificulta la tarea de equilibrar continuamente la generación de VRES con la demanda.

El sistema eléctrico requiere fuentes de flexibilidad, tanto tecnológicas como mecanismos de mercado para dar respuesta a los desafíos de la transición energética. En este contexto, la flexibilidad se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para ajustar rápidamente la generación o el consumo en respuesta a la variabilidad en la generación o la demanda. Por tanto, la flexibilidad es fundamental para mantener y garantizar un sistema eléctrico fiable.

Abordar los desafíos de flexibilidad requiere una variedad de soluciones tecnológicas. En este sentido, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés), como las baterías y la hidroeléctrica de bombeo (PSH, por sus siglas en inglés), son tecnologías clave. Al almacenar el exceso de energía durante períodos de alta producción de VRES y liberarla cuando la demanda supera la generación de estas fuentes, los ESS desempeñan un papel vital en equilibrar la inflexibilidad de las VRES. Además de los ESS, las mejoras en los sistemas eléctricos, como los programas de respuesta a la demanda (véase el artículo de Robinson en este número) y el aumento de las capacidades de interconexión, mejoran la flexibilidad global de los sistemas eléctricos.

Asimismo, la integración de las VRES exige adaptaciones de los marcos regulatorios. Las estructuras regulatorias tradicionales, diseñadas para tecnologías basadas en combustibles fósiles, a menudo carecen de los incentivos necesarios para acomodar las características únicas y los requisitos de las VRES y las soluciones de flexibilidad emergentes. Durante los últimos 25 años, se han realizado revisiones regulatorias significativas, particularmente en países como España, para integrar mejor las VRES en el sistema eléctrico. Sin embargo, se requieren reformas continuas para desplegar completamente las soluciones de flexibilidad, integrar aún más las VRES e incentivar tecnologías que proporcionen la flexibilidad necesaria para una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico español presenta un caso de estudio relevante en este contexto. Para 2030, el país aspira a generar según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) actualizado en 2024 el 81 % de su electricidad a partir de fuentes de generación renovables, mayoritariamente de VRES, como parte de ambiciosos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. Para alcanzar esta meta, el sistema eléctrico español dependerá de una combinación de tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías y almacenamiento hidroeléctrico, para satisfacer los requisitos de flexibilidad en los distintos horizontes temporales. Estos objetivos están alineados con las directivas de la Unión Europea y los objetivos del Acuerdo de París. Sin embargo, esta alta penetración de VRES en la matriz energética de España introduce desafíos significativos para la flexibilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico.

A continuación, la sección 2 presenta la evolución esperada del mix de generación del sistema eléctrico español en los últimos años y el esperado en el horizonte 2030. Posteriormente, la sección 3 señala la importancia de servicios complementarios para garantizar la operación flexible y fiable del sistema eléctrico, así como la interrelación que existe entre estos servicios. Además, en la sección 4 se cuantifican las necesidades de flexibilidad que presentará el sistema eléctrico español en 2030, mientras que la sección 5 muestra la contribución y competencia que existe entre las distintas tecnologías de almacenamiento para satisfacer las necesidades de flexibilidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Finalmente, la sección 6 presenta las principales conclusiones.

## 2. Evolución del mix de generación de España en 2030

La evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en la década 2020-2030 presenta cambios significativos como se aprecian en la Tabla 1. Esta evolución tiene como elemento más significativo el incremento de la generación eólica y solar fotovoltaica, mostrando esta última un crecimiento con un comportamiento exponencial. Además, es significativo como el carbón se elimina gradualmente del mix de generación, desapareciendo en 2030, salvo su permanencia de reserva para períodos donde sería crítico para la seguridad del sistema. Por otro lado, para 2030, se espera que el parque de centrales nucleares se reduzca en 4 unidades, mientras que la capacidad de almacenamiento total se triplicaría.

**Tabla 1. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica**

Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidroeléctrica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Gas (Territorios no peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	6.413	6.413	9.289	18.913
<b>Total</b>	<b>111.100</b>	<b>115.015</b>	<b>151.173</b>	<b>214.236</b>

Fuente: PNIEC 2024.

Siguiendo la tendencia de la capacidad instalada, la generación eléctrica en España está cambiando significativamente. La Tabla 2 muestra el cambio esperado de la generación eléctrica por tipo de fuente. La tecnología que incrementa su peso de manera más significativa es la generación solar fotovoltaica que pasaría de representar un 4 % en 2019 al 36 % en 2030. Como puede apreciarse en la Figura 1, ya en 2024 la solar fotovoltaica representó el 17 % de la generación total, siendo un cambio muy relevante respecto a 2020 cuando era solo del 6 %. La segunda tecnología en importancia e incremento de participación es la eólica, que en 2030 se espera que represente el 34 % de la generación total. La generación proveniente de

fuentes de almacenamiento se espera también que se incremente al 6 % de la generación total, respecto al 2 % del 2024 (ver Figura 1). En conjunto, la generación renovable en 2030 se espera que represente un 81 % del total. Este incremento de la generación renovable compensa una drástica reducción de la generación con gas natural con ciclos combinados, que se reduciría en más del 50 % respecto a los valores del 2020, además de la reducción por completo del carbón y la reducción de nuclear que pasaría de representar un 20 % en 2024 (Figura 1) al 8 % de la generación total en 2030.

A pesar de que las proyecciones de la demanda son muy optimistas, incluyendo la producción de hidrógeno verde por electrólisis, o que puedan darse cambios en las políticas respecto algunas tecnologías como la nuclear, el desarrollo de las renovables se esperaría que siga la senda marcada por el PNIEC y con ello las necesidades de almacenamiento, como se verá más en detalle a continuación.

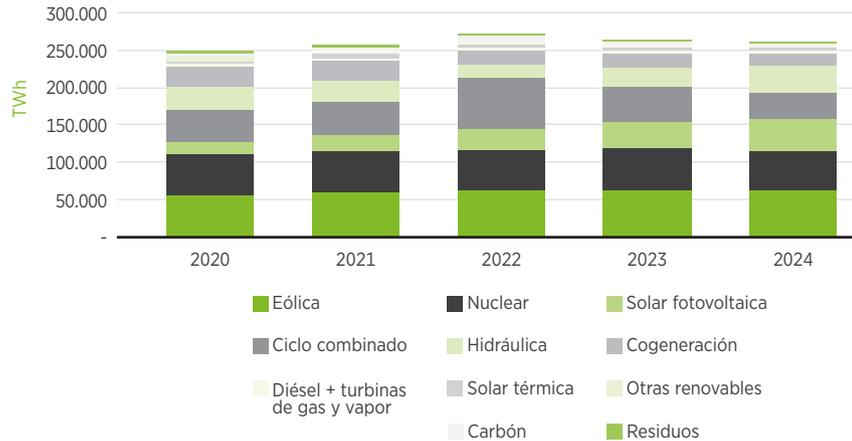
**Tabla 2. Evolución esperada de la generación eléctrica en el escenario PNIEC 2023-2030**

Fuente de energía	2019	2020	2025	2030
Eólica(terrestre y marina)	55.647	56.444	74.721	130.102
Solar fotovoltaica	9.420	15.675	83.228	138.307
Solar termoelectrica	5.683	4.992	5.553	11.945
Hidroeléctrica	24.646	30.507	31.518	28.764
Almacenamiento	2.228	3.491	14.280	25.099
Biogás	699	699	1.289	2.640
Geotermia	-	-	94	188
Energías del mar	20	27	27	142
Carbón	14.003	5.775	-	-
Ciclo combinado	57.614	45.916	14.446	20.153
Cogeneración carbón	243	221	-	-
Cogeneración gas	29.025	27.177	15.739	13.475
Cogeneración productos petrolíferos	3.108	2.481	1.534	849
Otros	988	1.152	1.816	1.608
Fuel/Gas	5.941	4.374	6.775	3.975
Cogeneración renovable	1.094	1.091	1.920	1.881
Biomasa	3.009	3.646	4.266	8.029
Cogeneración con residuos	192	140	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.348	1.266	-	-
Nuclear	58.349	58.299	56.237	35.172
<b>Total</b>	<b>273.257</b>	<b>263.373</b>	<b>313.565</b>	<b>422.413</b>

Fuente: PNIEC 2023-2030.

**Figura 1.**  
**Generación eléctrica por tipo de fuente (2020-2024)**

Fuente: Red Eléctrica de España.



### 3. Servicios complementarios necesarios para la operación fiable y flexible del sistema eléctrico con alta penetración de VRES

La evaluación de las tecnologías de almacenamiento requiere considerar distintas escalas de tiempo donde se tome en cuenta la variabilidad a largo plazo de las VRES (de meses e incluso años) con una representación temporal necesaria para gestionar cambios de corto plazo de la generación y la demanda y así poder dimensionar cada día las reservas de operación para hacer frente a cambios repentinos en el equilibrio del sistema de segundos hasta horas. Esta complejidad requiere de un modelado que considere un horizonte de al menos de medio plazo que se desarrolló en Huclin (2024). Un primer aspecto que hay que garantizar es el equilibrio de energía horario, el cual, en la configuración actual de un esquema de mercado se intercambia en los mercados diarios o intradiarios de energía (ver el artículo de Mastropietro en este número), de forma horaria o cuarto-horaria.

Sin embargo, para garantizar la operación fiable y segura del sistema eléctrico además de la energía, se necesitan servicios adicionales o complementarios que el operador del sistema cuantifica, utiliza y remunera a las tecnologías que los proveen, siguiendo las regulaciones nacionales e europeas. Estos servicios, comúnmente llamados servicios complementarios incluyen (aunque la lista no es exhaustiva) la firmeza o potencia firme, las reservas de operación y servicios de rampas, como se definen a continuación.

#### 3.1. Firmeza

La suficiencia del sistema eléctrico tiene implicaciones desde un horizonte de largo plazo que incluyen las inversiones en tecnologías de generación y almacenamiento, al mediano plazo, garantizando que el sistema cuente con los recursos de generación necesarios para satisfa-

cer la demanda esperada bajo diversas condiciones operativas. Las evaluaciones de firmeza consideran la previsibilidad de los patrones de demanda y generación, incluyendo variaciones estacionales y cambios previstos en el mix de generación. Un período lo suficientemente amplio, de al menos un año, es crucial para evaluar los roles operativos de los ESS en su capacidad para cubrir la demanda, especialmente durante períodos de baja producción de VRES.

El valor de capacidad, también conocido como crédito de capacidad, capacidad firme o suministro firme, es un indicador de la contribución de una tecnología para generar energía en períodos de escasez y así contribuir al mantenimiento de los estándares de fiabilidad de un sistema eléctrico. Este indicador, de manera simplificada, cuantifica la capacidad de las unidades de generación, almacenamiento o demanda flexible para respaldar la fiabilidad del sistema, especialmente durante los períodos de máxima demanda, asignándoles un coeficiente que refleja su disponibilidad. Existen distintas metodologías para desarrollar su cuantificación y aplicación de detalle en un determinado sistema eléctrico, como se detalla en Huclin (2024).

### 3.2. Reservas de operación

En la operación diaria del sistema eléctrico, una responsabilidad clave del operador del sistema es garantizar la seguridad y suficiencia del suministro eléctrico, tarea que se apoya en varios mecanismos, especialmente los servicios de balance. Estos servicios son fundamentales para mantener la estabilidad de frecuencia y gestionar el equilibrio de generación y demanda del sistema eléctrico.

Dentro de los servicios de balance, existen varios productos con distintos tiempos de respuesta que van desde los segundos hasta horas. Los productos para dar estos servicios están siendo armonizados a nivel europeo (Huclin *et al.*, 2023). Su función principal es ajustar las inyecciones de energía (reserva a subir) o las retiradas de energía (reservas a bajar), corrigiendo diferencias entre la generación de VRES y las variaciones de demanda, así como para que el sistema eléctrico sea capaz de enfrentar eventos inesperados como fallas o cortes en los activos de generación, almacenamiento, demanda o la red.

Estos servicios a su vez se dividen en dos productos principales: disponibilidad y activación. La disponibilidad se refiere a la capacidad ofrecida para entregar estos servicios, medida en megavatios (MW), mientras que activación se refiere a la energía realmente entregada o absorbida, siguiendo especificaciones técnicas, medida en megavatios-hora (MWh).

### 3.3. Rampas

En sistemas con alta penetración de VRES, los servicios de rampa son clave para afrontar los cambios de la demanda neta (demanda eléctrica menos las aportaciones de VRES). Estas variaciones ocurren entre periodos temporales cortos, siendo necesario ajustar y reducir las aportaciones de otras tecnologías programables o despachables. En algunos sistemas

eléctricos como el californiano, se han analizado e implementado estos servicios, así como la remuneración de los mismos para las tecnologías que los aportan, y así hacer frente a cambios repentinos de la demanda neta. Además, estos servicios ayudan a resolver el problema del «dinero faltante» de los mercados de energía para incentivar tecnologías flexibles que puedan proveer respuesta muy rápida, incentivando la flexibilidad y manteniendo la fiabilidad del sistema frente a precios de mercado bajos en períodos con alta presencia de VRES.

## 4. Cuantificación de las necesidades de los servicios complementarios para el sistema español en el horizonte 2030

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) compiten entre ellos y con otras tecnologías flexibles para proveer al sistema de los servicios necesarios para una operación fiable y segura. Para analizar su competencia y aporte es necesario un análisis detallado para todas las horas del año, siguiendo la secuencia cronológica de eventos de demanda y generación de VRES, y así capturar las oscilaciones intradiarias, diarias y estacionales de la generación VRES y la demanda. Este enfoque es esencial en un análisis de mediano plazo donde se considera la disponibilidad y variabilidad hidráulica, tecnología que es clave para proveer de flexibilidad al sistema eléctrico español.

Para modelar las operaciones complejas del sistema eléctrico, se emplean modelos de optimización lineal debido a su alta eficiencia en algoritmos, lo que permite identificar soluciones óptimas de manera fiable. En este contexto, el modelo SEED (Despacho Económico de Electricidad de España, por sus siglas en inglés), desarrollado en el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (Huclin, 2024), actúa como una herramienta de planificación operativa de mediano plazo, la cual puede ser aplicada a distintos casos de estudio y análisis de sensibilidad, proyectando el funcionamiento de los sistemas eléctricos en escenarios futuros como el año 2030, año en el que se enmarca el PNIEC.

El modelo SEED reproduce de manera detallada la operación centralizada de un sistema eléctrico desde la perspectiva del operador del sistema, proporcionando datos horarios durante un año completo (8.760 horas). Este modelo considera la demanda horaria y los servicios de balance, como capacidad y energía de balance, representando reservas de operación a través de una aproximación horaria adecuada para el mediano plazo. Además, distingue entre la disponibilidad de potencia de una unidad (MW) y la energía realmente entregada (MWh), utilizando metodologías determinísticas basadas en coeficientes de activación derivados de datos históricos. SEED también gestiona distintos ESS y cuantifica la contribución de cada tecnología en la provisión de reservas operativas, rampas y generación energética, respetando la secuencia cronológica de los datos. Como modelo hidrotérmico, SEED categoriza las plantas hidroeléctricas según sus tecnologías, incluyendo almacenamiento hidroeléctrico con embalses (UGH, unidades de gestión hidráulicas), bombeos puros (*closed-loop*, CLPSH por sus siglas en inglés), bombeos mixtos (*open-loop*, OLPSH por sus siglas en inglés) y centrales de agua fluyente con muy poca capacidad de almacenamiento.

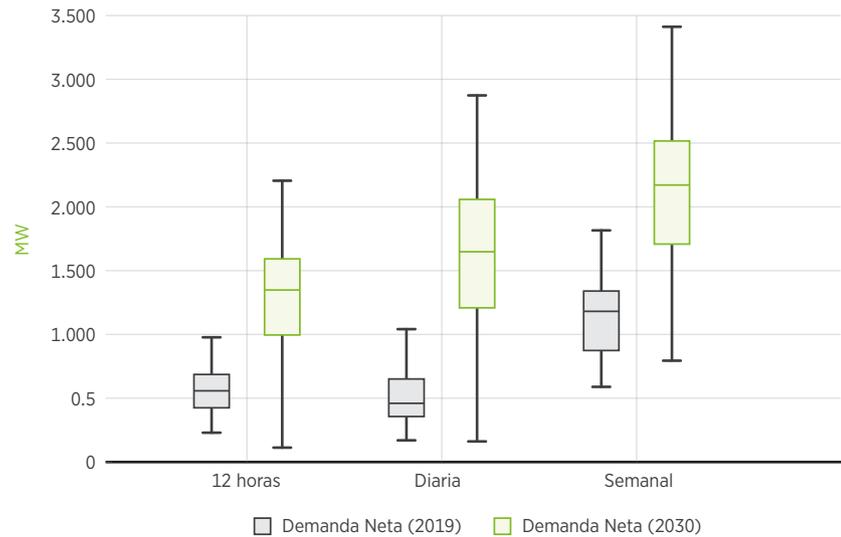
El modelo SEED diferencia entre los ESS según la eficiencia de sus depósitos de energía, su capacidad instalada y los límites máximos y mínimos de almacenamiento. Considerando todos estos parámetros, junto con la relación entre la potencia instalada y la capacidad máxima de los embalses, se optimiza la operación de cada ESS, incluyendo generación, almacenamiento, bombeo o vertido de agua. Además, incorpora la provisión de reservas operativas a subir y bajar de forma horaria, permitiendo la participación en estas reservas a tecnologías despachables como plantas térmicas, ESS y almacenamiento hidroeléctrico.

SEED también regula la operación de CLPSH y baterías distinguiendo entre almacenamiento diario y semanal. Los ESS diarios, por lo general, se cargan en horas de menor demanda y descargan en horas pico, con una capacidad máxima de descarga de 6 horas, mientras que los ESS semanales, por lo general, se cargan los fines de semana y descargan durante los picos de demanda entre semana. Las unidades hidroeléctricas UGH y OLPSH se consideran almacenamientos estacionales, con el objetivo de alcanzar un nivel específico de almacenamiento al final del año. Estas restricciones sirven como marco para la operación potencial de los ESS, pero no como restricciones estrictas, permitiendo que el modelo determine de manera autónoma la operación óptima dentro de los límites físicos y técnicos de cada ESS.

Un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables presenta necesidades de almacenamiento en distintos periodos. La Figura 2 muestra la demanda neta esperada para el sistema eléctrico español en los años 2019 y 2030 en diferentes intervalos de tiempo: intradiario, diario y semanal. Como se puede apreciar, en 2030, la demanda neta se espera que se incremente significativamente (la demanda menos VRES es mayor, por el incremento de demanda, así como por una mayor generación VRES), además es más volátil, especialmente en los intervalos diarios y semanales. La energía solar fotovoltaica contribuye de manera más significativa a la variabilidad y necesidades de flexibilidad intradiarias, mientras de energía eólica tiene una contribución más homogénea en los distintos periodos.

Este aumento y variabilidad de la demanda neta refleja los desafíos que enfrentará el sistema eléctrico para satisfacer la demanda en diferentes intervalos de tiempo, debido a un mayor consumo eléctrico, mayor integración de VRES y fluctuaciones esperadas de la generación y la demanda.

**Figura 2.**  
**Comparación de la**  
**demanda neta en el**  
**sistema español**  
**(2019 y 2030)**  
 Fuente: Huclin et al., 2023.



## 5. Contribución de tecnologías de almacenamiento al sistema eléctrico español en el horizonte 2030

Como se mencionó anteriormente, las tecnologías de almacenamientos tienen distintas características técnicas como su rendimiento, capacidad de almacenamiento, los ciclos de cargas y descarga de energía, entre otros. Por ejemplo, las baterías tienen una eficiencia mayor pero una capacidad de almacenamiento más reducida que las instalaciones de bombeo o embalses hidráulicos. También existen diferencias entre las centrales de bombeos donde se suele diferenciar entre bombeo puro, o bombeo mixto con aportaciones hidráulicas, para las cuales sus características técnicas varían dependiendo de la instalación. Para cumplir con las políticas y compromisos europeos, las nuevas instalaciones PCI (proyectos de interés común, por sus siglas en inglés) son instalaciones de bombeo que reciben financiación europea para su desarrollo y se espera que entren en operación antes de 2030. A pesar de que la Tabla 3 muestra la capacidad instalada esperada en la versión del PNIEC de 2021, las características técnicas de los almacenamientos permiten diferenciar las fortalezas de unas instalaciones frente a otras. Como se puede observar, las instalaciones de bombeo nuevas, como los PCI, tienen una mayor eficiencia que las unidades existentes, pero una capacidad de almacenamiento menor.

**Tabla 3. Capacidad instalada en 2030 y características de las tecnologías**

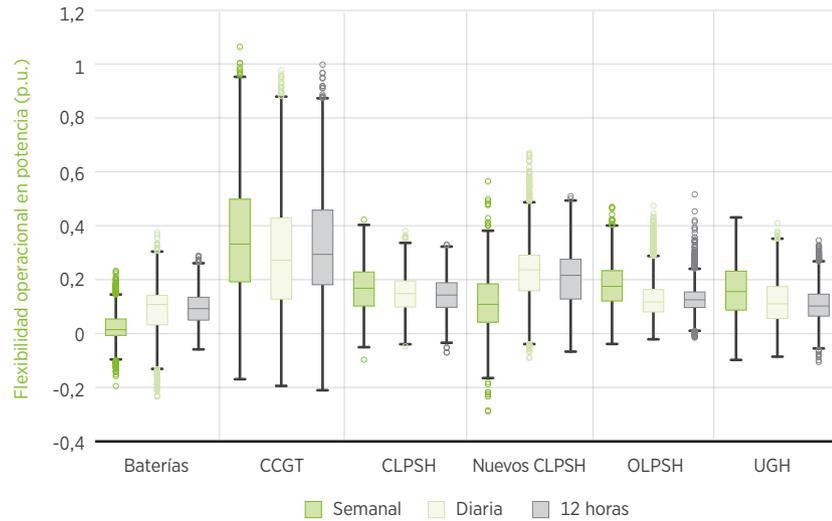
Tecnologías	Capacidad instalada (MW)	Capacidad instalada de bombeo (MW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)	Descarga de ciclo	Eficiencia del ciclo de carga (%)	Costo variable (€/MWh)	Tasa de emisión (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Costo variable de OM (€/MWh)
Nuclear	3.050					23	0	2
CCGT	24.560					40	0,33	2
Cogeneración	3.950					0,575		
Solar PV	38.404					0	0	
Solar térmica	7.390					0	0	0,46
Eólica terrestre	45.550					0	0	
Embalse hidroeléctrico	7.500		9.780	Estacional		0	0	
Hidráulica	20	27	27					
Fluyente	1.303			Estacional		0	0	
OLPSH	7.750	2.114	6.208	Semanal/ Diaria	0,75	0	0	
CLPSH existente	3.465	3.552	120	Diaria	0,75	0	0	
PCI I	235	235	1.5	Semanal	0,79	0	0	
PCI II	3.400	3.400	27,2	Diaria	0,8	0	0	
PCI III	552	548	3,67	Diaria	0,8	0	0	
Baterías	2.500	2.500	10	Diaria	0,9	0	0	
Otras VRES	1.730					0	0	

Fuente: Huclin (2024).

Utilizando el modelo SEED Huclin (2024) se puede evaluar las contribuciones de cada tecnología a las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico (ver Figura 3). Las tecnologías de almacenamiento (baterías y CLPSH) tienen un papel clave en la flexibilidad operativa en intervalos cortos (diario y 12 horas). Por su parte, las plantas de ciclo combinado (CCGT) ofrecen una alta flexibilidad, especialmente en intervalos más largos, como el semanal. La flexibilidad de tecnologías hidroeléctricas varía según el diseño del sistema (puro o mixto, según la capacidad de almacenamiento), con CLPSH mostrando mayor versatilidad. Por tanto, la contribución a las necesidades de flexibilidad varía significativamente entre las tecnologías y los intervalos, siendo relevante una combinación adecuada para cubrir todas las necesidades de flexibilidad del sistema.

**Figura 3.**  
Contribución por tecnologías a las necesidades de flexibilidad

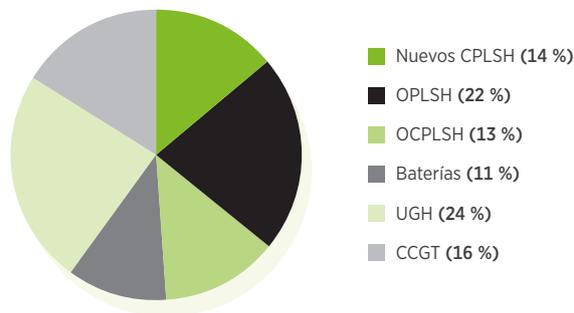
Fuente: Huclin et al., 2023.



La Figura 4 presenta las contribuciones a las reservas de operación durante la simulación horaria del 2030. Todas las tecnologías contribuyen a proveer reservas de operación, siendo las centrales hidráulicas de embalse (unidades de gestión hidráulicas, UGH) las que más contribuyen.

**Figura 4.**  
Contribuciones a las reservas de operación de cada tecnología para el escenario base 2030

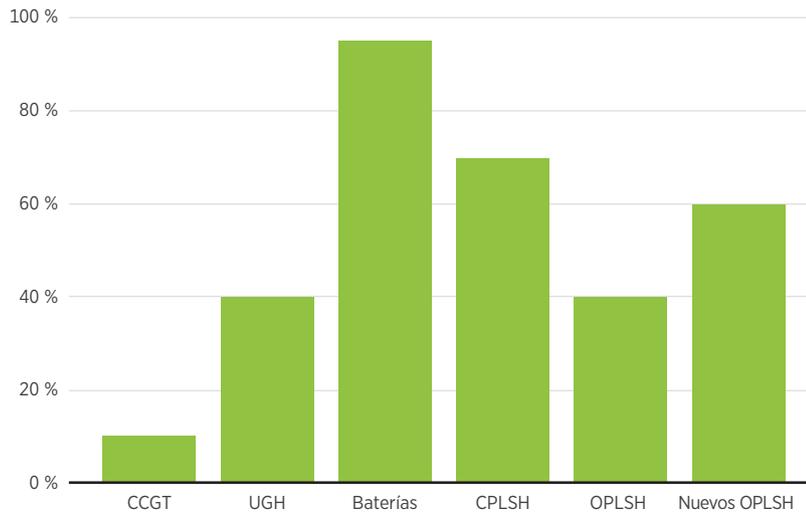
Fuente: Huclin et al., 2023.



A pesar de que todas las tecnologías de almacenamiento contribuyen de manera significativa a las reservas de operación cuando se compara con la energía generada (ver Figura 5), las baterías es la tecnología que más contribuye a proveer reservas respecto a la energía total generada. Esto se debe al mayor rendimiento que tienen las baterías y la menor capacidad de almacenamiento, seguidamente por las unidades de bombeo puro (CLPSH).

**Figura 5.**  
**Porcentaje de energía de reservas de operación respecto a la energía total generada**

Fuente: *Huclin et al., 2023.*

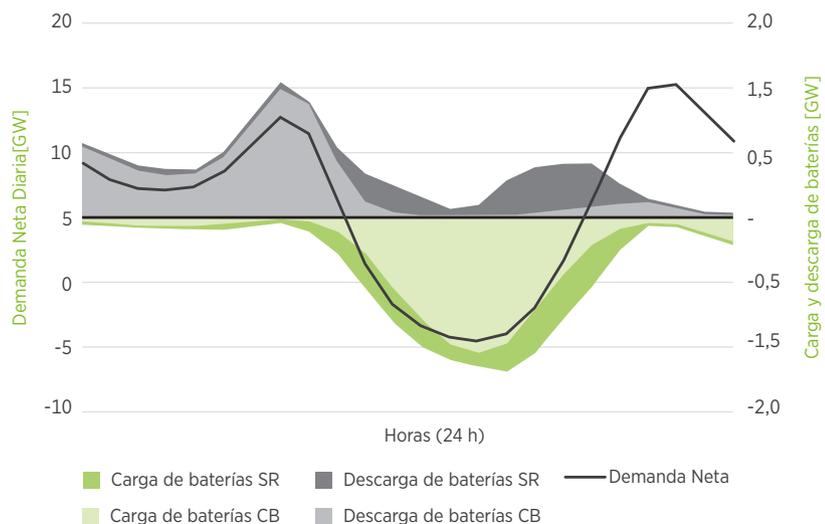


Como se comentó anteriormente, la operación del sistema eléctrico con alta penetración de VRES incrementa las necesidades de rampas del sistema, debido a cambios repentinos de la generación como por ejemplo en horas del amanecer y atardecer cuando la generación solar fotovoltaica cambia significativamente. La Figura 6 ilustra este efecto, donde la demanda neta (en negro) se ve afectada por las horas de generación solar fotovoltaica, incentivando la carga de baterías (área en amarillo) para que luego la energía se pueda verter a la red (área azul) y sea aprovechada en horas de menor disponibilidad de VRES. Como se puede observar, los cambios ocasionados por la generación solar fotovoltaica crean necesidades de cambios abruptos en la demanda neta que debe ser compensadas por otras tecnologías, como puede ser las baterías u otras instalaciones de almacenamiento.

Para evaluar el impacto de introducir el efecto del servicio de rampas se ha simulado el sistema eléctrico con (escenario SR) y sin (escenario CB) el servicio de rampas (*Huclin et al., 2023*).

**Figura 6.**  
**Comparación del despacho diario promedio de baterías**

Fuente: *Huclin et al., 2023.*



Las necesidades de rampas son provistas por varias tecnologías como se muestra en la Tabla 4. Los embalses hidroeléctricos destacan como el principal contribuyente tanto a los servicios de rampa a aumentar (subir) que se podría dar por una mayor inyección de energía o reducción del consumo como a disminuir inyección o aumentar consumo (bajar), mientras que las baterías y el OLPSH también desempeñan roles significativos.

**Tabla 4. Cobertura de las necesidades de rampa por tecnología**

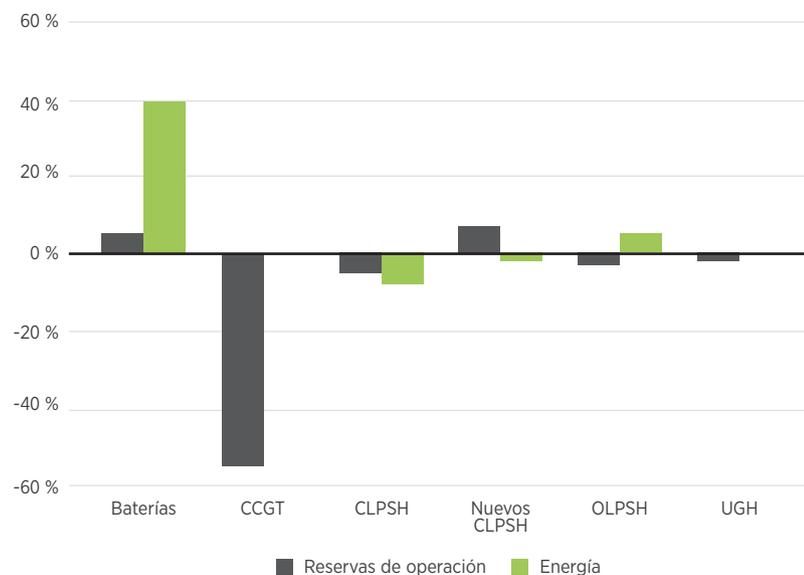
	CCGT	OLPSH	UGH	CLPSH	Nuevos CLPSH	Baterías
Rampa a subir	0,0 %	10,6 %	69,5 %	0,0 %	0,2 %	19,6 %
Rampa a bajar	0,0 %	9,6 %	69,2 %	0,0 %	0,2 %	21,0 %

Fuente: Huclin et al., 2023.

Introducir el servicio de rampas cambia la contribución de las tecnologías a otros servicios, como energía o reservas de operación (ver Figura 7). La introducción de los servicios de rampa tendería a favorecer a los ESS con mayores eficiencias incrementando su contribución a las reservas de operación y la energía vertida. Por otro lado, los ciclos combinados verían reducida su contribución a las reservas de operación con la introducción de los servicios de rampas.

**Figura 7. Contribuciones diferenciales de las tecnologías despachables**

Fuente: Huclin et al., 2024.

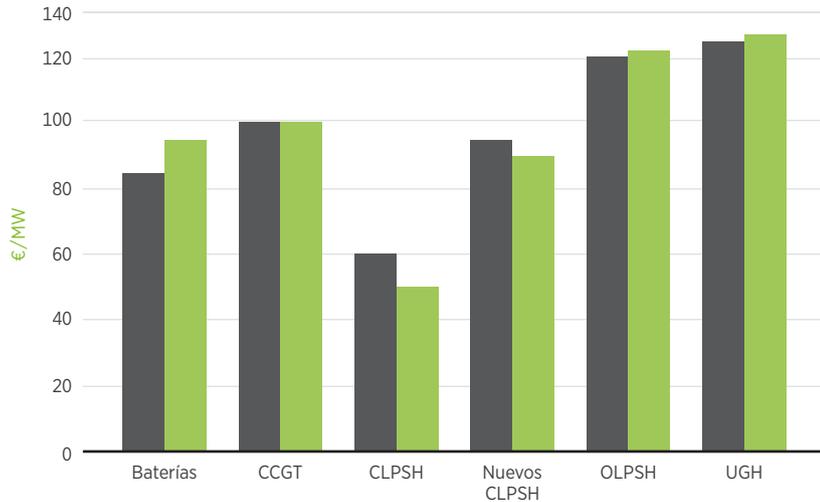


Al introducir servicios de rampas se crearía una nueva fuente de ingresos para las tecnologías que contribuyen a proveer servicios de rampas, lo que contribuye a la recuperación de los costes de estas tecnologías. Incluir servicios de rampas incrementa principalmente la retribución de las baterías (Figura 8), mientras que tiene cierto efecto en los ingresos para

los embalses hidráulicos y los bombeos puros. Para el resto de tecnologías que prestan el servicio, los efectos son despreciables.

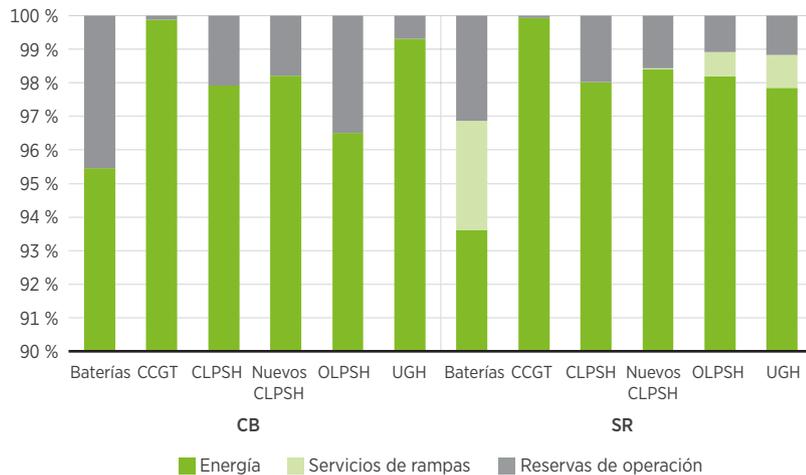
**Figura 8. (a)**  
**Ingresos por capacidad de las tecnologías despachables por servicios del sistema mayorista**

Fuente: Huclín et al., 2024.



**Figura 8 (b).**  
**Distribución de los ingresos por tipo de servicio**

Fuente: Huclín et al., 2024.



Finalmente, adicionalmente a los servicios comentados anteriormente, la capacidad firme es necesaria para garantizar que existe generación suficiente para responder a periodos de escasez. Estos periodos de escasez se pueden aproximar con horas críticas con una mayor demanda neta. La contribución a la capacidad firme se basa en el factor de capacidad promedio de una tecnología durante los períodos críticos para evaluar la capacidad de respuesta de las tecnologías ESS, mostrando su contribución a la firmeza del sistema eléctrico. La presencia de una tecnología en estos períodos críticos refleja su capacidad para garantizar el suministro del sistema.

La Tabla 5 presenta los valores de capacidad firme para las tecnologías despachables, calculados para las 100, 200 y 400 horas de mayor demanda neta máxima (conocidas como horas críticas) en el caso base. Como se puede apreciar, los embalses hidráulicos son los que mayor contribuyen a la capacidad firme debido a su mayor capacidad de almacenamiento.

Además, por la misma razón que los embalses, la contribución a la firmeza de las nuevas unidades de CLPSH es inferior a la de las unidades existentes. Cabe destacar que, aunque las nuevas unidades CLPSH tienen una mayor eficiencia en su ciclo de carga y descarga en comparación con las unidades antiguas, las nuevas unidades tienen un ciclo de descarga más corto y una menor capacidad de almacenamiento de energía. Esto sugiere una posible correlación entre la capacidad de almacenamiento de energía y la contribución a la firmeza. Por ejemplo, las unidades CLPSH existentes ofrecen 33 horas de descarga a plena potencia y logran una contribución a la firmeza del 63 %-58 %, mientras que las nuevas unidades de CLPSH, con 8 horas de descarga, alcanzan solo un 27 %-40 % de contribución. Además, como se muestra en la Tabla 5, el valor de capacidad de algunas tecnologías varía según los diferentes escenarios. Una disminución en el rango de horas críticas para el cálculo del valor de capacidad firme, que resulta en un aumento del valor de capacidad, indica la fiabilidad de estas tecnologías durante los períodos de mayor demanda crítica.

**Tabla 5. Valores de capacidad firme de distintas tecnologías de acuerdo con distintos rangos de periodos críticos para el caso base**

Horas críticas	Baterías	CLPSH	OLPSH	Nuevos CLPSH	CCGT	UGH
100 horas críticas	6 %	63 %	88 %	27 %	74 %	98 %
200 horas críticas	7 %	62 %	82 %	34 %	66 %	94 %
400 horas críticas	13 %	58 %	77 %	40 %	57 %	89 %

Fuente: Huclin (2024).

La Tabla 6 presenta los valores promedio de capacidad de las tecnologías durante las 100 a 400 horas críticas en posibles escenarios para el sistema español en 2030 como Dunkel-flaute (anticiclón hibernal), Caso Seco (escenario hidráulico seco) y Caso Húmedo (escenario hidráulico húmedo). En todos los casos, las baterías se posicionan como la última tecnología disponible durante estas horas críticas, mostrando un menor coeficiente de potencia firme. Sin embargo, muestran la menor variación en su valor de capacidad a través de los diferentes escenarios de sensibilidad. Esta estabilidad se debe a la relativamente menor capacidad de almacenamiento de energía de las baterías en comparación con otros ESS.

Como se comentó anteriormente, la disponibilidad de los ESS durante las horas críticas está correlacionada con el tamaño del almacenamiento de energía de cada ESS. A medida que se reduce el rango de horas críticas, la disponibilidad de OLPSH y las unidades CLPSH existentes aumenta, mientras que la de las nuevas CLPSH y baterías disminuye. Es importante

tener en cuenta que esta correlación debe interpretarse con cautela, ya que depende de las características específicas de los datos tecnológicos, las suposiciones del modelo y el sistema eléctrico analizado. Sin embargo, cuantas menos horas críticas se consideren, menos ESS con almacenamiento de energía más pequeños estarán disponibles debido a posibles valores más altos de demanda neta.

**Tabla 6. Valores de capacidad de distintas tecnologías de acuerdo con distintos rangos de 100-400 periodos críticos para un caso base y análisis de sensibilidad**

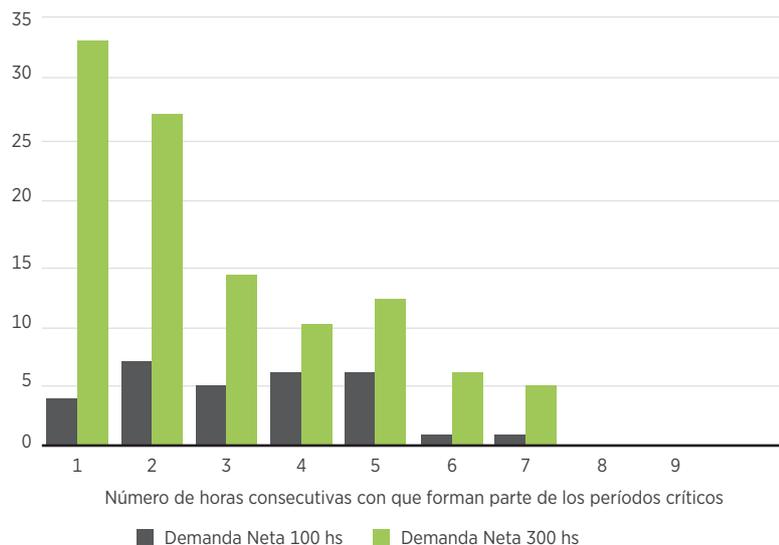
Horas críticas	Baterías	CLPSH	OLPSH	Nuevos CLPSH	CCGT	UGH
Caso base	9 %	61 %	82 %	35 %	65 %	93 %
Dunkelflaute	12 %	56 %	81 %	35 %	69 %	93 %
Caso seco	9 %	60 %	69 %	34 %	71 %	79 %
Caso húmedo	9 %	66 %	93 %	36 %	62 %	92 %

Fuente: Huclin (2024).

A pesar de su alta eficiencia en el ciclo de carga y descarga, como se muestra en la Figura 8, las baterías no estarían disponibles durante todas las 100 o 300 horas de mayor demanda neta. Esta limitación se debe a su tiempo máximo de descarga de 4 horas. La Figura 9 indica que el período crítico más prolongado observado es de 7 horas. En el escenario de 100 horas de mayor demanda neta, los eventos de 4 y 5 horas ocurren con frecuencia similar, mientras que en el escenario de 300 horas, los eventos de 5 horas son más frecuentes. Aunque algunos períodos coinciden con el tiempo máximo de descarga de las baterías, muchas horas críticas ocurren de forma consecutiva o en días seguidos. Debido a su limitada capacidad de almacenamiento, las baterías no podrían mantener la misma disponibilidad que otros ESS.

**Figura 9. Frecuencia de eventos críticos con diversas duraciones**

Fuente: Huclin et al., 2023.

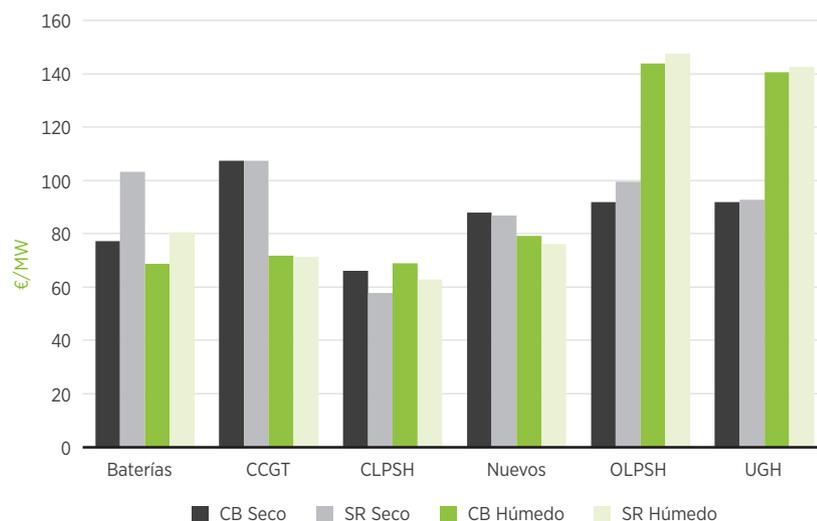


La Figura 10 evalúa los ingresos por capacidad instalada de las tecnologías despachables en diversos escenarios. Las tecnologías independientes de los flujos de agua muestran patrones de ingresos divergentes según el escenario hidráulico seco o húmedo. En condiciones de sequía, las baterías y las nuevas unidades CLPSH aumentan sus ingresos, compensando la menor disponibilidad de los recursos OLPSH y de embalses hidroeléctricos. La introducción de los servicios de rampa incrementa los ingresos de las baterías, OLPSH y embalses hidroeléctricos, mientras que reduce los ingresos de las unidades CLPSH.

Además, la introducción de reservas de operación y servicios de rampa incrementa de manera constante los ingresos de embalses hidroeléctrico en ambos escenarios, tanto húmedos como secos. Esta tendencia es diferente a algunos OLPSH, que, debido a su incapacidad para bombear agua, ven limitada estratégicamente su participación en los servicios de rampa en condiciones de restricciones hidráulicas, priorizando el almacenamiento de energía para los períodos de demanda crítica.

**Figura 10.**  
Ingresos por capacidad de las tecnologías despachables en la provisión de servicios

Fuente: Huclin et al., 2023.



## 6. Conclusiones

Las tecnologías de almacenamiento tendrán un papel fundamental en la transición energética y son claves para lograr la descarbonización del sistema eléctrico e incrementar la descarbonización del sistema energético a través de la electrificación. En España en el horizonte 2030, las tecnologías de almacenamiento con mayor potencial son las baterías y el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PSH). Estas tecnologías son fundamentales para garantizar la seguridad del suministro y la flexibilidad del sistema eléctrico. Según los resultados de las simulaciones realizadas a través del modelo del sistema eléctrico de mediano plazo se destaca el importante rol de las tecnologías de almacenamiento en mantener la firmeza del sistema, especialmente durante eventos críticos. Aunque las baterías tienen una menor capacidad de almacenamiento de energía, se posicionan como contribuyentes clave en

la provisión de reservas de operación, equilibrando eficazmente las necesidades de fiabilidad del sistema en el corto plazo.

Otro aspecto significativo de los sistemas con alta penetración de energías renovables variables (como la solar fotovoltaica y eólica) es la necesidad de los servicios de rampa. Este servicio crearía ingresos adicionales a las tecnologías despachables como los almacenamientos y podría afectar la provisión e ingresos de diversos servicios del sistema eléctrico. Como resultado de las simulaciones efectuadas para el sistema eléctrico peninsular español, la consideración de los servicios de rampa provoca un cambio notable en la operación de las baterías, aumentando su contribución a la provisión de energía y servicios de rampas. Este cambio permite que los bombeos mixtos (OLPSH) incrementen su disponibilidad durante períodos críticos para garantizar la firmeza del sistema, demostrando así que existen interdependencias dentro de la provisión de servicios necesarios para la operación del sistema eléctrico.

La capacidad de almacenamiento de energía es clave para la contribución a la firmeza de las tecnologías de almacenamiento. Los bombeos mixtos, con afluente de agua, demuestran una contribución superior a la firmeza del sistema en comparación con las unidades de bombeos puros, que tienen una menor capacidad de almacenamiento. Este resultado es relevante porque destaca los diversos roles que pueden desempeñar las distintas tecnologías de almacenamiento según sus características técnicas para proveer servicios a un sistema eléctrico dominado por energías renovables variables, las cuales están siendo predominantes en distintos países y se espera que incrementen su peso en el mix de generación.

## Referencias bibliográficas

Huclin, S. (2024): «Medium-term technical and economic analysis of storage impacts on power systems under different scenarios with a high renewable share». Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/95591>

Huclin, S.; A. Ramos; J. P. Chaves; J. Matanza, y M. González-Eguino (2023): «A methodological approach for assessing flexibility and capacity value in renewable-dominated power systems: A Spanish case study in 2030»; en *Energy*, vol. 285; p. 129491; dic. 2023. Disponible en: [doi: 10.1016/j.energy.2023.129491](https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129491)

# Potencial de utilización de hidrógeno en España

**Rafael Cossent**

Investigador, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI, Universidad Pontificia Comillas; y Codirector de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno

El hidrógeno, concretamente el denominado verde o renovable, ha adquirido una notoriedad creciente en la política energética, así como en medios especializados e incluso generalistas. A veces presentado como el vector energético del futuro, que se empleará prácticamente para todo, y otras como una distracción o, incluso peor, como una burbuja especulativa esperando a estallar. La realidad, como suele ocurrir en estos casos, seguramente está en algún punto medio por determinar. En este artículo se tratará de arrojar luz sobre este tema, no sin antes explicar qué es el hidrógeno y para qué se puede emplear. Posteriormente se apuntarán algunas de las posibles implicaciones a futuro para la economía española.

## 1. ¿Qué es el hidrógeno renovable y por qué suscita interés?

El hidrógeno es un gas combustible muy volátil y ligero, con un punto de fusión cercano al cero absoluto, un elevado poder calorífico por unidad de masa, y con una alta capacidad de reaccionar con otros elementos químicos. Al margen de aplicaciones muy concretas en la industria aeroespacial o para la propulsión de submarinos, el uso de hidrógeno en determi-

nados sectores industriales como el refino, los fertilizantes, la industria química o del acero, es una realidad desde hace décadas.

Según la Agencia Internacional de la Energía, el consumo mundial de hidrógeno superó las 97 Mt en el año 2023, de las que unas 43 Mt corresponde a la industria del refino y otras 54 Mt a la industria química (producción de fertilizantes y metanol) y del acero, siendo otras aplicaciones marginales en comparación. En el caso de España, según datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno, el consumo de hidrógeno superó las 570 kt en 2023, siendo más del 80 % empleado en el refino, un 13 % en la producción de fertilizantes y un 7 % en otros usos.

Una vez aclarado que el uso de hidrógeno a escala industrial no es algo desconocido, procede abordar la pregunta acerca de a qué se debe el reciente repunte en la popularidad del hidrógeno. La respuesta a esta pregunta se encuentra en el compromiso de las naciones firmantes del Acuerdo de París adoptado en el año 2015 de contener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C y perseguir esfuerzos adicionales para limitarlo a 1,5 °C. Lograr este objetivo precisa una descarbonización muy profunda de la economía, lo que ha llevado a varios países a establecer compromisos de la neutralidad de emisiones alrededor del año 2050.

Indudablemente la electrificación de la demanda energética final y la expansión de la generación eléctrica renovable son medidas esenciales en todos estos planes de descarbonización. Sin embargo, alcanzar emisiones netas cero requiere tecnologías y vectores energéticos adicionales, incluyendo los combustibles renovables como los biocombustibles, o el hidrógeno y sus derivados. Entre estos últimos, que en la regulación europea se denominan combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs), podemos encontrar, por ejemplo, el amoniaco, el metanol, o los combustibles sintéticos. Esto quiere decir que el hidrógeno, además de como materia prima industrial, puede desempeñar un rol relevante como combustible para la industria o el transporte, particularmente el pesado. Pero, para reducir realmente las emisiones de gases de efecto invernadero, esta expansión en el uso de hidrógeno ha de ir acompañada de cambios en las vías de producción del mismo.

Convencionalmente, el hidrógeno empleado en la industria se obtiene como subproducto de los procesos petroquímicos o mediante el reformado con vapor del gas natural fósil, con las consiguientes emisiones de dióxido de carbono. Esto es lo que se conoce como hidrógeno gris. A modo de referencia, por cada tonelada de hidrógeno gris obtenido del metano fósil se emiten a la atmósfera cerca de 9 toneladas de CO<sub>2</sub>. En cambio, el hidrógeno bajo en emisiones puede obtenerse por múltiples vías. No obstante, la electrólisis del agua, que esencialmente consiste en descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno mediante energía eléctrica, es el método de producción que acapara mayor interés. Este proceso no produce emisiones de CO<sub>2</sub> y, si la electricidad utilizada es de origen renovable, el hidrógeno obtenido podrá considerado totalmente renovable. A este tipo de hidrógeno se le denomina comúnmente como hidrógeno verde.

## 2. ¿Qué otras vías de obtención de hidrógeno existen?

A pesar de que los hidrógenos gris y verde son los más mencionados habitualmente, es frecuente identificar el hidrógeno con otros colores diferentes en función de la materia prima y proceso de obtención empleado en cada caso. Por ejemplo, comenzando por el hidrógeno de origen fósil, si las emisiones de dióxido de carbono asociadas al hidrógeno gris de capturan y almacenan o capturan químicamente, el hidrógeno resultante se denomina azul. Por el contrario, si el hidrógeno se obtiene del gas natural mediante pirólisis (descomposición química sometándolo a alta temperatura en ausencia de oxígeno) en lugar del reformado con vapor, el hidrógeno se denomina turquesa. Por último, si se produce el hidrógeno a partir de carbón, este se denomina marrón o negro.

Asimismo, yendo ahora al hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua, es frecuente emplear otros colores para referirse a este gas cuando la electricidad consumida no es totalmente renovable. Así, si la electricidad es de origen nuclear, se obtendrá hidrógeno rosa. En cambio, si se toma electricidad de la red independientemente de su origen, el hidrógeno se etiqueta como amarillo.

**Tabla 1. Vías de obtención de hidrógeno**

Vía de obtención	Materia prima	Denominación color	Intensidad de emisiones directas
Reformado, gasificación, o pirólisis de combustibles fósiles	Carbón	Marrón/negro	Muy alta
	Gas natural	Gris	Alta
	Gas natural	Azul	Baja, según eficiencia de captura
	Gas natural	Turquesa	Cero
Electrólisis del agua	Electricidad renovable	Verde	Cero
	Electricidad nuclear	Rosa	Cero
	Electricidad de red	Amarillo	Según mix eléctrico
Otros	Biomasa/biometano	Sin nombre/verde	Cero o negativas, según materia prima y eficiencia de captura
	Almacenes geológicos de H <sub>2</sub>	Blanco	Baja, según método de extracción

Por último, se pueden mencionar otras vías de obtención de hidrógeno adicionales a las anteriores. Por un lado, pese a que convencionalmente se ha pensado que el hidrógeno molecular no se encontraba en la naturaleza en cantidades significativas, estudios recientes indican que podrían existir depósitos subterráneos de hidrógeno potencialmente explotables de manera comercial. Esto es lo que se conoce como hidrógeno natural, geológico o blanco. Por otro lado, de igual manera que es posible obtener hidrógeno de combustibles fósiles, podemos hacerlo de la biomasa o el biometano mediante procesos idénticos o muy similares. El hidrógeno obtenido por esta vía sería considerado de origen renovable igual que el electrolítico obtenido mediante electricidad renovable, si bien no parece haber unanimidad a la hora de asignarle un color determinado. Dependiendo del autor, el biohidrógeno no recibe color alguno o se le denomina verde también. Incluso en el caso de que las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas en la obtención del hidrógeno se capturen y almacenen, algunos autores denominan este hidrógeno de emisiones netas negativas como hidrógeno dorado<sup>1</sup>.

### 3. El hidrógeno: ¿alternativa realista o distracción?

Arrancamos más arriba haciendo referencia a la aparente ubicuidad y versatilidad del hidrógeno. A la creación de estas expectativas han contribuido algunas metas indicativas marcadas desde el ámbito de la política. Por ejemplo, el plan RePowerEU presentado por la Comisión Europea en mayo de 2022, elaborado como reacción a la invasión de Ucrania por parte de Rusia y las consecuencias que esta tuvo sobre los precios energéticos, fijaba un objetivo de uso de hidrógeno renovable de hasta 20 millones de toneladas en el año 2030, siendo la mitad de esta cantidad producida dentro de la Unión Europea. Es relevante indicar que la Hoja de Ruta del Hidrógeno europea publicada tan solo dos años antes hablaba de un objetivo de hidrógeno renovable de 5Mt en 2030. A modo de contraste, según datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno, la demanda total de hidrógeno en Europa en 2023 fue de unos 7,9 millones de toneladas, de los que menos del 1 % sería de origen renovable; muy lejos por tanto del objetivo para 2030.

De manera análoga, en el ámbito de España, la capacidad de electrólisis indicada en el escenario objetivo para 2030 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 ascendía a 12 GW, triplicando el valor de 4 GW que marcaba la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable de octubre de 2020. A finales de 2024, según datos de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas<sup>2</sup>, apenas había unos 36MW de electrólisis en funcionamiento, muy lejos por tanto del objetivo.

Esta brecha entre los objetivos anunciados y la realidad lleva a plantearse si el hidrógeno renovable será realmente un vector energético relevante o si, por el contrario, es una tecnología marginal. Esta cuestión no tiene una respuesta unívoca; no obstante, varias consideraciones

<sup>1</sup> Esta denominación puede dar lugar a confusión ya que otros autores asignan el dorado a otros tipos de hidrógeno como el geológico o el obtenido mediante electrólisis de alta eficiencia.

<sup>2</sup> Disponible en: <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno>

hacen pensar que el hidrógeno sí desempeñará un papel en el sistema energético futuro, pese a las incertidumbres sobre cuándo y en qué medida ocurrirá. En primer lugar, el reemplazo del consumo actual de hidrógeno gris por hidrógeno verde sirve de palanca para su desarrollo inicial y ayudar a romper el problema del huevo y la gallina. Asimismo, una vez en funcionamiento, el hidrógeno electrolítico basado en electricidad renovable permite también reducir la dependencia energética exterior cuya importancia ha quedado tristemente de manifiesto en tiempos recientes a raíz de la guerra en Ucrania.

Anteriormente se ha hecho referencia a la electrificación como frontera que define el campo de actuación para los combustibles renovables. El caso es que la electrificación también presenta desafíos tecnológicos, o de disponibilidad de infraestructuras, como por ejemplo limitaciones en la capacidad de acceso en algunas zonas de la red eléctrica, que pueden acotar su penetración. Por último, otras alternativas para descarbonizar determinados procesos o modos de transporte difícilmente electrificables no están exentos de desafíos. Por ejemplo, la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, potencial solución para instalaciones industriales, aún presenta costes muy elevados e importantes retos de cara a asegurar un almacenamiento seguro a largo plazo (véase el artículo correspondiente de Cortés en este número). Por otro lado, la disponibilidad y seguridad en el suministro de materia prima suficiente para la producción de biocombustibles sostenibles no está exenta de incertidumbre. Por estos motivos, junto con la velocidad que requiere la transición energética, parece sensato contar con todas las soluciones que puedan contribuir a la descarbonización.

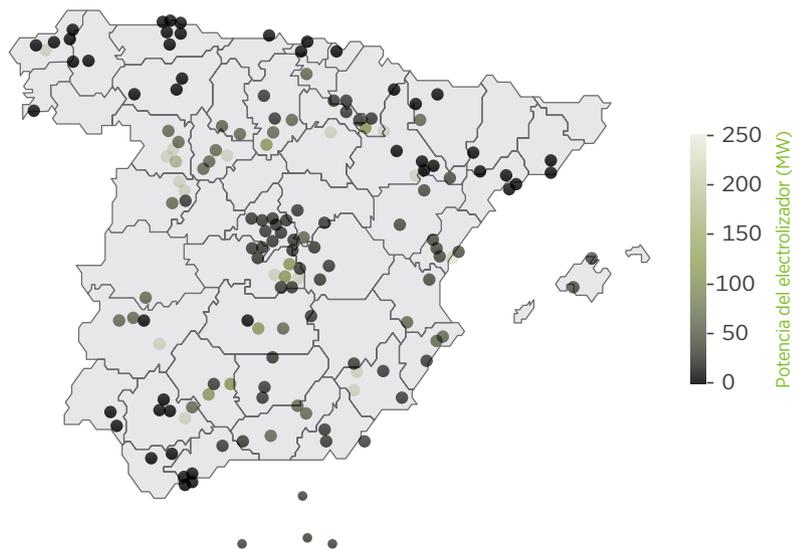
No obstante, es importante gestionar las expectativas teniendo en cuenta que el desarrollo del sector del hidrógeno es un proceso a largo plazo sujeto a importantes retos que requiere de tiempo suficiente para lograr la madurez tecnológica, adquirir experiencia, y desarrollar la regulación y normativa necesaria.

## 4. Estado actual de la producción de hidrógeno

Antes de abordar la posible evolución futura del hidrógeno en España, es relevante caracterizar el punto de partida que, como se avanzaba anteriormente, aún dista mucho de las metas fijadas con apenas algo más de 30 MW de electrólisis en funcionamiento a finales de 2024. Esta brecha entre los proyectos planificados y en operación no es exclusiva de España, sino que es está alineada con la situación global. Según la Agencia Internacional de la Energía<sup>3</sup> apenas un 4 % de la potencia de electrólisis anunciada, en torno a los 520 GW a nivel mundial, había alcanzado la decisión final de inversión. No obstante, los proyectos anunciados hasta febrero de 2025, entre los que se incluyen varios que han recibido subvenciones de fondos públicos, suman más de 22 GW distribuidos en más de 160 proyectos (ver Figura 1). La ubicación de estos proyectos indica dónde podrían formarse valles de hidrógeno, con agrupaciones en zonas como Gijón, Huelva, Sevilla, Algeciras, Tarragona o Zaragoza.

<sup>3</sup> Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

**Figura 1.**  
**Ubicación y tamaño de los proyectos de hidrógeno renovable en España**  
 Fuente: Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, Universidad Pontificia Comillas.



El hecho de que un elevado número de proyectos hayan superado los criterios de elegibilidad y hayan sido seleccionados para recibir ayudas parece indicar cierto grado de madurez y viabilidad; lo que permite ser optimistas respecto de su futura materialización. A este respecto, cabe destacar la fuerte presencia de proyectos ubicados en la Península Ibérica entre los seleccionados a recibir fondos europeos.

Por ejemplo, los resultados de la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno publicados en abril de 2024, que persigue financiar el diferencial entre el coste de producción de hidrógeno renovable y la disponibilidad a pagar de los potenciales consumidores, fueron especialmente favorables para los promotores en España. Entre los siete proyectos seleccionados, elegibles para recibir hasta 720 millones de euros, se encontraban cinco ubicados en la península ibérica, tres de ellos en España y los dos restantes en Portugal. Estos proyectos deberán entrar en operación a más tardar cinco años después de la concesión. Los resultados de la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, abierta en diciembre de 2024 con un presupuesto de 1.200 millones de euros y cuyos resultados aún no se conocen en el momento de cerrar esta publicación, dirán si este éxito se repite.

Pese a que los resultados del Banco Europeo del Hidrógeno han captado más atención, varios proyectos españoles han sido seleccionados anteriormente en otros programas de ayudas europeas. En este sentido, a principios de 2025, hasta 5 proyectos españoles destinados a la producción de hidrógeno han sido elegidos para recibir más de 300 M€ en ayudas del Fondo de Innovación, dotado a partir de los ingresos generados por el régimen de comercio de derechos de emisión, y que, de acuerdo a las condiciones de la convocatoria, deberán entrar en operación en 2028 o antes. Todos ellos corresponden con grandes proyectos destinados a la producción de hidrógeno y/o metanol, varios de ellos en el entorno de refinerías o centrales térmicas de carbón.

Otro instrumento utilizado para financiar el despliegue del hidrógeno son los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEIs de sus siglas en inglés). Este instrumento no

se enfoca únicamente en la producción de hidrógeno, sino en el desarrollo de toda la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta su uso final. Hasta la fecha, 13 proyectos españolas han sido elegidos beneficiarios de estas ayudas, que deberán ser finalmente financiados a través de la línea 4 del PERTE ERHA (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento).

Precisamente este PERTE, por medio del cual se articulan las ayudas al sector del hidrógeno correspondientes al Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia (PRTR) contemplaba dedicar hasta 1555 M€ exclusivamente al hidrógeno renovable, cifra que fue posteriormente incrementada en unos 1600 M€ adicionales. Además de los IPCEIs mencionados más arriba, la financiación de proyectos de hidrógeno renovable cuenta con tres líneas de actuación:

- **Línea 1:** Impulsar la cadena de valor innovadora y de conocimiento, medidas de apoyo a las PYMEs y los centros tecnológicos.
- **Línea 2:** Creación de un clúster de hidrógeno renovable para la integración sectorial que concentre espacialmente la producción, transformación y consumo a gran escala.
- **Línea 3:** Desarrollo de proyectos singulares pioneros que permitan la introducción del hidrógeno renovable, entre otros, en polos industriales distintos al incluido en el clúster y en sistemas energéticos aislados, así como la integración del suministro de hidrógeno renovable en el transporte, la generación eléctrica y los usos térmicos.

Hasta finales de 2024 se han resuelto ayudas por valor de 624 millones de euros, donde se incluyen subvenciones a 39 proyectos de producción de hidrógeno, que suman una capacidad de electrólisis de 772 MW. Según las condiciones de la convocatoria, estos proyectos deberán estar operativos tres años después de la concesión de la ayuda, es decir, entre 2025 y 2026. A estas iniciativas habría que sumar un gran número de solicitudes que no han resultado financiadas, pero que demuestran el interés en desarrollar proyectos de hidrógeno. A modo de ejemplo, en la última convocatoria del programa H2 Pioneros se presentaron 100 proyectos con una capacidad total de electrólisis de 1.267 MW, de los cuales solo 12 proyectos, con una potencia combinada de 309 MW, recibieron subvención. Adicionalmente, próximamente deberán resolverse otras convocatorias.

## 5. ¿Para qué se va a emplear el hidrógeno renovable producido por los proyectos anunciados?

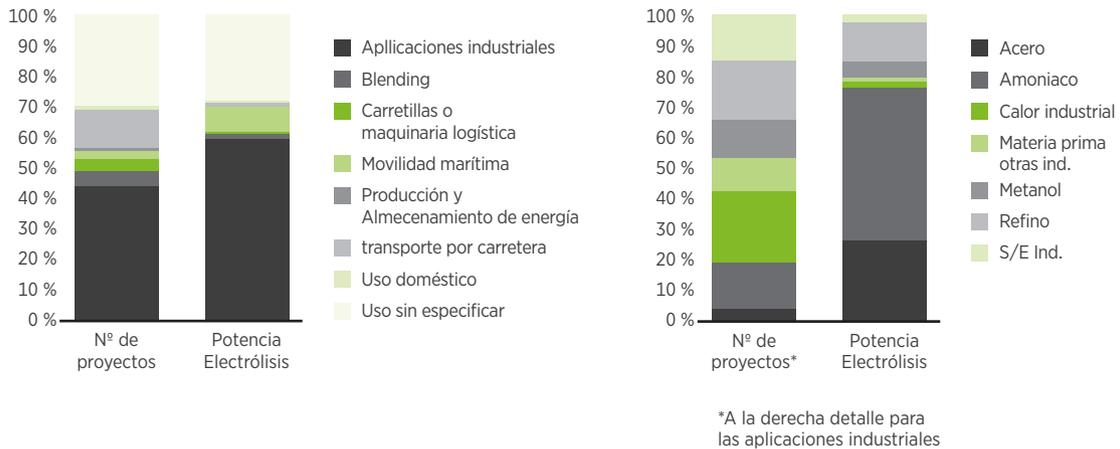
El título superior plantea otra pregunta relevante y de difícil respuesta. Pese a que el hidrógeno y sus derivados son muy versátiles y pueden utilizarse en diversos sectores, no siempre será la alternativa para la descarbonización más eficiente y/o viable técnica y económicamente. La información disponible de los proyectos en desarrollo, aunque imper-

fecta, proporciona algunas indicaciones acerca de dónde puede empezar a emplearse este vector energético.

Son numerosos los proyectos que reportan que todo o parte de su producción irá destinada al transporte terrestre y al sector industrial. Sin embargo, no siempre se especifican los subsectores correspondientes o la fracción destinada a cada uno de ellos. Con objeto de obtener una estimación aproximada, en ausencia de más información, las figuras mostradas a continuación se han obtenido repartiendo la potencia total de cada proyecto de forma equitativa entre sus distintos usos. La Figura 2 sintetiza los usos finales previstos para el hidrógeno de los proyectos de producción analizados. Según estos datos, la mayoría del hidrógeno iría destinado a aplicaciones industriales. Los proyectos destinados al transporte, pese a su elevado número, estarían caracterizados por su pequeño tamaño unitario (con la excepción de los proyectos orientados a la producción de metanol con fines de transporte marítimo). Asimismo, existe un considerable volumen para el que aún no ha declarado un consumidor final concreto.

**Figura 2.**

**Reparto del número de proyectos y potencia según la aplicación final del hidrógeno**



Analizando el sector industrial en mayor detalle, se observa que la mayoría de los proyectos y la potencia de electrólisis asociada se focaliza en las aplicaciones convencionales del hidrógeno como materia prima en el sector del refino, los fertilizantes (amoniaco) u otros sectores químicos. En este sentido, es relevante mencionar que la fabricación de derivados del hidrógeno empleados en la industria, amoniaco y metanol principalmente, podrá destinarse tanto para el consumo nacional, sustituyendo la producción basada en el gas natural fósil o desplazando las importaciones de los mismos desde terceros países como ocurre actualmente, como para la exportación a otros países europeos.

## 6. Una posible visión de futuro en base a la regulación y política energética

Además de la información declarada por aquellos dispuestos a producirlo, es relevante analizar qué dice la política energética en relación a los usos finales del hidrógeno renovable. El documento probablemente más relevante para ello es la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) publicada en la segunda mitad de 2024. En el escenario objetivo de dicho plan, si bien no se da una cifra concreta para la demanda de hidrógeno renovable, sí se recoge una contribución de los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO según las siglas en inglés) al consumo de energía en los sectores del transporte y la industria. Este término, que en la regulación se define como los *combustibles líquidos o gaseosos cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa*, en la práctica hace referencia al hidrógeno electrolítico renovable y sus derivados, como amoníaco, metanol, o combustibles sintéticos.

En relación a la industria, el PNIEC marca como objetivo que el 74 % del hidrógeno empleado en la industria nacional sea RFNBO (excluyendo la producción de combustibles para el transporte). Dado que el plan no indica un consumo total de hidrógeno en la industria, no es posible dar una cifra concreta sobre cuánto hidrógeno supondrá esto. No obstante, sí conocemos que este escenario prevé una cuota de energías renovables en la industria del 2,97 %. Puesto que gran parte de esta energía renovable presumiblemente se alcanzaría mediante la electrificación o el uso de biomasa y biogás, no parece que el PNIEC prevea extender el uso de hidrógeno en la industria mucho más allá de reemplazar el hidrógeno gris en los usos actuales. Esto es algo más de medio millón de toneladas al año, que se reduce a unas 100kt al año si se excluye el refino. Pese a esto, podrían incluir algunos usos puntuales de hidrógeno como combustible sustituto parcial del gas natural, posible sin grandes cambios en los equipos en proporciones moderadas por debajo del 20 % (80 % gas natural con un 20 % de hidrógeno).

En todo caso, es previsible que sea la gran industria la que comience a emplear hidrógeno renovable en sus procesos, ya que son estas instalaciones las que están sujetas al régimen de comercio de derecho de emisiones de dióxido de carbono, así como aquellas que emplean más cantidad de energía en procesos que requieren altas temperaturas y, por tanto, aquellos más difíciles de electrificar. Asimismo, una vez traspuesta en su totalidad la directiva de energías renovables tras su revisión en 2023, los países de la Unión Europea deberán fomentar el uso de hidrógeno renovable en la industria. Los instrumentos más relevantes desplegados hasta la fecha para financiar estas transformaciones son el PERTE de descarbonización industrial, que cubre diversas vías de descarbonización, y el PERTE ERHA ya mencionado anteriormente. Asimismo, el PNIEC hace referencia a un posible fondo para financiar contratos por diferencias de carbono similares a los que ya se están asignando en Alemania.

En el caso del uso de hidrógeno en el transporte, sí es posible realizar algunos cálculos más concretos. El PNIEC indica que en el escenario objetivo hasta un 11,61 % de la energía empleada en el transporte provendría de hidrógeno renovable. Este porcentaje, que puede

parecer moderado en una primera instancia, es realmente ambicioso si se tiene en cuenta que este es el sector con mayor peso en el consumo de energía final: más de un 38 % del consumo total de energía final en el escenario objetivo 2030, excluyendo consumos no energéticos. Esto implica que, para cumplir esta meta, deberíamos producir y suministrar hidrógeno (o derivados) para el transporte equivalente a aproximadamente el 4,4 % del consumo total de energía en España en apenas 5 años.

Pese a que el PNIEC no proporciona un desglose por subsectores, cabe esperar que en este horizonte 2030 los destinatarios principales de este hidrógeno sean el transporte pesado por carretera, esto es camiones y autobuses, y el transporte marítimo, este último principalmente en forma de metanol. La comercialización de combustibles de aviación sintéticos, derivados de hidrógeno renovable, comenzará a desarrollarse, previsiblemente, a partir de 2030 de acuerdo con las obligaciones marcadas en el Reglamento Europeo 2023/2405, conocido como ReFuelEU Aviation.

De hecho, ya se están desplegando diversas medidas legislativas para impulsar este uso. Cabe destacar las obligaciones de suministro de combustibles renovables marcadas por la Orden TED 728/2024, que será próximamente revisada mediante la transposición en su totalidad de la nueva directiva de energías renovables, y que incluye importantes sanciones en caso de no alcanzar los objetivos fijados. De acuerdo a esta orden, los proveedores de combustible al transporte deben alcanzar una determinada cuota creciente de energía renovable en forma de biocombustibles o combustibles renovables de origen no biológico.

Además de las obligaciones sobre los suministradores, la normativa europea fija ambiciosos objetivos para la matriculación de vehículos de carretera de bajas emisiones sobre los fabricantes. Mucho se ha hablado en medios sobre la prohibición de vender nuevos vehículos ligeros que empleen combustibles fósiles en sus motores de combustión a partir de 2035. Sin embargo, existe un reglamento análogo aplicable a los nuevos vehículos pesados que también establece objetivos muy ambiciosos. Concretamente, a partir del año 2040, las emisiones medias derivadas del uso de vehículos pesados nuevos de cada fabricante deberán reducirse en un 90 % respecto al año de referencia, muy dependiente del diésel. En la práctica, esto quiere decir que, a partir de ese año, la mayoría de los nuevos vehículos pesados que se matriculen en la Unión Europea deberán ser de cero emisiones. Estos son vehículos eléctricos o de hidrógeno, que podrán emplear una pila de combustibles o un motor de combustión.

Con objeto de incentivar la compra de estos vehículos por parte de empresas y profesionales del transporte, el Ministerio de Transportes ha activado un programa de ayudas a la transformación de flotas de vehículos pesados, por el momento vigente hasta finales de 2025, dotado con 400 M€, con subvenciones de hasta 25.000 € por vehículo y un máximo de 200.000 € por empresa o autónomo.

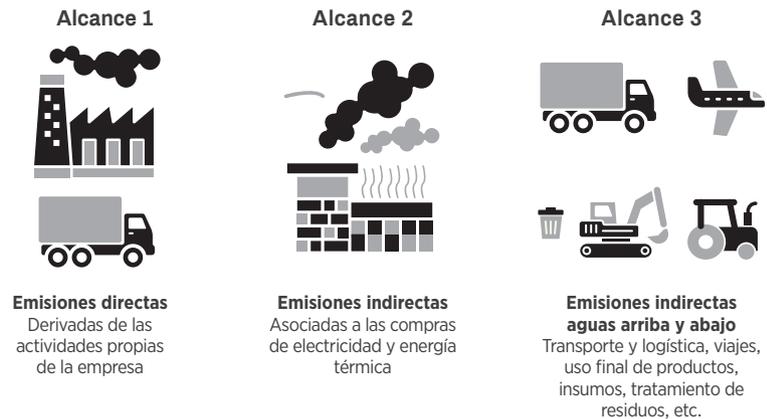
Otro elemento que afecta a estas empresas y que es preciso mencionar, pese a que aún podemos considerarlo como una asignatura pendiente, es la reforma de la fiscalidad de los combustibles. De hecho, la revisión de la directiva de la fiscalidad de la energía es el único documento del paquete *Fit for 55* presentado por la Comisión Europea en 2021 que está pendiente de aprobación. Sin duda, las implicaciones económicas, sociales y políticas de dicha

reforma es el principal factor detrás de este retraso. Si finalmente se aprueba esta directiva, que contempla una fiscalidad más beneficiosa para los combustibles renovables y la electricidad frente a los fósiles, así como la eliminación de diversas exenciones, España deberá adoptarla en los plazos previstos, con los correspondientes efectos sobre el precio de los combustibles.

Por último, se debe mencionar un elemento que, de manera indirecta, puede tener un impacto relevante sobre la descarbonización del transporte. A raíz de la aprobación de la Directiva de Informes de Sostenibilidad Corporativa, un mayor número de empresas están sujetas a obligaciones de cálculo y publicación de la huella de carbono de sus actividades. A este respecto, uno de los cambios principales es la obligación de reportar no solo las emisiones de alcance 1 y 2, sino también las denominadas como emisiones de alcance 3 (ver Figura 3). Esta son las emisiones asociadas a todas las actividades aguas arriba y abajo del propio perímetro de las instalaciones de la empresa no incluidas en el alcance 2.

**Figura 3.**  
Definición de alcances de las emisiones de gases de efecto invernadero de una empresa

Fuente: elaboración propia.



En muchos casos, un porcentaje elevado de estas emisiones corresponde a las emisiones asociadas al transporte de las materias primas hasta las instalaciones de la empresa o de los productos hasta los puntos de consumo. Por tanto, es previsible que la demanda de servicios de logística y transporte bajos en carbono vaya en aumento, empujando así a los proveedores del servicio a emplear combustibles alternativos como el hidrógeno o la electricidad.

## 7. Los retos pendientes

Al inicio de este artículo se hacía referencia a la brecha existente entre la planificación y la realidad en el sector del hidrógeno renovable. Esto se debe sin duda a los grandes retos a los que se enfrenta el desarrollo del sector del hidrógeno renovable.

En primer lugar, es obligado mencionar el factor coste. La realidad a día de hoy es que el coste de producir el hidrógeno es superior a lo que los potenciales consumidores están

dispuestos a pagar. Esto hace que muchas veces la capacidad de producción anunciada no esté acompañada de compromisos de consumo en firme equivalentes, dado que muchos proyectos tienen dificultades para encontrar una demanda u 'ofttaker' que asegure la compra de este hidrógeno. A efectos ilustrativos, basta comparar el valor del precio de referencia del hidrógeno renovable en la Península Ibérica (IBHYX) publicado por MIBGAS, que a principios de enero de 2025 estaba en los 5,9 €/kg que equivale a 150 €/MWh, mientras que en las mismas fechas el precio del gas natural publicado por MIBGAS se encontraba en el entorno de los 47 €/MWh, unas tres veces inferior.

Por tanto, es necesario reducir el coste de producción del hidrógeno verde, aprovechando el abundante recurso renovable de la Península Ibérica. Esto pasa, sin duda, por bajar los costes de inversión de las plantas de electrólisis basándose en la reducción de los precios de los equipos y un adecuado diseño que optimice procesos y explote economías de escala. No obstante, los costes de operación representan un porcentaje muy relevante del coste final del hidrógeno, pudiendo llegar hasta al 70 % del mismo.

Reducir estos costes de operación requiere, por un lado, maximizar las horas de funcionamiento de la planta de manera que los costes fijos se repartan entre una mayor producción y, por otro lado, reducir el coste del suministro eléctrico. En ausencia de una red de hidrógeno a la que inyectar el gas producido, lo primero depende de factores como la capacidad de almacenamiento de la planta, el perfil de la demanda a suministrar, o la disponibilidad de energía eléctrica renovable asociada a la planta de electrólisis. En cambio, reducir el coste de la electricidad requiere diseñar y construir plantas renovables dedicadas asociadas a la planta de electrólisis y/o la firma de acuerdos de compra de electricidad renovable, conocidos como PPAs, que cumplan con los requisitos marcados desde la regulación europea, algo que está demostrando no ser tarea sencilla.

Sin embargo, la capacidad de producir hidrógeno renovable a bajo coste no es suficiente por sí misma. Más allá de los sectores que emplean hidrógeno convencionalmente, como el refinado o la fabricación de fertilizantes, los potenciales consumidores han de realizar importantes inversiones y adaptaciones para poder empezar a utilizar hidrógeno. Asimismo, muchas de las tecnologías requeridas, como hornos compatibles o vehículos de pila de combustible, aún no están lo suficientemente maduras y compiten con otras vías de descarbonización, también en fase de desarrollo, como la electrificación directa, los biocombustibles sostenibles, el biometano, o la captura de CO<sub>2</sub>.

Estos factores incrementan la incertidumbre y, por tanto, las reticencias a la toma de decisiones de transformación, incluso en aquellos casos en que exista una disponibilidad a pagar un cierto sobrecoste a cambio de productos o servicios con bajas emisiones de carbono. Esto es especialmente relevante en instalaciones donde ya se emplea un combustible fósil que podría reemplazarse por uno renovable de composición química equivalente, como biometano o HVO (diésel renovable), sin inversiones adicionales. Es más, debido a las propiedades fisicoquímicas del H<sub>2</sub> pueden surgir retos técnicos adicionales. El caso más evidente es el de hornos donde la combustión del hidrógeno se ha de producir en contacto con el material final, como pueden ser el vidrio o la cerámica, pudiendo producirse daños superficiales en el material.

En último lugar, tras haber mencionado la producción y la demanda, es preciso abordar la cadena de suministro que conecte ambos. Frente a un escenario en el que tradicionalmente el hidrógeno se producía a gran escala en el mismo emplazamiento en el que se consumía, las plantas de electrólisis estarán más distribuidas y suministrarán su hidrógeno a diferentes offtakers en cantidades y condiciones ajustadas a las necesidades de cada uno. Esto hace necesario desplegar los medios necesarios para transportar el hidrógeno.

La forma de transporte más adecuada en cada caso dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno a trasladar, la frecuencia del transporte y la distancia a cubrir. Para volúmenes pequeños en distancias cortas o medias, el transporte por camión es una opción viable, ya sea licuado en cisternas o comprimido en tube trailers. En el caso de volúmenes medianos o grandes y distancias muy cortas que permitan el uso de canalizaciones aisladas, esta alternativa podría ser adecuada. Sin embargo, para transportar grandes volúmenes a largas distancias, se deberá recurrir a hidrogenoductos o al transporte marítimo, previsiblemente en forma de amoníaco, metanol, o incluso utilizando portadores orgánicos.

Es importante destacar la relevancia de un buen diseño de la cadena de suministro ya que los costes asociados al transporte pueden representar una proporción significativa del coste final del hidrógeno en el punto de consumo, en algunos casos similar a los costes de producción. En general, cuanto menor sea la cantidad a transportar y mayor la distancia, más elevados serán los costes unitarios de transporte. Por esta razón, un diseño eficiente y una gestión adecuada de la cadena de suministro son fundamentales para garantizar la viabilidad económica del modelo de negocio.

## 8. Conclusiones

El hidrógeno renovable ha adquirido una gran relevancia en los últimos años debido a las dificultades para electrificar una parte de la demanda energética final, principalmente en la industria y el transporte pesado. La producción y utilización de hidrógeno no es nueva, siendo de uso común en algunos sectores industriales como el refino, los fertilizantes o la industria química. Sin embargo, cumplir los objetivos marcados por la política energética requiere extender su uso a nuevas aplicaciones y sectores, y adoptar nuevas tecnologías para su producción que no dependan de combustibles fósiles. A este respecto, la electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable es la más relevante.

El desafío al que se enfrenta el sector del hidrógeno es muy significativo dada la brecha existente entre los objetivos fijados y la realidad de las plantas en funcionamiento, muy lejos de los anteriores. No obstante, a la vista de la información disponible, es posible afirmar que existe un notable interés por parte de los inversores y desarrolladores de proyectos en llevar a cabo proyectos para producir hidrógeno renovable en España. Asimismo, cabe destacar la ventaja competitiva del hidrógeno español frente a otros países europeos gracias al abundante recurso renovable de la Península Ibérica.

Una vez dicho esto, debemos preguntarnos para qué se va a emplear el hidrógeno renovable generado por todos estos proyectos y cuándo va a materializarse dicha demanda. Si bien es cierto que el hidrógeno y sus derivados pueden utilizarse en diversos sectores, no siempre será la alternativa más eficiente para la descarbonización. Para tratar de arrojar luz sobre esta cuestión, este artículo ha analizado, en primer lugar, la información disponible de los proyectos en desarrollo. De acuerdo con esta información, una mayoría del hidrógeno iría destinado a aplicaciones industriales, principalmente focalizándose en sus usos como materia prima en refino, fertilizantes e industria química. En cambio, los proyectos destinados al transporte, pese a ser numerosos, tienden a presentar una escala menor. En todo caso, es importante tener en cuenta que una cantidad considerable de la producción no declara el uso final previsto.

Por otro lado, también es interesante analizar el escenario futuro que perfila el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima o PNIEC en lo referido al consumo de hidrógeno renovable y sus derivados. En cuanto a la industria, se fija como objetivo que el 74 % del hidrógeno empleado, excluyendo usos energéticos como la producción de combustibles, sea renovable. A este respecto, lo previsible es que sea la gran industria, particularmente del sector petroquímico, quien comience a emplear hidrógeno renovable en sus procesos antes de 2030. En el caso del transporte, el PNIEC indica que un 11,61 % de la energía empleada en el transporte en 2030 provendría de hidrógeno renovable, lo que equivaldría a un nada desdeñable 4,4 % del consumo total de energía final. Cabe esperar que, en este horizonte de tiempo, el transporte pesado por carretera sea el principal destinatario. Pese a que algunas medidas regulatorias ya se han desplegado, España aún tiene pendiente de transposición la revisión de la directiva europea de energías renovables, que deberá suponer un impulso para el hidrógeno.

Por último, es necesario identificar los principales retos a los que se enfrenta el desarrollo, prácticamente desde cero, del hidrógeno renovable en España. Es inevitable mencionar la distancia entre el coste de producción y el precio que los potenciales consumidores estarían dispuestos a pagar, que dificulta alcanzar compromisos de firmas de compra. Con objeto de lograr unos precios lo suficientemente bajos y estables que permitan acometer las inversiones y transformaciones necesarias para adoptar el hidrógeno renovable, las cuáles no siempre están plenamente desarrolladas, a la vez que los productores alcanzan la viabilidad financiera, es necesario optimizar no solo los costes de los equipos sino también los costes operativos, especialmente el coste del suministro de energía eléctrica que puede alcanzar hasta el 60-70 % del coste total. Asimismo, es importante destacar la relevancia de la cadena de transporte y suministro cuyos costes pueden representar una proporción significativa del coste final del hidrógeno en el punto de consumo, en algunos casos del mismo orden que el coste de producción.

# El potencial para la generación y el consumo de biometano en España

**José Ignacio Linares**

Director de la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética,  
ETS ICAI, Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

El biogás es un gas renovable que se produce a partir de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos. Es decir, se genera por la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. La composición de dicho gas es principalmente metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), con una serie de impurezas, algunas ácidas, en pequeñas proporciones. La composición de los compuestos principales oscila entre el 50 % y el 65 % para el metano y el 45 % al 30 % para el dióxido de carbono. Una vez retiradas las impurezas, el biogás se puede emplear localmente como combustible, ya sea directamente en calderas o bien en motores de cogeneración para producir electricidad y calor, constituyendo esto la forma tradicional de explotación, tanto en España como en Europa. Sin embargo, la necesidad de descarbonización ha creado nuevas oportunidades: si se retira el  $\text{CO}_2$  (proceso denominado enriquecimiento) se logra tener un gas que principalmente es metano, indistinguible del gas natural, y que se conoce como biometano. El biometano puede ser inyectado en la red de gas natural y

comercializado a nivel nacional o internacional mediante certificados de garantías de origen, como la electricidad renovable.<sup>1</sup>

La materia orgánica que se puede emplear para producir el biogás es muy diversa, e incluye la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), los lodos de depuradora, residuos de industrias agroalimentarias (centrales lecheras, mataderos, mercados centrales...), cultivos intermedios, residuos agrícolas y forestales... Incluso se puede aprovechar el biogás que de forma natural se genera en los vertederos, y que por seguridad es preciso retirar (desgasificación de vertederos). Salvo la FORSU, el gas de vertedero y los lodos de depuradora, la materia prima se encuentra muy distribuida en el territorio, lo que supone unos mayores costes logísticos que en aquella que se encuentra concentrada. Por otra parte, la tipología de la materia prima permite dar al negocio del biometano un carácter circular, pudiendo entenderse como una gestión de los residuos orgánicos, que a su vez permite un aprovechamiento energético.

Aunque el biometano es el producto principal del negocio, existe otro subproducto que con el tiempo irá cobrando gran interés: el CO<sub>2</sub> que se retira en el proceso de enriquecimiento. Dicho CO<sub>2</sub> es biogénico, es decir, que en la escala temporal actual (unos pocos años) ha pasado de la atmósfera a las plantas por la fotosíntesis, convirtiéndose posteriormente en biogás directamente o bien indirectamente a través del alimento para otros seres vivos. Esto hace que cuando ese CO<sub>2</sub> se separa del biogás y se libera de nuevo a la atmósfera, su efecto sea neutro, pues ya estaba en ella en el mismo marco temporal. Por el contrario, el CO<sub>2</sub> procedente de los combustibles fósiles fue capturado del ambiente hace millones de años, con una atmósfera diferente, resultando una adición neta cuando es liberado en el momento actual. Por tanto, en el proceso de enriquecimiento se puede liberar el CO<sub>2</sub>, ya que no causaría efecto invernadero, o bien se puede comercializar para la fabricación de combustibles sintéticos (*e-fuels*) o incluso depositar en acuíferos salinos profundos, generando emisiones negativas, ya que en ese momento se estaría retirando CO<sub>2</sub> del ambiente. En el caso de que el CO<sub>2</sub> se reutilice se habla de CCU (captura y uso de carbono), mientras que el almacenamiento geológico es referido como CCS (captura y almacenamiento de carbono).

## 2. De problema medioambiental a recurso energético

Los residuos orgánicos, una materia prima para la producción de biogás, requieren un tratamiento para reducir su impacto ambiental. La digestión anaeróbica constituye un tratamiento eficiente de los mismos, generando *biogás* y *digestato*. El digestato es un resto con componente sólida y líquida que tras ser tratado y estabilizado puede emplearse como abono o enmienda orgánica para cultivos. En el digestato se concentran gran cantidad de nutrientes (principalmente nitrógeno, fósforo y potasio, NPK), lo que obliga a conocer con precisión la composición del suelo donde se vaya a emplear este abono para saber si lo admite, ya que

<sup>1</sup> Los certificados de garantía de origen son documentos expedidos por una entidad de verificación que acreditan que se ha inyectado en la red 1 MWh de gas renovable, de modo que el consumidor pueda conocer el origen renovable de su energía térmica.

las concentraciones de los mismos no deben exceder de unos ciertos valores. Es por ello que, aunque el digestato tiene un gran potencial como abono orgánico, en ocasiones puede requerir su transporte a otras zonas para poder emplearlo, lo que aumenta su huella de carbono al no poder usarlo localmente.

Pese a la necesidad de la gestión del digestato, la digestión anaerobia se perfila como una manera eficaz de tratar los residuos orgánicos, ya que reduce su volumen y genera un producto de alto valor energético, que puede llegar a ser un sustituto sin restricción alguna del gas natural. En el caso de purines ganaderos, su rápido transporte al digestor permite reducir el tiempo de estancia en las balsas de almacenaje, lo que a su vez reduce la emisión directa del biogás que se forma de manera natural al ambiente. De ese biogás, aunque el CO<sub>2</sub> sea biogénico, el metano resulta un poderoso gas de efecto invernadero, con un potencial de calentamiento global entre 25 y 30 veces superior al CO<sub>2</sub> fósil. De ahí que a menudo se plantee que el biogás procedente de purines puede alcanzar emisiones negativas, en tanto que ha evitado (o al menos reducido sustancialmente) la emisión al ambiente del metano de las balsas.

Otro ejemplo de la contribución del biogás a la gestión de residuos se tiene en los lodos de depuradora. Su producción en el proceso de depuración del agua requiere darles un tratamiento, siendo de nuevo muy eficaz la digestión anaeróbica que los reduce a digestato y biogás. Ese biogás tradicionalmente era aprovechado localmente quemándolo en un motor de cogeneración para mantener la temperatura del digestor con la recuperación de su calor residual y producir electricidad.

### 3. De la explotación tradicional a los nuevos mercados

La explotación tradicional del biogás en España se deriva del Régimen Especial aplicable a la cogeneración y a la generación eléctrica renovable. Es decir, se trataba de plantas que, una vez retiradas las impurezas, quemaban localmente el biogás en un motor alternativo o una turbina de gas para producir energía eléctrica que exportaban a la red (generación eléctrica pura). En el caso de que recuperasen el calor residual para usos térmicos locales, la instalación se convertía en una cogeneración. El problema de este tipo de aprovechamiento es su elevado coste de inversión, lo que los hace muy dependiente del marco regulatorio. Los problemas regulatorios a los que se ha enfrentado la cogeneración (problemas de actualización adecuada del régimen retributivo) han hecho que se perdiera el interés por este tipo de plantas.

En Europa la visión fue diferente. En lugar de centrar todo en la generación eléctrica desde biogás se optó por el enriquecimiento (retirada del CO<sub>2</sub>), inyectando el biometano generado en la red de gas natural. Esto ha permitido que en países como Dinamarca el biometano satisfaga más del 30 % del consumo de gas. En efecto, Dinamarca comenzó también con el modelo de generación eléctrica local a partir de biogás en el siglo pasado, pero a partir de 2012 el gobierno apostó por una política de subvenciones a la producción de biometano para garantizar precios a largo plazo, lo que animó a los inversores. El éxito ha sido tal que la Unión Europea considera el biometano como un elemento clave en la

descarbonización, pasando a jugar un papel relevante en la seguridad de suministro, como se puso de manifiesto a raíz de la guerra de Ucrania, tal como se recoge en el plan REPower EU. Dicho plan pone un objetivo a España de 45 TWh para 2030, que representa más del doble de la previsión del PNIEC (20 TWh).

Según datos de la Asociación Europea del Biogás (EBA), la producción de biogás y biometano alcanzó en Europa los 244 TWh en 2023, habiendo crecido más de un 5 % respecto a 2022. Eso representa más del consumo total de gas natural de países como Bélgica, Dinamarca e Irlanda combinados, sumando más del 6,7 % del consumo total de la UE en 2023. Alemania lideró la producción combinada de biogás y biometano (100 TWh), seguida de Italia (33 TWh), Reino Unido (29 TWh) y Francia (17 TWh). Se observa que un número creciente de países produjo más biometano que biogás, entre ellos Francia, Dinamarca, Países Bajos, Suecia, Noruega y Estonia. Poniendo el foco en el biometano, su producción creció un 18 % a nivel europeo, alcanzando los 54 TWh en 2023. Destaca especialmente el caso de Dinamarca y Suecia, ambos encaminados a poder reemplazar íntegramente el gas natural por biometano (Dinamarca alcanzó en septiembre de 2024 una producción equivalente al 37,5 % de su consumo de gas). Si se consideran conjuntamente el biogás y el biometano, los sustratos agroganaderos representan el 69 % de la producción, seguidos de la FORSU (11 %). Si se considera sólo la producción de biogás, el sustrato principal es el gas de vertedero.

La situación en España del mercado del biometano es aún de desarrollo, aunque con un crecimiento sostenido. A fines de 2022 había operativas 5 plantas, que han pasado a 11 hasta septiembre de 2023. Se estima que la producción total de biometano alcanzó 252 GWh en 2023, si bien muchas de las nuevas plantas comenzaron a producir a finales del año.

La producción de biometano requiere la separación del CO<sub>2</sub> (enriquecimiento), lo que supone un coste de unos 12 €/MWh para una planta de 50 GWh anuales (tamaño medio actual en España) dada la elevada concentración del mismo en el biogás. Seguidamente el biometano se inyecta a la red de gas a un coste medio de unos 6 €/MWh que incluye la preparación del gas (compresión, odorización, medida y control de calidad) y la infraestructura necesaria. Ciertamente, se requiere de un punto de conexión a una red adecuada, es decir, con consumo aguas abajo suficiente como para absorber la inyección. Cuando esto no es posible se puede recurrir a plantas locales de licuefacción, exportando biometano licuado, de alto valor para combustible de camiones y autobuses de gas natural, cada vez más frecuentes.

Una vez el biometano en la red, puede recuperarse en el punto final de consumo *redimiendo* el certificado de garantía de origen, al igual que se hace con la electricidad renovable. El primer certificado de garantía de origen en España lo emitió Enagas en marzo de 2023. Cada certificado representa 1 MWh de gas renovable, y permite contabilizar la energía inyectada y redimida, de forma regulada.

Los factores anteriores han hecho del biometano un valor atractivo para las inversiones. Según la EBA, las previsiones en 2024 para Europa son de una inversión de 24.500 millones de euros hasta 2030, lo que suponen 8.000 millones más de las expectativas de 2023. España está en la sexta posición, con una inversión de 1.500 millones (desde los 948 millones esperados en 2023). Un aspecto importante es que se destinarán, a nivel europeo, 800 millones de

euros a la reconversión de plantas de biogás a biometano, dejando clara la tendencia hacia el nuevo modelo de negocio. A modo de ejemplo, Goldman Sachs AM captó en 2023 más de 4.000 millones de euros para inversiones en transición energética, de los que más de la mitad los dedicará a plantas de biometano.

## 4. Fuentes de producción de biometano

Como se ha mencionado previamente, las fuentes (*sustratos*) de materia orgánica para producir biogás son diversas: residuos agrícolas y forestales, purines, cultivos intermedios (cultivos sin valor comercial plantados entre dos cultivos comerciales en rotación para regenerar el suelo), residuos de industrias agropecuarias, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora e incluso biogás naturalmente producido procedente de la desgasificación de vertederos. En este último caso, el digester es el propio vertedero.

El tipo de sustrato determina la concentración en metano del biogás, así como el coste de producción del mismo, que puede variar desde los 7 €/MWh del gas de vertedero a los 63 €/MWh de los purines, cultivos intermedios y residuos forestales, pasando por los 45 €/MWh de los residuos agrícolas y de la industria agropecuaria o los 32 de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y los lodos de depuradora. Como se ve, el biogás producido a partir de los residuos de origen urbano (gas de vertedero, FORSU y lodos de depuradora) es el más económico, principalmente porque los costes de recolección ya están asumidos. Sin embargo, dado que este tipo de residuos son de gestión municipal, no despiertan gran interés entre los inversores, pues su explotación suele adjudicarse a grandes empresas especializadas.

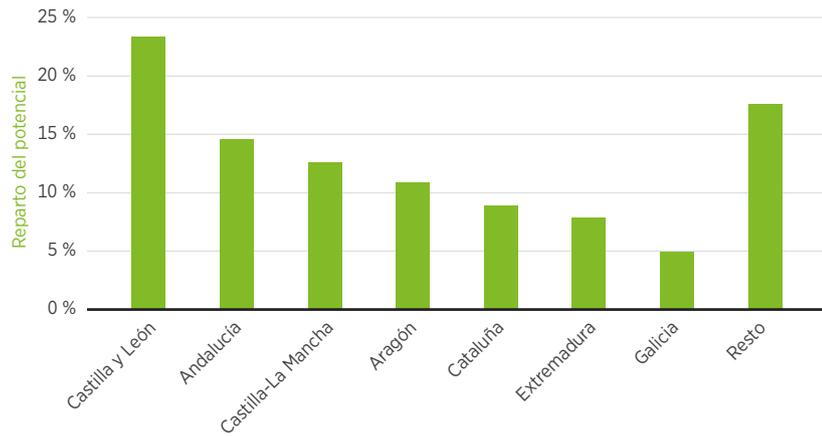
Desde el punto de vista del potencial energético, Sedigas lo ha estimado en 163 TWh anuales, siendo la mayor cantidad (59 TWh) de cultivos intermedios, seguido de los residuos forestales (28 TWh) y agrícolas (25 TWh), así como purines (25 TWh). El resto de sustratos tiene menor potencial, destacando el gas de vertedero con 9 TWh y la FORSU con 8 TWh, quedando los residuos de industrias agropecuarias con 6 TWh y los lodos de depuradora con 3 TWh. Cabe destacar que no hay tradición en España del empleo de cultivos intermedios, por lo que el potencial de dicho sustrato se vería sensiblemente reducido. Teniendo esto en cuenta, el potencial razonable sería de unos 116 TWh.

Las cifras anteriores representan el potencial máximo. Aunque el biometano está despertando el interés de los inversores, su desarrollo en España se ve ralentizado principalmente por la *permisología*, que supone una media de dos años en la tramitación de los proyectos. Actualmente hay 11 plantas en explotación (455 GWh), con un tamaño medio de 45,5 GWh. La proyección de este negocio se puede ver en que hay 22 plantas en construcción (1.150 GWh) con un tamaño medio de 52 GWh y 79 plantas en proyecto (más de 3.200 GWh), con un tamaño medio ya de 73,6 GWh. Como se ve, aunque todas estas plantas estuviesen operativas no se llegaría ni al 3 % del potencial máximo estimado por Sedigas (o el 4 % contando una implantación realista de los cultivos intermedios).

La Figura 1 muestra cómo se reparte el potencial de producción de biometano por comunidades autónomas en España. Por sustratos, los residuos forestales destacan en Castilla y León, mientras que los purines lo hacen en Cataluña, seguidos a cierta distancia por Castilla y León y Galicia, presentando valores menores y similares entre sí Andalucía, Castilla la Mancha, Aragón y Extremadura. En cuanto a los residuos agrícolas, el mayor potencial lo tienen Castilla y León, Andalucía y Castilla la Mancha, con valores menores y similares entre sí para Aragón, Cataluña y Extremadura. La Figura 2 representa el potencial de plantas (2.326) por comunidades autónomas.

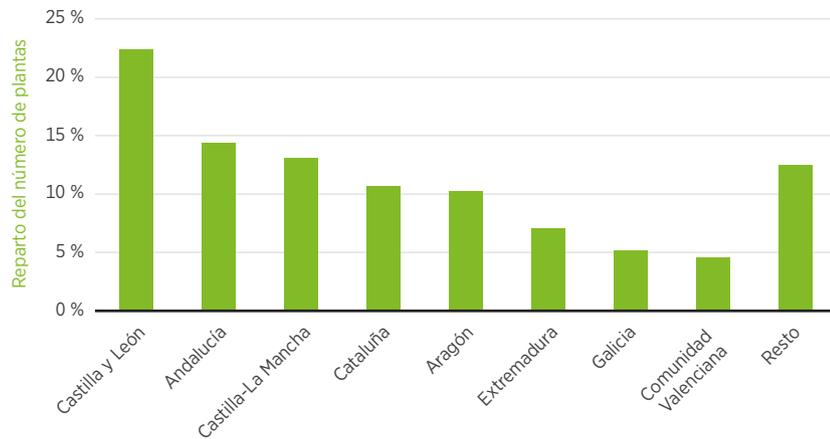
**Figura 1.**  
**Reparto del potencial de producción de biometano en España (163 TWh/año)**

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Sedigas.



**Figura 2.**  
**Reparto del potencial del número de plantas de producción de biometano en España (2.326)**

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Sedigas.



## 5. Costes del biometano

A los costes del sustrato, previamente comentados, es preciso añadir los del enriquecimiento (12 €/MWh para un tamaño medio) e inyección (6 €/MWh). Con eso el coste del biometano se puede ir desde los 26 €/MWh si sólo se emplea gas de vertedero a unos 72 €/MWh con un mix de sustratos correspondiente al potencial previsto. A esos costes hay que añadirles el coste del certificado de garantía de origen y el de la prueba de sostenibilidad, pudiendo alcanzar el biometano finalmente unos 80 €/MWh.

Llegados a este punto, es importante diferenciar entre el certificado de garantía de origen y las pruebas de sostenibilidad. El primero es una garantía de que se ha inyectado en la red 1 MWh de gas renovable, con objeto de controlar el flujo de inyección/redención. Tiene valor sólo a efectos de justificar que el consumidor está comprando energía renovable térmica. Sin embargo, la garantía de origen no constituye una herramienta para verificar la trazabilidad de la sostenibilidad del gas renovable. Eso sí lo aporta la prueba de sostenibilidad, que acredita una evaluación de los criterios previstos en las directivas europeas RED. Tal acreditación permite comercializar el biometano en los mercados europeos, aportándole mayor valor añadido. En España, por el momento, no está implantada la prueba de sostenibilidad, aunque el IDAE ha desarrollado una calculadora de reducción de emisiones que permite una autoevaluación.

En cuanto a la comparativa de costes con la opción fósil, el gas natural, depende del mercado de derechos de emisión. En este sentido, para un precio del CO<sub>2</sub> de 100 €/t la tasa que se le impone al gas natural es de 18 €/MWh. Es decir, el biometano de sustratos municipales (por debajo de los 32 €/MWh) resulta ya competitivo con un gas natural a 36 €/MWh y unos derechos de emisión a 80 €/t. Sin embargo, para un biogás de purines (63 €/MWh), se requiere que el gas natural esté a 67 €/MWh, con la misma tasa de CO<sub>2</sub>, para alcanzar la paridad. Esos precios del gas no son descabellados para gas natural licuado, tal como ocurre ahora con la reducción de gas por gasoducto por parte de Argelia, y las tensiones geopolíticas existentes. Finalmente, un aspecto importante a considerar es que, aunque el biometano pueda resultar caro utilizando ciertos sustratos, es una medida que permite gestionar residuos revalorizándolos como energía y reduciendo las emisiones de metano, por lo que sería deseable una política de ayudas para extender su uso.

La implantación de las pruebas de sostenibilidad en España permitiría acceder a mercados de alto valor añadido, ya sea en sectores de obligado cumplimiento (transporte) o en mercados voluntarios, donde empresas importantes buscan una distinción medioambiental respecto a sus competidoras. En la medida en que se puedan acceder a estos mercados el biometano dejaría de requerir ayudas gubernamentales para alcanzar la viabilidad por sí mismo. Un ejemplo claro de las pruebas de sostenibilidad podría ser la verificación de las emisiones negativas propias del biometano procedente de purines, al reducir las emisiones de metano de las balsas, tal como se ha dicho previamente.

## 6. Barreras

Pese al gran atractivo del biometano, no está exento de problemas, tanto técnicos como económicos e incluso sociales. Desde el punto de vista técnico, es fundamental tener garantizada la provisión del suministro del sustrato. En este sentido, se ha procurado un flujo continuo todo el año del mismo. Esto puede ser un problema en sustratos de carácter estacional, como residuos agrícolas o cultivos intermedios, que deben recurrir a técnicas de ensilado para garantizar la estabilidad del suministro. En cambio, sustratos cuya generación sea uniforme durante el año facilitan el proceso productivo (basura, purines, industrias agropecuarias como mataderos o merados centrales, depuradoras...). La co-digestión de diversos sustratos, lo que suele llamarse *receta*, facilita también la logística del aprovisionamiento. Es preciso tener en cuenta que el diseño del digestor se hace a medida del sustrato, no siendo viables alteraciones demasiado grandes en la receta.

Otro aspecto técnico ya comentado es la gestión del digestato, ya que no siempre es posible emplearlo como fertilizante en proximidad, que es la solución ideal. Aunque su volumen es menor que el del residuo original, es preciso tratarlo adecuadamente, siendo necesario en ocasiones enviarlo a un gestor de residuos, lo que introduce nuevos costes de operación. Finalmente, se requiere la disponibilidad de una línea de evacuación para el biometano, con capacidad de absorción aguas abajo.

No obstante, ya existe la tecnología de flujo inverso, que permite inyectar en la red aguas arriba. Nedgia ha sido la primera distribuidora en poner en marcha una instalación de este tipo en el vertedero controlado de Capellades (Barcelona), permitiendo llevar el biometano desde la red de distribución a la de transporte secundario. En caso de ausencia de punto de red, es preciso licuar el gas para su traslado en camiones, lo que es una nueva fuente de costes.

Desde el punto de vista económico es conveniente establecer contratos a largo plazo tanto con los suministradores de los sustratos como con los clientes del biometano, especialmente si se emplean sustratos caros. Es importante asegurarse un cliente que pueda valorizar el sobreprecio de emplear un gas renovable en su producto. La existencia de ambos tipos de contratos facilita la *bancabilidad* del proyecto, asegurándose así la financiación de la inversión. Otro aspecto de capital importancia es el conjunto de autorizaciones administrativas por las que debe pasar un proyecto de este tipo, que incluyen normativas locales, regionales y estatales, y que afectan incluso a diversos sectores de la misma Administración (Agricultura, Industria, Urbanismo...). Todos estos trámites administrativos suponen, como mínimo, dos años de espera para poder ejecutar el proyecto.

Finalmente, los aspectos sociales también pueden afectar negativamente a la implantación de un proyecto. Es frecuente encontrar oposición vecinal a una planta de biometano, normalmente por desconocimiento, y muchas veces por falta de comunicación por parte del promotor. Las quejas de los vecinos a menudo tienen que ver con los olores y el trasiego de camiones para abastecer de sustrato a la planta. El primer aspecto se ha de controlar con las medidas tecnológicas adecuadas, que existen y han de implementarse correctamente; el

segundo con la gestión de infraestructuras necesarias para reducir las molestias al mínimo. Obviamente, un buen plan de comunicación es siempre importante, implicando a la comunidad local desde el principio. En este sentido, hacer hincapié en que se trata de una gestión eficaz de los residuos, y circunscribirlo al residuo local facilita las cosas. En este punto es donde cobra especial importancia el aprovechamiento de los recursos urbanos (gas de vertedero, FORSU y lodos de depuradoras), dado que ese tipo de plantas se perciben como necesarias y su presencia ya es aceptada por la población.

## 7. Oportunidades

La existencia de las barreras previamente comentadas podría poner en duda la conveniencia de ejecutar proyectos de este tipo. Sin embargo, es preciso sopesar también las oportunidades que abren. En este sentido, la producción de biometano queda perfectamente incardinada como solución al denominado trinomio energético: sostenibilidad medioambiental, asequibilidad y seguridad en el suministro.

La sostenibilidad ambiental se logra al ser la digestión anaeróbica una técnica que permite tratar los residuos orgánicos, reduciendo su volumen y produciendo un gas renovable que permite la *desfosilización* de la economía. En este sentido permite aunar la economía circular con la transición energética. El vértice del trinomio energético relativo a la asequibilidad se pone de manifiesto en el aprovechamiento de las infraestructuras existentes, tanto a nivel de distribución como de usuarios finales, dado que los equipos que actualmente queman gas natural pueden pasar a quemar biometano sin requerir ningún cambio o adaptación, permitiendo al usuario final descarbonizarse (o más exactamente desfosilizarse sin prescindir del carbono, al ser la emisión de CO<sub>2</sub> generada neutra, por ser el CO<sub>2</sub> de origen biológico).

Por último, el vértice de la seguridad en el suministro queda resuelto al ser el biometano una energía autóctona, valor que se le reconoció en el plan REPower EU de la Unión Europea como respuesta a la guerra de Ucrania, al asignar al biometano un papel crucial en la reducción de la dependencia del gas ruso.

Aunque los costes del biometano que se obtienen de algunos sustratos son mayores que los del gas natural en condiciones normales, dado que la producción es autóctona resulta fácil establecer contratos de largo plazo entre los generadores de sustrato y los usuarios del biometano para garantizar una estabilidad de precios. Por otra parte, la presión hacia la descarbonización, ya sea de forma obligatoria (directivas europeas) como voluntaria (por prestigio de marca), introduce un plus de valor que poco a poco logrará vencer el diferencial con el gas fósil. Por ejemplo, en Madrid, donde la mayor parte de la flota de autobuses es de gas natural, existe ya una línea (la C1), que es alimentada íntegramente con biometano producido a partir de la FORSU tratada en el complejo de Valdemingómez. Se trata de 20 autobuses que dan servicio a 4,4 millones de viajeros al año y que recorren 1 millón de kilómetros. Dado que el consumo anual sería de unos 6,5 GWh y la producción de Valdemingómez es de 180 GWh, está previsto aumentar esta solución a otras líneas.

## 8. Evolución hacia otros productos

Como se ha mencionado, el biometano puede jugar un papel relevante en el transporte pesado por carretera o incluso marítimo, una vez se desarrollen las pruebas de sostenibilidad. Otro mercado de alto interés es el relativo a la fabricación de combustibles sintéticos o materias primas descarbonizadas, como el metanol. Independientemente de que en ambos casos se pueda partir del biometano, también se requiere CO<sub>2</sub> biogénico. Como incentivo para acelerar el desarrollo de estos productos, se permite transitoriamente el uso de CO<sub>2</sub> fósil capturado de procesos industriales, terminando esta posibilidad en todo caso en 2040. A partir de ahí será ya necesario emplear CO<sub>2</sub> biogénico, que se puede obtener de plantas de combustión de biomasa o del enriquecimiento de plantas de biogás.

El CO<sub>2</sub> es fácil de licuar, existiendo ya productos comerciales que combinan la unidad de enriquecimiento con una de licuefacción para poder exportar el CO<sub>2</sub> de forma líquida, en camión. Esta vía es válida para volúmenes de tamaño pequeño y medio, hasta que se haya desarrollado una red de gasoductos de CO<sub>2</sub> (*ceodosductos*), adecuada ya para un mercado completo. A nivel europeo se va hablando ya de este tipo de redes, como la terminal que está prevista en el puerto de Rotterdam, destino de este tipo de redes desde diversos puntos cercanos que permite la inyección hacia los almacenamientos geológicos del Mar del Norte (CCS), aunque también hay previstas otras para CCU.

El CO<sub>2</sub> como producto también tiene otro posible uso, y es la llamada *bioenergía con captura y almacenamiento de carbono* (BECCS). En efecto, si el CO<sub>2</sub> una vez capturado en el proceso de enriquecimiento se almacena geológicamente se generan emisiones negativas, tal como se ha comentado antes, que podrían derivar en créditos de carbono comercializables. En este sentido, si bien en España no existen pozos de petróleo o gas agotados para realizar tal almacenamiento, si se da un potencial muy elevado (21 Gt) en acuíferos salinos profundos, donde el CO<sub>2</sub> inyectado se aloja en las rocas permeables que contenían agua salada inicialmente, desplazando ésta.

Finalmente, el biometano se puede emplear no sólo para reemplazar al gas natural como combustible, sino como materia prima. Una aplicación que resulta especialmente interesante se encuentra en la producción de hidrógeno renovable. Actualmente España produce unas 600.000 toneladas de hidrógeno, todas a partir de gas natural (hidrógeno *gris*), principalmente mediante el reformado con vapor (SMR). Hace unos años Repsol ya hizo una prueba piloto en la refinería de Cartagena reemplazando el gas natural por biometano, demostrando que el proceso era perfectamente viable. Como el CO<sub>2</sub> que se liberaría en el proceso es biogénico, se estaría produciendo un hidrógeno neutro en carbono, renovable, empleando infraestructura existente y sin necesidad de sobrecargar la red eléctrica con electrolizadores. El objetivo del PNIEC para el hidrógeno renovable de tipo electrolítico es de 12 GW de potencia de electrolizadores, con lo que se conseguirían 1.2 millones de toneladas de hidrógeno. Conseguir esa producción mediante SMR alimentado con biometano requeriría 60 TWh. No se trata de sustituir los electrolizadores por plantas SMR, pero es evidente que hay capacidad para que el biometano pueda apoyar a la electrólisis.

Un aspecto interesante de la producción de hidrógeno por SMR de biometano radica en el carácter biogénico del CO<sub>2</sub> emitido. Aunque en España no se captura el CO<sub>2</sub> fósil liberado en el proceso SMR para producir hidrógeno (unos 10 kg de CO<sub>2</sub> por cada kg de hidrógeno), es una tecnología conocida y comercial, que produce lo que se denomina hidrógeno *azul*, considerado bajo en carbono. Pues bien, si en el SMR se emplea biometano y se captura el CO<sub>2</sub>, al ser éste biogénico se estarían generando emisiones negativas, como en la tecnología BECCS para la biomasa. Dichas emisiones se podrían emplear para compensar otras emisiones inevitables de otras industrias. En concreto, para generar el hidrógeno que actualmente producen en España las refinerías, se necesitarían unos 30 TWh de biometano, alcanzándose una producción neutra (liberando a la atmósfera el CO<sub>2</sub> biogénico). Sin embargo, si se introdujese captura de carbono sólo en la mitad del hidrógeno producido se requerirían tan solo 15 TWh de biometano, cuyas emisiones negativas lograrían compensar las de la otra mitad de la producción que sería fósil. El coste relativo de esta sustitución parcial sería de menos de 1 €/kg de hidrógeno, para un gas natural a 40 €/MWh, una tasa de CO<sub>2</sub> de 80 €/t y un coste de biometano de 72 €/MWh.

## 9. Conclusión

El biogás se produce a partir de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos, que los transforma en digestato, un material que puede acondicionarse como abono orgánico. De este modo, la producción de biogás está actuando como un procedimiento para gestionar residuos orgánicos, revalorizándolos. Si bien en el siglo pasado la revalorización terminaba ahí, quemando el biogás localmente para producir electricidad o calor, en el siglo XXI la tendencia es separar el CO<sub>2</sub> contenido en el biogás para transformar éste en biometano. El biometano es un producto de mayor valor añadido, ya que puede inyectarse en la red de gas natural y reemplazar a éste sin requerir ninguna modificación en el equipo de uso final. Además, las infraestructuras de transporte tampoco requieren cambio alguno. Además de mantener la infraestructura existente, muy mallada en España, el biometano es autóctono, favoreciendo por tanto la seguridad energética, tan crítica en la convulsa situación geopolítica. En la medida en que la materia prima para producir biometano son residuos, su empleo contribuye a las medidas de economía circular.

Los costes del biometano pueden ser menores o comparables con el gas natural en caso de que el residuo orgánico esté centralizado (sustratos urbanos); en caso contrario, los precios pueden ser más elevados, siendo necesario para solventar el diferencial establecer mecanismos de cumplimiento obligatorio o voluntario.

Pese a las ventajas mencionadas, la producción de biometano no está exenta de barreras, como son la percepción social, la demora por las autorizaciones, la disponibilidad de recurso y punto de evacuación. En cualquier caso, los inversores ven el biometano como un activo interesante, que puede resolver sus problemas económicos mediante contratos a largo plazo,

basados en la estabilidad de precios inherente al sistema de producción. Su contribución a la economía circular y la seguridad en el suministro facilitan las políticas de apoyo desde la Administración.

La producción de biometano lleva aparejada también la de CO<sub>2</sub> biogénico, que será un actor clave en el medio plazo en la transición energética, ya sea como materia prima para los combustibles sintéticos o como medio para producir emisiones negativas que compensen emisiones de sectores difíciles de abatir.

España está llamada a ser un actor importante en el mercado europeo del biometano, con un gran potencial, variando las estimaciones desde 20 TWh del PNIEC, pasando por 45 TWh del plan REPower EU hasta los 163 TWh estimados por Sedigas. Contando las plantas actuales en operación, las que están en construcción y las previstas, en el corto plazo la producción española será de unos 5 TWh, lo que indica que, pese al interés de los inversores, queda mucho por hacer.

Para el consumidor final el biometano resulta una vía de descarbonización altamente eficaz, pues le permite mantener las infraestructuras existentes, sin necesidad de hacer nuevas inversiones, siendo sólo preciso escoger adecuadamente el suministrador para garantizarse unos costes operativos asequibles. En este sentido, y mientras exista el recurso, es muy interesante la comercialización del biometano a partir de gas de vertedero, existiendo ya empresas especializadas en este mercado.

Desde el punto de vista regulatorio, en España Enagas gestiona los certificados de garantía de origen, que aseguran el origen renovable del biometano y que permiten que el biometano se distribuya por la red existente de gas, redimiéndolo en el punto de consumo. Sin embargo, se requiere la implantación de las pruebas de sostenibilidad que permitan verificar los requisitos de sostenibilidad que exigen las directivas europeas, de cara a poder comercializar el biometano como producto de mayor valor añadido, por ejemplo, en el transporte.

Un uso final de alto interés es el reemplazo del gas natural como materia prima para producir hidrógeno, que puede llegar a generar emisiones negativas y que permitiría convertir el actual hidrógeno fósil que se consume en España (600.000 toneladas) en hidrógeno neutro con apenas 30 TWh de biometano, o con 15 TWh si se implantan técnicas de CCS en algunas de las refinerías, con un sobrecoste para el sistema de menos de 1 €/kg, siendo preciso capturar y almacenar geológicamente unas 3 Mt de CO<sub>2</sub>.

De todo lo anterior, se concluye que el biometano es un vector de descarbonización clave para la transición energética, de un uso y producción más simple que el hidrógeno, y que genera valor añadido no sólo como vía para la gestión de residuos orgánicos, sino como fuente de CO<sub>2</sub> biogénico para los futuros combustibles sintéticos. En este sentido, es importante no identificar descarbonización con electrificación: el futuro es *ecológico*, no sólo *eléctrico*. Es necesario acometer la transición energética con una visión realista y teniendo siempre presente la neutralidad tecnológica entre soluciones sostenibles, y el biometano sin duda lo es.

# La agrivoltaica: cómo cultivar alimentos y energía limpia

**Marta Varo-Martínez y Luis Manuel Fernández de Ahumada**

Grupo TEP 215 Física para las Energías y Recursos Renovables,  
Universidad de Córdoba

## 1. Plantas fotovoltaicas frente a explotaciones agrícolas

El cambio climático y sus consecuencias negativas para el planeta y los sistemas socioeconómicos son ampliamente reconocidos por las administraciones públicas, la comunidad científica y la sociedad en general. En respuesta, diversas instituciones gubernamentales están implementando políticas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, principales causantes del calentamiento global. Concretamente, en la Unión Europea (UE), el Pacto Verde para el Clima busca una UE climáticamente neutra, moderna y sostenible para 2050, reduciendo las emisiones netas de gases de efecto invernadero en, al menos, un 55 % respecto a los valores 1990. Para ello, el programa «Fit for 55» pretende aumentar las fuentes de energía renovables en el mix energético global entre el 32 % y el 40 % para 2030, destacando la energía fotovoltaica como una tecnología clave.

En el ámbito nacional, la Ley 17/2021 de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) definen las medidas de descarbonización a implementar en España. Concretamente, se contempla la instalación de 5000 MW/año de potencia proporcionada por fuentes renovables para el período 2021-2030.

Estas medidas, junto con las mejoras que avanzan hacia una tecnología más eficiente y económica, han impulsado un crecimiento significativo de la fotovoltaica en nuestro país en las últimas décadas. Concretamente, según el último informe anual de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) publicado en 2024 (Unión Española Fotovoltaica, 2024), la potencia fotovoltaica instalada en 2023 alcanzó los 7,5 GWp (5,8 GWp en suelo y 1,7 GWp de autoconsumo), sumando un total de 32,5 GWp. Este desarrollo ha incrementado la participación de la fotovoltaica en el mix energético hasta el 13,6 %, representando el 27,8 % de la generación renovable en nuestro país.

Sin embargo, este crecimiento y, más concretamente, el de la fotovoltaica en suelo, requiere grandes extensiones de tierra. La mayor rentabilidad económica que se obtiene de un terreno cuando éste se dedica a una instalación fotovoltaica que cuando se dedica a la agricultura para la mayor parte de los cultivos (López-Luque *et al.*, 2023), favorece el cambio de uso del terreno de agrícola a fotovoltaico. Sin embargo, esta pérdida de superficie agrícola conlleva importantes riesgos medioambientales (pérdida de vegetación, amenaza a especies animales) y económicos (pérdidas para el sector agrícola, despoblamiento de zonas rurales, dificultades de abastecimiento de alimentos, etc.) (Evans *et al.*, 2022; Nonhebel, 2005).

En consecuencia, han surgido opiniones contrarias a las «mega plantas fotovoltaicas» (Sociedad Española de Agricultura Ecológica y Agroecología, 2023) debido a sus posibles efectos negativos en la producción agroalimentaria, la economía y el valor paisajístico de las zonas rurales y el medioambiente (Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental [EIA], 2023; Nonhebel, 2005).

Sin embargo, tanto la fotovoltaica como la agricultura son importantes para la economía de nuestro país. Y es que, por un lado, España es uno de los países de Europa que más horas de sol recibe al año, con más de 2500 horas anuales, lo que le convierte en un territorio idóneo para las diferentes tecnologías de aprovechamiento del recurso solar. De hecho, según el último informe de la UNEF (Unión Española Fotovoltaica, 2024), anteriormente mencionado, en 2023 la fotovoltaica contribuyó con un 1,23 % al PIB del país con 18.015 millones de €, lo que supone un incremento del 4 % respecto al 2022. Por otro lado, según el último informe anual de indicadores del sector publicado por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación del Gobierno de España, el Valor Añadido Bruto del sector agrícola alcanzó en 2023 los 34.240 millones de €, lo que representa al 2,3 % del PIB del país (Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación, 2024). Por todo ello, es necesario desarrollar nuevos modelos que permitan compatibilizar el necesario despliegue de las energías renovables con la protección del sector agrícola, crucial para el suministro de alimentos.

## 2. Agrivoltaica: Fotovoltaica y Agricultura

En este contexto, en 1982 Goetzberger & Zastrow (Goetzberger & Zastrow, 1982) propusieron un nuevo diseño de planta fotovoltaica en la que los paneles solares se disponían sobre estructuras de 2 metros de altura y separadas entre sí por calles de 6 metros de ancho para favorecer que la radiación solar llegase al suelo con niveles adecuados para un cultivo agrícola y, de esta forma, combinar la producción de alimentos y energía renovable en un mismo terreno.

Dos décadas más tarde, en 2004 Nagashima implementó en Japón la primera instalación piloto para analizar experimentalmente el comportamiento de los cultivos bajo colectores solares (Nagashima, 2015). A partir de dicho estudio, en 2012 se desarrolló el primer plan gubernamental para impulsar este nuevo modelo de producción, que se vino a denominar «solar sharing».

Fue un estudio del Institut National de la Recherche Agronomique (INRAe, Francia) el que introdujo el término «agrivoltaic» en el marco de un estudio en el que se simulaba el comportamiento de un sistema que combinaba en un mismo terreno producción agrícola y fotovoltaica, encontrando que la productividad del terreno se podía incrementar entre un 35 y un 73 % (Dupraz *et al.*, 2011).

Por tanto, un sistema agrivoltaico se define como un sistema de producción dual en el que se integran la actividad agrícola y fotovoltaica en un mismo terreno de manera que se favorezcan sinergias positivas entre ambas actividades. De acuerdo con esto, se distinguen tres posibles configuraciones de sistemas agrivoltaicos: agrivoltaica elevada, agrivoltaica interespacial e invernaderos agrivoltaicos.

Por un lado, la agrivoltaica elevada consiste en disponer los colectores solares en estructuras elevadas sobre el cultivo a una altura que varía, normalmente, entre 2 y 6 metros de manera que se permita el paso de la maquinaria y el desarrollo de las labores agrícolas (Figura 1). Esta disposición optimiza el aprovechamiento del terreno y favorece la conservación de la biodiversidad. Sin embargo, el coste de la estructuras soporte de los colectores (que aumenta con la altura de estas) y de su cimentación (con exigentes requerimientos técnicos por las cargas de viento) es elevado (Trommsdorff *et al.*, 2022). Por otra parte, esta tipología permite variar fácilmente los niveles de sombreado del cultivo en función de la distancia entre las filas de paneles fotovoltaicos y su altura, para adaptarlos a las necesidades del cultivo y proteger la actividad agrícola.

**Figura 1.** Ejemplo de sistema agrivoltaico elevado



Fuente: imagen cedida por Fraunhofer ISE Institute.

En segundo lugar, hablamos de agrivoltaica interespacial cuando el cultivo se dispone en el espacio libre entre las filas de colectores solares que se separan a una distancia tal que permite el desarrollo de las labores de mantenimiento del cultivo y el paso de la maquinaria agrícola (Figura 2). Este tipo de instalación requiere mayor extensión de terreno, sin embargo, el coste de la infraestructura, incluyendo las estructuras de soporte y la cimentación, es menor que en el caso de la agrivoltaica elevada.

**Figura 2.** Ejemplo de sistema agrivoltaico interespacial



Fuente: imagen cedida por EWS Sonnenfeld® de EWS Consulting GmbH.

**Figura 3.** Ejemplo de invernadero agrivoltaico



Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en un invernadero agrivoltaico los paneles fotovoltaicos se disponen sobre la estructura propia del mismo (Figura 3). En estos casos, es crucial un diseño adecuado del sistema para gestionar el sombreado que los paneles proyectan sobre los cultivos. Y es que, los niveles Radiación Fotosintéticamente Activa (PAR) en el interior de los invernaderos, especialmente en la región del Mediterráneo, suelen ser insuficientes en invierno y excesivos en verano, requiriendo medidas de protección adicionales (López-Díaz *et al.*, 2020). Las sombras de los paneles fotovoltaicos pueden agravar la reducción de incidencia solar en invierno (Fatnassi *et al.*, 2015). Por ello, los invernaderos agrivoltaicos suelen destinarse al cultivo de plantas con bajos requerimientos de radiación solar (setas, frutos rojos, etc.).

En todos los casos, es importante no perder de vista que la agrivoltaica persigue proteger la producción de alimentos mediante la integración de la agricultura y la fotovoltaica, evitando que la segunda, debido a su mayor rentabilidad económica, desplace a la primera. Por tanto, al diseñar cualquiera de estas configuraciones agrivoltaicas, se debe poner el enfoque en preservar la actividad agrícola, asegurando que su producción tenga un peso significativo en el global de la instalación.

### 3. Sinergias: Fotovoltaica + Agricultura

De acuerdo con la definición de la agrivoltaica, este nuevo modelo productivo dual permite continuar apostando por la producción de energías renovables, tan necesarias en la lucha contra el Cambio Climático (Ott *et al.*, 2022), sin poner en riesgo la producción de alimentos, ni la economía y el paisaje de los entornos rurales (Kim *et al.*, 2020; Malu *et al.*, 2017; Trommsdorff *et al.*, 2022), a la vez que contribuye a paliar el conflicto por el uso del suelo, especialmente en los países con baja disponibilidad de terreno (Elborg, 2018; Trommsdorff *et al.*, 2022).

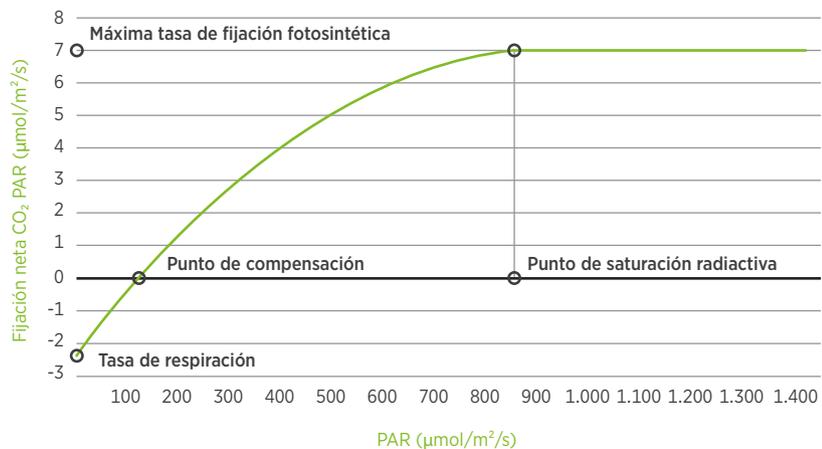
Más allá de estas ventajas, se han identificado múltiples sinergias entre ambas actividades, que repercuten positivamente en cada una de ellas. Así, por ejemplo, desde el punto de vista de la fotovoltaica, la evapotranspiración de los cultivos, o cantidad de agua evaporada a nivel del suelo, reduce la temperatura en los colectores solares, lo que puede repercutir en una mayor producción energética (Barron-Gafford *et al.*, 2019; Campana *et al.*, 2024; Kumpanalaisatit *et al.*, 2022). Además, la electricidad producida puede inyectarse a la red, impulsando la participación de las renovables en el mix energético.

Asimismo, ante el rechazo social que algunos sectores están evidenciando contra el modelo actual de implementación de la fotovoltaica, que conlleva la sustitución de grandes explotaciones agrícolas por macroproyectos fotovoltaicos en entornos rurales (Sociedad Española de Agricultura Ecológica y Agroecología, 2023), la integración de la agricultura y la fotovoltaica en los sistemas agrivoltaicos puede ayudar a paliar esta situación y mejorar la percepción social de la fotovoltaica, ofreciendo una solución alternativa para que los terrenos sean simultáneamente productores de energía y alimentos, dos bienes cuya demanda ha crecido en los últimas décadas por el aumento de la población mundial (United Nations, 2019).

Por otro lado, por lo que respecta a la actividad agrícola, la primera consecuencia de la instalación de paneles fotovoltaicos en una explotación agrícola no es otra sino el hecho de que dichos paneles bloquean parte de la irradiancia solar que llegaría al cultivo si estuviese totalmente expuesto al sol. Aunque, en primera instancia, esta reducción de la incidencia solar puede proteger al cultivo de altos niveles de radiación que podrían llegar a ser dañinos (Amaducci *et al.*, 2018; Dupraz *et al.*, 2011; Marrou, Guillioni, *et al.*, 2013; Weselek *et al.*, 2019), su influencia global sobre la producción agrícola puede ser positiva o negativa a dependiendo del tipo de cultivo (Amaducci *et al.*, 2018; Dupraz *et al.*, 2011; Majumdar & Pasqualetti, 2018; Marrou, Wery, *et al.*, 2013; Trommsdorff *et al.*, 2022; Weselek *et al.*, 2019) y de sus necesidades lumínicas para la fotosíntesis. La curva de respuesta fotosintética a la radiación PAR que incide sobre un cultivo (Figura 4) muestra que, a partir del denominado punto de compensación, para el que la planta inicia el proceso de fotosíntesis, la fijación neta de CO<sub>2</sub> aumenta con la radiación PAR incidente hasta alcanzar el denominado punto de saturación de la luz, a partir del cual el proceso de fotosíntesis se estabiliza independientemente de la radiación incidente. Por tanto, mayores niveles de incidencia de radiación PAR no repercuten en el desarrollo fenológico del cultivo (Stuart Chapin *et al.*, 2012). De acuerdo con esto, la idoneidad de un cultivo para su explotación en un sistema agrivoltaico depende de su punto de saturación de la luz y de un diseño técnico y una tasa de sombreado adecuados al mismo (Trommsdorff *et al.*, 2022).

**Figura 4.**  
**Curva de respuesta fotosintética a la luz de un cultivo genérico**

Fuente: elaboración propia.



Por otra parte, las sombras de los colectores pueden influir en la temperatura ambiente y del terreno de cultivo. En esta línea, estudios experimentales han demostrado que, si bien los efectos sobre la temperatura ambiente son menores, la temperatura del suelo sí disminuye significativamente (hasta 5 °C) en las zonas sombreadas bajo colectores respecto a la temperatura del suelo en las calles entre colectores o a pleno sol y, además, presenta una evolución diaria con máximos y mínimos menos pronunciados (Armstrong *et al.*, 2016; Marrou, Wery, *et al.*, 2013).

Otra de las variables agroclimáticas que se ven influenciadas por los niveles de radiación incidente en el terreno de cultivo es la evapotranspiración que aumenta con la radiación incidente (Allen *et al.*, 2006). Concretamente, se ha comprobado que sombreos de entre el 50 y el 70 %, pueden reducir la evapotranspiración entre un 10 y un 30 % (Marrou, Guilioni, *et al.*, 2013). Esto repercute en menores necesidades de agua para el cultivo (Barron-Gafford *et al.*, 2019) y contribuye a un mejor balance hídrico del suelo (Amaducci *et al.*, 2018; Dinesh & Pearce, 2016). Estas ventajas son especialmente relevantes para la actividad agrícola en regiones de clima cálido con frecuentes periodos de sequía u olas de calor extremo (Weselek *et al.*, 2019).

De acuerdo con esto, el papel de la radiación solar y su bloqueo por parte de los paneles fotovoltaicos resulta una cuestión fundamental en los sistemas agrivoltaicos, ya que tiene repercusiones importantes en el crecimiento del cultivo y su productividad, siendo necesario un buen dimensionamiento de la instalación fotovoltaica que, lejos de mermar la producción agrícola, contribuya a mejorarla en base a los beneficios anteriormente expuestos. Para ello, en primer lugar, es posible ajustar la densidad de paneles fotovoltaicos a las necesidades lumínicas del cultivo, reduciendo el Ground Cover Ratio de la instalación fotovoltaica (cociente entre la superficie de paneles PV y la superficie del terreno). Por otra parte, para conseguir una incidencia solar homogénea que repercuta positivamente en la uniformidad de crecimiento del cultivo, algunos autores proponen aumentar la altura de los colectores, utilizar colectores solares más pequeños y que incorporen la tecnología de doble vidrio semitransparente o diseñar configuraciones geométricas para la instalación fotovoltaica adecuadas a la actividad agrícola (Amaducci *et al.*, 2018; Nagashima, 2015; Trommsdorff *et al.*, 2021; Weselek *et al.*, 2019). En esta última línea, es posible desorientar las estructuras soporte de los colectores o dotar a los colectores fotovoltaicos de seguidores solares y diseñar estrategias de seguimiento que adecúen los niveles de irradiancia incidente en el cultivo a sus necesidades en cada fase de crecimiento y época del año (Dinesh & Pearce, 2016; Majumdar & Pasqualetti, 2018; Valle *et al.*, 2017).

En cualquier caso, estas acciones afectarían también a la producción eléctrica, ya que en un sistema agrivoltaico la radiación solar es compartida por la agricultura y fotovoltaica. Por ello, al diseñar sistemas agrivoltaicos, es importante recurrir a los mapas de sombreado y disponibilidad solar que proporcionan herramientas informáticas (Beck *et al.*, 2012; Fatnassi *et al.*, 2015; Massachusetts Department of Energy Resources, n.d.) o modelos de simulación como el propuesto por Nagashima que, de manera simple, relaciona la tasa de sombreado con el Ground Cover Ratio (Nagashima, 2015) u otros modelos más complejos que simulan la contribución de cada una de las componentes de la radiación solar (directa, difusa y reflejada) en función de la geometría del sistema agrivoltaico, el movimiento Tierra-Sol y las diferentes condiciones atmosféricas (Campana *et al.*, 2021; Casares de la Torre *et al.*, 2022; Pulido-Mancebo *et al.*, 2022). A partir de dichos mapas es posible encontrar un equilibrio idóneo que favorezca simultáneamente una mayor productividad del terreno y la protección de la actividad agrícola.

Por otro lado, los paneles fotovoltaicos resguardan al cultivo de los fenómenos meteorológicos adversos (fuertes rachas de viento, tormentas, granizo, etc.) (Trommsdorff *et al.*, 2022). Además, en caso de ser necesario, las estructuras soporte de los colectores pueden servir para sujetar sistemas de protección adicionales (Fraunhofer Institute, 2022).

Todos estos beneficios para el cultivo han llevado a diversos autores a afirmar que la agrivoltaica puede fortalecer al sector agrícola frente al Cambio Climático y sus principales efectos negativos, como son la disminución de niveles de precipitación o el aumento de frecuencia e intensidad de las olas de calor, las tormentas torrenciales o el granizo entre otros (Amaducci *et al.*, 2018; Trommsdorff *et al.*, 2022; Weselek *et al.*, 2019).

Por otra parte, desde un punto de vista económico, con la venta de la electricidad, la agrivoltaica permite aumentar y diversificar los ingresos asociados a un determinado terreno, lo que repercute positivamente en el rendimiento del mismo (Agostini *et al.*, 2021; Cuppari *et al.*, 2021; Dupraz *et al.*, 2011; Marrou, Wery, *et al.*, 2013; Trommsdorff *et al.*, 2022; Valle *et al.*, 2017). Con ello, la agrivoltaica puede ayudar a paliar la crisis de rentabilidad de la que el sector agrícola se viene quejando desde hace décadas debido a los bajos precios en origen con los que no se cubren los cada vez más elevados costes de producción. Además, la agrivoltaica protege el empleo en el sector agrícola a la vez que se genera nuevo empleo relacionado con la instalación y mantenimiento eléctrico de las plantas agrivoltaicas y la producción de energía. Además, se reduce el impacto visual de la fotovoltaica, protegiendo los paisajes y el turismo rural. En este sentido, frente al modelo actual de expansión de la fotovoltaica, la agrivoltaica favorece la economía en las zonas rurales, contribuyendo a paliar su despoblamiento (Kim *et al.*, 2020; Malu *et al.*, 2017).

Por todo ello, la agrivoltaica viene experimentando en las últimas décadas un significativo auge. Este auge ha sido incentivado por los planes gubernamentales de apoyo a la agrivoltaica de algunos países, tanto de Europa (Holanda, Alemania, Italia y Francia), como del resto del mundo (Estados Unidos, Corea del Sur, China, Japón, India, Israel). Fruto de este apoyo, la capacidad fotovoltaica instalada en plantas agrivoltaicas a nivel mundial ha aumentado desde los 5 MWp instalados en 2012 hasta los más de 15 GWp en 2024 (SolarPower Europe, n.d.).

Por lo que respecta a España, la primera iniciativa gubernamental de fomento de la agrivoltaica se enmarca en el Programa de Energías Renovables Innovadoras que publicó el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) el pasado mes de julio. En él se incluían subvenciones a fondo perdido y compatibles con otras ayudas de administraciones públicas nacionales, para proyectos innovadores de instalaciones agrivoltaicas con almacenamiento de energía (Programa 1), considerando como sistemas agrivoltaicos *«aquellos proyectos en los que se realice, sobre la misma superficie de terreno originalmente destinado a uso agrícola, un uso combinado para la producción agrícola y la generación de energía fotovoltaica, siempre que se priorice el uso agrícola como uso principal, y la producción de energía tenga un fin secundario»*. Por lo que respecta a la configuración de instalación agrivoltaica subvencionable se contemplaban tres tipologías: i) Agrivoltaica intercalada con el cultivo (Subprograma 1.1.); ii) Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo y altura de colectores entre 2 y 4 m (Subprograma 1.2.) y iii) Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo y altura de colectores superior a 4 m (Subprograma 1.3.). En cualquier caso, las instalaciones subvencionables, ya sean aisladas, conectadas a la red o de autoconsumo, requerían una potencia de generación fotovoltaica superior a 200 kWp, si bien se permitía conseguir esta potencia mediante la agrupación de proyectos agrivoltaicos individuales con potencia superior a 15 kWp. Asimismo, la proyección sobre el terreno de la instalación fotovoltaica debía ser inferior al 40 % de la superficie total del proyecto, aunque, en

caso de agrivoltaica elevada, esta cobertura podía aumentar hasta el 80 % con la incorporación de paneles fotovoltaicos con una transparencia igual o superior al 25 %. Por otra parte, las estructuras y subestructuras de la instalación fotovoltaica no podían ocupar más del 10 % de la superficie total del proyecto y su disposición debía garantizar el posible desempeño de las labores agrícolas. Finalmente, se requería que, en el caso en que el promotor del proyecto no realizara la actividad agrícola, debía existir un acuerdo vinculante entre promotor y agricultor para definir y garantizar la actividad agrícola y su compatibilidad con la producción de energía. Por otra parte, para fomentar un mayor conocimiento del comportamiento de la agrivoltaica en nuestro país, se valoraba positivamente la inclusión en el proyecto de una parcela testigo, sistemas de medida de datos, así como la firma de un convenio con universidades o centros de investigación. De esta forma, este programa, pendiente de resolución, sienta las bases de la agrivoltaica en España y supondrá un impulso fundamental para su despliegue en nuestro entorno.

## 4. Experiencias agrivoltaicas desarrolladas en España

Si bien en España la agrivoltaica está en una fase muy inicial de implementación, existen ya en la actualidad algunas experiencias iniciales autodenominadas agrivoltaicas en explotación. Asimismo, se están desarrollando varias investigaciones que analizan el comportamiento de los cultivos característicos de nuestro territorio bajo estas circunstancias de sombreado y estudian diseños, tecnologías e innovaciones que promuevan un mayor éxito de la agrivoltaica en nuestro país. En este epígrafe se presentan algunas de estas instalaciones y sus principales características.

En el ámbito de los invernaderos agrivoltaicos, cabe señalar, por un lado, el invernadero «El Coronil», ubicado en el municipio homónimo en Sevilla. Este invernadero, con una superficie de 26.000 m<sup>2</sup>, se dedica al cultivo de setas, pitaya y plantas de interior para su comercialización. Aprovechando los aleros orientados al Sur de la cubierta, se ha instalado una planta fotovoltaica de 1 MW. Por otro lado, en Picassent (Valencia), la empresa Inderen S.L. ha construido un invernadero agrivoltaico de 400 m<sup>2</sup> y 50 kW de potencia fotovoltaica para cultivo de pitaya y aguacate.

Por otra parte, en Guadamur (Toledo) se encuentra la explotación «Viñedos del Río Tajo» del grupo Iberdrola S.A. Se trata de una explotación agrícola preexistente en la que se cultiva viñedo en setos plantados a lo largo de filas orientadas en dirección Norte-Sur, con una distancia entre setos de 4 m. Para su reconversión a explotación agrivoltaica se han integrado en el cultivo tres seguidores solares N-S de 30 m de longitud que alcanzan una potencia fotovoltaica de 40 kW que se utiliza para el autoconsumo en la bodega propia de la explotación. Concretamente, los seguidores se han dispuesto sustituyendo parte del cultivo en tres de los setos de la explotación, dejando cuatro filas completas de setos entre cada pareja de seguidores (Figura 5). Asimismo, se han monitorizado diversas variables agroclimáticas de interés para la caracterización del sistema y para conseguir una estrategia de seguimiento solar, gobernada mediante técnicas de inteligencia artificial, que persigue una reducción de 2 °C en la temperatura del cultivo.

**Figura 5.** Instalación agrivoltaica «Viñedos del Río Tajo»



Fuente: *Imágenes cedidas por Iberdrola S.A.*

Otro ejemplo de interés se encuentra en Fuentealbilla (Albacete) donde la empresa Huerto Tornasol S.L. dispone de dos plantas agrivoltaicas a menos de 1 km de distancia entre ellas: «Huerto Carrasco» y «Huerto Los Hitos». En la primera se han integrado 180 seguidores a dos ejes con una potencia de 0,9 MW en un viñedo preexistente respetando su actividad agrícola. De manera análoga, en «Huerto Los Hitos» el mismo número de seguidores solares se ha integrado respetuosamente con un cultivo de ciruelos consiguiendo un sistema agrivoltaico con 1,8 MW de potencia fotovoltaica (Figura 6).

**Figura 6.** Instalación agrivoltaica «Huerto Los Hitos»



Fuente: *Imágenes cedidas por Huerto Tornasol S.L.*

En el ámbito de la investigación, el Centro Tecnológico Nacional Agroalimentario de Extremadura (CTAEX) participa en los estudios previos para el aprovechamiento agrivoltaico de tres plantas fotovoltaicas convencionales. Concretamente, estos ensayos se localizan en las siguientes instalaciones: i) la Planta de Augusto, en Badajoz (con 50 MW de potencia PV y 185 ha), ii) Las Corchas en Carmona, Sevilla (con 50 MW de potencia PV y 143 ha) y iii) Valdecaballeros en Casas de Don Pedro y Talarrubias, Badajoz (con 42,8 MW de potencia PV y 100 ha). Similarmente, el Instituto Murciano de Investigación, Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA) participa en la reconversión de la planta PV «Flota Los Álamos» (con 84,2 MW de potencia PV y 70 ha). En todos los casos se trata de centrales fotovoltaicas convencionales, mayoritariamente con seguidores de eje horizontal en dirección N-S. Para esta reconversión, se han incorporado cultivos de hortalizas y pitaya en pequeñas parcelas cuya extensión oscila entre 3 y 10 ha. Asimismo, para la siega de los cultivos se propone el pastoreo y en la instalación de Las Corchas (Carmona, Sevilla) se ha incluido un pequeño apiario demostrativo. Sin embargo, en ninguno de los casos se ha modificado el diseño de la planta fotovoltaica inicial, ni su modo de operación atendiendo a las necesidades del sistema agrario, ni se ha definido una estrategia centrada en la protección de la actividad agrícola.

Recientemente, el Instituto de Investigación y Tecnología Agroalimentaria (IRTA) ha iniciado un ensayo agrivoltaico en Mollerussa (Lleida) en una plantación de manzanos (Figura 7). La experiencia combina dos variedades de cultivo, manzana Golden y Gala, y dos tecnologías fotovoltaicas, seguidores solares con módulos bifaciales y colectores fijos semitransparentes, en ambos casos a una altura máxima de 5,5 m. La superficie de la instalación es de 2.880 m<sup>2</sup> y la potencia fotovoltaica instalada de 165 kW (Instituto de Investigación y Tecnología Agroalimentaria, n.d.).

**Figura 7.** Instalaciones agrivoltaicas del IRTA



Fuente: Imágenes cedidas por IRTA (Instituto de Investigación y Tecnología Agroalimentaria, n.d.).

En octubre de 2024 se ha presentado la primera planta agrivoltaica, también experimental, sobre olivar tradicional (Figura 8). Este ensayo, emplazado en Navas de San Juan (Jaén) y promovido por Fundación Jaén Agritech Ventures, evalúa diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos, configurando colectores elevados sobre los olivos con estructuras de dos pies, situados a ambos lados del tronco del olivo. La potencia de cada subinstalación varía, siendo aproximadamente de 5 kWp (*La Fundación JAV de Villacarrillo Presenta El Campo Solar Agrivoltaico En Navas de San Juan*, n.d.).

**Figura 8.** Proyecto agrivoltaico Navas de San Juan (Jaén)



Fuente: Imágenes cedidas por Fundación JAV.

Finalmente, cabe destacar el proyecto que la empresa Baywa R.E ha desarrollado en Alhendín (Granada). Se trata de una central fotovoltaica de 54 MWp de potencia instalados en una superficie de 80 ha en la que se combinan paneles fotovoltaico fijos, con seguimiento solar y tecnología agrivoltaica. La principal novedad de este proyecto es que el sistema agrivoltaico, que ocupa el 10 % de la superficie total del proyecto, se ha diseñado exprofeso obedeciendo a criterios agrícolas y adaptando el diseño de la correspondiente planta fotovoltaica a las necesidades del cultivo y de las labores y maquinaria que se emplean para su explotación. Para ello, los colectores se disponen sobre estructuras elevadas y con una distancia entre filas superior a la de una planta fotovoltaica convencional. Además, los colectores incorporan un sistema de recogida de agua de lluvia que se destinará al riego del cultivo, reduciendo las necesidades hídricas de la explotación. Por otra parte, la actividad agrícola será desarrollada por agricultores locales, contribuyendo a reforzar la economía rural de la zona.

## 5. Retos y potencial de la agrivoltaica en España

Más allá de estas experiencias descritas, en los últimos meses se está evidenciando un creciente interés por la agrivoltaica en España y todo apunta a que a plazo medio/corto va a experimentar un despliegue significativo. Ante esas circunstancias es especialmente importante que la expansión de este nuevo modelo productivo dual se base en el conocimiento científico de la tecnología para resolver los principales retos a los que se enfrenta.

En este sentido, en primer lugar, es necesario identificar aquellos cultivos de interés para los agricultores y la economía del país que pueden presentar un buen comportamiento agrivoltaico. A este respecto, es necesario señalar que, actualmente, no existe suficiente literatura científica que recoja resultados de estudios experimentales prolongados en el tiempo que analicen el desarrollo y productividad de los cultivos agrivoltaicos en el clima mediterráneo, siendo necesario acudir a estudios desarrollados en otros países cuyos resultados no se pueden considerar extrapolables en su totalidad por el carácter local de estos estudios que dependen en gran medida de la climatología del lugar. Sin embargo, existen evidencias científicas de que, gracias a la sombra de los colectores solares, diversos cultivos mejoran su productividad especialmente en climas de calor intenso y seco, como el clima mediterráneo (Marrou, Dufour, *et al.*, 2013; Marrou, Wery, *et al.*, 2013; Trommsdorff *et al.*, 2022). Uno de estos cultivos que se benefician de la sombra y la protección de los colectores frente a las altas temperaturas, es la patata (Weselek *et al.*, 2019) del que se cultivan en España 2,15 millones de toneladas al año (principalmente en Castilla León), lo que supone el 1,7 % de la Producción Vegetal y el 1,0 % de la Producción de la Rama Agraria de nuestro país (Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación, n.d.). De manera análoga, parece razonable pensar que el Trigo, puede desarrollarse bien en sistemas agrivoltaicos ya que se ha comprobado que su rentabilidad aumenta cuando la tasa de sombreado es baja y las condiciones climatológicas son calurosas (Artru *et al.*, 2017; Weselek *et al.*, 2019), como es el caso de las llanuras de Castilla y León, Castilla-La Mancha y Andalucía, donde predomina este cultivo, el segundo a nivel nacional, por detrás de la cebada, con más de 6.000 miles de toneladas de producción al año (Statista, 2023). Asimismo, la rentabilidad del maíz también aumenta en sistemas agrivoltaicos con baja densidad de paneles fotovoltaicos (Artru *et al.*, 2017), por lo que también puede resultar un cultivo a tener en consideración en el panorama español de la agrivoltaica.

Pero uno de los cultivos españoles que pueden verse especialmente beneficiados por la sombra de los colectores solares es la vid. El aumento de las temperaturas, como consecuencia del cambio climático, está siendo especialmente perjudicial para este cultivo, ya que se acelera su desarrollo fenológico, adelantando la maduración del fruto a los meses de verano donde las temperaturas son especialmente elevadas llegando a provocar que el fruto se seque y afectando negativamente a la calidad del vino (Duchêne *et al.*, 2010). En estas condiciones, algunos estudios han demostrado que en el marco de sistemas agrivoltaicos con baja densidad de colectores solares, la sombra de estos sobre la vid disminuye la aceleración del desarrollo fenológico y aumenta el rendimiento del cultivo (Malu *et al.*, 2017; Tiffon-Terrade *et al.*, 2020).

Finalmente, algunos estudios recientes analizan el posible papel del olivar en sistemas agrivoltaicos encontrando ventajosos resultados (Casares de la Torre *et al.*, 2022; Pulido-Mancebo *et al.*, 2022). Concretamente, un modelo matemático que simula la producción de aceite y de energía fotovoltaica en un olivar en seto agrivoltaico arroja como resultado que, con un diseño adecuado (tamaño, altura e interdistancia de colectores), la productividad del terreno aumenta cuando se combinan ambas actividades productivas (Varo-Martínez *et al.*, 2024). Es, por tanto, fundamental desarrollar estudios experimentales que validen todos estos datos y permitan verificar la idoneidad de nuestros cultivos en sistemas agrivoltaicos con los condicionantes geográficos y climatológicos de nuestro entorno.

Esta falta de estudios experimentales y experiencia práctica sobre sistemas agrivoltaicos en nuestro territorio también genera múltiples dudas en lo que respecta a las condiciones de diseño óptimas de los sistemas agrivoltaicos. En este sentido, es necesario tener en cuenta que las características del cultivo y las labores y maquinarias agrícolas que se requieren para su explotación condicionan el diseño de los sistemas fotovoltaicos, imponiendo requisitos de altura y separación de colectores. Simultáneamente, estos requisitos técnicos y, en especial, la altura de los colectores, conllevan exigencias adicionales que aumentan la complejidad de la instalación y su manejo. Así, por ejemplo, la cimentación de las estructuras soporte de los colectores solares se plantea como un reto agrivoltaico. Y es que, a mayor altura de los colectores, mayores son las cargas de viento que deben soportar las estructuras y, por tanto, mayores las necesidades de cimentación. Por otro lado, la necesidad de hacer la producción energética compatible con la agricultura obliga a que las cimentaciones ocupen la menor extensión de terreno posible para dejar espacio al cultivo. Además, los agricultores y propietarios de los terrenos no ven con buenos ojos el uso del hormigón y demandan cimentaciones que sean fácilmente reversibles.

Por otro lado, las labores de mantenimiento de los colectores solares elevados conllevan la necesidad de desarrollar un Plan de Prevención de Riesgos Laborales que proteja a los trabajadores encargados de estas actividades (Dos Santos, 2020) y los requerimientos adicionales repercuten en un mayor coste de las estructuras y, por tanto, de la inversión inicial necesaria, lo que puede dificultar el despliegue de la agrivoltaica en nuestro país.

El diseño de las estructuras agrivoltaicas también condiciona el crecimiento del cultivo ya que, para estructuras no muy elevadas, no habrá homogeneidad en la radiación incidente sobre el cultivo, lo cual perjudica a la producción agrícola, especialmente en el caso de los cultivos herbáceos (Dupraz *et al.*, 2011), siendo necesario encontrar un equilibrio entre esta homogeneidad de incidencia solar y una altura de colectores que no implique un alto nivel de complejidad técnico y coste económico.

Por todo ello, el diseño de estructuras agrivoltaicas optimizadas que tengan en consideración la seguridad, el impacto sobre el suelo, el perfil de la incidencia solar sobre el terreno y el coste económico, entre otros múltiples factores, se plantea como un reto agrivoltaico ante el que proponer soluciones tecnológicas basadas en la investigación y la innovación.

También es necesario desarrollar nuevas soluciones técnicas para minimizar el posible impacto de la suciedad que se pueda depositar sobre los colectores solares como consecuencia

del uso de productos agrícolas, ya que esto provocaría pérdidas en la producción eléctrica (Jung *et al.*, 2022). En este sentido, algunos autores afirman que, en zonas donde las precipitaciones no sean frecuentes, sería necesario desarrollar sistemas en los que el uso del agua se compatibilice para el riego y la autolimpieza de los paneles fotovoltaicos (Jung *et al.*, 2022).

Otro escollo técnico importante que afrontar es la dificultad de inyectar a la red la energía eléctrica que se produzca en las plantas agrivoltaicas, por la falta de nodos con capacidad de acceso a red en las zonas con potencial agrivoltaico (López-Luque *et al.*, 2023). En este sentido, es importante que las actuaciones a desarrollar en el marco del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 refuercen los puntos de conexión a la red eléctrica en las regiones con potencial agrivoltaico.

Por lo que respecta a los aspectos políticos y sociales, el principal reto al que se enfrenta la agrivoltaica en España es a la falta de legislación que regule este nuevo modelo productivo dual. En este sentido, países de nuestro entorno como Alemania, Francia e Italia, han desarrollado un marco normativo que regula el concepto de Agrivoltaica y sus características y sobre él se han definido políticas de incentivación. Sin embargo, en España, si bien el Programa de Energías Renovables Innovadoras publicado por el IDAE el pasado mes de julio introduce los principios básicos del concepto de agrivoltaica o los requisitos básicos que deben incorporar este tipo de sistemas, está aún por definir un marco legislativo que profundice en estos aspectos y aborde cuestiones importantes como la compatibilidad con la Política Agraria Común o la legislación medioambiental, entre otras.

Sin embargo, existen otros retos importantes en el ámbito económico y social como son la necesidad de definir nuevos modelos de negocio adecuados a la agrivoltaica, impulsar redes para favorecer el contacto entre los diferentes agentes involucrados en los sistemas agrivoltaicos (promotores, agricultores, empresas energéticas, etc.) y promover iniciativas conjuntas o divulgar el concepto de la agrivoltaica y el conocimiento que se va generando en torno a este modelo para contribuir, por un lado, a generar una mayor aceptación social y, por otro lado, avanzar en la optimización del modelo agrivoltaico. En esta línea, recientemente se ha puesto en marcha una nueva iniciativa denominada «Agrivoltea» (Grupo de Investigación Física para las Energías y Recursos Renovables, 2025) que consiste en una plataforma en línea abierta y colaborativa, que tiene por objetivo dinamizar el sector agrivoltaico en España, compartiendo conocimiento e iniciativas y estableciendo redes de contacto entre los agentes interesados en agrivoltaica.

A pesar de todos estos retos, de lo que se ha expuesto a lo largo de este capítulo se deduce que la implantación de la agrivoltaica puede conllevar importantes beneficios para el medioambiente, la economía del país y la sociedad en general. A modo de resumen, en primer lugar, la agrivoltaica integra positivamente la producción de energía limpia con la de alimentos, avanzando hacia un planeta más sostenible en el que se dé valor al bienestar de la población y la calidad del medioambiente (Marrou, Guillioni, *et al.*, 2013; Ott *et al.*, 2022), mientras se favorece la autonomía energética y alimentaria del país (Pulido-Mancebo *et al.*, 2022). En segundo lugar, la agrivoltaica permite optimizar el rendimiento económico del terreno (Agostini *et al.*, 2021; Cuppari *et al.*, 2021; Dupraz *et al.*, 2011; Marrou, Wery, *et al.*, 2013;

Valle *et al.*, 2017) y protege la mano de obra agrícola, a la vez que se genera nuevo empleo asociado al mantenimiento de las instalaciones, potenciando la economía de las zonas rurales (Kim *et al.*, 2020; Malu *et al.*, 2017). Con todo ello, se contribuye a mejorar la aceptación social sobre la tecnología fotovoltaica cuya implementación es necesaria para avanzar en la transición hacia un modelo energético más amigable con el medioambiente.

Por todo ello, si bien sigue siendo necesario profundizar en su conocimiento científico-técnico para solventar los retos pendientes, la agrivoltaica ha venido para revolucionar dos sectores económicos y productivos importantes en nuestro país, como son la agricultura y la energía, ofreciendo soluciones innovadoras a algunos de los problemas a los que se enfrenta nuestro planeta (Cambio Climático, conflicto por el uso del suelo, aumento de la población y de las demandas de energía y alimentos, etc.), por lo que presenta un futuro prometedor al que debemos abrirnos para avanzar hacia un planeta más sostenible.

## Referencias bibliográficas

- Agostini, A.; Colauzzi, M.; Amaducci, S. (2021): «Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment»; en *Applied Energy*, 281.
- Allen, R.; Pereira, L.; Raes, D.; Smith, M. (2006): *ETc bajo condiciones de estrés hídrico. In Food and Agriculture Organization (Eds.); Evapotranspiración del cultivo. Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos (Parte C. Evapotranspiración del cultivo en condiciones no estándar)* (EST. RIEGO Y DRENAJE, Vol. 56, pp. 161-182).
- Amaducci, S.; Yin, X.; Colauzzi, M. (2018): «Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production»; en *Applied Energy*, 220, 545-561. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.081>
- Armstrong, A.; Ostle, N. J.; Whitaker, J. (2016): «Solar park microclimate and vegetation management effects on grassland carbon cycling», en *Environmental Research Letters*, 11(7), 074016. Disponible en: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/7/074016>
- Artru, S.; Garré, S.; Dupraz, C.; Hiel, M. P.; Blitz-Frayret, C.; Lassois, L. (2017): «Impact of spatio-temporal shade dynamics on wheat growth and yield, perspectives for temperate agroforestry»; en *European Journal of Agronomy*, 82, 60-70. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.EJA.2016.10.004>
- Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) (2023): *El gobierno exime de la evaluación de impacto ambiental a los proyectos de energías renovables, independientemente de su tamaño*. Asociación Española de Evaluación Del Impacto Ambiental. Disponible en: <https://www.eia.es/nota-de-prensa-rdl-20-2022/>
- Barron-Gafford, G. A.; Pavao-Zuckerman, M. A.; Minor, R. L.; Sutter, L. F.; Barnett-Moreno, I.; Blackett, D. T.; Thompson, M.; Dimond, K.; Gerlak, A. K.; Nabhan, G. P.; Macknick, J. E. (2019): «Agrivoltaics provide mutual benefits across the food-energy-water nexus in drylands»; en *Nature Sustainability* 2019, 2:9, 2(9), 848-855. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>
- Beck, M.; Bopp, G.; Goetzberger, A.; Obergfell, T.; Reise, C.; Schindele, S. (2012): «Combining PV and Food Crops to Agrophotovoltaic – Optimization of Orientation and Harvest»; en *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 3-936338-28-0, 4096-4100. Disponible en: <https://doi.org/10.4229/27THEUPVSEC2012-5AV.2.25>
- Campana, P. E.; Stridh, B.; Amaducci, S.; Colauzzi, M. (2021): «Optimisation of vertically mounted agrivoltaic systems»; en *Journal of Cleaner Production*, 325, 129091. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2021.129091>
- Campana, P. E.; Stridh, B.; Hörndahl, T.; Svensson, S. E.; Zainali, S.; Lu, S. M.; Zidane, T. E. K.; de Luca, P.; Amaducci, S.; Colauzzi, M. (2024): «Experimental results, integrated model validation, and economic aspects of agrivoltaic systems at northern latitudes»;

- en *Journal of Cleaner Production*, 437, 140235. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2023.140235>
- Casares de la Torre, F. J.; Varo-Martinez, M.; López-Luque, R.; Ramírez-Faz, J.; Fernández de Ahumada, L. M. (2022): «Design and analysis of a tracking / backtracking strategy for PV plants with horizontal trackers after their conversion to agrivoltaic plants»; en *Renewable Energy*. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.01.081>
- Cuppari, R. I.; Higgins, C. W.; Characklis, G. W. (2021): «Agrivoltaics and weather risk: A diversification strategy for landowners»; en *Applied Energy*, 291, 116809. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.116809>
- Dinesh, H.; Pearce, J. M. (2016): «The potential of agrivoltaic systems»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, pp. 299-308). Elsevier Ltd. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.024>
- Dos Santos, CNL (2020): *Agrivoltaic system: A possible synergy between agriculture and solar energy*.
- Duchêne, E.; Huard, F.; Dumas, V.; Schneider, C.; Merdinoglu, D. (2010): «The challenge of adapting grapevine varieties to climate change»; en *Climate Research*, 41(3), 193-204. Disponible en: <https://doi.org/10.3354/CR00850>
- Dupraz, C.; Marrou, H.; Talbot, G.; Dufour, L.; Nogier, A.; Ferard, Y. (2011): «Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes»; en *Renewable Energy*, 36(10), 2725-2732. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>
- Elborg, M. (2018): *Reducing Land Competition for Agriculture and Photovoltaic Energy Generation. A Comparison of Two Agro-Photovoltaic Plants in Japan*. National Institute for Materials Science, International Center for Young Scientists. Disponible en: <https://www.ijsr.net/archive/v6i9/1081704.pdf>
- Evans, M. E.; Adam Langley, J.; Shapiro, F. R.; Jones, G. F. (2022): «A Validated Model, Scalability, and Plant Growth Results for an Agrivoltaic Greenhouse»; en *Sustainability (Switzerland)*, 14(10). Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su14106154>
- EWS Consulting GmbH. (2025): «EWS Sonnenfeld®: electricidad de la granja»; en *Retrieved February*, 27. Disponible en: <https://www.ews-sonnenfeld.com/>
- Fatnassi, H.; Poncet, C.; Bazzano, M. M.; Brun, R.; Bertin, N. (2015): «A numerical simulation of the photovoltaic greenhouse microclimate»; en *Solar Energy*, 120, 575-584. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2015.07.019>
- Fraunhofer Institute. (2022): *Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition*. Fraunhofer ISE Institute. (n.d.). *Agrivoltaics*. Retrieved February 12, 2025. Disponible en: <https://agri-pv.org/en/press-media/media/>

- Fundación JAV (2024): *La Fundación JAV de Villacarrillo presenta el campo solar agrovoltaico en Navas de San Juan*. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=ZTxOeUiplUO>
- Goetzberger, A.; Zastrow, A. (1982): «On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation»; en *International Journal of Solar Energy*, 1(1), 55-69. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>
- Grupo de Investigación Física para las Energías y Recursos Renovables. (2025): *AGRIVOLTEA: Plataforma colaborativa para impulsar la agrovoltaica*. Disponible en: <https://agrivoltea.org/>
- Instituto de Investigación y Tecnología Agroalimentaria. (2024): «*El IRTA pone en marcha el primer proyecto piloto de energía agrovoltaica en frutales de Cataluña*»; en IRTA. Disponible en: <https://www.irta.cat/es/el-irta-pone-en-marcha-el-primer-proyecto-piloto-de-energia-agrovoltaica-en-frutales-de-cataluna/>
- Jung, D., Gareis, G. H.; Staiger, A.; Salmon, A. (2022): «Effects of soiling on agrovoltaic systems: Results of a case study in Chile»; en *AIP Conference Proceedings*, 2635(1), 020001. Disponible en: <https://doi.org/10.1063/5.0107943>
- Kim, B.; Kim, C.; Han, S.; Bae, J.; & Jung, J. (2020): «Is it a good time to develop commercial photovoltaic systems on farmland? An American-style option with crop price risk»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 125 (February), 109827. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109827>
- Kumpanalaisatit, M.; Setthapun, W.; Sintuya, H.; Pattiya, A.; Jansri, S. N. (2022): «Current status of agrovoltaic systems and their benefits to energy, food, environment, economy, and society»; en *Sustainable Production and Consumption*, 33, 952-963. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.spc.2022.08.013>
- López-Díaz, G.; Carreño-Ortega, A.; Fatnassi, H.; Poncet, C.; Díaz-Pérez, M. (2020): «The Effect of Different Levels of Shading in a Photovoltaic Greenhouse with a North-South Orientation»; en *Applied Sciences* 2020, Vol. 10, Page 882, 10(3), 882. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/AP10030882>
- López-Luque, R.; Fernández de Ahumada, L. M.; Gallego-Rodríguez, P.; Gómez-Uceda, F. J.; Muñoz-Peinado, J.; Fernández-García, P.; Pulido-Mancebo, J. S.; Ramírez-Faz, J. C.; Varo-Martínez, M. M. (2023): *Informe Prospectivo sobre la Situación de la Energía Agrivoltaica*. Disponible en: [https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/publicaciones/informeprospectivoagrovoltaica2023\\_tcm30-696022.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/publicaciones/informeprospectivoagrovoltaica2023_tcm30-696022.pdf)
- Majumdar, D.; Pasqualetti, M. J. (2018): «Dual use of agricultural land: Introducing ‘agrovoltaics’ in Phoenix Metropolitan Statistical Area, USA»; en *Landscape and Urban Planning*, 170, 150-168. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2017.10.011>
- Malu, P. R.; Sharma, U. S.; Pearce, J. M. (2017): «Agrovoltaic potential on grape farms in India»; en *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 23, 104-110. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.SETA.2017.08.004>

- Marrou, H.; Dufour, L.; Wery, J. (2013): «How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil-crop system?»; en *European Journal of Agronomy*, 50, 38-51. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eja.2013.05.004>
- Marrou, H.; Guilioni, L.; Dufour, L.; Dupraz, C.; Wery, J. (2013): «Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?»; en *Agricultural and Forest Meteorology*, 177, 117-132. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.agrfor-met.2013.04.012>
- Marrou, H.; Wery, J.; Dufour, L.; Dupraz, C. (2013): «Productivity and radiation use efficiency of lettuces grown in the partial shade of photovoltaic panels»; en *European Journal of Agronomy*, 44, 54-66. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eja.2012.08.003>
- Massachusetts Department of Energy Resources (2023): *DUAL-USE SHADING ANALYSIS TOOL*. Disponible en: <http://s3.us-east-2.amazonaws.com/bluewave-shade/jan23-1002/index.html>
- Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación (2024): *Producción Agrícola de la Patata en España*. Disponible en: <https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/patata/>
- Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación (2024): *Informe Anual de Indicadores AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN 2023*.
- Nagashima, A. (2015): *Solar Sharing-changing the world and life*. Access International Ltd.
- Nonhebel, S. (2005): «Renewable energy and food supply: will there be enough land?»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9(2), 191-201. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2004.02.003>
- Ott, E. M.; Kabus, C. A.; Baxter, B. D.; Hannon, B.; Celik, I. (2022): «Environmental Analysis of Agrivoltaic Systems»; en *Comprehensive Renewable Energy*, 127-139. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00012-1>
- Pulido-Mancebo, J. S.; López-Luque, R.; Fernández de Ahumada, L. M.; Ramírez-Faz, J. C.; Gómez-Uceda, F. J.; Varo-Martínez, M. (2022): «Spatial Distribution Model of Solar Radiation for Agrivoltaic Land Use in Fixed PV Plants»; en *Agronomy*, 12(11), 2799. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/agronomy12112799>
- Sociedad Española de Agricultura Ecológica y Agroecología (2023): *Renovables Sí, pero NO así*. Disponible en: <https://agroecologia.net/renovables-si-pero-no-asi-aliente/>
- Solar Power Europe (2024): *Agrisolar Digital Map*. Disponible en: <https://agrisolareurope.org/map/>
- Statista (2023): *Producción de Trigo en España*. Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/501794/produccion-de-trigo-en-comunidades-autonomas-de-espana/>

- Stuart Chapin, F.; Matson, P. A.; Vitousek, P. M. (2012): «Principles of terrestrial ecosystem ecology»; en *Principles of Terrestrial Ecosystem Ecology*, 1-529. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-9504-9/COVER>
- Tiffon-Terrade, B.; Boulord, R.; Pechier, P.; Simonneau, T.; Saurin, N.; Caffarra, A.; Christophe, A. (2020): «Effect of Shading on Phenological Development of Grapevines»; en *International Conference Agrivoltaics, 2020*.
- Trommsdorff, M.; Dhal, I. S.; Özdemir, Ö. E.; Ketzer, D.; Weinberger, N.; Rösch, C. (2022): «Agrivoltaics: Solar power generation and food production»; en *Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems*. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-89866-9.00012-2>
- Trommsdorff, M.; Kang, J.; Reise, C.; Schindele, S.; Bopp, G.; Ehmann, A.; Weselek, A.; Högy, P.; Oberfell, T. (2021): «Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 140. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110694>
- Unión Española Fotovoltaica (2024): *Forjando la Transformación hacia la Sostenibilidad*; en Informe Anual UNEF 2024.
- United Nations (2019): World Population Prospects 2019. In *Department of Economic and Social Affairs*; en World Population Prospects 2019.
- Valle, B.; Simonneau, T.; Sourd, F.; Pechier, P.; Hamard, P.; Frisson, T.; Ryckewaert, M.; Christophe, A. (2017): «Increasing the total productivity of a land by combining mobile photovoltaic panels and food crops»; en *Applied Energy*, 206, 1495-1507. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.113>
- Varo-Martínez, M.; López-Bernal, A.; Fernández de Ahumada, L. M.; López-Luque, R.; & Villalobos, F. J. (2024): «Simulation model for electrical and agricultural productivity of an olive hedgerow Agrivoltaic system»; en *Journal of Cleaner Production*, 477, 143888. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143888>
- Weselek, A.; Ehmann, A.; Zikeli, S.; Lewandowski, I.; Schindele, S.; & Högy, P. (2019): «Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review»; en *Agronomy for Sustainable Development*, 39(4). Disponible en: <https://doi.org/10.1007/S13593-019-0581-3/FIGURES/1>



# Consideraciones para la implantación del modelo agrivoltaico

---

**Rafael López Luque y José Cristóbal Ramírez Faz**

Grupo de Investigación TEP-215, Universidad de Córdoba

## 1. Introducción

En el artículo anterior se ha mostrado cómo la agrivoltaica representa una confluencia innovadora entre la agricultura y la obtención de energía renovable. Se trata de una solución sostenible que busca abordar los desafíos globales del cambio climático, la seguridad alimentaria y la transición energética. Múltiples autores coinciden en datar el nacimiento de esta tecnología en 2012 cuando Dupraz y col. (Dupraz *et al.*, 2011) retomaron el concepto inicialmente estudiado por Goetzberger y Zastrow (Goetzberger & Zastrow, 2007) referente al cultivo bajo módulos fotovoltaicos. Así, se entiende cómo la mayor parte de los desarrollos científicos y tecnológicos asociados a esta nueva forma productiva apenas cuentan con diez años de antigüedad. En los primeros años, las instalaciones agrivoltaicas utilizaban tecnología meramente fotovoltaica, sin embargo, el paulatino crecimiento y desarrollo de la agrivoltaica ha dado lugar al desarrollo de soluciones tecnológicas dedicadas. En este artículo se describen las tecnologías más significativas, los métodos de estudio, incluyendo los índices así como las perspectivas de desarrollo en Europa y España.

## 2. Desarrollos tecnológicos agrivoltaicos

La implementación exitosa fundamentalmente en EEUU, Francia y Alemania de sistemas agrivoltaicos ha dado lugar a tecnologías avanzadas para equilibrar las demandas de generación de energía y agricultura. Los paneles fotovoltaicos, fijos o sobre seguidores, se diseñan, ubican y manejan estratégicamente considerando el impacto en la productividad agrícola, optimizando la sombra y la penetración de luz solar para los cultivos maximizando la producción energética y beneficiando los requerimientos específicos de los cultivos.

Además, el desarrollo tecnológico propio de la agrivoltaica ha venido acompañado de la modernización de la agricultura basada en la monitorización en tiempo real de variables (como la radiación solar, la temperatura, la humedad del suelo y el consumo de agua), *bigData* o gemelos digitales. Para ello, se integran sensores *IoT* (Internet de las Cosas), drones agrícolas, robots y sistemas de gestión basados en inteligencia artificial para analizar los datos y tomar decisiones precisas que optimicen ambos usos del terreno.

### 2.1. Estructuras de montaje y diseños optimizados para sistemas agrivoltaicos

#### 2.1.1 Tipologías

Uno de los elementos definitorios de las instalaciones agrivoltaicas lo encontramos en la estructura portante de los colectores y, por tanto, el modo en que se distribuye el espacio disponible entre el cultivo y los colectores. En la actualidad se reconocen diferentes modelos de convivencia de plantas fotovoltaicas y cultivos que prácticamente se identifican con tecnologías desarrolladas específicamente para cada una.

En la Tabla 1 se establece la clasificación general de sistemas agrivoltaicos:

**Tabla 1. Tipologías de instalaciones**

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
<b>Abiertos</b>	Elevados: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Colectores fijos</li> <li>• Colectores con seguidores</li> </ul> Interespacio entre colectores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Colectores fijos</li> <li>• Colectores con seguidor</li> </ul>
<b>Cerrados</b>	Invernaderos y umbráculos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Colectores fijos exteriores/interiores</li> <li>• Seguidores exteriores/interiores</li> </ul>

Los primeros sistemas en presentarse fueron los sistemas abiertos y elevados. En ellos los módulos fotovoltaicos se disponen sobre estructuras elevadas de modo que se permite el cultivo bajo los colectores. A las estructuras se les exige una altura mínima que permita la circulación de la maquinaria agrícola propia del cultivo. Como altura límite, las normas definitorias establecen valores mínimos de 2,10 m. Las estructuras portantes, normalmente de hierro galvanizado, deben cimentarse de modo que la interferencia con el terreno cultivable sea mínima. A título de ejemplo, la Figura 1 muestra la instalación realizada en Heggelbach por los investigadores del proyecto APV-RESOLA con la colaboración de Fraunhofer Institute. Se trata de una de las primeras instalaciones experimentales realizadas basada en colectores fijos y elevados.

**Figura 1.** Sistema agrivoltaico en Heggelbach



Fuente: © Fraunhofer ISE.

**Figura 2.** Sistema agrivoltaico en Aranda de Duero basado en seguidores solares sobre estructura elevada sobre cultivo de vid



Fuente: © Powerfulltree.

Las estructuras elevadas se utilizan frecuentemente para instalar seguidores solares como se muestra en la Figura 2. Este tipo de instalaciones resultan más flexibles a la hora de controlar el microclima de los cultivos, ya que el movimiento de los seguidores debe realizarse con objeto de controlar los niveles de irradiancia en el cultivo, favoreciendo o limitando el acceso a la radiación según las necesidades del cultivo. La Figura 2 muestra una imagen de la instalación desarrollada por Powerfultree en un viñedo situado en Aranda de Duero.

Los proyectos con estructura elevada requieren un estudio previo de detalle de los niveles de radiación disponible en superficie y de cómo ésta depende de la geometría de la estructura y de la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre la misma. Comercialmente, las empresas MetalFrame Renovables (MetalFrame Renovables, n.d.) y Sunsupport (SunSupport, n.d.) diseñan e instalan estructuras agrivoltaicas exprefeso que permiten obtener diferentes patrones de transmisión radiativa en función de las necesidades del cultivo.

Las empresas francesas Ombrea y RES han desarrollado un concepto alternativo al de seguidores solares elevados como elemento de protección de los cultivos. Para ello, se utilizan módulos fotovoltaicos que se pueden deslizar sobre raíles elevados constituyendo generadores fotovoltaicos retractiles y un software de control equipado con tecnologías de inteligencia artificial (IA) que permite anticiparse y reaccionar ante condiciones climáticas desfavorables (Ombrea, n.d.)

Las plantas agrivoltaicas abiertas en las que el espacio cultivable se limita al espacio entre líneas suponen un menor grado de tecnificación, un menor coste así como un menor grado de control ambiental del cultivo. La Figura 3 muestra un ejemplo de este tipo de instalación.

**Figura 3. Sistema agrivoltaico abierto entre colectores estáticos**



Una variante respecto de estos sistemas se propuso por Next2Sun AG, que ha desarrollado y patentado un sistema estructural de acero, denominado Next2Sun Mounting Systems (Figura 3), diseñado específicamente para instalaciones agrivoltaicas, con el objetivo de minimizar el sombreado que los módulos proyectan sobre los cultivos (Next2Sun, n.d.). La unidad básica del sistema está compuesto por dos postes y tres vigas que enmarcan dos módulos bifaciales encapsulados en vidrio por ambas caras en posición vertical. La altura máxima de la estructura es ajustable para garantizar que las células más bajas de los colectores no queden sombreadas. De este modo, los colectores solares bifaciales en orientación vertical se integran en configuraciones de agrivoltaica interespacial, dispuestos en filas paralelas y frecuentemente orientados en dirección Este-Oeste o Norte Sur (Next2Sun, n.d.). En estas instalaciones, con la separación adecuada entre las filas de colectores, se facilita el uso de maquinaria agrícola y se optimiza el terreno para el cultivo, además de protegerlo del viento. Sin embargo, la generación eléctrica se concentra en las primeras y últimas horas del día, siendo mínima o nula al mediodía. Esto exige evaluar el rendimiento de estos sistemas agrivoltaicos para determinar su rentabilidad.

Dentro de las instalaciones agrivoltaicas de cultivo en el espacio de intercolectores destacan las que utilizan sistemas de seguimiento de eje horizontal en dirección N-S utilizando las calles para cultivo en seto o en alineación de árboles en dirección N-S. Tecnológicamente, esta configuración aprovecha las ventajas del fuerte desarrollo tecnológico experimentado durante los últimos años por las técnicas de cultivo de frutales en seto. Igualmente, la tecnología fotovoltaica de los campos de seguidores se encuentra madura y contrastada. La geometría de instalación resultante resulta fácilmente mecanizable por las distancias entre setos y colectores, así como por el hecho de que los seguidores permiten, cuando inclinan al máximo los colectores, el uso de la maquinaria propia de los cultivos. Una instalación de esta índole se ha construido por Iberdrola en Guadamur (Toledo).

En la actualidad, la Agrivoltaica también muestra un amplio espacio de desarrollo en la agricultura en invernadero. Sin embargo, todavía es necesario resolver los problemas de manejo de estos sistemas, siendo el principal analizar el impacto del sombreado parcial en la reducción del rendimiento de los cultivos. Diversos estudios han mostrado que un sombreado parcial moderado no necesariamente tiene un efecto significativo en la disminución del rendimiento agrícola. Así, Kitta y col. (Kittas *et al.*, 2012) recomiendan que los porcentajes de sombreado no superen un 20 % para el cultivo de pimiento en clima mediterráneo. Aroca-Delgado y col. (Aroca-Delgado *et al.*, 2018) concluyeron que un sombreado del 10 % mediante paneles fotovoltaicos fijos no afecta ni el rendimiento ni la calidad de los tomates. En esta línea, en el estudio experimental de López-Díaz y col. (López-Díaz *et al.*, 2020) analizaron el efecto de tres niveles de sombreado (15 %, 30 % y 50 %) en un cultivo de tomate en invernadero mediterráneo, observando que un sombreado moderado (hasta el 30 %) no impactó significativamente la producción, mientras que porcentajes más altos sí redujeron tanto el rendimiento como la calidad del fruto. Cossu *et al.* (Cossu *et al.*, 2017) investigaron la producción de tomates Cherry en invernadero bajo clima mediterráneo y concluyeron que un sombreado del 50 % ocasionó una reducción de la producción por debajo del umbral de rentabilidad. Por otra parte, el sombreado en invernaderos puede tener efectos positivos al dar lugar a reducciones en consumo de agua de riego. Lorenzo y col,

informaron que el sombreado móvil mejoró la calidad de los tomates y aumentó el rendimiento comercializable de los pepinos. Además, se redujo la transpiración de los cultivos y, por tanto, el consumo de agua, logrando una mejora significativa en la eficiencia del uso de agua (incrementos del 47 % y 62 % para los cultivos de tomate y pepino, respectivamente).

Comercialmente en el mercado se encuentran diversas propuestas de invernadero agrivoltaico. Los más sencillos utilizan colectores fijos sobre su estructura. La Figura 4 muestra invernaderos con seguidores solares tanto exteriores como interiores.

Un mayor nivel de tecnificación para control climático dentro de los recintos puede lograrse mediante el uso de seguidores. Estos pueden manejarse para controlar la radiación solar en momentos determinados del día o bien en determinados estadios fenológicos de los cultivos. La Figura 5(a) muestra el invernadero construido bajo el proyecto REGACE. En él los módulos fotovoltaicos sobre seguidores de un eje se han introducido dentro del invernadero entre el cultivo y la cubierta. Este concepto les permite utilizar los seguidores como elemento de control de la radiación solar. El hecho de que los seguidores se sitúen en el interior permite aligerar su estructura portante pues no se deben considerar las sobrecargas de viento (*REGACE Project - Using Co<sub>2</sub> for Green Energy, 2023*).

**Figura 4. Diferentes tipologías de invernadero**



Fuente: Kuo et al., 2023; REGACE Project - Using Co<sub>2</sub> for Green Energy, 2023.

## 2.1.2 Cimentaciones

En los proyectos de estructuras elevadas la cimentación supone un aspecto de gran importancia. En general se persigue evitar las cimentaciones de hormigón debido a la reducción de superficie cultivable asociada como por la dificultad de su retirada al finalizar el proyecto. Fabricantes como Solasol (*Estructuras Agrivoltaicas*, n.d.) y Sunfer (Sunfer, n.d.) ofrecen estructuras de pérgola prefabricadas para proyectos agrivoltaicos aplicables a diferentes cultivos basadas en perfiles hincados. Las cimentaciones basadas en perfiles hincados ofrecen rapidez de instalación, alta capacidad de carga, mínima alteración del suelo y posibilidad de reutilización,

convirtiéndolas en una solución eficiente, sostenible y económica para proyectos de infraestructura. Otras empresas, como Ecoresystems (ECORESYSTEMS, n.d.) o TRAMAT (Tramat S. L., 2022) ofrecen cimentaciones atornilladas, basadas en pilotes de tornillo. Este tipo de cimentación es de montaje rápido y fácil. Además ofrecen como ventajas: a) no requieren excavación; b) rápida instalación en campo; c) elevada estabilidad ante posibles desplazamientos del suelo; d) su impacto medioambiental es mínimo, y e) son fácilmente desmontables y reutilizables.

### 2.1.3 Costes asociados

Scharf y col. (Scharf *et al.*, 2021) realizaron un análisis detallado de los costes asociados a las tecnologías, desglosando por categorías y comparando: sistemas agrivoltaicos elevados, con paneles verticales y con seguidores solares, frente a instalaciones fotovoltaicas convencionales montadas en el suelo. Aunque las cifras del estudio se basan en datos reales, los autores señalan que deben interpretarse como aproximadas, ya que los costes pueden variar significativamente dependiendo de la ubicación geográfica (y las condiciones locales asociadas), la capacidad instalada, el tipo de sistema y la tecnología de los módulos fotovoltaicos empleados. En el caso específico de las instalaciones agrivoltaicas, los costes también están influenciados por la gestión agrícola asociada al cultivo, ya que esto puede requerir ajustes específicos en el diseño del sistema. Los resultados clave de este análisis se presentan resumidos en la Tabla 2, que muestra los valores económicos de referencia correspondientes al año 2021, expresados en €/kWp.

**Tabla 2. Costes de inversión €/kWp de diferentes diseños de sistemas fotovoltaicos agrícolas en comparación con los sistemas montados en el suelo**

	SISTEMA CONVENCIONAL (€/kWp)	SISTEMA VERTICAL (€/kWp)	ESTRUCTURA ELEVADA (€/kWp)	ESTRUCTURA ELEVADA CON SEGUIDOR SOLAR (€/kWp)
Módulos	220	252	360	360
Estructura	75	191	175	400
Proyecto	85	53	150	300
Conexión a red	94	94	94	94
Cableado	49	49	49	49
Inversor	31	31	31	31
Cerca perimetral	18	18	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>572</b>	<b>688</b>	<b>859</b>	<b>1.234</b>

Fuente: Scharf *et al.*, 2021.

## 2.2. Desarrollos en colectores solares agrivoltaicos

En este epígrafe se tratan los módulos fotovoltaicos que cuidan algún aspecto de la radiación solar con el fin de mejorar las condiciones de su entorno favoreciendo las condiciones ambientales de los cultivos. Con este objeto han sido varias las alternativas tecnológicas que se han propuesto y que han llegado al mercado.

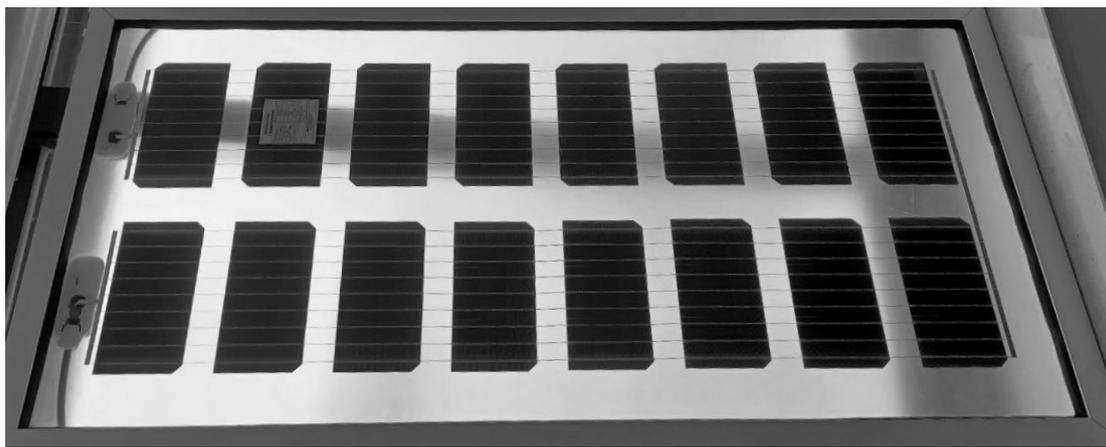
Destacan los módulos semitransparentes de silicio cristalino (Si-c) ya que esta opción se utiliza ampliamente en instalaciones como invernaderos y sistemas agrivoltaicos, además en aplicaciones urbanas, Gorjian y col. (Gorjian *et al.*, 2022). Esto se debe a ventajas, como el bajo coste, la estabilidad y la alta eficiencia de las células de silicio. Dado que las células de silicio son opacas, la semitransparencia se logra espaciando las células dentro del módulo y encapsulándolas en materiales transparentes, principalmente resina de metacrilato o vidrio (Figura 6). Estos colectores tienen un precio más elevado en comparación con los módulos opacos convencionales, sin embargo permiten una menor heterogeneidad en la distribución espacial de radiación solar sobre los cultivos. Así, a igualdad de condiciones radiativas en el cultivo, las estructuras portantes de módulos semitransparentes son más bajas, y, por tanto más económicas que las que usan módulos convencionales. En el campo comercial destaca el fabricante Eurener [22] con módulos de potencias comprendidas entre 260 W a 365 W, con células bifaciales embutidas entre vidrios templados y tamaños comprendidos entre 1.94 m<sup>2</sup> y 2.56 m<sup>2</sup>.

El fabricante Bisol (BISOL Group, n.d.) recientemente ha lanzado una nueva línea de paneles solares transparentes para proyectos agrivoltaicos, en versiones de 320 W (BDO) y 410 W (BBO). Estas opciones, además de ser estéticas y rentables, ofrecen una ganancia bifacial de hasta el 40 % gracias a sus láminas traseras transparentes. El módulo de 320 W mide 1.722 mm × 1.134 mm, con una masa de 22 kg y tiene una eficiencia del 16,4 %, mientras que el de 410 W mide 2.094 mm × 1.134 mm, con masa de 26 kg alcanza una eficiencia del 17,3 %. Ambos operan entre -40 °C y 85 °C, tienen vidrio templado de alta transparencia y clasificación IP68. Algunos fabricantes como Mingj Enterprise Company (*Ming Company*, n.d.) se especializa en el ensamblaje de paneles solares con especificaciones estándar y especiales, bajo pedido para aplicaciones de sistemas solares concretas. En esta línea, la empresa alemana BayWa r.e. y su filial holandesa GroenLeven BV han mostrado otra opción como es la autofabricación de paneles solares monocristalinos específicos. Los han utilizado en estructuras elevadas dedicadas al cultivo de frutos rojos protegidos. Se trata de módulos de 260Wp con células embutidas, con diferentes niveles de transparencia, entre dos vidrios. Los nuevos sistemas se implementaron y probaron en cinco proyectos agrivoltaicos piloto en los Países Bajos con cinco tipos diferentes de cultivos: arándanos, grosellas rojas, frambuesas, fresas y moras. Además, los sistemas de montaje también se diseñaron específicamente para que la estructura portante de los módulos pudiese desempeñar funciones de radiación de calor cuando se producen excesos de temperatura.

Una tecnología diferente y prometedora la constituyen los módulos llamados DSSC (célula solar sensibilizada mediante pigmentación) que tienen varias ventajas: facilidad de fabricación con técnicas de impresión convencional, son semi-flexibles y semi-transparentes,

lo que les permite aplicaciones no viables en sistemas basados en vidrio, y utilizan materiales de bajo coste. Aunque su eficiencia de conversión es menor las DSSC siguen siendo una tecnología prometedora, especialmente para aplicaciones específicas donde el coste, la estética o el rendimiento bajo luz difusa son factores clave. En el plano comercial destaca la empresa GCell (G24 Power, n.d.).

**Figura 5. Módulo fotovoltaico semitransparente para aplicaciones agrivoltaicas**



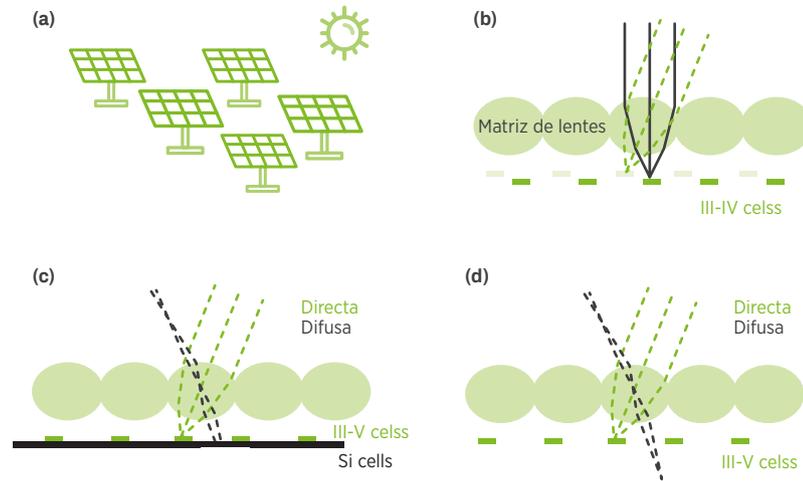
Soliculture (Soliculture, n.d.) comercializó el panel solar LUMO en 2012. Estos paneles transparentes integran una serie de tiras fotovoltaicas de silicio insertadas, con baja densidad superficial, en un panel de vidrio, lo que permite que la radiación pase entre las tiras. Una capa delgada de material luminescente se adhiere a la parte posterior del vidrio, mejorando el espectro de la radiación solar transmitida. El espectro de radiación transmitida se optimiza para mejorar la producción de energía y facilitar el desarrollo de las plantas. Los paneles solares LUMO son ideales para las áreas de producción de cultivos en invernaderos, donde se desea la máxima transmisión de luz. La tecnología central de LUMO se basa en un pigmento que absorbe las longitudes de onda correspondientes al verde y reemite esta energía en longitudes más largas, convirtiendo la luz verde en luz roja, ofreciendo la ventaja de que la luz roja es más eficientemente captada por los cloroplastos fotosintéticos. Los cultivos bajo LUMO han mostrado respuestas de crecimiento positivas, incluyendo mayores rendimientos, tiempos más rápidos de maduración y mayor resistencia a enfermedades.

La empresa suiza suiza Insolight ha desarrollado un módulo solar de micro concentración fotovoltaica que incorpora un microseguimiento planar y una arquitectura híbrida con concentrador fotovoltaico y panel plano. Este diseño permite aplicaciones en tejados fijos y lo hace adecuado para ubicaciones con una alta proporción de luz difusa. Tras demostrar una eficiencia del 29 %, el consorcio HIPERION, desarrolló entre 2019 y 2023 un proyecto de ámbito europeo con objeto de industrializar esta tecnología.

Además, Insolight está desarrollando módulos translúcidos basados en una arquitectura similar de seguimiento planar, que permiten la transmisión de luz difusa y abren posibilidades para aplicaciones en el uso dual del suelo, como las agrivoltaicas.

En concreto, la tecnología THEIA (Translucency and High Efficiency in Agrivoltaics) implica el uso de una matriz densa de lentes que, a modo de pequeñas lupas, concentran la radiación solar directa en pequeñas células fotovoltaicas de alta eficiencia. De esta manera, estos colectores aprovechan la radiación solar directa para generación energética. Sin embargo la radiación difusa atravesará el módulo. La Figura 6 muestra el esquema de principio de estos colectores. Este tipo de módulos se han implementado en una instalación agrivoltaica piloto a gran escala en Valais, Suiza.

**Figura 6.**  
**Tecnología THEIA**  
**desarrollada por Insolight**  
 Fuente: Nardin et al., 2021.



Dentro de las tecnologías innovadoras destaca la tecnología fotovoltaica orgánica (OPV), que permite personalizar las propiedades espectrales de la absorción fotónica. Esto hace posible alcanzar una transparencia selectiva para ciertas longitudes de onda, logrando una alta transmisión de luz en el rango solar de 400 a 700 nm, que corresponde a las longitudes de onda esenciales para la fotosíntesis. En España, OnyxSolar ha desarrollado un diseño de invernadero experimental basado en módulos de esta tecnología. (*Onyx Solar, Soluciones de Fotovoltaica Integrada en Edificios*, n.d.) Comercialmente, la empresa franco-alemana ASCA (ASCA®, n.d.) produce y comercializa módulos OPV flexibles y personalizables, diseñados para diversas aplicaciones, incluyendo invernaderos. En España la empresa VITSOLC (*Vitsolc / ICFO*, n.d.) es una *spinoff*, surgida del ICFO (*Institut de Ciències Fotòniques o Instituto de Ciencias Fotónicas*), con el objeto de producir módulos fotovoltaicos transparentes con aplicación agrivoltaica. Se especializa en fabricar mini-módulos fotovoltaicos transparentes que puedan ser laminados en grandes paneles de ventanas fotovoltaicas transparentes.

Finalmente, la empresa alemana TubeSolar (TubeSolar AG, n.d.) ha desarrollado módulos fotovoltaicos tubulares basados en la producción de tubos fluorescentes de OSRAM/LEDVANCE. La principal ventaja es el sombreado homogéneo que proporciona junto con menores cargas de viento y menores costos en términos de la estructura de montaje (*The Future of Photovoltaics - TubeSolar AG, n.d.*).

### 2.3. Monitorización, Inteligencia Artificial y Software

En la actualidad son múltiples las empresas que enfocan sus esfuerzos a controlar el movimiento de los seguidores solares, el riego y la ventilación (en el caso de invernaderos) utilizando las medidas de los sistemas de monitorización. Dado que el control de las variables ambientales puede resultar complejo y que, en múltiples ocasiones la información disponible resulta incompleta, son múltiples los esfuerzos que se están dedicando a entrenar sistemas de Inteligencia Artificial. En este ámbito destacan empresas como Powerfultree ó las PYMES Ingeniería y Desarrollos Renovables (INDEREN) (*SMART CLIMATE AGRI-PV - INDEREN, n.d.*), Plug and Play Energy, EMIN Energy Management Innovation, ETRA Investigación y Desarrollo, y el Clúster de Energía de la Comunidad Valenciana (CECV), están llevando a cabo el proyecto SMART CLIMATE AGRI-PV (*SMART CLIMATE AGRI-PV - INDEREN, n.d.*). Este proyecto se enfoca en la investigación y desarrollo de un sistema innovador que combina inteligencia artificial y teledetección mediante drones, con el objetivo de optimizar la producción de cultivos en sistemas agrivoltaicos de manera climáticamente inteligente.

Cada vez son más los sistemas de monitoreo que utilizan IA para controlar la inclinación de los paneles solares para proteger los cultivos. Este es el caso, por ejemplo, del sistema vinícola agrivoltaico que Sun'Agri instaló en Piolenc (región de Hérault, Francia). En él, la parte fotovoltaica se compone de 280 paneles fotovoltaicos (con capacidad de generación de 84 kW) dispuestos a 4,2 m de altura que se pueden mover en tiempo real mediante un algoritmo basado en IA encargado de determinar la inclinación óptima de los paneles de acuerdo con los requisitos de luz solar y necesidades hídricas de las viñas, el modelo de crecimiento del cultivo, el tipo de suelo y las condiciones climáticas (Sun'Agri, n.d.).

## 3. Indicadores de Viabilidad de Instalaciones Agrivoltaicas

Para la evaluación del proyecto agrivoltaico se recomienda el uso de indicadores de desempeño (*Key Performance Indexes, KPI*). En este ámbito, autores como Willockx y col. (Cappelle *et al.*, 2020) distinguen cualitativos y cuantitativos. para evaluar los sistemas agrivoltaicos. Concretamente, como indicadores cualitativos propone:

- **Calidad de la producción agrícola:** este índice debe considerar cómo las condiciones climáticas generadas por la mayor sombra, menor temperatura y necesidades hídricas de los cultivos afectarán la calidad de los cultivos. Así, recientemente, ha constatado que en la cosecha de vid, en condiciones agrivoltaicas, disminuye el nivel de alcohol del vino hasta un 1,5 %, manteniendo la acidez, lo que resulta particularmente favorable en vinos blancos. También se observa una mejora en el perfil aromático, atribuida a un incremento del 13 % en los antocianos (pigmentos que influyen en el color) y un aumento en la acidez que varía entre un 9 % y un 14 %. Este hecho ha sido señalado como una posibilidad de resiliencia de este cultivo ante un panorama de cambio climático.
- **Confort en las condiciones de trabajo:** investigadores como Willockx señalan el suavizado de las condiciones climáticas derivadas de la sombra y menor demanda evapotranspirativa, como una mejora relativa en el ambiente laboral de agricultores en la instalación agrivoltaica respecto de las condiciones de cultivos tradicionales. Como variable asociada para cuantificar este efecto, los autores proponen registrar la temperatura de globo (Wet-Bulb Globe Temperature, WBGT) como indicadores de la sensación térmica. Por el contrario, autores como, Pascaris *et al.* (Pascaris *et al.*, 2021) señalan el riesgo de convivencia de los trabajadores agrícolas con elementos eléctricos activos, lo que implica la adopción de medidas formativas como de prevención de riesgos ante accidentes eléctricos.

Dentro de los indicadores cuantitativos, destacan:

- **Rendimiento energético:** aunque normalmente la producción energética se refiere a la unidad de superficie mediante el rendimiento energético (kWh/ha año), que se define como la energía eléctrica producida anualmente por unidad de terreno (normalmente medida en ha), también será habitual utilizar como referencia la potencia instalada. En este caso se define como la energía producida anualmente por cada unidad de potencia instalada (kWh/kWp año). El modelado del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos es conocido y se encuentra implementada en programas como PVGIS (*JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission, n.d.*) o SAM (National Renewable Energy Laboratory [NREL], n.d.) lo que permite que estos índices puedan estimarse con facilidad. A título de ejemplo, la normativa italiana no admite que este indicador baje en las instalaciones agrivoltaicas más del 60 % de su máximo técnicamente alcanzable.
- **Rendimiento agrícola:** el rendimiento agrícola representa la cantidad total de producción agrícola con respecto a la superficie del terreno. La mayor parte de las regulaciones agrivoltaicas muestran un gran interés en este indicador. Puede ser el peso específico en (kg/ha) por ejemplo de la producción final o de la materia seca de los cultivos en agrivoltaica. Este indicador resulta fundamental en normativas en aras a poder justificar el mantenimiento de la actividad agrícola como fundamental. Así en Italia se admite que la agrivoltaica conlleve un decaimiento de este índice de hasta el

30 % respecto del de las zonas testigo, mientras que en Alemania la norma DIN SPEC 91434 establece como valor mínimo admisible el 66 % del rendimiento de referencia.

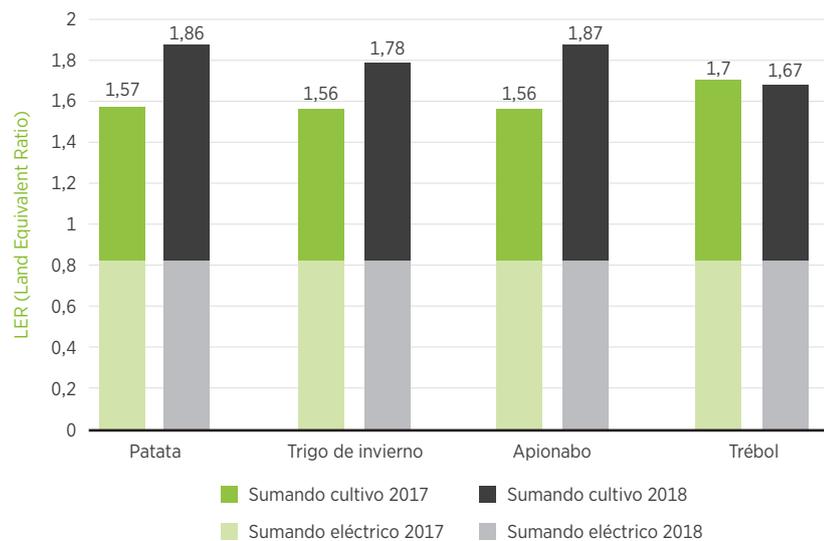
- Land Equivalent Ratio (LER):** Se trata de un índice técnico de productividad relativa del terreno que permite cuantificar la productividad sinérgica frente a la productividad de actividades separadas. Si consideramos dos actividades productivas coexistentes, en este caso producción agrícola y eléctrica, caracterizadas por los correspondientes rendimientos de producción agrícola (kg/ha año) y de producción eléctrica (kWh/ha año), el índice LER vendrá expresado por la ecuación 1, siendo (kg/ha año) la productividad del cultivo y (kWh/ha año) la eléctrica cuando ambas actividades se realizan por separado.

$$LER = \frac{Y_{cul\_APV}}{Y_{cul\_mono}} + \frac{Y_{ele\_APV}}{Y_{ele\_mono}} \quad (1)$$

El valor de LER superior a 1 implica una sinergia técnica de actividades sin que ello implique una sinergia económica, la cual deberá tener en cuenta costes y beneficios económicos de la actividad conjunta.

A título de ejemplo, en la Figura 7 se representan gráficamente los valores de LER registrados en la instalación agrivoltaica de Heggelbach, ubicada en Alemania, durante los años 2017 y 2018 (Trommsdorff *et al.*, 2021).

**Figura 7.**  
**Valores experimentales de LER determinados en Heggelbach (Alemania) en 2017 y 2018**  
 Fuente: Trommsdorff *et al.*, 2021.



- **Ground Cover Ratio (GCR):** este índice permite cuantificar la intensidad del uso fotovoltaico del terreno y se define como el ratio de superficie de los colectores fotovoltaicos frente al área del terreno de la instalación agrivoltaica (Ecuación 2).

$$GCR = \frac{A_{\text{modulos PV}}}{A_{APV}} \quad (2)$$

Este índice se encuentra íntimamente relacionado con el grado de sombreado del cultivo así como con la radiación solar incidente en los cultivos. Así, en general, cabe esperar un crecimiento en el rendimiento energético y un decrecimiento tanto en la actividad fotosintética como en la actividad respiratoria de cultivos de las instalaciones conforme crece el GCR. Ahorro de agua: La reconocida influencia de la radiación solar y la temperatura ambiente en las necesidades hídricas de los cultivos hace que bajo condiciones agrivoltaicas las plantas necesiten menor cantidad de agua para su metabolismo. En la literatura se reconocen tasas de reducción de necesidades hídricas de 10 % y 20 % respecto al cultivo descubierto.

Además del ahorro mencionado en diferentes instalaciones agrivoltaicas se puede conseguir una mejora del régimen hídrico pues permiten recoger y almacenar el agua de lluvia (Emiliano Bellini, 2020).

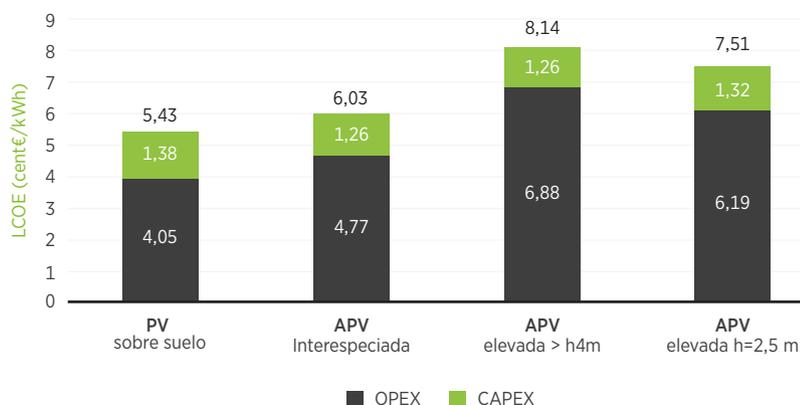
Finalmente, entre los indicadores económicos cabe destacar:

- **Levelized Cost of Energy (LCOE):** También conocido como Coste Nivelado de la Energía, se trata de indicador clave para estimar la rentabilidad de una instalación de generación energética. Se puede entender como el coste actualizado al momento inicial del proyecto dividido entre la energía total generada en la vida del proyecto. El coste actualizado debe contemplar los conceptos de Inversión inicial (CAPEX), Costes operación y mantenimiento (OPEX), Costes financieros y desmantelamiento. Así, LCOE es el valor que el promotor comparará con el precio de la energía en el mercado, consciente de que el proyecto será rentable si LCOE es inferior al precio de mercado.. La ecuación (4) establece el valor de LCOE en función del coste de inversión (CAPEX), los gastos de operación y mantenimiento (OPEX), el valor residual de la instalación  $R_n$  tras la vida útil, es decir, en el año  $n$ . En la ecuación (4)  $M_t$  representa la energía generada en cada año  $t$  e  $i$  la tasa de actualización considerada para la inversión.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+i)^t} - R_n}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

Los cálculos realizados y publicados para este índice por el Fraunhofer Institute (2022) indican que los LCOE de producción de electricidad en sistemas agrivoltaicos con cultivos herbáceos durante un período de 20 años considerando costes medios es de 8,15 céntimos €/kWh, resultando que son alrededor de un 50 % más altos que los de un sistema fotovoltaico medio montado en suelo. Sin embargo, en promedio, los sistemas agrivoltaicos son más rentables que los sistemas de fotovoltaica autónomos sobre tejado. Por otro lado, para instalaciones agrivoltaicas con pastos permanentes, los costos de generación de electricidad ascienden a 6,03 céntimos €/kWh en promedio, solo un poco más elevados que los de un sistema fotovoltaico convencional en suelo. La Figura 8 muestra el rango de costos de generación de electricidad (desglosados en coste de capital y de operación) de los sistemas agrivoltaicos en comparación con los sistemas fotovoltaicos convencionales.

**Figura 8.**  
**Estudio comparativo de costes de generación LCOE en sistemas agrivoltaicos**  
 Fuente: Fraunhofer Institute, 2022.



- Valor Actual Neto (VAN):** También conocido como Net Present Value (NPV), se trata de un indicador que cuantifica todos los flujos de caja actualizados al momento inicial de la inversión evaluando en unidades monetarias la rentabilidad de un proyecto económico. La Ecuación (5) permite el cálculo de VAN siendo  $B_t$  el beneficio anual del proyecto en el año  $t$ .

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - R_n \tag{5}$$

Así, un VAN positivo significa que el proyecto globalmente generará beneficios.

- Tasa Interna de Rendimiento (TIR):** es también un indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión o proyecto. La TIR equivale a la tasa de descuento que anula el Valor Actual Neto (VAN). En otras palabras, esta tasa representa el valor máximo admisible de la tasa de descuento con condiciones de rentabilidad del proyecto. El proyecto resultará más atractivo para un inversor con forme mayor sea este valor. Puede considerarse como el límite de tasa máximo de actualización del capital que hace rentable el proyecto.

## 4. Agrivoltaica y sociedad

### 4.1. Aceptación social de los promotores

Según los modelos desarrollados por Ketzer y col. (Ketzer *et al.*, 2020), existen relaciones causales entre los agentes implicados en las instalaciones agrivoltaicas, siendo estas relaciones caracterizables y representables en diagramas. Este autor establece que el nivel de aceptación de estas instalaciones depende del tamaño y la agrupación de las plantas, así como de diversos factores, tanto directos como indirectos. El interés de los agricultores en la agrivoltaica se basa en un conjunto de criterios que integran aspectos económicos y agrícolas (como la rentabilidad o las condiciones de cultivo) con elementos sociales y legales (como el conocimiento local). Aunque la participación de inversores externos puede resultar atractiva para los agricultores, este factor suele ser percibido como negativo por parte del público general, por lo que su implicación debería estar regulada dentro de marcos legales específicos.

El análisis señala que los agricultores de grandes explotaciones podrían mostrar poco interés en la agrivoltaica, a pesar de que esta, junto con las iniciativas cooperativas, es una opción preferida por los ciudadanos. Ketzer *et al.* (Ketzer *et al.*, 2020) también destacan la importancia de que los municipios establezcan planes de desarrollo que consideren la participación de la ciudadanía local y los criterios específicos del sitio para crear un marco de planificación. Este enfoque podría fomentar el incremento de instalaciones agrivoltaicas, tanto de manera directa como indirecta. Sin embargo, según este estudio, el crecimiento de las agrivoltaicas se verá limitado en el largo plazo ya que paulatinamente disminuirá la aceptación pública debido a la percepción de que estas instalaciones reducen el atractivo turístico, paisajístico y recreativo de las zonas donde se ubican.

### 4.2. Modelos de negocio

A pesar de los elevados costos iniciales de las instalaciones, el estudio de Trommsdorff y col. realizado en Alemania (Trommsdorff *et al.*, 2022) indica que la agrivoltaica puede ser una actividad económicamente rentable. Para lograrlo, la inversión debe estar alineada con el valor de las cosechas de modo que se alcance un modelo equilibrado cuando los ingresos provenientes de la venta de energía superan sistemáticamente a los agrícolas. Factores diferenciadores de estas instalaciones tales como un precio de venta de energía superior al de instalaciones fotovoltaicas convencionales y/o acuerdos favorables con comercializadoras de energía pueden contribuir a una rentabilidad sostenible.

El estudio mencionado destaca cómo los contratos que vinculan a los agentes explotadores en plantas agrivoltaicas son más complejos que los de instalaciones fotovoltaicas convencionales debido a su enfoque intersectorial, implicando funciones como la provisión y manejo

de la tierra, la inversión en sistemas agrivoltaicos y la operación del sistema fotovoltaico. En pequeños sistemas, estas funciones pueden ser asumidas por los agricultores, lo que facilita la planificación y contratación, además de permitir una gestión dinámica y descentralizada. Sin embargo, en proyectos más grandes, es común la incorporación de inversores externos, lo que puede dificultar el equilibrio de beneficios entre las actividades agrícolas y fotovoltaicas. La propiedad parcial por parte de los agricultores podría fomentar el uso dual, aunque introduce retos en la gestión financiera. En cuanto a la financiación, los autores mencionan opciones como préstamos bancarios, crowdfunding y arrendamientos financieros, pero no existen suficientes estudios que determinen cuáles son las más adecuadas. Por lo tanto, será necesario investigar más sobre modelos financieros específicos a medida que este sector continúe desarrollándose, considerando que estas estructuras dependerán de los contratos de explotación establecidos entre las partes interesadas.

### 4.3. Marco legal en Europa

En 2022, en la Unión Europea (UE) se contaban 41 GW (gigavatios) de potencia instalada. En ese momento se fijó como objetivo el crecimiento fotovoltaico hasta 750 GW. Este ambiciosa meta reconoce el papel estratégico de la energía fotovoltaica en los objetivos de seguridad, económicos y climáticos de. Con este escenario cabe esperar que la tecnología agrivoltaica adquiera una relevancia significativa. Sin embargo, en la actualidad el estado de desarrollo de esta tecnología en los diferentes países de la Unión es muy dispar.

#### 4.3.1 Alemania

Alemania tiene como objetivo aumentar la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada de 60 a 215 GWp. La norma DIN SPEC 91434 (*Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an Die Landwirtschaftliche Hauptnutzung*, 2021), publicada en 2021, define y caracteriza las tipologías de instalaciones agrivoltaicas a considerar en el país. La Ley de Energías Renovables EEG 2023 (*Gesetz Für Den Ausbau Erneuerbarer Energien- ErneuerbareEnergien-Gesetz - EEG 2023*), garantiza acceso prioritario a la red y tarifas reguladas. En particular, el artículo 48 establece una retribución de 0,07 €/kWh para distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas y considera la viabilidad de proyectos agrivoltaicos en terrenos como:

- a) Tierras cultivables que no sean turberas ni áreas designadas como reservas naturales o parques nacionales bajo la Ley Federal de Conservación de la Naturaleza.
- b) Pastizales agrícolas que se mantengan en uso como tales, siempre que no estén en páramos, áreas protegidas de conservación natural, zonas Natura 2000, ni hábitats listados en el Anexo I de la Directiva 92/43/CEE.

El gobierno también permite que los terrenos agrícolas empleados para la agrivoltaica sigan siendo elegibles para recibir hasta el 85 % de las ayudas estándar (pagos directos) otorgadas en el marco de la Política Agrícola Común (PAC) de la UE, siempre que al menos el 85 % de la superficie siga siendo apta para el cultivo.

Además, en las explotaciones agrícolas se permite la instalación de dos sistemas fotovoltaicos independientes: uno destinado al autoconsumo doméstico y otro para el sistema agrivoltaico.

### 4.3.2 Francia

En abril de 2024 se publicó el Decreto n.º 2024-318, relativo al «desarrollo de la agrivoltaica y a las condiciones de instalación de sistemas fotovoltaicos en terrenos agrícolas, naturales o forestales» (*Décret N° 2024-318; Relatif au développement de l'agrivoltaïsme et aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur des terrains agricoles, naturels ou forestiers*, 2024). Este decreto, esperado desde la entrada en vigor del artículo 54 de la ley n.º 2023-175 del 10 de marzo de 2023 (*LOI N° 2023-175, Relative à l'accélération de La Production d'énergies Renouvelables*, 2023) sobre la aceleración de la producción de energías renovables (*Accélération de la Production d'Energies Renouvelables, APER*), define y establece las condiciones para la implementación de los nuevos proyectos agrivoltaicos y sistemas fotovoltaicos en terrenos naturales, agrícolas y forestales. El cuerpo del decreto está conformado por una amplia modificación de legislación específica (Código de Energía, Código de planificación urbana), sin embargo, el marco normativo sigue incompleto pues aún faltan disposiciones legislativas (Vg: Contratos y reparto de valor entre agentes) así como reglamentaciones específicas.

Hasta este momento, existen convocatorias competitivas para proyectos innovadores que la Comisión Reguladora de la Energía (CRE) barema semestralmente desde 2021. Los proyectos se priorizan en función del precio de la energía ofertada, indicadores ambientales y de financiación. Anualmente, tras la construcción, los promotores están obligados a presentar informes de seguimiento donde se muestra el rendimiento agrícola obtenido.

### 4.3.3 Italia

En mayo de 2024 el Gobierno italiano aprobó un Decreto-Ley que prohibió la instalación de nuevos sistemas fotovoltaicos en el suelo y limitó la expansión de los ya existentes en terrenos clasificados como agrícolas. Esta normativa incluye medidas urgentes relacionadas con la agricultura, la pesca y empresas consideradas estratégicas para el país. En lo fotovoltaico, el objetivo es garantizar que la producción de energía sea compatible con el uso agrícola de la tierra cuya vocación se destina principalmente a la producción alimentaria. En febrero de 2024 (*Decreti Ministro 436*, 2023), (*Decreto Dipartamentali 233*, 2024) entró en vigor el decreto n.º 436 del Ministro de Medio Ambiente y Seguridad Energética en el que se definen

los criterios y métodos para asignación de ayudas a las instalaciones agrivoltaicas. La finalidad de esta iniciativa es fomentar las inversiones en la creación de sistemas agrivoltaicos y en la implementación de herramientas de medición para supervisar las actividades agrícolas asociadas. Esto permitirá analizar factores como el microclima, la eficiencia en el uso del agua, la regeneración de la fertilidad del suelo, la resistencia frente al cambio climático y la productividad agrícola en distintos tipos de cultivos. Con un presupuesto de 1.100 Millones de euros se pretende incrementar la potencia en 900 MW la potencia de los paneles solares fotovoltaicos en sistemas agrivoltaicos. También se persigue promover soluciones innovadoras, con módulos de alta eficiencia, con el fin de compatibilizar la generación de energía con las actividades agrícolas, generando beneficios competitivos, mejorando la rentabilidad, la promoción y recuperación de tierras.

#### 4.3.4 España

A diferencia de los países descritos, donde existe una amplia documentación de carácter oficial en la que se ha definido y caracterizado el término agrivoltaica, en España sólo se ha utilizado una breve descripción aparecida en la Orden TED/765/2024, de 22 de julio, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento (Orden TED/765/2024, de 22 de Julio, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos innovadores de Energías Renovables y Almacenamiento, así como a la implantación de Sistemas Térmicos Renovables. Pro, 2015). En esta orden se establecen las bases reguladoras para la baremación y concesión de ayudas a proyectos de producción de energía eléctrica de carácter innovador (también se incluyen proyectos que proponen bombas de calor con energías renovables). En su programa 1, la orden sólo admite instalaciones agrivoltaicas con almacenamiento energético.

La orden considera agrivoltaicos «aquellos proyectos en los que se realice, sobre la misma superficie de terreno originalmente destinado a uso agrícola, un uso combinado para la producción agrícola y la generación de energía fotovoltaica, siempre que se priorice el uso agrícola como uso principal, y la producción de energía tenga un fin secundario. No se considera agrivoltaica a efectos de esta orden, la concentración de paneles solares sin cultivo en una parte de la parcela y el uso exclusivamente agrícola del resto, aunque se cumplan globalmente los requisitos técnicos exigidos para este programa.» La orden distingue, en función de cómo quede situada la estructura portante de los módulos respecto del cultivo, tres tipos de instalaciones:

- Agrivoltaica intercalada con el cultivo. En este tipo se incluyen las instalaciones cuyas estructuras portantes impiden la utilización para cultivo de la superficie por debajo de los colectores fotovoltaicos. La superficie cultivable, por tanto, queda reducida a los espacios o calles que separan estructuras contiguas.
- Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo.

- En este tipo tanto la estructura como la altura de los módulos debe permitir el cultivo y tránsito de personas en el terreno, por lo que se establece una altura libre mínima de 2 metros.
- Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo  $h > 4$  m.

En este tipo los módulos fotovoltaicos se elevan cuatro metros, como mínimo respecto del terreno cultivable. La altura debe ser compatible con el cultivo y sus necesidades de mecanización.

En los casos de estructuras elevadas se considera como altura la mínima distancia entre el terreno agrícola y el borde inferior de los colectores fotovoltaicos ya instalados. Si se trata de una instalación con seguidores a un eje, donde los colectores son móviles, se considera la altura del eje de giro respecto del suelo. Si los seguidores son de dos ejes se considera la altura del centro del eje de giro.

Como restricciones se imponen:

- La potencia de las instalaciones subvencionables debe ser superior a 200 kWp. Los proyectos de menor potencia deben presentarse agregados siempre que individualmente superen la potencia de 15 kWp y el total de la agregación supere el umbral de 200 kWp. Todas las instalaciones deben responder a una de las tres tipologías descritas y cumplir independientemente cada una de ellas con los requisitos técnicos exigidos en la orden. Además, en este caso, las solicitudes las debe presentar un único beneficiario o agrupación.
- Se admite que la instalación fotovoltaica sea aislada, de autoconsumo o conectada a red. En todo caso la potencia nominal de colectores debe superar la potencia de inversores. Además se debe disponer de un sistema de almacenamiento, cuyo ratio supere el umbral de 0,5 kWh/kWp, y que también es subvencionable, aunque no la parte de almacenamiento que hiciese superar el ratio en más de 5 kWh/kWp.
- En la proyección en planta de la instalación fotovoltaica la superficie fotovoltaica opaca deberá ser inferior al 40 % de la superficie total diseñada para el proyecto agrivoltaico. Esta limitación se flexibiliza para las instalaciones con estructura elevada que utilicen colectores solares con un grado de transparencia superior al 25 %. En este caso se admite un grado de cobertura del 80 %. Para instalaciones con seguidores el grado de cobertura de la superficie se determina considerando la posición horizontal de los colectores fotovoltaicos.

En ningún caso la pérdida de superficie cultivable debida a las estructuras debe superar el 10 % de la superficie total del proyecto agrivoltaico. Además, el proyecto debe asegurar que las labores agrícolas previstas se puedan realizar adecuadamente. En los casos en que el promotor del proyecto no lleve a cabo la actividad agrícola, deberá aportarse documento de compromiso entre el promotor y agricultor por el que se asegure el uso agrícola de la tierra compatible con la producción energética.

## 5. Perspectivas de futuro en España

En contraste con los países de nuestro entorno, en España el sector agrivoltaico es prácticamente inexistente. Aunque son múltiples las instalaciones de carácter experimental promovidas por centros de investigación (IMIDA, IRTA, CTAEX, etc.), Universidades (como las de Jaén, Cartagena, Castilla la Mancha, Sevilla o Córdoba) o incluso compañías energéticas, se constata que el número de explotaciones agrivoltaicas comerciales es inferior a cinco. Tampoco existe un tejido empresarial, como el sucintamente descrito en el epígrafe 2, que oferte soluciones tecnológicas para agrivoltaicas acordes a nuestras condiciones de cultivo.

Ante esta situación los ministerios de Agricultura, Pesca y Alimentación y el de Transición Ecológica y Reto Demográfico, a través de IDAE, han venido colaborando desde 2022 para ir creando tanto un marco normativo y líneas de ayudas para el sector. Como consecuencia, en julio de 2024 se publicó la primera convocatoria (Orden TED/765/2024, de 22 de Julio, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos innovadores de Energías Renovables y Almacenamiento, así como a la implantación de Sistemas Térmicos Renovables. Pro, 2015) de ayudas a instalaciones agrivoltaicas con almacenamiento. Siendo, en orden de magnitud, 75 los proyectos presentados, cabe esperar que la mayor parte de los mismos sean subvencionados y puestos en funcionamiento antes de marzo de 2026. Así, cabe esperar que 2025 suponga un punto de inflexión en el desarrollo de la agrivoltaica en nuestro país. Cabe esperar que estas nuevas instalaciones permitirán ir creando bases de datos de indicadores, como los descritos en el epígrafe 3, sobre las que las técnicas de Benchmarking permitan establecer pautas de aprendizaje y mejora. No obstante, las administraciones aún tendrán que resolver los problemas de acceso y evacuación eléctrica a redes de las nuevas instalaciones o el establecimiento de normas de compatibilización agrícola con las de las ayudas de la PAC.

## Referencias bibliográficas

- Aroca-Delgado, R.; Pérez-Alonso, J.; Callejón-Ferre, Á. J.; Velázquez-Martí, B. (2018): «Compatibility between crops and solar panels: An overview from shading systems»; en *Sustainability* (Switzerland) (Vol. 10, Issue 3). Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su10030743>
- ASCA (n.d.): *Redefining Photovoltaics*. Disponible en: <https://www.asca.com/>
- BISOL Group (n.d.): *BISOL Lumina PV modules*. Disponible en: [www.bisol.com](http://www.bisol.com)
- Cappelle, J.; Herteleer, B.; Ronsijn, B.; Uytterhaegen, B.; Willockx, B. (2020): «A Standardized Classification and Performance Indicators of Agrivoltaic Systems»; en *37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 252, 1995–1998. Disponible en: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-6CV.2.47>
- Cossu, M.; Ledda, L.; Urracci, G.; Sirigu, A.; Cossu, A.; Murgia, L.; Pazzona, A.; & Yano, A. (2017): «An algorithm for the calculation of the light distribution in photovoltaic greenhouses»; en *Solar Energy*, 141, 38–48. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.024>
- Décret N° 2024-318 Relatif au développement de l'agrivoltaïsme et aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur des terrains agricoles, naturels ou forestiers (2024): Disponible en: <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000049386027/>
- Decreti Ministro 436 (2023): Disponible en: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNRR/dec.436-2023.pdf>
- Decreto Dipartamentali 233 (2024): Disponible en: [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNRR/m\\_amte.MASE.DIE%20REGISTRO%20DECRETI\(R\).0000251.31-05-2024.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNRR/m_amte.MASE.DIE%20REGISTRO%20DECRETI(R).0000251.31-05-2024.pdf)
- DIN (2021): *Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an Die Landwirtschaftliche Hauptnutzung*. Disponible en: <https://www.dinmedia.de/en/technical-rule/din-spec-91434/337886742>
- Dupraz, C.; Marrou, H.; Talbot, G.; Dufour, L.; Nogier, A.; Ferard, Y. (2011): «Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes»; en *Renewable Energy*, 36(10), 2725–2732. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>
- ECORESYSTEMS. (n.d.): *Proyectos realizados con tornillos Krinner*. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su15076011>
- Emiliano Bellini (2020): Special solar panels for agrivoltaics; en *PV Magazine*. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2020/07/23/special-solar-panels-for-agrivoltaics/>
- Fraunhofer Institute (2022): *Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition*.
- G24 Power (n.d.): *Dye Sensitized Solar Cells*. Disponible en: <https://gcell.com/>
- Gesetze (2023): *Gesetz Für Den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG 2023)*. Disponible en: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2023.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf)

- Goetzberger, A.; Zastrow, A. (1981): «On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation»: en *International Journal of Solar Energy*, 55–69. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>
- Gorjian, S.; Bousi, E.; Özdemir, Ö. E.; Trommsdorff, M.; Kumar, N. M.; Anand, A., Kant, K.; Chopra, S. S. (2022): «Progress and challenges of crop production and electricity generation in agrivoltaic systems using semi-transparent photovoltaic technology»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158, 112126. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112126>
- JRC (2023): *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. Disponible en: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- Ketzer, D.; Schlyter, P.; Weinberger, N.; Rösch, C. (2020): «Driving and restraining forces for the implementation of the Agrophotovoltaics system technology – A system dynamics analysis»; en *Journal of Environmental Management*, 270, 110864. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.JENVMAN.2020.110864>
- Kittas, C.; Katsoulas, N.; Rigakis, N.; Bartzanas, T.; Kitta, E. (2012): «Effects on microclimate, crop production and quality of a tomato crop grown under shade nets»; en *Journal of Horticultural Science and Biotechnology*, 87(1), 7–12. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/14620316.2012.11512822>
- Kuo, C. F. J. ; Su, T. L. ; Huang, C. Y. ; Liu, H.C. ; Fulginei, F. R.; Kuo, C. F. J.; Su, T. L.; Huang, C. Y.; Liu, H. C.; Barman, J.; Kar, I. (2023): *Citation: Design and Development of a Symbiotic Agrivoltaic System for the Coexistence of Sustainable Solar Electricity Generation and Agriculture*. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su15076011>
- LOI N° 2023-175 Du 10 Mars 2023, *Relative à l'accélération de La Production d'énergies Renouvelables* (2023): Disponible en: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORF-TEXT000047294244/>
- López-Díaz, G.; Carreño-Ortega, A.; Fatnassi, H.; Poncet, C.; Díaz-Pérez, M. (2020): «The Effect of Different Levels of Shading in a Photovoltaic Greenhouse with a North–South Orientation»; en *Applied Sciences 2020*, Vol. 10, Page 882, 10(3), 882. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/AP10030882>
- MetalFrame Renovables (n.d.): Disponible en: <https://www.mfrenovables.com/es/>
- Nardin, G.; Domínguez, C.; Aguilar, Á. F.; Anglade, L.; Duchemin, M.; Schuppisser, D.; Gerlich, F.; Ackermann, M.; Coulot, L.; Cuénod, B.; Petri, D.; Niquille, X.; Badel, N.; Lachowicz, A.; Despeisse, M.; Levrat, J.; Ballif, C.; Askins, S.; Núñez, R.; Antón, I. (2021): «Industrialization of hybrid Si/III–V and translucent planar micro-tracking modules»; en *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(7), 819–834. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/PIP.3387>

- National Renewable Energy Laboratory (2023): *System Advisor Model (SAM)*. Disponible en: <https://sam.nrel.gov/>
- Next2Sun (2025): *Testimonials Agri-PV Plants*. Disponible en: <https://next2sun.com/en/testimonials/agripv-systems/>
- Ombrea (2024): *L'excellence de l'agrivoltaïsme au service des cultures*. Disponible en: <https://www.ombrea.fr/>
- Onyx Solar (2025): *Soluciones de Fotovoltaica Integrada en Edificios*. Disponible en: <https://onyxsolar.es/>
- Orden TED/765/2024, de 22 de Julio, Por La Que Se Establecen Las Bases Regulatoras Para La Concesión de Ayudas a La Inversión En Proyectos Innovadores de Energías Renovables y Almacenamiento, Así Como a La Implantación de Sistemas Térmicos Renovables (Pro, Boletín Oficial del Estado 26798 (2015).
- Oscar Aceves, CTO & CEO (2025): Vitolsohc, ICFO. Disponible en: <https://www.icfo.eu/innovation/spin-offs/meet-spin-offs/vitsolc/>
- Pascaris, A. S.; Schelly, C.; Burnham, L.; Pearce, J. M. (2021): «Integrating solar energy with agriculture: Industry perspectives on the market, community, and socio-political dimensions of agrivoltaics»; en *Energy Research & Social Science*, 75, 102023. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102023>
- REGACE Project - Using Co<sub>2</sub> for Green Energy (2023): Disponible en: <https://regaceproject.com/>
- Scharf, J.; Grieb, M.; Fritz, M. (2021): *Agri-Photovoltaik Stand und offene Fragen*. Disponible en: [https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz\\_bericht\\_73\\_agri-pv.pdf](https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf)
- SMART CLIMATE AGRI-PV - INDEREN. (n.d.): Retrieved March 30, 2023. Disponible en: <https://inderen.es/es/smart-climate-agri-pv-inteligencia-artificial-teledeteccion-drones-soluciones-agrovoltaicas/>
- SOLASOL (n.d.): *Estructuras Agrivoltaicas*. Disponible en: <https://solasolenergy.com/agrovoltaica/>
- Soliculture. (n.d.): *Lumo greenhouse improve your power, produce & profits*. Disponible en: <http://www.soliculture.com/>
- Sun'Agri. (n.d.): *Sun'Agri Project*. Retrieved March 22, 2023. Disponible en: <https://sunagri.fr/>
- Sunfer (n.d.): *Agrovoltaica*. Disponible en: <https://sunferenergy.com/agrovoltaica/>
- SunSupport. (n.d.): *No Title*.
- The Future of Photovoltaics - TubeSolar AG (2023): Retrieved March 30, 2023. Disponible en: <https://tubesolar.de/en/the-future-of-photovoltaics/>

- Tramat S.L. (2022): *Cimentación atornillada*. Disponible en: <https://tramat.net/cimentacion-atornillada/>
- Trommsdorff, M.; Dhal, I. S.; Özdemir, Ö. E.; Ketzer, D.; Weinberger, N.; Rösch, C. (2022): «Agrivoltaics: Solar power generation and food production»; en *Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems*. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-89866-9.00012-2>
- Trommsdorff, M.; Kang, J.; Reise, C.; Schindele, S.; Bopp, G.; Ehmann, A.; Weselek, A.; Högy, P.; Obergfell, T. (2021): «Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany»; en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 140. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110694>
- TubeSolar AG (2025): *The Future of Photovoltaics*. Disponible en: <https://tubesolar.de/en/the-future-of-photovoltaics/>
- WSP (2025): *Paneles fotovoltaicos en invernaderos «el coronil»*. Disponible en: <https://www.wsp.com/es-es/proyectos/el-coronil-solar-agro-energy-greenhouses>



# Posibles diseños de mercado eléctrico a futuro y consecuencias para los consumidores

**Paolo Mastropietro**

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,  
Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

Como cualquier mercado, el mercado eléctrico es un mecanismo de coordinación que permite un intercambio eficiente de electricidad entre compradores y vendedores. El mercado eléctrico permite seleccionar aquellos recursos que pueden proporcionar el servicio al menor coste y suministrar a aquellos consumidores que asignen un valor más elevado a este servicio. Los mercados eléctricos son una «invención» relativamente reciente, ya que se introdujeron con la ola de liberalizaciones y privatizaciones que se extendió por todo el mundo en los años 80 y 90 del siglo pasado.

Sin embargo, el mercado eléctrico presenta muchas peculiaridades que lo distinguen de otros mercados. Es un mercado que tiene que garantizar que la oferta y la demanda coincidan en cada instante, con un equilibrio delicado entre inyecciones y retiros del sistema eléctrico. Esto requiere de la presencia de un operador técnico (en el caso español, Red Eléctrica) que asista al operador del mercado (OMIE en el caso español) para garantizar los intercambios. Es también un mercado para el comercio de un producto que no se puede almacenar en gran-

des cantidades de manera económica.<sup>1</sup> Por último, es un mercado en el que se intercambia un producto esencial para las sociedades modernas. La electricidad no sólo es un servicio considerado básico por la ciudadanía, sino que tiene un papel fundamental en la economía de todos los países industrializados. Por todas estas razones, el mercado eléctrico ha tenido históricamente una regulación y un control por parte de las instituciones públicas más estrictos que en otros mercados.

En este capítulo, describiremos todos los segmentos que componen los mercados eléctricos modernos y analizaremos cómo deberían evolucionar en el futuro para hacer frente a los desafíos del proceso de descarbonización (sección 2). Repetiremos el mismo ejercicio también para algunos mecanismos regulatorios que suelen complementar el mercado eléctrico para cumplir con objetivos como pueden ser la seguridad de suministro o la sostenibilidad del sector energético (sección 3). También se analizarán las repercusiones que la evolución del mercado eléctrico podría tener para los consumidores (sección 4). Toda esta información se resumirá en unas breves conclusiones (sección 5).

## 2. Los segmentos del mercado eléctrico

En esta sección se analizan los tres segmentos principales de los mercados eléctricos de corto plazo (mercado diario, mercado intradiario y mercado de balance), luego se describen los desafíos para su acoplamiento en el ámbito europeo y finalmente se estudian los mercados de largo plazo.

### 2.1. Mercado diario

El mercado diario es en el que se intercambia la electricidad para el día siguiente. Es el segmento del mercado eléctrico que presenta mayor liquidez y que actúa consecuentemente como referencia para otros segmentos. En algunos casos, esta liquidez depende del hecho de que la participación en el mercado diario es obligatoria. La generación y la demanda presentan ofertas de venta y de compra al operador del mercado para cada uno de los intervalos de liquidación del día siguiente (por ejemplo, para cada hora). Estas ofertas pueden ser simples ofertas de precio-cantidad o pueden incluir otros parámetros que faciliten la participación y la gestión del riesgo de ciertos recursos. Por ejemplo, una central de generación puede pedir que se acepte su oferta de precio-cantidad en cierta hora sólo si se supera un ingreso mínimo a lo largo del día.

La casación del mercado diario es marginalista. Se ordenan las ofertas de venta de menor a mayor y las ofertas de compra de mayor a menor, construyendo así una curva de venta y

<sup>1</sup> El desarrollo a gran escala de tecnologías de almacenamiento, como el bombeo y las baterías, permite el almacenamiento de electricidad, pero con costes significativos, que no se pueden comparar con los costes de almacenamiento de otras *commodities*.

otra de compra. El punto de intersección de las dos curvas define el precio marginal, que se aplica a toda la cantidad casada. La casación marginal tiene como principal ventaja el descubrimiento de precios. Si los agentes saben que el mercado se casa de manera marginal, tienen el incentivo a ofertar el valor real al que pueden producir o están dispuestos a consumir la electricidad, algo que no ocurriría si cada agente recibiera o pagara según el precio de su oferta. Si bien es verdad que, con una casación marginal, algunos recursos de generación reciben un precio más alto de sus costes variables, este ingreso adicional es necesario para cubrir sus costes de inversión.

La penetración masiva de recursos renovables intermitentes afecta la casación del mercado eléctrico. Estos recursos tienen costes variables muy bajos y pueden tener mecanismos de apoyo que los empujen a ofertar precios nulos o incluso negativos (ver sección 3.2). En la casación, esto se traduce en muchas más horas de precio cero, provocando la llamada canibalización de precios. Pero también se registran repuntes de precio en las horas en las que los recursos renovables no pueden producir por la ausencia de su fuente primaria de energía. Esta dinámica aumenta la volatilidad del precio de la electricidad, es decir, la diferencia entre los precios más bajos y más altos registrados en cierto horizonte de tiempo. Estas diferencias deberían ser aprovechadas, ahora y en el futuro, por el almacenamiento, que puede retirar electricidad durante las horas de precios bajos e inyectar durante las horas de precios altos. Se espera que estas diferencias de precio favorezcan también la activación de la demanda, que, gracias a los avances tecnológicos, debería desplazar su consumo de las horas de precios altos a las horas de precios bajos. Sin embargo, el despliegue masivo de estos recursos (almacenamiento y respuesta de la demanda) sigue requiriendo de mecanismos de apoyo, como se analiza en las secciones 3.3 y 3.4. Al mismo tiempo, el incremento de la volatilidad de los precios de la electricidad ha aumentado también el riesgo para los proyectos de generación tradicionales y, en algunos sistemas, ha afectado incluso la viabilidad financiera de proyectos existentes. Esta dinámica ha llevado a la introducción, en muchos países europeos, de los llamados mecanismos de capacidad (sección 3.1).

La casación marginal del mercado eléctrico ha sido criticada durante la crisis de precio que la Unión Europea sufrió en 2022. Algunos sectores reclamaron entonces un cambio hacia una casación según la oferta o una segmentación del mercado para que los recursos cuyos costes variables no se veían afectados por la situación geopolítica (como las renovables) no recibieran el precio marginal marcado por las centrales térmicas. La Reforma del Mercado Eléctrico publicada por la Comisión Europea en 2024 no ha implicado un cambio relevante en el mecanismo de casación, que sigue siendo marginal, aunque algunos países hayan introducido mecanismos temporales de contención del precio de la electricidad durante la crisis (como la excepción ibérica en España y Portugal).

Otra posible reforma que el mercado diario podría necesitar durante el proceso de descarbonización afecta a la llamada granularidad del precio. A nivel de granularidad temporal, los mercados diarios europeos fijan un precio para cada hora del día siguiente. Es posible que en el futuro haya que calcular el precio para intervalos de liquidación más cortos, ya que las energías renovables intermitentes o los recursos limitados en energía introducen más variabi-

lidad en la operación del sistema, con condiciones que pueden variar de manera significativa dentro de una hora. Por esta razón, es posible que el mercado diario pase a tener liquidaciones cuarto-horarias o incluso para intervalos de cinco minutos.

A nivel de granularidad espacial, la mayoría de los mercados diarios europeos fijan un precio único que se aplica a todo el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, el coste para producir o consumir electricidad no es el mismo en puntos diferentes de la red, debido a temas técnicos como las pérdidas de energía o la posible congestión de algunas líneas de transporte, que podrían impedir, por ejemplo, que la energía de algunos recursos baratos alcance los nudos donde hay más demanda. De hecho, no considerar estas congestiones de red al casar el mercado da lugar a la aceptación de ofertas que la red no puede soportar y esto obliga al operador del sistema a llevar a cabo un redespacho, con su coste asociado. Para evitar estos problemas y enviar señales más eficientes a los agentes (sobre todo señales para que los recursos de generación escojan su ubicación tratando de minimizar la necesidad de refuerzos en la red), algunos sistemas calculan precios zonales o incluso nodales. Es posible que en el futuro más sistemas deban implantar mecanismos de casación de este tipo en el mercado diario para optimizar los costes de expansión de la red.

## 2.2. Mercado intradiario

Este segmento de mercado permite modificar la posición comercial de cada agente en el horizonte intradiario, es decir, dentro de un día para el que ya el mercado diario ha asignado previamente las ofertas de compra y venta. Históricamente, los mercados intradiarios europeos han estado divididos entre dos modelos de funcionamiento, las subastas y el mercado continuo. Las subastas intradiarias se llevan a cabo en un momento específico del día y abarcan cierto tramo horario para el que se pueden presentar ofertas de compra y de venta. Como en el mercado diario, se construyen una curva de compra y otra de venta y se casa la subasta con el cálculo de un único precio marginal para cada hora. En cambio, en el mercado intradiario continuo, las ofertas de compra o de venta se van casando en cuanto aparezca una oferta compatible de signo contrario y cada transacción tiene su precio.

La penetración de los recursos renovables intermitentes ha hecho aumentar la importancia del horizonte intradiario para el sistema y el mercado eléctrico. Los recursos convencionales no suelen estar sujetos a grandes cambios de disponibilidad en el horizonte intradiario. Los recursos renovables, en cambio, están obligados a hacer previsiones sobre la disponibilidad de su fuente de energía primaria para poder operar en el mercado eléctrico y es en el horizonte intradiario cuando estas previsiones se vuelven más precisas y fidedignas. Así que el mercado intradiario, por un lado, permite a los agentes renovables ajustar su posición y reducir su desvío (es decir, la diferencia entre lo que venden en el mercado y lo que producen en realidad) y, por otro lado, proporciona a los recursos convencionales una plataforma donde vender su flexibilidad. En muchos sistemas europeos, esta dinámica ha llevado a un crecimiento de las transacciones intradiarias a medida que aumentaba la penetración renovable intermitente.

Los desafíos a los que tendrá que enfrentarse el diseño del mercado intradiario durante el proceso de descarbonización son parecidos a los que ya se han analizado para el mercado diario. También en este segmento será importante aumentar la granularidad temporal. Muchos países europeos ya han introducidos liquidaciones cuarto-horarias en el mercado intradiario, aunque sus mercados diarios sigan funcionando con liquidaciones horarias. Esto ha permitido a los recursos renovables ajustar mucho mejor su posición comercial a su producción real. Por ejemplo, una central fotovoltaica puede tener una inyección muy diferente dentro de una hora en las partes del día en las que la radiación solar aumenta o disminuye rápidamente. Esta variabilidad dentro de una hora no está sujeta a errores de predicción, pero necesita de productos de corta duración para que no se generen desvíos significativos.

### 2.3. Mercado de servicios complementarios y de balance

Los servicios complementarios (o SSCC) son servicios que el operador del sistema necesita para garantizar la seguridad del suministro en la red que gestiona. La estabilidad del sistema eléctrico requiere en todo momento un balance casi perfecto entre generación y demanda. No obstante, hay muchas variables que pueden alterar temporalmente este equilibrio después del cierre del mercado (diario e intradiario). Por esta razón, el operador del sistema compra estos servicios en mercados que gestiona directamente y los utiliza para reestablecer el balance. Los servicios complementarios se suelen dividir según el producto (control de frecuencia y control de tensión) y el lapso de tiempo entre la activación y la entrega del servicio (reservas primarias, secundarias y terciarias).

Para poder garantizar el balance entre generación y demanda, el operador del sistema reserva la capacidad necesaria para proveer estos servicios. Si, en el tiempo real, se registra un desbalance que puede amenazar la seguridad del suministro, el operador activa estas reservas. Este proceso da lugar a costes de reserva y de activación. Ambos tipos de costes tienen que ser cubiertos, en teoría, por los agentes que han causado el desbalance a través de los desvíos entre su posición comercial y su despacho. Esto ocurre en el llamado mercado de balance, que fija un precio del desvío según los servicios complementarios que se hayan tenido que despachar y lo aplica a los desvíos de los agentes.<sup>2</sup>

Al comienzo de la transición energética, se creía que la penetración renovable iba a aumentar de manera significativa la demanda de servicios complementarios, también debido a las exenciones que muchos países introdujeron sobre la responsabilidad de los desvíos para los recursos renovables intermitentes. Sin embargo, la paulatina eliminación de estas exenciones y las mejoras en el diseño del mercado intradiario han permitido evitar un incremento importante de los desvíos.

Las principales discusiones sobre cómo deberían evolucionar estos mercados de muy corto plazo durante el proceso de descarbonización se centran en el diseño del producto de los

<sup>2</sup> Las reglas para el cálculo del precio o de los precios del desvío y la definición de los elementos de costes del mercado de SSCC que tienen que ser incluidos en el precio del mercado de balance son complejas y exceden el alcance de este capítulo.

SSCC. El objetivo es eliminar cualquier barrera que pudiera impedir la participación de algunos recursos, como las renovables intermitentes, la respuesta de la demanda, con o sin agregación, o el almacenamiento. Estas barreras están normalmente relacionadas con los tamaños mínimos que se requieren para proveer ciertos servicios, con la compra conjunta de servicios diferentes (por ejemplo, reservas a subir y a bajar) o con la granularidad temporal del producto.

Más allá de la eliminación de estas barreras, muchos sistemas han introducidos productos innovadores en el mercado de servicios complementarios que permiten valorar las mayores capacidades de ciertos recursos. Por ejemplo, las baterías pueden modificar su despacho según las instrucciones del operador del sistema mucho más rápidamente que otros recursos. La creación de productos de respuesta rápida permite reconocer este valor añadido y fomenta la participación del almacenamiento en este segmento de mercado.

## 2.4. Acoplamiento de los mercados europeos

Más allá de los desafíos característicos de cada segmento de mercado, todos los segmentos comparten los retos que nacen de la necesaria integración de los mercados eléctricos europeos. Los mercados diarios europeos ya están acoplados a través del algoritmo EUPHEMIA. Los mercados intradiarios se han acoplado a través del proyecto XBID, centrado inicialmente en el mercado continuo, y en 2024 se han introducido las primeras subastas intradiarias paneuropeas. También los mercados de servicios complementarios están siendo acoplados, a través de proyectos piloto como PICASSO, MARI o TERRE.

El proceso de integración permite utilizar de manera mucho más eficiente las interconexiones existentes entre diferentes países europeos y conlleva muchas ventajas, a nivel económico y de fiabilidad. Sin embargo, también genera desafíos computacionales, ya que la casación conjunta de todo el mercado eléctrico europeo se traduce en un problema de optimización muy complejo de resolver. Esto puede dificultar por ejemplo el aumento de la granularidad temporal en algunos segmentos, con la introducción de intervalos de liquidación más cortos. Sin embargo, se espera que los avances informáticos permitan eliminar gradualmente algunas de estas limitaciones computacionales.

## 2.5. Mercados a plazo

Los mercados a plazo permiten a los agentes fijar un precio anticipado para la compraventa de energía, protegiéndose de la volatilidad de los mercados de corto plazo (diario, intradiario y balance). Los contratos de largo plazo pueden ser negociados de manera bilateral entre agentes o firmarse a través de plataformas centralizadas que juntan demanda y oferta de diferentes productos y para diferentes horizontes temporales. A nivel teórico, los mercados a plazo son un elemento fundamental del mercado eléctrico, ya que permiten una adecuada gestión del riesgo en un sector económico caracterizado por grandes incertidumbres. Un contrato de largo plazo

estabiliza el precio y el flujo de caja esperado de los proyectos de generación, que podrían no ser financieramente viables si tuvieran que basarse sólo en la señal volátil de los mercados de corto plazo. Esto ha llevado, en los últimos años, a un auge de los llamados *Power Purchase Agreements*, o PPA, utilizados sobre todo para el desarrollo de nuevos proyectos renovables.

No obstante, los mercados a plazo siguen teniendo una liquidez insuficiente. Incluso en los mercados europeos que presentan una buena liquidez en términos de volumen, se observa que esa liquidez está totalmente centrada en contratos con una duración inferior a tres años, mientras que resulta casi imposible firmar contratos superiores a este plazo. Esta falta de liquidez se debe principalmente a una falta de demanda por estos productos. Los consumidores eléctricos también necesitarían gestionar su riesgo, a nivel tanto de falta de suministro como de precios muy elevados y sostenidos en el tiempo. Sin embargo, existe la percepción de que estos riesgos ya están cubiertos por el regulador o el gobierno, quien intervendrá en caso de registrarse estas condiciones. Esta percepción se ha visto reforzada, por ejemplo, en la crisis de precio de 2022, cuando la mayoría de los países europeos introdujeron algún mecanismo de control de precio.

La falta de liquidez en los mercados a plazo se volverá cada vez más problemática a medida que aumente la volatilidad de los mercados de corto plazo por la penetración de recursos renovables intermitentes, privando a los agentes de instrumentos de gestión de riesgo cada vez más necesarios. Por esta razón, la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024 ha pedido a los países europeos medidas concretas para aumentar la liquidez de los mercados a plazo. Las principales medidas que se están barajando en este momento pasan por mecanismos de cobertura financiera para las garantías que hay que aportar para poder participar en el mercado a plazo o la agregación de demanda para permitir que también los consumidores más pequeños puedan tener acceso a este segmento de mercado.

### 3. Los mecanismos regulatorios

Debido al rol central del sector eléctrico para la sociedad y la economía, el mercado eléctrico, entendido como el entorno en el que la oferta y la demanda se encuentran para intercambiar electricidad libremente, suele estar respaldado por algunos mecanismos regulatorios, que introducen unas transacciones reguladas más allá del mercado. En esta sección, se analizan primero los mecanismos de capacidad, con los que el regulador busca garantizar la seguridad de suministro, y luego algunos mecanismos de apoyo para tecnologías específicas (renovables, almacenamiento y flexibilidad no fósil).

#### 3.1. Mecanismos de capacidad

Según la teoría económica, el mercado eléctrico permite tanto una operación eficiente del sistema como su expansión óptima para suministrar la demanda esperada. Esto presupone, entre otras hipótesis, la presencia de un mercado de corto plazo que valore la energía

eléctrica de manera eficiente y un mercado de largo plazo que permita a los agentes una adecuada gestión del riesgo. Sin embargo, como se ha visto en la sección anterior, el mercado de corto plazo está sujeto a límites de precio que pueden distorsionar su operación y el mercado de largo plazo no muestra la liquidez deseable por falta de demanda. Desde las primeras liberalizaciones del sector eléctrico (en Chile, 1982), se ha ido observando que un mercado de sólo energía (*energy-only market*, en inglés), sin el respaldo de ningún tipo de mecanismo regulatorio, lleva el sistema a unos niveles de falta de suministro que no se suelen considerar aceptables por parte del regulador.

Para paliar este problema, se suelen introducir los llamados mecanismos de capacidad (o CRM, *Capacity Remuneration Mechanisms*, por sus siglas en inglés). Con estos instrumentos, el regulador crea un mercado de fiabilidad, en el que se comercia la capacidad de los recursos de suministrar electricidad durante las condiciones de escasez que se esperan en el sistema. La mayoría de los mecanismos de capacidad europeos están basados en una subasta centralizada a través de la cual el operador del sistema compra capacidad firme para cubrir toda la demanda del sistema. La capacidad firme no coincide con la capacidad instalada de cada recurso, sino que representa la capacidad de ese recurso que se espera que esté disponible durante las condiciones de escasez. La capacidad firme se define a través de unas ratios de firmeza (%) calculadas por el operador antes de la celebración de cada subasta. De esta manera, el mecanismo de capacidad complementa la remuneración del mercado de energía, mejorando la viabilidad económica de los proyectos de generación, y fija parte de los ingresos con un contrato de largo plazo, reduciendo así el riesgo percibido por los agentes.

El proceso de descarbonización ha aumentado la necesidad de introducir un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico. Muchos países europeos que no contaban con estos instrumentos regulatorios los han introducido cuando la penetración renovable en sus sistemas ha alcanzado cuotas significativas, con el objetivo de garantizar capacidad de respaldo para los recursos renovables y asegurar la seguridad del suministro eléctrico. Sin embargo, el mismo proceso de descarbonización está afectando también el diseño de estos mecanismos. Hoy en día, resulta más complejo prever qué tipo de condiciones de escasez sufrirá un sistema eléctrico en el futuro y esto se traslada al cálculo de las ratios de firmeza y de la capacidad firme.

Por ejemplo, un sistema puede tener una punta de demanda muy relacionada con la carga de los equipos de aire acondicionado en verano, cuando será más probable que el sistema sufra un evento de escasez. Unos paneles fotovoltaicos pueden sin duda ayudar el sistema a cubrir estas puntas, debido a la correlación existente entre su producción y los eventos meteorológicos que empujan la demanda de aire acondicionado. No obstante, cuando la capacidad fotovoltaica alcance cuotas elevadas, la cobertura de esas puntas de demanda estará casi garantizada y el sistema tendrá más probabilidad de sufrir eventos de escasez en horas más tardías, cuando ya no hay producción fotovoltaica. Esto siempre y cuando no se alcance una capacidad de almacenamiento en el sistema que permita almacenar parte de la producción fotovoltaica y utilizarla posteriormente. Todas estas correlaciones entre la disponibilidad de tecnologías diferentes tienen un evidente impacto en la capacidad firme que se les reconoce

a los recursos. Uno de los desafíos para el diseño de los mecanismos de capacidad es sin duda mejorar las metodologías para el cálculo del suministro firme.

Otro desafío viene de los eventos meteorológicos extremos. Algunas crisis de suministro recientes (como la que ha vivido Texas en febrero de 2021) han demostrado cómo las mayores amenazas para la seguridad de suministro vienen de estos eventos extremos, cuya magnitud y frecuencia están aumentando debido al cambio climático. Si antes los estudios de fiabilidad podían catalogar estos eventos como casos atípicos que no podían ni debían cubrirse con un mecanismo de capacidad, la nueva realidad impone reformar los análisis de cobertura y el diseño de los mecanismos para abarcar estos eventos y proteger a la demanda eléctrica frente a los mismos.

Finalmente, los mecanismos de capacidad tendrán que evolucionar también para involucrar a la demanda. Los consumidores pueden participar en un mecanismo de capacidad ofreciéndose a reducir su demanda durante las condiciones de escasez. Alternativamente, pueden definir qué cuota de su demanda quieren que esté cubierta por el mecanismo de capacidad (y sujeta al pago de los cargos resultantes). En ambos casos, esto permite evitar la instalación de sobrecapacidad para hacer frente a eventos poco probables y así reducir el impacto económico de los mecanismos de capacidad. De momento, la participación de la demanda en estos mecanismos es muy reducida, aparte de algunos casos aislados (como el sistema de PJM en Estados Unidos o el CRM francés). Los reguladores tendrán que eliminar las barreras a esta participación y fomentar un rol más activo de los consumidores también en este ámbito.

### 3.2. Apoyo a las energías renovables

Los recursos para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables son una herramienta fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización y mitigar el impacto del cambio climático. Dos tecnologías se han impuesto en este ámbito: la eólica, terrestre y marina, y la solar, principalmente fotovoltaica, pero también con la posibilidad de ulteriores desarrollos de la termosolar. En las primeras décadas de su aparición, estas tecnologías presentaban costes más elevados que otras tecnologías de producción eléctrica. Muchos gobiernos, sobre todo en la Unión Europea, introdujeron mecanismos de apoyo para las energías renovables, con el objetivo de fomentar su despliegue y cumplir con los objetivos de reducción de las emisiones, considerando también que este despliegue inicial habría llevado a una reducción futura de los costes. Esta reducción se produjo efectivamente y las tecnologías eólica y solar son hoy en día casi competitivas con las tecnologías convencionales. De hecho, durante la crisis de precio de 2022, las renovables intermitentes se presentaron como recursos baratos que permitirían reducir las facturas eléctricas, en comparación con la generación térmica que estaba registrando precios muy elevados de los combustibles.

Sin embargo, hay que subrayar que muchos expertos estiman que será necesario seguir apoyando a las energías renovables por lo menos hasta 2035. Aunque los costes de las tecnologías se hayan abaratado, las mejores ubicaciones se han ido explotando en las últimas décadas

y, en el futuro, habrá que seguir instalando en sitios con menor disponibilidad de la fuente primaria de energía, aumentando los costes. Además, su competitividad depende también de la evolución de muy largo plazo de los precios de los combustibles fósiles. Por último, también los recursos renovables están sujetos a muchas fuentes de incertidumbre (por ejemplo, a la ya mencionada canibalización de precios que se produce cuando su cuota de mercado aumenta de manera significativa) y necesitan mecanismos que les permitan estabilizar los ingresos y gestionar su riesgo. Esta renovada necesidad de apoyo se tendrá que aplicar además a nuevas inversiones ingentes, ya que los recursos renovables están llamados a suministrar las nuevas demandas eléctricas: climatización (incluyendo calefacción por aerotermia) y movilidad en el futuro próximo, pero también producción de hidrógeno verde, vector energético que algunos analistas consideran indispensable para descarbonizar indirectamente algunos usos finales que la electricidad no puede alcanzar.

Los mecanismos de apoyo a las energías renovables han tenido siempre que cumplir con objetivos divergentes. Si, por un lado, tienen que atraer inversiones en estas tecnologías, reduciendo el riesgo para los desarrolladores, por otro lado tienen que evitar que este apoyo distorsione la operación del mercado eléctrico. Los recursos renovables deberían de seguir expuestos a las señales del mercado, a través de los precios de sus diferentes segmentos, para que su operación e instalación sea eficiente y maximice el valor que estos recursos pueden aportar al sistema. Aunque los recursos eólicos y fotovoltaicos sean no despachables, es decir, que dependen de la disponibilidad de su fuente de energía primaria, los precios del mercado deberían guiar las decisiones sobre sus mantenimientos programados, su ubicación o incluso parámetros técnicos de su instalación.<sup>3</sup>

La mayoría de los mecanismos de apoyo utilizados hasta ahora no han logrado evitar del todo estas distorsiones. Por ejemplo, si el esquema de apoyo le garantiza un precio fijo a un recurso renovable, este recurso tendrá un incentivo a ofertar su producción en el mercado eléctrico a cualquier precio que le permita resultar casado y acceder así al precio fijo. Esto ha llevado al aumento de horas con precios negativos en muchos mercados eléctricos europeos, un resultado que puede distorsionar incluso la operación de los recursos convencionales.

Los llamados contratos por diferencia (o CfD, *Contracts for Difference*, por sus siglas en inglés, el esquema de apoyo ahora considerado estándar por las instituciones europeas), no están exentos de estos inconvenientes. Un CfD le reconoce al recurso renovable una prima variable que depende del precio del mercado. Si el precio del mercado está por debajo de un precio *strike* (normalmente fijado por el recurso), el recurso recibe la diferencia. Si el precio del mercado sube por encima del precio *strike*, el recurso tiene que devolver la diferencia a la entidad que gestiona el mecanismo de apoyo. También en este caso, el recurso tiene una exposición mínima al precio del mercado. Las alternativas a este diseño básico que se están barajando e implantando para aumentar esta exposición y/o reducir las posibles distorsiones en el mercado son: i) no liquidar el CfD cuando el precio del mercado es negativo, ii) aumentar

---

<sup>3</sup> Por ejemplo, los paneles fotovoltaicos podrían instalarse con una inclinación que permita aumentar la producción en las últimas horas de la tarde, si los precios del mercado señalaran que esta solución es mejor que una inclinación que maximice simplemente la producción a lo largo del día.

el intervalo de liquidación de los CfD (por ejemplo, liquidarlos según el precio medio anual y no el precio horario), iii) utilizar contratos financieros con un perfil de producción predeterminado, para que el apoyo no dependa de la producción real del recurso, iv) volver a mecanismos de apoyo basados en la capacidad instalada, pero con umbrales de producción para recibir la remuneración anual.

De momento, no existe un diseño óptimo para los mecanismos de apoyo a las energías renovables y es probable que también en el futuro los reguladores tendrán que buscar un equilibrio entre los distintos objetivos regulatorios, reduciendo lo más posible el riesgo de precio y de volumen al que están sujetos los recursos renovables, pero manteniendo en parte su exposición a los precios del mercado.

### 3.3. Apoyo al almacenamiento

Como ya se ha mencionado, la integración de las energías renovables intermitentes requiere grandes cantidades de recursos flexibles. El principal candidato para aportar flexibilidad a medio plazo es el almacenamiento de electricidad, principalmente mediante sus dos tecnologías más maduras, las centrales hidroeléctricas de bombeo y las baterías electroquímicas. Esto se refleja en las necesidades de almacenamiento identificadas por diversas instituciones en todo el mundo.

En la actualidad, hay algunos sistemas eléctricos que están registrando un rápido despliegue de almacenamiento «*merchant*», es decir, recursos de almacenamiento que entran en el sector sin ningún tipo de apoyo y compitiendo con las otras tecnologías. Estas nuevas inversiones han sido motivadas sobre todo por la introducción, en algunos sistemas, de servicios innovadores en el mercado de servicios complementarios y por la participación en mecanismos de capacidad que reconocen una capacidad firme elevada al almacenamiento. Sin embargo, las inversiones «*merchant*» están sujetas a saturación, ya que el almacenamiento puede cubrir rápidamente la demanda del nuevo servicio o puede modificar las condiciones de escasez que se esperan en el sistema.

Por esta razón, muchos sistemas eléctricos han introducido mecanismos de apoyo específicos para almacenamiento. Estos esquemas pueden estar abiertos a todas las tecnologías de almacenamiento o centrarse en una específica, y suelen adquirir capacidad de almacenamiento (MW) pero con umbrales o valores predefinidos para la duración, un parámetro clave para esta tecnología. El apoyo puede proporcionarse en forma de subvención, que cubre parte de los costes de inversión, o como contratos para la gestión del riesgo, como por ejemplo un CfD sobre los ingresos de mercado del recurso de almacenamiento (liquidado a partir de unos ingresos de referencia definidos por el recurso).

La experiencia con este tipo de mecanismos es todavía limitada. En los próximos años, los reguladores que quieran apoyar el despliegue del almacenamiento en sus sistemas tendrán que escoger entre dos enfoques antitéticos:

- Un enfoque más regulado, con algún tipo de acuerdo económico para la instalación y el mantenimiento del recurso de almacenamiento, en virtud del cual el promotor del proyecto recibe una remuneración muy estable, pero tiene un control muy limitado o nulo sobre la operación del activo.
- Un enfoque más competitivo, basado en algún tipo de instrumento de gestión de riesgo que establezca parcialmente los ingresos del promotor del proyecto, quien conserva el control total sobre el despacho del activo y tiene derecho a seguir una estrategia de maximización de sus beneficios en el mercado.

Los mecanismos introducidos en Europa en los últimos años han estado más orientados a un enfoque competitivo. Sin embargo, la introducción reciente de mecanismos más regulados, como el italiano (en el que el portafolio de almacenamiento que recibe el apoyo será utilizado por el operador del sistema para ofrecer productos de *time-shifting* a los recursos renovables), indica que la discusión no está todavía resuelta.

### 3.4. Apoyo a la flexibilidad no fósil

Una de las mayores novedades introducidas por la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024 ha sido la discusión sobre la flexibilidad no fósil. Según la nueva regulación, los países europeos tendrán que llevar a cabo análisis nacionales para identificar las necesidades de flexibilidad no fósil, definir objetivos indicativos para el desarrollo de estas tecnologías (básicamente almacenamiento y respuesta de la demanda) y, si necesario, introducir mecanismos de apoyo que permitan alcanzar estos objetivos. Este apoyo, según la regulación, se podría canalizar a través de los mecanismos de capacidad o a través de mecanismos de apoyo específicos.

Sin embargo, no está claro en este momento cómo esta nueva regulación será aplicada por los estados. A nivel teórico, la flexibilidad es una dimensión de la seguridad de suministro y ya está cubierta por los estudios de fiabilidad y los mecanismos de capacidad. En los últimos años, los CRM europeos han atraído recursos, como los ciclos combinados o el almacenamiento, que pueden proporcionar flexibilidad al sistema. La regulación no aclara cómo gestionar la interacción entre los mecanismos de capacidad y el apoyo a la flexibilidad no fósil. Se podría introducir un CRM con un producto de firmeza y uno de fiabilidad, pero no está claro cómo definir la demanda de cada producto y cómo gestionar su solape. Alternativamente se podría mantener un solo producto en el mecanismo de capacidad, pero con cuotas para almacenamiento y respuesta de la demanda. El riesgo, en este caso, sería no cumplir con el objetivo original del CRM, que es garantizar la seguridad de suministro.

Otro desafío para los sistemas eléctricos europeos será entender cómo integrar este apoyo a la flexibilidad no fósil en el diseño del mercado eléctrico y de los mecanismos regulatorios existentes. Sin embargo, la propuesta del legislador europeo evidencia sobre todo la voluntad de fomentar el desarrollo de soluciones tecnológicas, sobre todo a nivel de respuesta de la demanda, que siguen siendo minoritarias en el sector eléctrico.

## 4. Implicaciones para los consumidores

Todos estos cambios en el mercado eléctrico y en los mecanismos regulatorios que respaldan su operación tendrán un impacto en los consumidores. En primer lugar, el aumento significativo en la penetración de las energías renovables podría provocar un aumento de la volatilidad de corto plazo del precio del mercado eléctrico, un incremento que será sólo parcialmente absorbido por el despliegue del almacenamiento eléctrico.<sup>4</sup> Además, es posible que la conexión masiva de las nuevas demandas eléctricas (calefacción, movilidad o electrolizadores para la producción de hidrógeno) produzca unos desbalances transitorios en el equilibrio entre oferta y demanda que, aunque sean de leve entidad, pueden generar una volatilidad de largo plazo del precio de la electricidad (manifestándose, por ejemplo, en diferencias de precio de un año para otro). La volatilidad de largo plazo también puede verse afectada por el aumento del precio de los combustibles fósiles (principalmente el gas natural) utilizados en las centrales que fijan el precio en el mercado eléctrico, como se ha visto en la crisis de precio de 2022.

Para protegerse de este aumento de la volatilidad tanto de corto como de largo plazo del precio de la electricidad, los consumidores tendrán que recurrir a los mercados a plazo, firmando contratos que fijen el precio durante cierto horizonte de tiempo o que reduzcan la volatilidad mediante mecanismos de indexación más complejos. Independientemente de la fórmula escogida, la contratación a plazo permite desacoplar la factura del precio de los mercados de corto plazo y su uso debería aumentar en los próximos años. Esto es especialmente importante para aquellos consumidores que necesiten conocer de antemano los costes del suministro eléctrico para su actividad industrial o comercial. La protección frente a la volatilidad del precio de la electricidad también puede ser muy relevante para consumidores domésticos, más o menos vulnerables, que no puedan hacer frente a un aumento repentino y muy pronunciado de sus gastos eléctricos. Esto ha llevado, por ejemplo, a la reforma del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en España. A raíz de la crisis de precio, la fórmula para el cálculo del PVPC ha sido modificada a partir de 2024 para considerar un nivel eficiente de cobertura a través de contratos de largo plazo.

En segundo lugar, el aumento del peso de los mecanismos regulatorios (mecanismos de capacidad y mecanismos de apoyo a diferentes tecnologías) producirá nuevos costes, que podrían ser compensados sólo en parte por una reducción de los precios en el mercado. El coste neto de estos mecanismos tendrá que ser cubierto con cargos específicos que pueden aumentar las facturas eléctricas. A cambio, los consumidores deberían tener un sistema más fiable y sostenible desde el punto de vista medioambiental. Además, algunos de estos mecanismos, como los contratos por diferencia o algunos tipos de mecanismos de capacidad, también consideran la posibilidad de que los recursos que reciben el apoyo devuelvan a los consumidores parte de sus ingresos de mercado en algunas condiciones específicas. Esta

---

<sup>4</sup> Parte del modelo de negocio del almacenamiento se basa en el arbitraje de precio, es decir, retirar electricidad en las horas de precios bajos y volver a inyectarla en el sistema en las horas de precios altos. A nivel económico, los recursos de almacenamiento necesitan que exista este diferencial de precios y que se mantenga suficientemente amplio para generar ingresos.

posibilidad también proporciona a la demanda una cobertura parcial frente a ciertos escenarios de precios muy elevados en el mercado eléctrico, pudiendo llegar a reducir las facturas en estas circunstancias.

Otro desarrollo importante para los consumidores es la posibilidad de proporcionar servicios al sistema (o a los operadores de las redes de distribución) a través de la respuesta de la demanda (véase el artículo de Robinson en este número). La demanda puede aprovechar este potencial o respondiendo a las señales económicas que envían tanto el mercado eléctrico como los mecanismos regulatorios, cuya sofisticación irá en aumento, o participando en mecanismos específicos promovidos por el regulador. Si bien el coste total del suministro puede aumentar en los próximos años, aquellos agentes que sepan responder a esas señales económicas y modificar su consumo de manera consecuente podrían conseguir ahorros importantes (por ejemplo, vendiendo servicios de flexibilidad no fósil o reduciendo su consumo durante las condiciones de escasez en el sistema). La capacidad que tiene un consumidor de vender servicios al sistema depende de su perfil de consumo y de su flexibilidad, pero puede ser mejorada invirtiendo en recursos distribuidos, de generación o almacenamiento. La instalación de estos recursos puede verse también como una estrategia complementaria a la contratación a plazo para protegerse frente a la volatilidad de los precios.

Sin embargo, la exposición de los consumidores a las señales económicas del mercado y la posibilidad de reaccionar frente a ellas dependerá de cómo evolucione el mercado de comercialización y de los modelos de negocio que se impondrán para aprovechar el potencial de la respuesta de la demanda. A nivel regulatorio, será importante seguir el desarrollo de la figura del agregador independiente y la implantación de mecanismos específicos para fomentar la activación de la demanda. A nivel tecnológico, será esencial contar con nuevas tecnologías que permitan una automatización completa de la respuesta de la demanda.

## 5. Conclusiones

En este capítulo hemos descrito de manera divulgativa los segmentos del mercado eléctrico y los mecanismos regulatorios que respaldan su operación, hemos analizado cómo cada uno de estos se está viendo afectado por la penetración masiva de los recursos renovables y hemos identificado los desafíos a los que tendrán que enfrentarse en el futuro para terminar el proceso de descarbonización que ya está en marcha.

En el mercado diario, a pesar de las críticas recibidas durante la crisis de precio de 2022, no parece que vaya a haber cambios en el planteamiento marginalista (es decir, que el precio sea único para toda la generación y la demanda casadas en cada intervalo de liquidación). Donde sí se esperan cambios es en la granularidad temporal (moviéndose hacia intervalos de liquidación inferiores a la hora) y espacial (definiendo precios diferentes dentro de la red según las restricciones que se produzcan) con la que se calcula el precio del mercado. El mercado intradiario verá aumentar su importancia durante el proceso de descarbonización, aunque los desafíos a los que tendrá que enfrentarse son parecidos a los del mercado diario, sobre todo a nivel de

granularidad temporal. En el mercado de servicios complementario, se tendrán que eliminar las barreras existentes a la participación de ciertos recursos y/o fomentar su participación a través de productos innovadores que valoricen la respuesta rápida. Todos estos segmentos de mercado tienen como reto también el proceso de integración del mercado europeo, un acoplamiento que ha ido avanzando en los últimos años a través de pilotos regionales.

En los mercados a plazo, el desafío principal es aumentar la liquidez de estos mercados para que los agentes puedan cubrirse de manera eficiente frente al riesgo. Entre las propuestas avanzadas en la Reforma del Mercado Eléctrico publicada por la Comisión Europea en 2024 están unos mecanismos de cobertura financiera para las garantías que hay que aportar para poder participar en el mercado a plazo o la agregación de demanda para permitir el acceso a este segmento también a los consumidores más pequeños.

Por lo que concierne a los mecanismos de capacidad, que están llamados a garantizar la seguridad de suministro durante el proceso de descarbonización, hemos identificado como principales criticidades i) la necesidad de reformar las metodologías de cálculo de la capacidad firme de cada recurso, para que refleje la contribución que se espera de ese recurso durante las condiciones de escasez, ii) la internalización de los eventos meteorológicos extremos en los estudios de fiabilidad que informan el diseño del CRM, iii) fomentar la participación de la demanda.

Los mecanismos de apoyo a las energías renovables seguirán siendo necesarios, por lo menos en la próxima década, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización. El desafío para estos mecanismos seguirá siendo la búsqueda de un equilibrio entre reducir el riesgo para los agentes, estabilizando sus ingresos, y al mismo tiempo mantener su exposición parcial a las señales del mercado, para maximizar el valor que las renovables pueden aportar al sistema y evitar distorsiones como el aumento de horas con precios negativos.

Hemos visto que también otras tecnologías podrían necesitar un apoyo directo en las próximas décadas. En la Unión Europea, por ejemplo, se ha registrado un incremento de los mecanismos de apoyo al almacenamiento, una tecnología fundamental para proveer flexibilidad al sistema. En el futuro, los reguladores tendrán que escoger entre un enfoque más competitivo o más regulado en el diseño de estos mecanismos. Esta decisión afecta sobre todo el control sobre la operación de los recursos de almacenamiento. En un ámbito parecido se podrían mover los mecanismos de apoyo a la flexibilidad no fósil, propuestos por la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024, aunque de momento no queda claro cómo se gestionará la interacción entre estos instrumentos regulatorios y los mecanismos de capacidad.

Estos cambios en el diseño del mercado eléctrico y en los mecanismos regulatorios tendrán un impacto para los consumidores. Por un lado, es probable que la consecución de un sistema eléctrico más fiable y más sostenible lleve a un aumento del coste total del suministro (aunque algunos mecanismos también puedan proporcionar una cobertura financiera para la demanda). Por otro lado, aumentará la sofisticación de las señales económicas que envían todos estos mecanismos y segmentos de mercado y aquellas demandas que serán capaces de responder a estas señales, adaptando su consumo a las necesidades del sistema, podrían obtener ahorros importantes.



# Autoconsumo y comunidades energéticas

**Manuel Pérez Bravo y Tomás Gómez San Román**

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,  
Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

Con el objetivo de responder a los desafíos planteados por el cambio climático, el Pacto Verde Europeo (Consejo de la Unión Europea, 2024c), a través de los múltiples paquetes de medidas que se han ido sucediendo desde su elaboración en 2019, ha diseñado numerosas políticas e instrumentos para mitigar y adaptarse a sus efectos. El paquete *Fit For 55* (Consejo de la Unión Europea, 2024b, p. 55) define el objetivo de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del 55 % en 2030 respecto a los niveles de 1990, y la neutralidad climática en 2050.

Entre los diferentes sectores que contribuyen a las emisiones de GEI, el sector energético<sup>1</sup>, en Europa, es el responsable de más del 75 % de las mismas, por lo que este sector es central en las políticas de transición hacia la neutralidad climática. Para reducir las emisiones derivadas de este sector, se puede reducir el consumo mediante el aumento de la eficiencia energética en los usos finales, y aumentar el porcentaje de energía renovable en el total de

<sup>1</sup> Las emisiones del sector energético comprenden todas aquellas emisiones derivadas de la combustión para la transformación energética, es decir, incluye: las industrias energéticas (producción eléctrica, refinería y producción de combustibles sólidos), la industria manufacturera, el transporte, y otros sectores como el residencial, comercial, o la agricultura.

la energía consumida. Con este objetivo, la Unión Europea ha establecido en la Directiva de Energía Renovable (RED III) (Parlamento y Consejo Europeos, 2024), y como resultado del Plan RepowerEU (European Commission, 2022), un objetivo de aumentar el porcentaje de energía renovable (en todos los sectores) hasta al menos el 42,5 % del consumo final bruto de energía.

En Europa, las industrias energéticas contribuyen al 24 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), mientras que en España representan el 22 %, aunque el transporte doméstico es el principal emisor desde 2015 gracias a la alta penetración de energías renovables, que alcanzó un 52 % del mix eléctrico en 2023. España, junto con países como Dinamarca y Portugal, supera la media europea en generación renovable, mientras que naciones como Polonia y Bélgica mantienen a las industrias energéticas como mayores emisores. Para cumplir con los objetivos de descarbonización, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fija metas ambiciosas, como electrificar el 35 % del consumo energético final y alcanzar un 81 % de renovables en el mix eléctrico para 2030, destacando la electrificación como clave en sectores como transporte, industria y residencial, donde la eficiencia y el despliegue de tecnologías como las bombas de calor pueden reducir el consumo energético total y aumentar la sostenibilidad.

Sin embargo, para alcanzar niveles de penetración de renovables tan altos como este, es necesario cambiar no únicamente la forma en la que se genera la energía eléctrica, sino también la forma en la que se consume. Las fuentes de energía eléctrica renovable son variables durante el día y a lo largo de las estaciones, por lo que la introducción de flexibilidad en el sistema, tanto en el lado de la demanda como en instalaciones de almacenamiento de energía para equilibrar la generación y el consumo, es el primer paso para poder seguir expandiendo de forma segura la capacidad de generación.

Puesto que los costes de inversión en activos de generación renovable han ido decreciendo exponencialmente en los últimos años (IRENA, 2024), y su disponibilidad en tamaños reducidos también resulta competitiva, especialmente la solar fotovoltaica, los recursos energéticos distribuidos (RED)<sup>2</sup> están hoy en día al alcance no solo de los generadores entendidos en el sentido tradicional, es decir, empresas con grandes capacidades de generación y un portfolio variado, sino también en manos de los propios consumidores. Estos consumidores pasan a ser prosumidores, ya que tienen tanto la capacidad de consumir como de producir energía e inyectarla al sistema. Gracias a los RED, los prosumidores pueden por una parte protegerse frente a precios altos de mercado en momentos en los que la generación basada en combustibles fósiles con costes más elevados marque dichos precios. En segundo lugar, pueden también ahorrar en costes de red en los que no incurren cuando consumen energía procedente de RED localizados en la proximidad de dicho consumo, y en tercer lugar, los prosumidores con RED disponen de una mayor autonomía e independencia con respecto a la energía que autoconsumen de sus propias fuentes generadoras. Desde el punto de vista del sistema, los

---

<sup>2</sup> Los recursos energéticos distribuidos (RED) son fuentes de energía a pequeña escala, generalmente ubicadas cerca de los puntos de consumo de electricidad, como paneles solares en tejados y sistemas de almacenamiento en baterías. Su rápida expansión está transformando no solo la forma en que se genera la electricidad, sino también cómo se comercializa, distribuye y consume.

RED de los prosumidores, además de otorgar mayor flexibilidad en la operación, aportando seguridad y estabilidad de red, cumplen la función de aumentar la penetración de energías renovables en el consumo bruto final de energía, y aumentan la independencia energética al basarse en fuentes autóctonas de generación. Es por ello que el PNIEC establece un objetivo de autoconsumo energético de 19 GW instalados en 2030, que cubrirá el 11 % de la demanda de energía eléctrica.

A finales de la década, con el despliegue esperado de las renovables en el sistema, los precios de mercado podrían seguir una trayectoria descendente, especialmente en las horas diarias de coincidencia en la producción solar. Este escenario podría reducir el atractivo económico de los RED para los prosumidores basados únicamente en la producción de energía solar para autoconsumo, y abrir la ventana de oportunidad para el almacenamiento eléctrico, aprovechando también la pronosticada bajada de sus costes de inversión, que permitirá revalorizar la energía e ir un paso más allá aportando flexibilidad al sistema. El almacenamiento permite desplazar durante el día la producción de los RED, aumentando así la ratio de autoconsumo y, teniendo la energía autoproducida un coste menor a la de red, reducir el gasto energético aún más. De nuevo, desde el punto de vista del sistema, el almacenamiento no solo aporta flexibilidad aprovechando la generación renovable variable, sino que también reduce los picos de demanda.

Finalmente, estos activos de generación y de almacenamiento no serán de uso exclusivo de los prosumidores de forma individual. De hecho, el coste de inversión en RED se ve beneficiado de economías de escala, por lo que activos compartidos de mayor tamaño resultarán en precios de la energía aún más competitivos. Además, el espacio para instalar estos RED puede ser de propiedad común a varios prosumidores, por lo que tiene sentido compartir también sus beneficios. Es así como nacen los diferentes esquemas de autoconsumo colectivo, donde los prosumidores invierten y gestionan instalaciones comunes de mayor escala y de uso compartido. En España, el Real Decreto que regula el funcionamiento de los esquemas de autoconsumo es el 244/2019, de 5 de abril, donde se definen las figuras y las condiciones para poder disfrutar de las diferentes exenciones y beneficios relacionados con estas figuras.

De manera independiente pero estrechamente relacionada, la necesidad de crear una mayor concienciación de los ciudadanos y acercar la gestión y gobernanza de la energía a los mismos, ha hecho surgir políticas y legislación que proponen diferentes esquemas de asociación, conocidas comúnmente como Comunidades Energéticas (CE). Sin embargo, las CE no implican necesariamente esquemas de autoconsumo colectivo, pueden limitarse a la generación y comercialización de energía en localizaciones diferentes a las de sus prosumidores. Existen varias figuras legales en la regulación europea y española alrededor del autoconsumo individual o colectivo, y de las CE. En concreto, el Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía transpone las Directivas (UE) 2018/2001 y en especial, la 2019/944. Este Proyecto de Real Decreto cerró su periodo de consulta en mayo de 2023 y se encuentra pendiente de aprobación.

En resumen, estos diferentes esquemas de autoconsumo y de implicación ciudadana en torno a la energía pueden conllevar beneficios económicos, sociales y medioambientales para los propios consumidores y para el sistema eléctrico en su totalidad. Sin embargo, es importante conocer sus ámbitos y restricciones de aplicación legal, así como las condiciones que hacen que puedan llegar a ser proyectos competitivos en función de las características territoriales y demográficas de cada caso, ya que pueden tener un rango de actuación con delimitación geográfica acotada.

Este capítulo se divide en 3 subcapítulos además de la Introducción. El subcapítulo 2 describe los diferentes modelos de autoconsumo y comunidades energéticas posibles, tanto en Europa como en España, aportando reflexiones sobre el atractivo, pero también sobre las barreras regulatorias que cada uno de ellos presenta. El subcapítulo 3 proporciona una visión actualizada del desarrollo de estas figuras de autoconsumo y comunidades energéticas, de nuevo comparando el panorama nacional con el internacional. Por último, el subcapítulo 4 recoge algunas de las reflexiones al respecto de estos modelos.

## 2. Modelos de Autoconsumo y de Comunidades Energéticas

### 2.1. Autoconsumo individual y colectivo

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, regula las condiciones para el autoconsumo de electricidad, en desarrollo del artículo 9 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. Para ser considerado autoconsumo, según el Real Decreto, la instalación de producción debe estar conectada a menos de 500 metros de las instalaciones de consumo. Sin embargo, el Real Decreto-ley 18/2022 y el Real Decreto-ley 20/2022 amplían esta distancia a 1 y 2 km, respectivamente, siempre que la planta de generación sea fotovoltaica y se ubique en cubiertas, suelos industriales o estructuras artificiales cuyo fin principal no sea generar electricidad.

Los beneficios para un consumidor con autoconsumo van más allá de disponer de energía gratuita generada por su propia instalación. El autoconsumo también aporta unos ciertos ahorros en el término volumétrico (variable) de los peajes y cargos por energía, ya que según el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, la energía renovable de autoconsumo está exenta de peajes y cargos. Si bien el consumidor continuará pagando el mismo término fijo de peajes y cargos por potencia contratada, podría reducir su potencia contratada en el caso de contar con almacenamiento suficiente, por lo que la instalación de autoconsumo podría aportarle incluso ahorros en el término fijo de peajes y cargos.

Además, en el caso de adherirse a un esquema de autoconsumo con excedentes, el prosumidor podría obtener una serie de descuentos en su factura o beneficios económicos de la venta de su energía excedentaria a la red. Dentro de las figuras de autoconsumo, existen esquemas tanto con excedentes como sin excedentes. Dentro de los esquemas con excedentes, la compensación de la energía excedentaria puede estar sujeta a compensación simplificada

o no. La compensación simplificada conlleva un descuento en el término variable de energía en la factura eléctrica del consumidor, en función de la energía vertida a red (con un límite). Para acogerse a este esquema, la instalación ha de cumplir varios requisitos recogidos en el Real Decreto, entre los que destacan que la energía sea únicamente de origen renovable y que la instalación tenga una capacidad menor a 100 kW. Un esquema sin compensación simplificada implicaría para el prosumidor establecer un contrato de representación en el mercado a través de una comercializadora, o bien darse de alta como productor en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), además de cumplir con las obligaciones fiscales y tributarias propias de una actividad económica. Esta segunda opción está normalmente asociada a grandes instalaciones de producción que quieran participar en el mercado para así obtener un beneficio económico, no tanto para los prosumidores con una instalación de autoconsumo cuyo principal objetivo es reducir la factura eléctrica. Cabe destacar que estos excedentes de la energía generada se tratan de la misma forma que la energía de otras instalaciones, por lo que están exentos del pago de peajes y cargos por inyectar a la red.

La Figura 1 resume las implicaciones en cuanto a los pagos por energía, peajes y cargos, en los diferentes posibles flujos de energía que pueden tener lugar dentro de un esquema de autoconsumo individual.

**Figura 1. Pago de peajes y cargos en los diferentes flujos de energía posibles en un esquema de autoconsumo**

Posibles flujo de energía en el esquema de autoconsumo individual	Consideraciones sobre la energía, peajes y cargos
<p><b>El consumidor utiliza energía producida por su instalación de generación distribuida, con o sin almacenamiento.</b></p>	<p>El consumidor no paga por la energía producida por su propia instalación. Esta energía puede haber sido anteriormente almacenada en la batería en caso de disponer de ella.</p> <p>El consumidor no paga el término volumétrico de peajes y cargos por la energía de autoconsumo. Sin embargo, si continúa pagando el término fijo de peajes y cargos por la potencia instalada, aunque de disponer de almacenamiento podría reducir su potencia contratada reduciendo así este pago.</p>
<p><b>El consumidor consume energía de la red cuando su propia instalación de generación distribuida no está produciendo suficiente energía, y el almacenamiento está también vacío.</b></p>	<p>El consumidor paga por la energía consumida de la red al precio contratado con su comercializadora.</p> <p>El consumidor paga tanto término fijo como variable (volumétrico) de peajes y cargos por la energía consumida de la red.</p>
<p><b>Cuando la instalación de generación distribuida está produciendo una energía que no se consume por el consumidor ni por su sistema de almacenamiento (porque esté lleno), a esta energía se le considera excedente. Esta energía puede ser vertida a red en el caso de estar acogido a un esquema de autoconsumo con excedentes.</b></p>	<p>De estar adscrito a un esquema de autoconsumo con compensación simplificada de excedentes, el consumidor recibe un descuento en su factura por la energía vendida a la red.</p> <p>En el caso de estar adscrito a un esquema de autoconsumo sin compensación simplificada, esta energía se venderá en mercado a través de la representación de su comercializadora, o habiéndose declarado productor.</p> <p>La energía inyectada en la red no paga peajes ni cargos.</p>

Bajo la estructura de peajes y cargos vigente en 2024, un prosumidor (en nivel de tensión NTO, grupo tarifario 2.0 TD) podría ahorrar por la energía autoconsumida (sumando ambos términos variables, volumétricos) desde 0,002752 €/kWh (Periodo 3) hasta 0,076974 €/kWh (Período 1), lo cual puede representar una parte importante del coste total de la energía eléctrica. Para precios de mercado en los que el PVPC se sitúe en torno a 0,1 €/kWh, la reducción de peajes y cargos podría suponer un ahorro equivalente de entre el 50 % y el 75 % del término de energía en la factura.

Para las instalaciones de autoconsumo colectivo, las condiciones de aplicación son las mismas que para el autoconsumo individual, teniendo que estar todos los consumos adscritos al esquema a una distancia menor a la indicada del RED compartido. De conformidad con el Real Decreto 244/2019, para que se entienda que la instalación de producción está próxima a las de consumo y asociada a las mismas ha de estar conectada a una distancia inferior a 500 metros de los consumidores asociados.

Además, existe una particularidad en las instalaciones de autoconsumo colectivo, la forma de repartir la energía autoproducida por el RED compartido. En el Real Decreto 244/2019, el Anexo I describe la metodología de cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de red. En la actualidad, este Anexo I solo contempla utilizar coeficientes de reparto fijos, es decir, una asignación constante a cada consumidor durante todas las horas del día. Sin embargo, para una gestión todavía más eficiente, capaz de considerar los diferentes patrones de consumo de los consumidores asociados y maximizar la ratio de autoconsumo en la instalación, la misma Disposición final quinta del Real Decreto deja abierta la puerta a la modificación hacia coeficientes de reparto dinámicos mediante Orden Ministerial.

Una vez analizados los modelos de autoconsumo individual y colectivo, es también importante analizar el atractivo económico de los mismos. El coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es la métrica definida como el coste medio de la generación de energía a lo largo de la vida útil de un activo de generación. Esta métrica nos es útil para comparar precios de la energía generada entre diferentes activos y poder compararla con los precios esperados en el mercado eléctrico. Según el último estudio sobre LCOE de las tecnologías energéticas elaborado por el Instituto Fraunhofer (Fraunhofer, 2021), en un país como España, el LCOE de la generación solar distribuida, con o sin almacenamiento asociado, puede estar entre 5-30 c€/kWh, es decir 50-300 €/MWh. Como referencia, los precios del término de facturación de la energía consumida por un consumidor acogido a la tarifa regulada de pequeños consumidores, por debajo de 10 kW, (PVPC) con tarifa de acceso 2.0TD, han oscilado entre 85-400 €/MWh entre 2021 y 2024 (sin peajes ni cargos). Los precios más elevados se dieron durante la crisis energética coincidiendo con la invasión rusa de Ucrania como se puede observar en la Figura 2.

**Figura 2.**  
**Término de facturación de energía activa del PVPC 2.0TD (media mensual)**

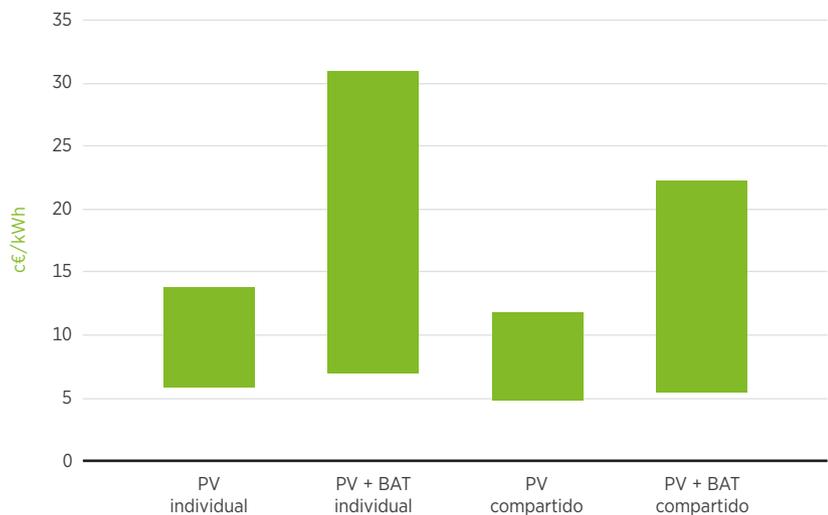
Fuente: elaboración propia a partir de ESIOS (2024).



Como vemos en la Figura 3 dado que un sistema de generación solar fotovoltaica con almacenamiento (PV+BAT) tiene un mayor coste de inversión, su LCOE es normalmente mayor que el LCOE de un sistema de generación solar fotovoltaica (PV) sin almacenamiento. Sin embargo, la energía provista por el sistema de autoconsumo con almacenamiento puede seguir teniendo un precio por debajo del precio de la tarifa regulada PVPC (incluyendo peajes y cargos<sup>3</sup>, de los cuales el autoconsumo estaría exento) si el sistema está diseñado de forma que el LCOE sea cercano al extremo inferior del rango, además de aumentar considerablemente la cantidad de energía autoconsumida, por lo que el precio medio de la energía será finalmente menor en un sistema con almacenamiento a condición de que su LCOE esté por debajo del precio de energía de compra de la red, en nuestro ejemplo el precio de la tarifa PVPC.

**Figura 3.**  
**LCOE de los diferentes sistemas de autoconsumo posible para un país con alta radiación solar como España**

Fuente: elaboración propia a partir de Fraunhofer (2021).



<sup>3</sup> Se supone que el término de potencia se mantiene inalterado, aunque un prosumidor con almacenamiento podría reducir su término de potencia.

Es decir, un sistema con o sin almacenamiento diseñado de forma que el LCOE esté por debajo del precio de compra en el mercado siempre tendrá beneficios para el consumidor respecto a comprar su energía de la red, beneficios a los que hay que sumar los ahorros aportados por el término variable de peajes y cargos. Además, un sistema con almacenamiento aporta ahorros extra derivados de una mayor cobertura del autoconsumo sobre la energía total consumida, por lo que puede reducir aún más el precio medio de la energía para el consumidor.

Sin embargo, el almacenamiento tiene hoy en día ciertas restricciones regulatorias a su funcionamiento dentro de los esquemas de autoconsumo contemplados en la legislación española:

- Los consumidores adheridos a un esquema de autoconsumo individual cuya instalación de conexión interna no utilice la red pública sí pueden reducir su término de potencia (término fijo de potencia contratada de peajes y cargos) en el caso de utilizar la batería durante los picos de demanda, ya que el flujo de energía y potencia entre el RED y el consumidor no es registrada por el contador. Sin embargo, los consumidores adheridos a un esquema de autoconsumo colectivo que utilicen la red pública (esquema más comúnmente utilizado) no pueden reducir su término de potencia, incluso si fueran capaces de utilizar la batería durante los picos de demanda, ya que la asignación de la energía producida por el RED es la que sólo se resta en los contadores individuales, pero la potencia medida por los contadores individuales no se reduce. Según el RD 244/2019 (art. 3.b), se factura la potencia con el equipo de medida del consumidor (solo se reparte, utilizando los coeficientes de reparto, la energía producida entre los consumidores y se descuenta a posteriori).
- Los consumidores adheridos a autoconsumo no pueden optimizar el uso de sus baterías almacenando energía de la red cuando los precios de mercado son bajos por una alta penetración de renovables, para utilizarla más tarde cuando los precios de mercado sean altos, ya que las baterías en un esquema de autoconsumo están ligadas a la producción excedentaria de la generación distribuida. Tampoco pueden utilizar su batería para almacenar energía de red para venderla luego al sistema cuando los precios son altos, lo que es comúnmente conocido como «arbitraje de precios». Cualquiera de estas dos opciones podría ayudar a amortizar el sistema de almacenamiento haciendo que se reduzca el LCOE medio para el consumidor aún más.
- En España, los consumidores que utilizan sistemas de autoconsumo no tienen la posibilidad de emplear sus baterías para ofrecer servicios de balance, lo que podría ser una fuente adicional de ingresos. Para participar en estos servicios, es necesario estar registrado como una unidad de programación de generación o demanda, con una capacidad mínima de 1 MW. Si se permitiera que los sistemas de almacenamiento accedieran a los mercados de balance, esto podría hacer que el autoconsumo fuera más atractivo para los consumidores y mejorar la eficiencia del sistema.

Por último, cabe destacar que los esquemas de autoconsumo tanto individual como colectivo no tienen por qué limitarse a las baterías estacionarias del lado del cliente, sino que también podemos considerar como sistemas de almacenamiento las baterías de los vehículos eléctricos, las cuales no contribuyen en coste de inversión al LCOE (ya que la inversión se hizo con una intención diferente a la del almacenamiento eléctrico) y proveen por lo tanto de un coste de la energía más bajo. En este caso, se pueden distinguir dos casos de uso. En el primero, la gestión de la carga del vehículo integrada con la instalación de autoconsumo permite mejorar los ratios de la energía autoconsumida y por tanto reducir el coste de la energía para el usuario. En el segundo caso, se podría incluso disponer de la energía almacenada en la batería para devolverla a la red en horas de precios altos (si estuviera habilitado el *Vehicle-To-Grid* o V2G), o reducir el consumo propio de la instalación. En este último caso, son los fabricantes de los vehículos eléctricos y los sistemas de recarga los que deben permitir poder inyectar la energía desde la batería a las instalaciones del consumidor y en su caso a la red.

## 2.2. Comunidades Energéticas

Las comunidades energéticas se han de entender como esquemas organizativos que permiten las acciones colectivas para gestionar energía y lideradas por la ciudadanía para impulsar la transición hacia una energía limpia. Las comunidades no deben entenderse únicamente como una extensión de los esquemas de autoconsumo colectivos anteriormente analizados.

Uno de sus objetivos es favorecer una mayor aceptación pública de los proyectos de energía renovable y facilitar la atracción de la inversión privada, por lo que pueden tomar diferentes formas que incluyen o no generación distribuida. A ojos del ciudadano, las comunidades energéticas pueden empoderar y otorgar soberanía sobre la energía, así como concienciar sobre el uso y producción de la energía y en último término permitir reducir la factura energética de sus asociados. Adicionalmente, la instalación de RED en comunidades energéticas puede, al igual que en los esquemas de autoconsumo, generar empleo en torno a la transición energética.

La regulación europea no tiene una única definición de comunidad energética, sino que, a través de tres normativas diferentes, define dos figuras: la Comunidad Ciudadana de Energía (CCE), y la Comunidad de Energía Renovable (CER). La CCE queda definida en la Directiva 2019/944 sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad, mientras la CER está definida tanto en la Directiva 2018/2001 de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables, como en el Reglamento 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Para empezar, es importante remarcar que todas estas legislaciones requieren que los ciudadanos se inscriban como entidad jurídica para poder formar una CCE o CER, a diferencia de los esquemas de autoconsumo individual o colectivo en los que los consumidores involucrados no tienen por qué constituirse como una figura legal al efecto.

El marco regulatorio de las Comunidades de Energías Renovables (CER) se encuentra principalmente desarrollado en los artículos 2 y 22 de la Directiva 2018/2001. También se incluyen obligaciones específicas para los estados miembros en cuanto a información y capacitación

que deben proporcionar al respecto. En general, las CER son entidades legales autónomas formadas por personas físicas, pequeñas y medianas empresas (pymes), autoridades locales o municipios, ubicados cerca de proyectos de energía renovable. La participación en la CER es voluntaria y abierta, y su propósito principal es generar beneficios ambientales, económicos o sociales para sus miembros o las comunidades locales donde operan, en lugar de obtener beneficios financieros. Estas comunidades trabajan exclusivamente con energías renovables (no tienen por qué limitarse a la energía eléctrica) y pueden involucrarse en actividades como la producción, consumo, almacenamiento, venta y compartición de energía. Además, su acceso a los mercados energéticos debe ser garantizado tanto de manera individual por cada miembro como agregada, y la participación como miembros debe ser accesible incluso para hogares de bajos ingresos o en situación de vulnerabilidad.

Las Comunidades Ciudadanas de Energía (CCE) presentan un marco regulatorio distinto al de las Comunidades de Energías Renovables (CER), ya que están reguladas principalmente por la Directiva 2019/944, que se centra exclusivamente en el sector eléctrico. A diferencia de las CER, las CCE tienen un ámbito más amplio en cuanto a las actividades permitidas dentro del sector eléctrico, incluyendo no solo la generación, consumo y almacenamiento de electricidad, sino también distribución, suministro, servicios de eficiencia energética, carga de vehículos eléctricos y otras actividades relacionadas. Mientras que las CER se enfocan únicamente en energías renovables, las CCE pueden trabajar con cualquier tipo de actividad o servicio, pero solo con electricidad, siempre que cumplan con los principios establecidos en su marco normativo. Además, las CCE tienen la posibilidad de gestionar y operar redes de distribución eléctrica en sus áreas de actividad, lo que implica responsabilidades adicionales como la compra de energía bajo condiciones de mercado transparente y no discriminatorio, el desarrollo de planes de expansión de la red y el establecimiento de acuerdos con los gestores de las redes de distribución (GRD) o de transporte (GRT) correspondientes.

Otra diferencia importante radica en los derechos y obligaciones específicas de las CCE en relación con la red eléctrica. Los estados miembros deben garantizar el pago de tarifas justas, no discriminatorias y basadas en costes tanto para la electricidad que las CCE inyectan como para la que consumen de la red. Además, los estados miembros deben asegurar procedimientos y cargos transparentes y proporcionales, y las autoridades regulatorias tienen el deber de supervisar que no existan obstáculos injustificados para el desarrollo de estas comunidades.

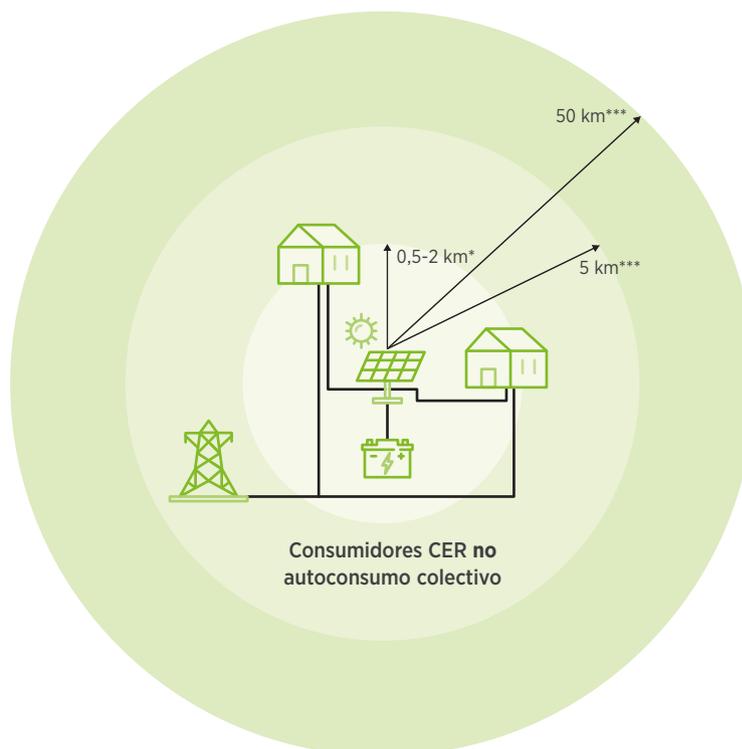
Por último, el propósito principal de las CCE, al igual que el de las CER, es generar beneficios ambientales, sociales o económicos para sus miembros y las comunidades locales donde operan, en lugar de perseguir ganancias financieras. No obstante, su marco regulatorio les otorga mayor flexibilidad en términos de actividades y posibilidades de participación en el sistema eléctrico, lo que las convierte en una herramienta clave para democratizar el acceso a la energía y fomentar una transición energética inclusiva.

En la legislación española, ninguna de estas dos figuras ha sido todavía desarrollada, únicamente se han transpuesto de forma literal en la Ley del Sector Eléctrico (Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes, 2013). Existe un Proyecto de Real Decreto (PRD) en el que se propone una definición legal tanto de las CER como de las CCE. En cuanto

a las CER, se definen diferentes límites a la proximidad entre los recursos de producción de energía renovable y sus miembros para poder constituirse como tal, en función de la población del municipio donde habitan los consumidores, de hasta 5 km. Por otra parte, la Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre, fija el límite de proximidad de los proyectos singulares de comunidades energéticas en 50 km<sup>2</sup> (Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, 2021).

Sin embargo, el autoconsumo colectivo, tal y como está definido en el Real Decreto 244/2019, no contempla de momento aumentar el límite de proximidad más allá de los 2 km alrededor de los activos de generación. Por lo tanto, aquellos consumidores adscritos a una CER y situados a menos de 2 km de los activos de generación de la comunidad podrán adscribirse también al esquema de autoconsumo colectivo con compensación simplificada de excedentes (Figura 4). Por lo contrario, aquellos consumidores situados entre 2 y 5 km desde los activos de generación de la comunidad, podrán ser parte de la comunidad según este Proyecto de Real Decreto, pero no podrán formar parte del esquema de autoconsumo colectivo, y no experimentarán la exención de peajes y cargos asociada (todo ello sin perjuicio de que el Gobierno, en el futuro, decidiera extender esa exención hasta los 5 kilómetros u otra distancia).

**Figura 4.**  
Alcance de los diferentes esquemas de autoconsumo colectivo y comunidades energéticas según la regulación



\* RD 244/2019, de 5 de abril Ampliado a 2.000 en RD-ley 20/2022, de 27 de diciembre, bajo ciertas condiciones.

\*\* Proyecto de Real Decreto.

\*\*\* Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre (Bases reguladoras del Programa CE Implementa).

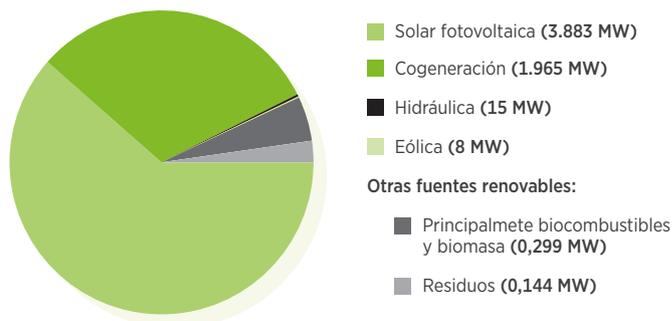
Entre los derechos de las CER definidos en este PRD destacan la posibilidad de generar y consumir su propia energía, vender excedentes, y acceder a los mercados energéticos. En el caso de las CCE, tienen derecho a operar en mercados eléctricos bajo condiciones no discriminatorias y actuar como representantes de consumidores para autoconsumo colectivo. Pero la falta de aprobación del futuro Real Decreto limita su potencial desarrollo en la actualidad, sobre todo en aspectos clave como el acceso a redes eléctricas y la definición clara de peajes y cargos.

Asimismo, el texto del PRD no resuelve si las grandes empresas energéticas pueden formar parte de estas comunidades, aunque parece limitar su influencia a la gestión. También carece de claridad sobre quién puede actuar como comercializador dentro de una comunidad, lo que dificulta la operación en mercados eléctricos. Por último, se subraya la necesidad de garantizar el acceso efectivo a las redes eléctricas, algo identificado como una de las principales barreras por el Consejo de Ministros de Energía de la UE (Consejo de la Unión Europea, 2024a). Este acceso es esencial para que las comunidades puedan operar en igualdad de condiciones con otros actores del mercado.

### 3. Desarrollo del Autoconsumo y las Comunidades Energéticas en España

En España, los últimos datos disponibles sobre el autoconsumo están recogidos en el Informe Sobre las Conclusiones de la Mesa de Diálogo de Autoconsumo (INF/DE/10/24) organizada por la CNMC en julio de 2024 (CNMC, 2024). En este Informe se concentran los principales datos sobre el autoconsumo en nuestro país. En estos datos podemos ver cómo la mayoría de la capacidad instalada en autoconsumo es de tecnología solar fotovoltaica (3,9 GW), seguida por la cogeneración (1,9 GW), otras fuentes renovables (0,3 GW), residuos (0,1 GW), hidráulica (15 MW), y, por último, eólica (8 MW).

**Figura 5.**  
**Capacidad de autoconsumo instalada en España**  
 Fuente: elaboración propia a partir de de CNMC (2024).

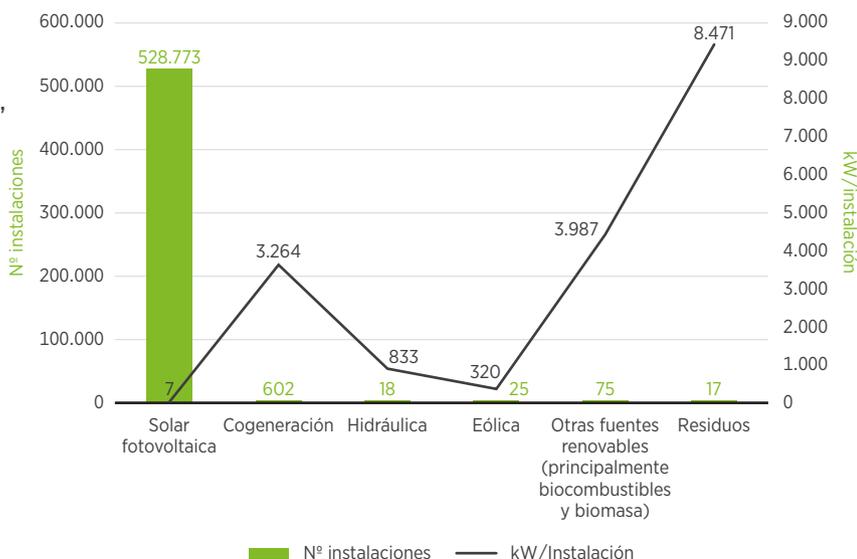


En número de instalaciones, la solar fotovoltaica ocupa el 99,9 % de las instalaciones de autoconsumo, con la capacidad media por instalación más pequeña de todas las tecnologías, alrededor de 7 kW por instalación. Las instalaciones de cogeneración (602) tienen una media

de potencia instalada de 3,2 MW, inferior a la capacidad media de las instalaciones de residuos (8,5 MW) y de otras fuentes renovables (4 MW).

**Figura 6.**  
Instalaciones de autoconsumo en España, en número y capacidad media

Fuente: elaboración propia a partir de de CNMC (2024).



En cuanto a la modalidad de autoconsumo a la que están adheridas las instalaciones, un 98 % de las instalaciones son con excedentes y acogidas a compensación. Solo un 1,7 % son esquemas sin excedentes, y menos de un 0,4 % son instalaciones con excedentes sin compensación. Sin embargo, si dividimos por potencia instalada, las instalaciones con excedentes acogidas a esquemas con compensación representan tan solo el 48 % de la potencia, el 42 % corresponde a esquemas con excedentes sin compensación, y el 10 % a esquemas sin excedentes. Estos datos indican que la mayoría de las instalaciones solares fotovoltaicas son con excedentes y acogidas a compensación.

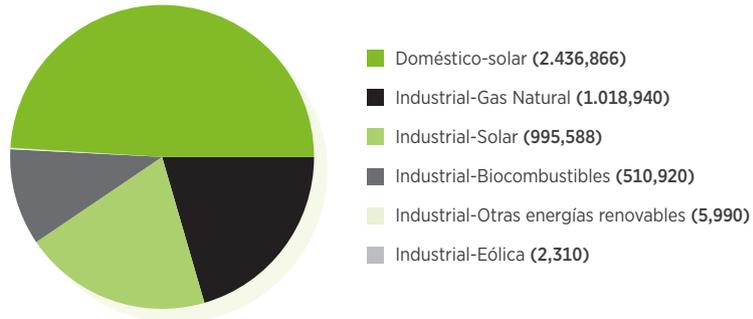
Sobre el desarrollo del autoconsumo colectivo, tan solo el 0,84 % de la capacidad instalada en autoconsumo corresponde a instalaciones de autoconsumo colectivo, es decir, la amplia mayoría de instalaciones (en número) son instalaciones de autoconsumo individual. En instalaciones por hogar, un 6,3 % de los hogares tendría una instalación de autoconsumo, 4,8 % en autoconsumo individual, y 1,5 % en autoconsumo colectivo.

Sobre el total de la potencia instalada de generación en España a cierre del año 2023, 125.620 MW (Red Eléctrica, 2024), la potencia instalada en autoconsumo (6.314 MW) correspondía al 5 % a nivel nacional. Sin embargo, siendo en su mayoría instalaciones con una producción variable en función de la meteorología y unos rendimientos normalmente menores a las instalaciones de gran escala, su producción anual reportada a Eurostat sería de unos 5.000 GWh, repartidos principalmente entre la producción solar de los hogares (49 %), la producción solar de la industria (20 %), la producción a partir de gas natural en industria (a partir de fuentes renovables y residuos, 20 %), y la producción a partir de biocombustibles

en industria (10 %). Comparados con el total de energía eléctrica demandada en España en 2023 (266.807 GWh), el autoconsumo cubre alrededor de un 2 % de la demanda nacional de energía eléctrica.

**Figura 7.**  
**Energía de autoconsumo en España**

Fuente: elaboración propia a partir de de CNMC (2024).



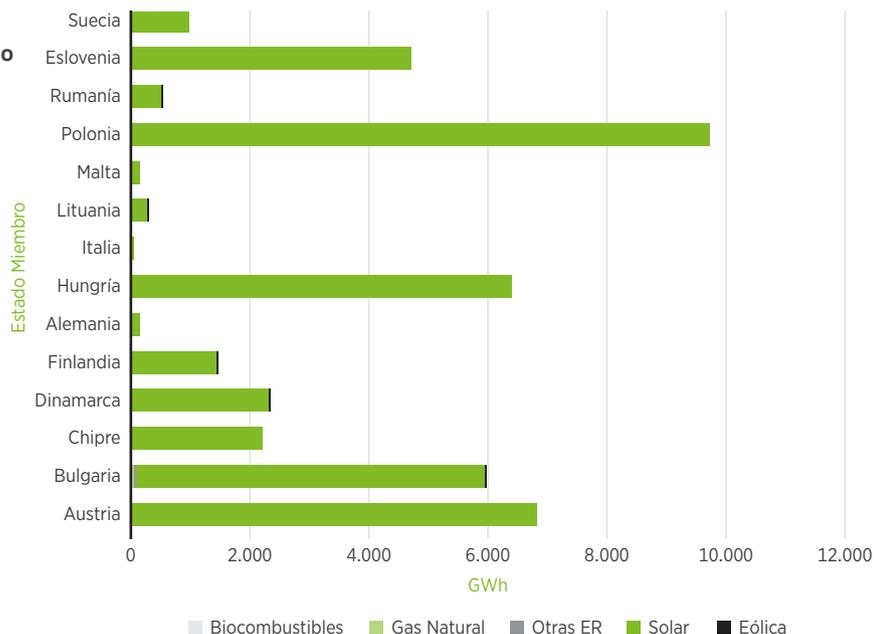
A nivel de la Unión Europea, España se situaba en 2022 como cuarto país con mayor cantidad de energía renovable de autoconsumo en hogares (Figura 8), solo por detrás de Países Bajos, Italia y Bélgica (Eurostat, 2024). En todos los países de la Unión, excepto una pequeña cantidad de gas natural a partir de fuentes renovables en Bélgica, la solar fotovoltaica acapara el total del autoconsumo en hogares. En el ámbito industrial, España se situaba como segundo país con mayor cantidad de energía de autoconsumo, solo por detrás de Italia (Figura 9). Sin embargo, en el ámbito industrial son las instalaciones de gas natural las que proveen de la mayoría de energía de autoconsumo, excepto en Suecia y Austria.

Si bien estos datos son un buen indicador acerca del desarrollo del autoconsumo en España, el PNIEC (MITERD, 2024) marca como objetivo 19 GW instalados de autoconsumo antes de 2030, los cuales cubrirían alrededor del 11 % de la demanda. Para llegar a este objetivo, es necesario instalar unos 13 GW adicionales de autoconsumo.

En cuanto a iniciativas ciudadanas constituidas como Comunidades Energéticas, dado que las figuras legales están todavía a la espera de transposición en muchos de los Estados Miembros de la Unión, su clasificación es muy variada y a veces incoherente en los diferentes inventarios existentes. En algunos de los últimos trabajos científicos al respecto (Koltunov *et al.*, 2023; Wierling *et al.*, 2023), los países líderes en iniciativas operativas de CE en 2023 eran Alemania, Países Bajos, Dinamarca, Austria y Francia (Figura 10). España, con 40 iniciativas operativas, se situaba hacia la cola de la Unión, si bien son muchas más las iniciativas registradas hoy en día. El último Informe de Indicadores (2023) del Observatorio Nacional de Comunidades Energéticas dentro de la iniciativa Energía Común liderada por Ecodes, recoge 357 iniciativas en España, de las cuales solo un 10 % están operativas, número que es coherente con la literatura científica recogida en 2023. A nivel europeo, las comunidades energéticas suman más de 12 GW instalados (European Commission, 2024), si bien las comunidades energéticas españolas podrían sumar otros 9 GW (IDAE, 2025) de generación eléctrica.

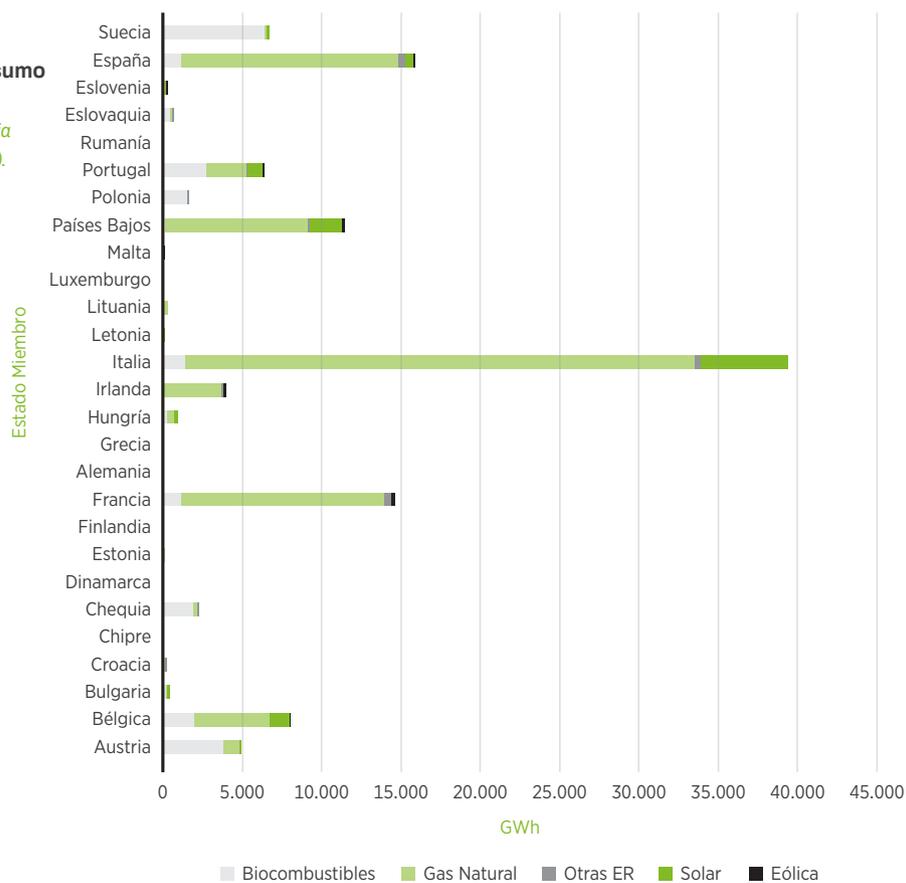
**Figura 8.**  
**Energía de autoconsumo en hogares**

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat (2024).



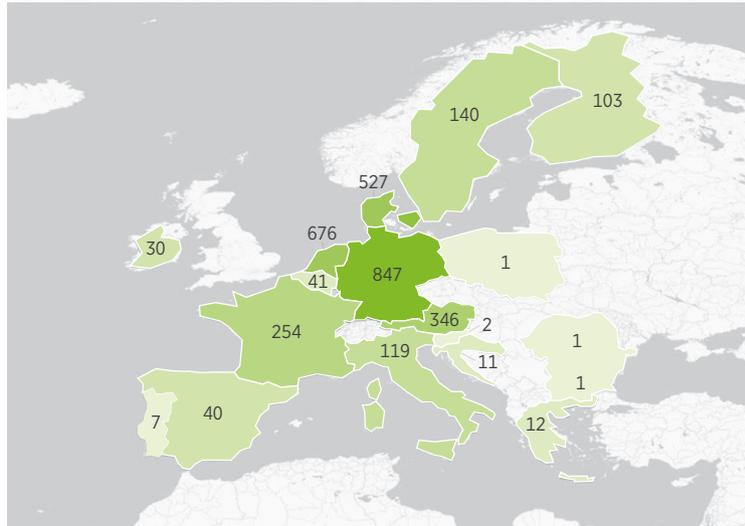
**Figura 9.**  
**Energía de autoconsumo en industria**

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat (2024).



**Figura 10.**  
**Número de iniciativas relacionadas con las comunidades energéticas por país en Europa**

Fuente: *Elaboración propia a partir de Koltunov et al. (2023).*



Uno de los inventarios más actualizado de comunidades energéticas es el elaborado por el IDAE, donde se han registrado todos aquellos proyectos participantes en las ayudas «CE-Implementa». Este repositorio suma hoy en día 69 comunidades energéticas repartidas por todo el territorio nacional. El número de proyectos no constituidos aún suma 337, 220 de ellos situados en municipios de Reto Demográfico. Respecto a las 69 comunidades, están compuestas en un 85,4 % por personas físicas, un 14,3 % por PYMES, y en un 0,3 % por entidades locales. En cuanto a las actividades desarrolladas, 43 de ellas cuentan con generación eléctrica renovable, y 2 de ellas con generación térmica renovable. Entre las otras actividades y servicios posibles, 9 comunidades tienen planes de eficiencia energética, 9 de movilidad sostenible, y 11 de gestión de la demanda.

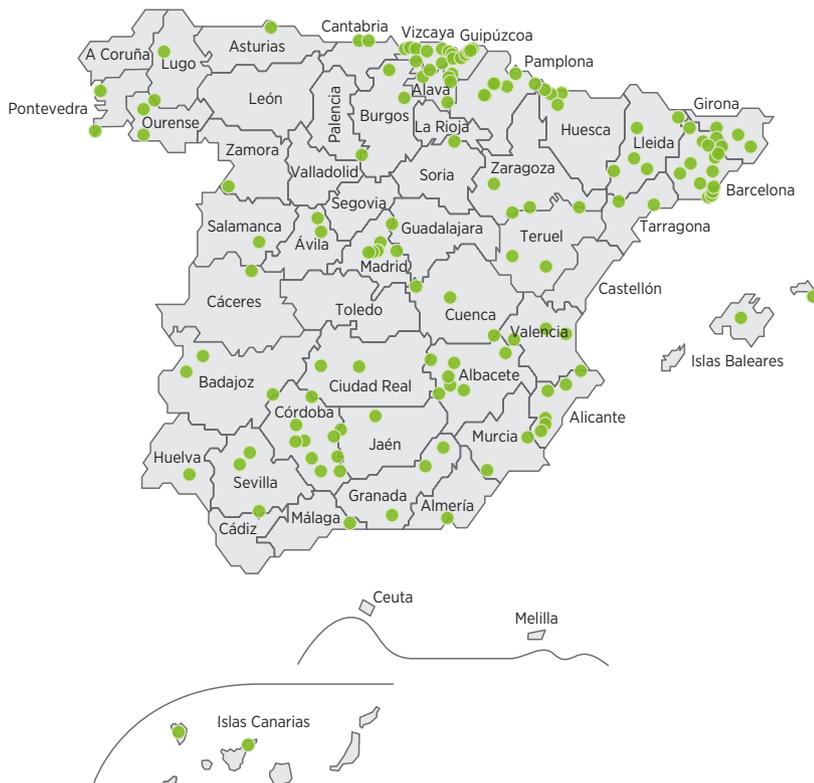
Entre los proyectos registrados por el Observatorio Nacional de Comunidades Energéticas, la mayoría de los proyectos (más de la mitad) también se centran en el autoconsumo fotovoltaico colectivo, seguido de la formación y asesoramiento energéticos, la movilidad eléctrica, el almacenamiento, y la rehabilitación energética (mejora de la eficiencia).

Sobre el reparto territorial de las comunidades energéticas, tanto las 69 registradas en el IDAE (Figura 11) como el total de proyectos a nivel nacional recogidos por el Observatorio, se concentran sobre todo en Cataluña y en el País Vasco. No es de extrañar ya que ambas Comunidades Autónomas se encuentran entre aquellas que han desarrollado una regulación específica en materia de negocios colaborativos con los consumidores (autoconsumo y comunidades energéticas principalmente). Las Comunidades Autónomas con regulación específica son: Andalucía, Aragón, Cataluña, Comunidad Foral de Navarra, País Vasco, y Comunidad Valenciana.

- En Andalucía, la Ley 8/2018 promueve el autoconsumo y la participación local en la producción y distribución de energía renovable. El Plan Andaluz de Acción por el Clima fomenta la generación distribuida y el autoconsumo, incluyendo el apoyo a

**Figura 11.**  
**Distribución territorial de las**  
**comunidades energéticas**

Fuente: IDAE.



comunidades energéticas locales. La Estrategia Energética de Andalucía 2030 incluye programas específicos para el desarrollo de comunidades energéticas, especialmente entre colectivos vulnerables.

- En Aragón, la Ley 1/2021 simplifica la tramitación de instalaciones de autoconsumo. La Estrategia Aragonesa de Cambio Climático promueve el autoconsumo en sectores doméstico y de servicios. Aunque el Decreto-Ley 1/2023, que incluía medidas para el autoconsumo y la creación de mancomunidades de energía, fue anulado, su contenido reflejaba un esfuerzo por impulsar estas prácticas.
- En Cataluña, la Ley 16/2017 y el Decreto-Ley 16/2019 facilitan el autoconsumo y la participación local en proyectos de energía renovable. El Decreto-Ley 24/2021 simplifica la tramitación administrativa para instalaciones de autoconsumo y fomenta la aceptación social de proyectos renovables.
- En Navarra, la Ley Foral 4/2022 regula el autoconsumo y declara las comunidades energéticas como inversiones de interés foral. La Oficina de Transformación Comunitaria de Navarra (OTC) ofrece apoyo técnico, jurídico y económico para la creación de comunidades energéticas.
- En el País Vasco, la Ley 4/2019 y el Decreto 254/2020 promueven la sostenibilidad energética y la transición hacia energías renovables. La Ley 1/2024 establece un marco jurídico para la transición energética, incluyendo el fomento del autoconsumo y las

comunidades energéticas. Además, se ha implementado un canon de energías renovables que grava las instalaciones en suelo no urbanizable, con exenciones para el autoconsumo.

- Por último, en la Comunidad Valenciana, la Ley 6/2022 fomenta el autoconsumo y la participación local en proyectos de energía renovable. El Decreto-Ley 7/2024 simplifica la tramitación de instalaciones de autoconsumo en suelo no urbanizable. El Registro Administrativo de Autoconsumo facilita la gestión de instalaciones de autoconsumo, promoviendo las comunidades energéticas.

Si bien en el PNIEC no se establecen objetivos concretos en número de comunidades energéticas a desarrollar antes de 2030, el texto sí propone instrumentos y medidas que faciliten y refuercen el rol de las comunidades energéticas en la transición y en garantizar el derecho al acceso a la energía. Son explícitamente mencionadas como prioridad en el objetivo de reducción del 55 % de emisiones respecto a 2005 dentro del sector residencial, comercial y servicios. También en el objetivo del 43 % de mejora de eficiencia energética en residencial, urbano y ciudadano.

Entre las medidas contempladas en el PNIEC, las comunidades energéticas se consideran parte de múltiples medidas, entre otras: Medida 1.3 (Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables), Medida 1.6 (Gestión de la demanda y la flexibilidad), Medida 1.8 (Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida, anteriormente mencionado), Medida 1.12 (Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas), Medida 1.24 (Ciudadanía en el centro) y de forma específica en la Medida 1.23 (Comunidades Energéticas).

En esta Medida 1.23 centradas en las CE, se establece como mecanismos de actuación varias acciones:

- La reforma C7.R3 del PRTR (Desarrollo de las comunidades energéticas), la cual cuenta con un presupuesto de 100 millones de euros, destinados a activar procesos participativos, informativos y divulgativos, así como la constitución legal de estas figuras. También puede incluir proyectos de demostración para validar modelos posibles.
- La constitución de una red de oficinas en todo el territorio nacional que permita promover el concepto de CE mediante difusión, formación, acompañamiento, consultoría, etc.
- Establecimiento de una red de experiencia coordinada por el IDAE e integrada en la anteriormente mencionada red de oficinas.
- La promoción de proyectos de demostración que cubran un espectro lo más amplio posible de casuísticas.
- La promoción e implementación de microrredes industriales y comunidades energéticas industriales para promoverlas no solo en el ámbito residencial.

## 4. Conclusiones y recomendaciones

La legislación sobre autoconsumo del RD 244/2019 ha constituido un desarrollo regulatorio clave para el despliegue de las instalaciones de autoconsumo tanto individual como colectivo. Los altos precios de la energía observados en 2022 y 2023 fruto de la crisis energética asociada con la salida de la covid-19 y la guerra de Ucrania ha promovido un despliegue de esta tecnología como forma de apantallarse frente a la volatilidad de precios y reducir la factura. España debido a sus condiciones climáticas y al favorable desarrollo regulatorio es uno de los países líderes en Europa en instalaciones de autoconsumo.

Los objetivos ambiciosos que marca el PNIEC para el autoconsumo de pasar de los actuales 6-7 GW a 19 GW en 2030, plantea dudas razonables sobre si las condiciones de rentabilidad necesarias se darán para posibilitar este desarrollo. El principal obstáculo se presenta debido al efecto de canibalización de precios observado en el mercado debido a la progresiva penetración de generación solar, tanto en tecnología de centrales de gran tamaño como en instalaciones de autoconsumo.

La alternativa que se presenta como solución a este problema es incrementar la instalación de recursos de almacenamiento como parte de las instalaciones de autoconsumo, tanto individual como colectivo, para aumentar la ratio y el valor de la energía autoconsumida y además favorecer la participación de estas instalaciones en los diferentes mercados de energía y balance. Todo ello se verá favorecido por la tendencia decreciente de los costes de inversión del almacenamiento, especialmente de las baterías.

Las comunidades energéticas por el contrario adolecen todavía del marco regulatorio necesario para su desarrollo. Las iniciativas hasta ahora en operación son testimoniales de lo que puede llegar a ser un futuro donde las ventajas de los RED y de compartir energía de forma sistemática y sencilla, puede poner de relieve la efectividad de la flexibilidad de la demanda y de la producción renovable descentralizada, tan necesarias en la transición energética.

Quedan muchos aspectos clave por resolver, por ejemplo, el papel de las empresas comercializadoras en la promoción y facilitación de estas iniciativas. Los modelos de gobernanza efectivos, las sinergias y complementariedades con los modelos de autoconsumo colectivo ya operativos, por poner algunos ejemplos.

Todos estos desarrollos son clave para hacer una realidad la visión futurista sobre la transición que ya se materializó en el paquete de energía limpia para todos los ciudadanos que se plasmó en la Directiva Europea 2019/944. Ambos instrumentos, el autoconsumo y las comunidades energética, son la base para conseguir un sistema renovable, libre de emisiones, con recursos flexibles desde la demanda, y poniendo a los consumidores en el centro de la transición.

## Referencias bibliográficas

- CNMC (2024): *La Mesa de Diálogo del Autoconsumo define medidas para acelerar su despliegue en España* / CNMC. Disponible en: <https://www.cnmc.es/prensa/inf-conclusiones-mesa-autoconsumo-20240715>
- Consejo de la Unión Europea (2024a): *Consejo de Transporte, Telecomunicaciones y Energía (Energía)*; Consilium. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/meetings/tte/2024/05/30/>
- Consejo de la Unión Europea (2024b): *Objetivo 55—El plan de la UE para la transición ecológica*; Consilium. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/fit-for-55/>
- Consejo de la Unión Europea (2024c): *Pacto Verde Europeo*; Consilium. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>
- European Commission (2022): *Communication from the commission to the european parliament, the european council, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions REPowerEU Plan*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>
- European Commission (2024): *Energy Communities Repository products*. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities/energy-communities-repository-products\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities/energy-communities-repository-products_en)
- Eurostat (2024): *Electricity production and self-consumption by sector and fuel*. Disponible en: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_epsc/default/table?lang=en&category=nrg.nrg\\_quant.nrg\\_quanta.nrg\\_ind](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_epsc/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_ind)
- Fraunhofer; Kost, Christoph (2021): *Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies*; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
- IDEA (2025): *Visor de Comunidades Energéticas*. Disponible en: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZGExZmE3Y2UtMmRiMy00YjM1LTlmODgtYzRjMTI5ZWVjYjE5liwidCI6ImQ3YmJmMmMyLWY2NzktNDdkOS05MzdjLTk2ZTdiNDgzNzcyZCIsImMiOiJ9>
- IRENA (2024): *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- Koltunov, M.; Pezzutto, S.; Bisello, A.; Lettner, G.; Hiesl, A.; van Sark, W.; Louwen, A. & Wilczynski, E. (2023): Mapping of Energy Communities in Europe: Status Quo and Review of Existing Classifications. *Sustainability*, 15(10); Article 10. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su15108201>
- Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes (2013): *BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

MITERD (2024): *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*; Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

Orden TED/1446/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, Pub. L. No. Orden TED/1446/2021, BOE-A-2021-21343 162316 (2021). Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/o/2021/12/22/ted1446>

Parlamento y Consejo Europeos (2024): *Regulation—EU - 2024/1610—EN - EUR-Lex*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1610/oj/eng>

Red Eléctrica (2024): *Potencia instalada | Informes del sistema*. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>

Wierling, A.; Schwanitz, V. J.; Zeiss, J. P.; von Beck, C.; Paudler, H. A.; Koren, I. K.; Kraudzun, T.; Marcroft, T.; Müller, L.; Andreadakis, Z.; Candelise, C.; Dufner, S.; Getabecha, M.; Glase, G.; Hubert, W.; Lupi, V.; Majidi, S.; Mohammadi, S.; Nosar, N. S.; Zoubin, N. (2023): A Europe-wide inventory of citizen-led energy action with data from 29 countries and over 10000 initiatives. *Scientific Data*, 10(1), 9. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01902-5>



# Cómo los consumidores pueden contribuir a una transición energética justa

**David Robinson**

David Robinson & Associates

## 1. Introducción

La transición energética está cambiando las condiciones económicas y tecnológicas del sector eléctrico. Donde antes los consumidores eran pasivos, ahora tienen la oportunidad de ser activos y de crear sistemas de energía distribuida que podrían competir con el sistema eléctrico tradicional y complementarlo. Este artículo explica los cambios y cómo los consumidores, de forma individual o colectiva, podrían contribuir a una transición justa y beneficiarse de su participación. La atención se centra en los consumidores residenciales, así como en los comerciales.

El documento consta de tres partes, además de esta introducción y una conclusión. La sección 2 ofrece una visión general de la estructura cambiante del sector eléctrico, lo que abre la puerta a un mayor papel que desempeñará el lado de la demanda, es decir los consumidores. La sección 3 identifica, desde la perspectiva del sistema eléctrico, cinco formas en que los consumidores contribuyen a la transición energética. En la sección 4 se examina, desde la perspectiva de los consumidores y de la comunidad local, el interés y potencial de estos de participar en el sistema. Distinguimos entre las oportunidades con la legislación vigente en España como con la legislación prevista.

## 2. Panorama de la evolución del sector eléctrico: nuevas condiciones económicas y tecnológicas<sup>1</sup>

Aunque hay grandes incertidumbres sobre el futuro sector eléctrico, ya tenemos indicios claros sobre la dirección del cambio, basado en las nuevas condiciones tecnológicas y económicas del sector. Cuando nos referimos al futuro, estamos pensando en cambios cada vez más evidentes en el presente, como se resume en la Figura 1.

Figura 1. Cambios del sector eléctrico

	AHORA	FUTURO
Estructura de costes	Mayoría variable	Mayoría fija (capital)
Estructura generación	Centralizada	Descentralizada
Precios	kWh	?
Planificación y operación	Oferta flexible para coincidir con la demanda	Demanda flexible para coincidir con la oferta
Control y despacho	Desde el centro	Desde todo el sistema (internet)
Papel de la demanda	Pasiva	Interactiva
Papel de las redes	Conducto neutro	Jugador inteligente

Fuente: Ariño et al., 2020.

**Estructura de costes.** La generación actual depende en gran parte de costes variables, como los combustibles fósiles. En el futuro, la generación renovable tendrá principalmente costes fijos (de capital) y costes variables casi nulos. Con una alta penetración de renovables, esta estructura de costes hace inviable recuperar la inversión únicamente a través del mercado diario, cuyos precios reflejan los costes variables mínimos de las renovables.

**Estructura de la generación.** El sector eléctrico, hoy centralizado con grandes centrales alejadas del consumo, no siempre fue así. Originalmente, se organizaba a nivel local. La centralización surgió por razones económicas (economías de escala y alcance) y para mejorar la seguridad de suministro. Aunque siguen existiendo motivos para mantener la integración física y centrales alejadas, el futuro apunta a una mayor descentralización, con recursos distribuidos y autoconsumo, regresando a un modelo *más* local. Este cambio impulsa la competencia y requiere ajustar el marco regulatorio para equilibrar generación centralizada y descentralizada.

**Precios.** La estructura de precios finales en muchos sistemas eléctricos está basada en el volumen consumido (p/kWh). En el futuro, es probable que haya diferentes estructuras de precios, tal y como existen en el sector de las telecomunicaciones, por ejemplo, una cuota mensual fija que permita un consumo sin límites, o un precio variable que difiera según las

<sup>1</sup> Basado en Ariño et al., 2020.

condiciones del mercado mayorista. No obstante, existe mucha incertidumbre sobre los nuevos modelos comerciales que se van a desarrollar.

**Planificación y operación.** Actualmente, la planificación y operación asumen una generación firme y flexible para responder a una demanda incierta. En el futuro, será al revés: la generación será mayoritariamente inflexible, mientras que la demanda aportará flexibilidad al sistema. Los consumidores podrán usar esta flexibilidad para reducir su factura y los costes del sistema. Los mercados deberán adaptarse para incentivar la flexibilidad del lado de la demanda.

El control y el despacho ahora están ahora controlados desde el centro (por el Operador del Sistema) y en el futuro, internet y la digitalización permitirán la descentralización del sistema eléctrico. Esto podría cambiar de forma sustancial la gobernanza del sector, dando a la demanda (los consumidores en su conjunto) una influencia relevante sobre la seguridad de suministro y la mezcla de recursos energéticos, dos temas que hasta ahora han sido controlados por el gobierno y el Operador del Sistema.

**Papel de la demanda.** Actualmente, la demanda es pasiva, pero en el futuro será interactiva gracias a incentivos y herramientas, como la gestión de electricidad almacenada en baterías de vehículos eléctricos. El gran reto será desarrollar modelos de negocio, mercados, tecnologías y regulaciones que motiven la participación de los consumidores. Los agregadores de demanda y las comunidades energéticas jugarán un papel clave, mientras la tecnología simplificará la participación del consumidor.

**Papel de las redes.** La red va a pasar de ser un conducto neutro a ser un actor inteligente, que compite con otras fuentes energéticas. Además, la red va a tener que adaptarse a un sistema con volatilidad tanto en el lado de la oferta como en el lado de la demanda. En este nuevo contexto, puede ser importante que el Operador del Sistema –que elige entre diferentes fuentes de energía y de flexibilidad– sea independiente del dueño de la red para evitar incompatibilidades.

### 3. El nuevo papel del consumidor, desde la perspectiva del sistema eléctrico

El uso de combustibles fósiles en los sectores de la energía eléctrica, el transporte y la industria son los responsables de la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sugieren que, de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> de 37 Gt en 2023, la electricidad representa alrededor del 40 % de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> (especialmente del carbón)<sup>2</sup> y el transporte y calefacción representa cada uno 23 % (ambos por productos petrolíferos). El reto principal de la transición es de descarbonizar el consumo de estos tres sectores. La generación de energía a partir de

<sup>2</sup> Disponible en: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023/emissions-grew-in-2023-but-clean-energy-is-limiting-the-growth>; <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector>. Hemos utilizado las cifras de emisiones totales de 2023 de la AIE y hemos asumido que el desglose del uso final es similar al del informe de 2020 de la AIE.

fuentes renovables, notablemente eólica y solar, será el principal medio para descarbonizar el sector eléctrico, y la electricidad descarbonizada será el principal vector energético para reducir las emisiones de GEI actualmente atribuibles a los sectores de transporte, calefacción e industria.

Con esta perspectiva, la participación de los consumidores energéticos tiene el potencial de contribuir a la transición energética de, al menos, cinco maneras.

### 3.1. Generación distribuida (Autoconsumo)

El más reciente Plan Nacional de Energía (PNIEC) de España<sup>3</sup> prevé que la electricidad renovable represente el 81 % de la generación eléctrica en 2030 y que el porcentaje de renovables sobre energía final es 48 %. También prevé que 19 GW de la capacidad solar fotovoltaica proyectada de 76 GW provendrán del autoconsumo. Se puede cuestionar el realismo del plan (en 2023 hubo menos de 7 GW de autoconsumo solar y una reducción en la inversión comparada con 2022<sup>4</sup>), pero no la dirección de cambio.

El autoconsumo sustituye a la generación de origen fósil, reduciendo así las emisiones de carbono. También contribuye a reducir los precios mayoristas de la electricidad al reducir la demanda en el mercado mayorista. Potencialmente reduce los costes de la red (pérdidas) si la generación se encuentra en zonas donde hay un déficit de generación en comparación con la demanda. Sin embargo, la generación distribuida puede aumentar las pérdidas de la red si hay un excedente de generación. Pueden obtenerse más detalles del autoconsumo en el artículo anterior de Pérez Bravo y Gómez San Román.

### 3.2. Electrificación

La segunda contribución de los consumidores activos es la sustitución de los combustibles fósiles mediante la electrificación de la calefacción, el transporte y la industria. Como muestra la Figura 2, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) pronostica que el uso de combustibles fósiles en el consumo total de energía final caerá del 63 % en 2020 al 12 % en 2050 y que el uso directo de la electricidad aumentará del 22 % al 51 % durante el mismo período.<sup>5</sup> La previsión del PNIEC es que la demanda eléctrica en España aumente un 34 % en 2030 respecto a 2019. De nuevo, se puede discutir las cifras (España está muy retrasado en el despliegue de los vehículos eléctricos<sup>6</sup>), pero no la dirección de cambio a favor de la electrificación.

<sup>3</sup> Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

<sup>4</sup> Disponible en: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/rooftop-solar-outlook-dims-spain-amid-lower-energy-prices-2024-05-28/>

<sup>5</sup> Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

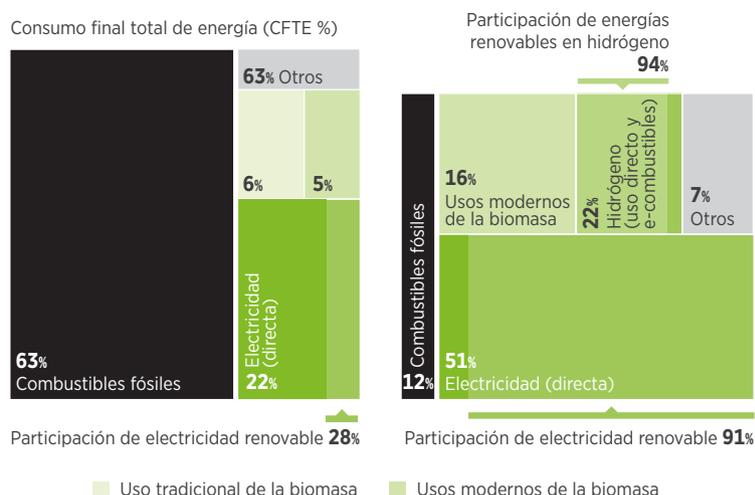
<sup>6</sup> El PNIEC establece como objetivo alcanzar 5,5 millones de vehículos eléctricos (VE) en circulación en 2030. En 2023, había unos 400.000 VE en circulación. En ese año, solo el 12 % de los vehículos vendidos eran electrificados, mientras que la media europea se encuentra en un 21 %.

La electrificación no solo baja las emisiones, sino que además reduce la demanda total de energía y su coste porque la electricidad es más eficiente para convertir la energía en producción útil en comparación con los sistemas basados en combustibles fósiles. Por ejemplo, los vehículos eléctricos (EV) convierten entre el 60 y el 80 % de su energía en movimiento, mientras que los vehículos convencionales con motor de combustión interna (ICE) convierten solo entre el 20 y el 30 %, y la mayor parte de la energía se pierde en forma de calor. Como resultado, los vehículos eléctricos pueden alcanzar las mismas distancias de viaje con mucha menos energía, lo que reduce el consumo total de energía. Del mismo modo, las bombas de calor son mucho más eficientes que los sistemas de calefacción de combustibles fósiles. Utilizan la electricidad para transferir calor en lugar de generarlo, entregando de 2 a 4 veces la energía que consumen. Por el contrario, los hornos de gas o petróleo funcionan con una eficiencia del 70-90 %, perdiendo una parte de la energía durante la combustión. Al sustituir las tecnologías menos eficientes por alternativas eléctricas, la electrificación reduce la demanda de energía al tiempo que mantiene el mismo nivel de servicio, lo que respalda un futuro energético más sostenible. La eficiencia superior de la electricidad se ilustra en la Figura 2, que compara las necesidades energéticas mundiales en 2020 y 2050 en el marco del IRENA 2050 (escenario de 1,5 °C).

**Figura 2.**

**Desglose del consumo total de energía final por vector energético entre 2020 y 2050 en el Escenario 1,5 °C**

Fuente: *Transiciones energéticas mundiales: Perspectivas 2023* (IRENA).



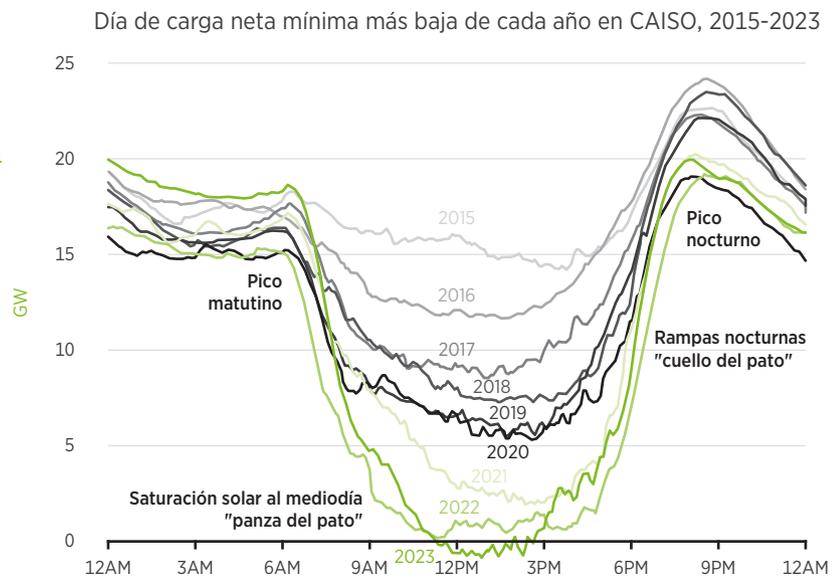
### 3.3. Flexibilidad

La tercera contribución potencial de los consumidores es proporcionar flexibilidad al sistema energético, especialmente para gestionar la intermitencia de la energía renovable. Los sistemas eléctricos siempre necesitan que la demanda sea igual a la oferta. Cuando son desiguales, el sistema experimenta desequilibrios que pueden causar inestabilidad de frecuencia y voltaje. Los desequilibrios prolongados pueden provocar interrupciones generalizadas, daños en la infraestructura y pérdidas económicas. Para mantener la estabilidad, los sistemas eléctricos requieren flexibilidad para equilibrar la oferta y la demanda.

Debido a la penetración de las energías renovables, la necesidad de flexibilidad está cambiando para gestionar la intermitencia. Por ejemplo, ya estamos observando la «curva de pato» de la demanda neta eléctrica a lo largo del día. La «curva del pato» en la Figura 3 describe cómo cambia la demanda de electricidad de California con el uso de energía solar. Durante el día, los paneles solares producen una gran cantidad de electricidad, lo que reduce la necesidad de energía tradicional («la barriga»). Pero cuando el sol se pone y la energía solar disminuye, a partir del anochecer, la demanda se dispara bruscamente («el cuello»). Este patrón pone de manifiesto el reto de equilibrar la oferta y la demanda de energía, haciendo hincapié en la necesidad de soluciones como las baterías y mayor consumo para absorber la electricidad renovable durante las horas de máxima sol, y para reducir demanda y descargar baterías por la tarde. España está empezando a experimentar una curva de pato.

**Figura 3.**  
**La curva del pato de California alcanza mínimos históricos**

Fuente: TCAISO,@BPBartholomew.



Si bien las demandas de flexibilidad están creciendo y cambiando, la descarbonización está llevando al cierre de la generación basada en combustibles fósiles, que ha sido la principal fuente de flexibilidad en la mayoría de los sistemas eléctricos. Estos dos factores han llevado a un mayor interés en aprovechar la flexibilidad del lado de la demanda (DSF) de los recursos de energía distribuida (DER) propiedad de los consumidores, incluida la generación, el almacenamiento fija, los vehículos eléctricos, las bombas de calor y otros aparatos eléctricos, todo ello detrás de los medidores de los consumidores.

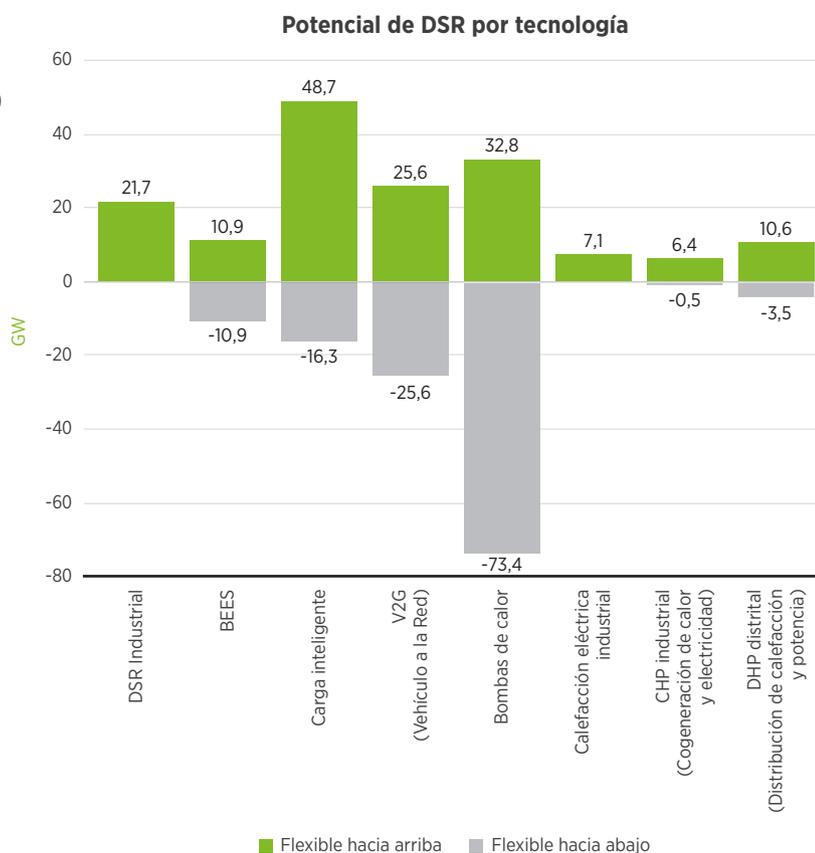
Afortunadamente, la escala potencial de DSF es sustancial. Un informe de la Comisión Europea estimó un total de 164 GW de flexibilidad al alza (reducción de la demanda) y 130 GW de flexibilidad a la baja (aumento de la demanda) en 2030 en la UE, como se ilustra en la Figura 4. Este nivel de flexibilidad representa el 22 % de la demanda al alza y el 17 % de la demanda a la baja, dada la estimación de 752 GW de demanda máxima en los países miembros de la UE-

27 en 2030. Según el estudio, más del 70 % de la flexibilidad DSF ascendente y más del 95 % de la flexibilidad DSF descendente podrían cubrirse con aparatos eléctricos distribuidos en edificios, como vehículos eléctricos, bombas de calor y baterías detrás del medidor para 2030.

El estudio estimó los beneficios para 2030 de la reducción de los costes mayoristas, la reducción de las energías renovables y la reducción de las emisiones, así como los beneficios para la seguridad del suministro y la red de distribución. El despliegue completo de DSF beneficiaría directamente a los consumidores con activos flexibles e indirectamente beneficiaría a todos los consumidores a través de menores costes de electricidad y red y menores emisiones. Para 2030 en la UE, el estudio estima un beneficio directo de 71.000 millones de euros al año y un beneficio indirecto de más de 300.000 millones de euros al año.

**Figura 4.**  
Potencial de flexibilidad de la demanda y potencia (DSR) en la UE en 2030

Fuente: elaboración propia basada en Comisión Europea (2023), Documento de trabajo de los servicios de la Comisión – Reforma del diseño del mercado de la electricidad. Estrasburgo, Comisión Europea.



Hay dos tipos de DSF:

- *El DSF implícito* implica que los consumidores responden a señales de precios o tarifas, por ejemplo, cargando su vehículo eléctrico cuando los precios son bajos. Esto requiere un cambio activo de la demanda o el uso de sistemas de gestión digital que respondan automáticamente a ciertos desencadenantes, por ejemplo, la intensidad de carbono o los precios.

- *El DSF explícito* implica la venta de flexibilidad en los mercados de electricidad o al gestor del sistema, ya sea directamente como consumidor o a través de un agregador, un comercializador o una comunidad energética. Allí donde está permitido, lo que todavía no es el caso en España, el DSF explícito está creciendo por varias razones, entre ellas la reducción de costes eléctricos para los consumidores, la reducción de las emisiones de carbono y la facilidad de proporcionar flexibilidad cuando se hace de forma remota. Además, bajar las emisiones de carbono a menudo se alinea con los compromisos personales y corporativos.

En ambos casos, DSF depende en gran parte de los recursos energéticos distribuidos (RED). Frecuentemente estos recursos pueden ofrecerse a costes más bajos que las alternativas centralizadas, como el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala y los centros de generación fósil gestionable.<sup>7</sup> Esta ventaja de costes se explica por el hecho de que la mayoría de los RED son adquiridos por los consumidores para fines distintos de la prestación de servicios de flexibilidad al sector eléctrico, por lo que el coste incremental de la prestación de estos servicios al sistema suele ser mucho menor que el coste de los equipos instalados exclusivamente para dar flexibilidad al sistema eléctrico. La implicación es que la participación de la flexibilidad del lado de la demanda (implícita o explícita) puede bajar el coste del sistema beneficiando directamente a los consumidores que ofrecen su flexibilidad e indirectamente a todos los consumidores por la reducción de costes y precios.

### 3.4. Seguridad del sistema, resiliencia y reducción de los costes de red

Una cuarta contribución de los consumidores es que los RED y el DSF serán cada vez más importantes para reducir el coste de la seguridad y la resiliencia del sistema. En primer lugar, la resiliencia del sistema aumenta con el desarrollo de DER, por ejemplo, en micro-redes y comunidades energéticas, porque estos recursos distribuidos proporcionan una alternativa local a los recursos del sistema eléctrico central. Cuando hay problemas en el sistema, que podrían ocurrir debido a eventos climáticos extremos o cortes de generación no planificados, los recursos de energía distribuida pueden ayudar a satisfacer las necesidades de emergencia a nivel local, aprovechando la energía renovable, las baterías y el DSF.

En segundo lugar, el sistema local puede ayudar a reiniciar el sistema central, evitando la necesidad de tener capacidad adicional en el sistema central.<sup>8</sup>

En tercer lugar, pueden producirse apagones significativos y/o picos de precios cuando hay una escasez temporal de capacidad de la red. La planificación tradicional de la red sugiere

<sup>7</sup> Disponible en: <https://www.brattle.com/insights-events/publications/real-reliability-the-value-of-virtual-power/>. Esta discusión no afecta a la cobertura de necesidades de flexibilidad de largo plazo por recursos renovables, como almacenamiento estacional.

<sup>8</sup> Para obtener más información sobre el reinicio de una red a partir de recursos de energía distribuida, consulte el informe de progreso del proyecto, reinicio distribuido de National Grid: restauración de energía para mañana, diciembre de 2019. Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/document/159801/download>

aumentar la inversión en *hardware* de red, como líneas eléctricas y subestaciones, para resistir eventos climáticos extremos. Sin embargo, esto podría aumentar significativamente los costes de la red. Esto ha llevado a un nuevo enfoque para la planificación: en lugar de agregar más «acero en el suelo», los operadores de la red deberían considerar alternativas «inalámbricas», es decir, formas más inteligentes de gestionar la congestión de la red. En este contexto, el DSF es una herramienta importante, pero su adopción requiere incentivos adecuados para los operadores de la red.<sup>9</sup>

### 3.5. Beneficios económicos y sociales que refuerzan el apoyo político a una transición justa

La quinta contribución de los consumidores tiene que ver con otros beneficios tanto económicos como sociales y políticos.

La transición energética es a menudo criticada por ser una política de la clase media que ignora el impacto económico negativo que tiene en muchas regiones y personas. Ciertamente, hay razones políticas para garantizar que la transición sea «justa»; de lo contrario, el apoyo a la transición energética se convertirá en indiferencia u oposición activa.

La participación de los consumidores ofrece la posibilidad de que los ciudadanos se beneficien de la transición energética, al reducir los costes para los participantes activos y, al reducir los costes del sistema, para todos los ciudadanos. También ofrece la oportunidad de tomar el control, individual o colectivamente, sobre la energía producida y consumida y de no depender del sistema y las empresas eléctricas tradicionales.

La transición puede y debe crear oportunidades de empleos decentes, apoyo para los trabajadores y las comunidades afectados y un acceso a energía limpia y asequible para todos. También puede y debe contribuir al desarrollo de nuevas tecnologías y negocios, con mercados globales y locales.

## 4. Perspectiva del consumidor y la comunidad local

La sección anterior se centró en por qué, desde la perspectiva del sistema, la participación de los consumidores en la transición energética es beneficiosa. Todos los beneficios son potenciales y dependerán fundamentalmente de si los consumidores estaban interesados en participar y tienen los incentivos para participar de una manera que los beneficie a ellos y al sistema (y todos los consumidores). En esta sección, exploramos dos cuestiones en el contexto español y desde la perspectiva del consumidor:

<sup>9</sup> Disponible en: <https://www.energy-uk.org.uk/wp-content/uploads/2024/05/Energy-UK-NIC-Distribution-Network-Consultation-Response-May-2024.pdf>

- Los incentivos económicos para los consumidores de invertir en las actividades relevantes (autoconsumo, almacenamiento, electrificación y flexibilidad), y oportunidades comerciales que surgen, con la legislación actual y la legislación anticipada.
- Otros beneficios económicos y sociales de la transición energética cuando se ve desde una perspectiva colectiva de consumidores, en particular una Comunidad Energética, y de los futuros negocios que apoyan a los consumidores activos.

#### 4.1. Incentivos económicos con la legislación actual

La legislación actual apoya el autoconsumo individual (AC) y colectivo (ACC), incluyendo a las Comunidades Energéticas (asuntos cubiertos ya en otro artículo), e incentiva la DSF implícita. No permite todavía la DSF explícita y limita varias actividades de las Comunidades Energéticas.

##### 4.1.1 DSF implícito

En España, los pequeños consumidores no tienen acceso a los mercados todavía. Pero tienen incentivos de ejercer la DSF implícita. Muchos consumidores no van a querer responder a precios que difieren según el momento. En este caso, pagarán una prima de riesgo al comercializador que les ofrece un precio plano para la energía consumida.

No obstante, los consumidores pueden bajar su factura de la luz a través de la flexibilidad implícita. Las condiciones básicas ya existen: precios horarios para las 24 horas del mercado mayorista, o tarifas que cobran por tramos horarios, y una medición «inteligente» que refleja el consumo horario. El objetivo principal sería consumir o almacenar energía en horas de precios más bajos y reducir en lo posible el consumo en horas de precios más altos.

Por ejemplo, un consumidor, con o sin autoconsumo, podría comprar electricidad para almacenarla en una batería en las horas de precios bajos (que normalmente coinciden con mayor producción de energía fotovoltaica), y consumir la electricidad almacenada en horas de precios más altos (que normalmente coinciden con energías fósiles). Con otros dispositivos eléctricos, hay oportunidades de optimizar el consumo, por ejemplo, cargando el vehículo eléctrico o poniendo la lavadora en horas de precios bajos. Estos ajustes de la demanda pueden hacerse de forma directa en el momento por el consumidor o por sistemas informáticos que lo hacen automáticamente. Describimos algunos ejemplos para ilustrar esta idea.

### *Caso Octopus – Tarifa Ágil (Gran Bretaña)*

Existen ofertas de precios horarios en España. El PVPC<sup>10</sup> es una tarifa regulada para pequeños consumidores y Próxima Energía<sup>11</sup> es una empresa con precios horarios en el mercado libre. Aunque son interesantes, es más interesante estudiar la tarifa *Octopus Agile* en Gran Bretaña, un ejemplo más desarrollado de una compañía activa en España. Ofrece una idea de lo que es posible ahora pero todavía no tan desarrollada en España. La tarifa Agile ajusta las tarifas de electricidad cada 30 minutos en función de los precios del mercado mayorista de electricidad establecidos en el mercado diario, lo que anima a los consumidores a cambiar su consumo de energía a horas valle más baratas. También incluye los precios «plunge»: cuando los precios de mercado son negativos, se le puede pagar al consumidor por consumir. Al alinear los costes de electricidad con las condiciones del mercado cada 30 minutos, la tarifa no sólo ayuda a los consumidores a ahorrar dinero, sino que también apoya la estabilidad de la red y una mayor dependencia de la energía renovable. Para participar, los clientes necesitan un contador inteligente, que permita el seguimiento del consumo en tiempo real y facilite una facturación precisa basada en los cambios de precios cada media hora.

Para ponérselo fácil a los consumidores, Octopus y otros comercializadores automatizan los cambios en el consumo integrándose con plataformas como IFTTT (*If This Then That*) y ofreciendo una API abierta para usuarios expertos en tecnología. Estas herramientas permiten a los clientes configurar automatizaciones para dispositivos domésticos inteligentes, como cargadores de vehículos eléctricos, sistemas de calefacción o electrodomésticos, para que funcionen durante los períodos de electricidad más baratos. Al vincular los datos de precios en tiempo real con la automatización, Octopus permite que los consumidores puedan optimizar su uso de energía sin esfuerzo manual, con el ahorro de costes y los beneficios ambientales.

### *Caso optimización de recursos en comunidades energéticas (España)*

Las comunidades energéticas incluyen modelos comerciales basado en el ACC, como por ejemplo las comunidades de Iberdrola, Endesa, Repsol y EdP. También incluyen comunidades controlados por los miembros, por ejemplo, Sapiens Energía<sup>12</sup> y Som Energía<sup>13</sup>. Ambos modelos pueden disfrutar de la tecnología digital para optimizar el ACC y otros recursos distribuidos. Podrían invertir en baterías, la carga de vehículos eléctricos, la calefacción eléctrica y la optimización de todos estos recursos, utilizando plataformas digitales para consumir cuando las renovables están disponibles y minimizando las compras del sistema cuando sus costes son mayores de los costes de la comunidad. Algunas empresas especializadas podrían ofrecer

<sup>10</sup> PVPC es el Precio Variable de Pequeño Consumidor. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/contratacion-suministro/precio-voluntario.html>

<sup>11</sup> Disponible en: <https://proximaenergia.com/>

<sup>12</sup> Disponible en: <https://sapiensenergia.es/>

<sup>13</sup> Disponible en: <https://www.somenergia.coop/es/>

servicios de *Software-As-A-Service* (SaaS), para la asignación de la energía producida a los diferentes miembros de la comunidad, mediante coeficientes de reparto optimizados, e incluso aumentando el aprovechamiento de la energía generada mediante la gestión de los recursos flexibles disponibles en la comunidad. Por ejemplo, Lumenaza<sup>14</sup> tiene experiencia de este tipo.

Aparte de ayudar en bajar los costes de los consumidores finales, es importante reconocer que las baterías y otros recursos distribuidos en las comunidades energéticas pueden reforzar la seguridad de suministro a nivel local y bajar el coste de mantener la seguridad del sistema en su conjunto, al reducir las necesidades de inversiones en redes, en generación y en almacenamiento a gran escala. Ante el crecimiento de la frecuencia y severidad de los eventos climatológicos extremos (como Filomena), sería cada vez más interesante ofrecer estos servicios distribuida y flexible que pueden contribuir a reforzar la seguridad del sistema.

## 4.2. Incentivos económicos en virtud de la futura legislación española

Aparte de un crecimiento continuo de la DSF implícita, se espera en los próximos años la posibilidad de poder vender la DSF «explícita» en los mercados eléctricos, o directamente o con la ayuda de un intermediario (p.ej., un agregador independiente, un comercializador o una comunidad energética) aprovechando los recursos energéticos distribuidos. Son cuatro los cambios legislativos relevantes:

- Acceso a todos los mercados eléctricos para consumidores y sus representantes.
- La creación de nuevos mercados.
- Cambios en la regulación de los operadores de red.
- Nuevos derechos para las Comunidades Energéticas (CER y CCE).

### 4.2.1 Acceso para los consumidores a los mercados eléctricos. Algunos ejemplos

Con arreglo a la legislación de la UE, todos los consumidores podrán participar en todos los mercados de electricidad, ya sea directamente o a través de intermediarios, incluidos los agregadores independientes, los comercializadores y las comunidades energéticas. La DSF explícita aún no es una realidad todavía en España, pero sí en algunos mercados en otros Estados miembros de la UE, así como en Gran Bretaña, Estados Unidos y Australia, entre otros países. Esto abre la puerta a un rol más poderoso para los consumidores. En España, la legislación para regular la agregación explícita está en trámites. A continuación, para ofrecer una idea de lo que será posible en España, se presentan algunos estudios de casos breves de DSF explícito en otros países.

<sup>14</sup> Disponible en: <https://www.lumenaza.de/en/home/>

*Caso NESO<sup>15</sup> - Servicio de Flexibilidad de la Demanda (DSF explícito)*

El Servicio de Flexibilidad de Demanda (SFD) del Operador del Sistema Eléctrico Nacional (NESO) británico incentiva a hogares y empresas a reducir el consumo eléctrico en picos de demanda. En 2022, 1.6 millones de consumidores participaron, y en 2023-24, 2.6 millones participaron. Para participar, es necesario tener medidores inteligentes que registran el consumo cada 30 minutos. Los participantes se inscriben a través de comercializadores o agregadores que les notifican sobre eventos programados, generalmente en picos nocturnos. Reducen su consumo desplazando actividades fuera de estos horarios y reciben pagos de hasta £3 por kWh ahorrado. La participación es voluntaria y sin penalizaciones.

En general, el SFD no solo ha apoyado los objetivos operativos de la gestión de la red, sino que también ha servido como modelo para involucrar a los ciudadanos en la transición energética. Al alinear los incentivos individuales con las necesidades del sistema, ha fortalecido la conexión entre las acciones de los consumidores y los resultados energéticos sostenibles, fomentando un sentido de responsabilidad compartida y apoyo para el futuro de la energía limpia. Para 2024-25, el SFD dejará de ser un servicio con trato especial. Será un servicio que compite con otras fuentes de flexibilidad (baterías, generación y otras fuentes de flexibilidad de la demanda) en los mercados de balance y capacidad.

*Caso Voltalis<sup>16</sup> - Agregador Independiente que gestiona DSF explícito (Francia)*

La Directiva (UE) 2019/944 define la función de los «agregadores independientes», entidades que combinan el consumo, generación y almacenamiento de electricidad de muchos consumidores para venderlo en mercados, y no suministran electricidad a los consumidores. Es decir, solo gestionan el DSF explícito para su venta en mercados.

Un ejemplo destacado es Voltalis, que ofrece dispositivos inteligentes para gestionar en tiempo real el consumo energético, reduciendo el uso no esencial en horas de picos de demanda. Estos dispositivos, instalados sin coste al consumidor, ayudan a los participantes a ahorrar en sus facturas sin afectar sus rutinas.

Este modelo destaca el potencial de los agregadores para reducir costes del sistema, beneficiar a todos los usuarios y fomentar mayor participación pública en la transición energética. Empresas como Voltalis y otros agregadores en Europa promueven la innovación y accesibilidad, fortaleciendo un sistema energético más flexible y sostenible.

<sup>15</sup> Disponible en: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service/demand-flexibility-service-explained>

<sup>16</sup> Disponible en: <https://www.voltalis.com/>

### 4.2.2 Nuevos mercados. Experiencia británica

España está cerca de introducir un mercado de capacidad, cuyo objetivo será garantizar que haya suficiente recurso energético firme y flexible para hacer frente a los períodos de cortes de las renovables, especialmente para períodos que pueden extenderse desde varias horas hasta semanas o incluso temporadas. Este mercado estará abierto a DSF explícito, así como al almacenamiento y generación. Por lo tanto, será un nuevo mercado en el que los consumidores podrán vender su flexibilidad, directamente o a través de intermediarios.

España también está considerando la introducción de mercados locales para facilitar la gestión de las redes de distribución. En estos mercados, los consumidores y los intermediarios podrían vender su flexibilidad, optimizando el uso de recursos y fomentando una mayor eficiencia.

La experiencia de Gran Bretaña ofrece modelos relevantes a considerar para implementar mercados de capacidad y mercados locales en España, adaptándolos al contexto específico del país.

#### *Caso Mercado de Capacidad (DSF explícita)*

En Gran Bretaña, hay dos mercados de capacidad, organizados como subastas: T-1 para el año siguiente y T-4 para períodos de quince años que comienzan 4 años después de la subasta. En ambos, los consumidores participan. DSF fue el tercer mayor proveedor de capacidad en la última subasta T-1 y proporcionó más de 1 GW de capacidad en la última subasta T-4.

También es muy probable que España cree un mercado local para ayudar a gestionar la congestión en la red de distribución. Es probable que estos sean gestionados por OMIE, el operador del mercado. Sin embargo, es interesante ver cómo se ha desarrollado este mercado en GB a través de la creación de plataformas privadas que conectan al operador del sistema con proveedores de flexibilidad.

#### *Caso Mercados Locales – Piclo<sup>17</sup> (DSF explícito)*

En GB, los operadores de sistema de distribución (DSO) tienen incentivos para minimizar el coste de redes. Eso, además de decisiones de regulador Ofgem, ha motivado la creación de mercados al nivel local en donde el DSO compra flexibilidad. Es de especial interés el caso de Piclo, una empresa privada que crea y gestión plataformas para la compraventa de flexibilidad.

Piclo creó y opera un mercado digital, Piclo Flex, que conecta a los operadores del sistema con proveedores de recursos energéticos flexibles. Esta plataforma permite a los operadores del sistema adquirir servicios de flexibilidad de diversas fuentes, incluida la DSF para gestionar

<sup>17</sup> Disponible en: <https://www.piclo.energy/>

la congestión de la red y equilibrar la oferta y la demanda. Al facilitar estas transacciones, Piclo Flex mejora la confiabilidad de la red y apoya la integración de fuentes de energía renovables.

Para los consumidores, participar en el mercado de flexibilidad de Piclo ofrece incentivos financieros para ajustar su uso de energía durante los períodos pico o en respuesta a las necesidades de la red. Esta participación no solo proporciona ahorro de costes, sino que también permite a los consumidores contribuir activamente a la gestión de la red. Al involucrar a los consumidores en la flexibilidad del lado de la demanda, Piclo fomenta una mayor participación pública y apoyo a las prácticas energéticas sostenibles.

### 4.2.3 Nuevos incentivos regulatorios para los operadores de sistemas en España

Para que los mercados locales funcionen, necesitan un comprador de la flexibilidad. Los gestores de redes de distribución (GRD) deben contar con incentivos para minimizar los costes de gestión de sus redes y considerar la flexibilidad de terceros como una opción. El enfoque regulatorio actual los anima a confiar en soluciones de red, incluida la construcción de nueva capacidad de red y la modernización de la red existente. A menudo, esta puede ser la solución más económica. Sin embargo, es probable que se introducirán regulaciones que alienten a los operadores del sistema a considerar alternativas que impliquen una provisión competitiva de flexibilidad por parte de los consumidores finales, comercializadores y agregadores.

### 4.2.4 Nueva legislación para las Comunidades Energéticas

Dentro de poco, habrá nueva legislación para las comunidades energéticas en España. Según el Proyecto del Real Decreto<sup>18</sup>, las comunidades de energía renovable (CER) y las comunidades ciudadanas de energía (CCE), tienen como objetivo promover la participación local en la transición energética, fomentando beneficios ambientales, sociales y económicos para sus miembros, más que generar una rentabilidad financiera. Las CER se centran exclusivamente en proyectos de energía renovable, priorizando la generación, consumo, almacenamiento y eficiencia energética impulsados por la comunidad dentro de límites locales definidos. Por su parte, las CCE adoptan un enfoque más amplio al incluir actividades relacionadas con energías (eléctricas) renovables y no renovables, como la carga de vehículos eléctricos y los servicios de agregación, sin restricciones geográficas estrictas para la membresía.

Tanto las CER como las CCE cuentan con reconocimiento legal para participar en los mercados energéticos en igualdad de condiciones con otros actores del mercado. Tienen derecho a generar, consumir, almacenar y vender energía (DSF explícita), así como a acceder a sistemas y mercados energéticos sin discriminación. Además, los miembros se benefician de la propiedad colectiva, el poder de toma de decisiones y las ventajas compartidas derivadas de las actividades energéticas. Las CER deben limitar la participación a quienes se encuentren

<sup>18</sup> Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-anteriores/detalle-participacion-publica-k-595.html>

cerca de sus proyectos, asegurando beneficios locales, mientras que las CCE pueden operar en áreas más amplias, permitiendo una participación más flexible. Estos derechos buscan empoderar a las comunidades, mejorar la democracia energética y contribuir a los objetivos de energía renovable de España.

### 4.3. Beneficios sociales y comerciales. El caso de *Som Energía*

Como se discutió en la sección 2, los beneficios de la participación de los consumidores van mucho más allá de que los consumidores ahorren dinero. Incluyen la creación de nuevas oportunidades comerciales y puestos de trabajo, nuevos modelos de colaboración y opciones para los consumidores que buscan controlar la energía que consumen y depender lo menos posible de los combustibles fósiles y del sistema eléctrico existente. Quizás lo más importante es que la participación de los consumidores ayuda a fortalecer el apoyo político a una transición energética justa.

#### Caso Som Energía<sup>19</sup>

La experiencia de las comunidades energéticas controladas por sus miembros (CER y CCE) es especialmente importante en este sentido. Se han formado muchas comunidades energéticas con los objetivos generales de promover las energías renovables, fomentar la gobernanza democrática y apoyar a la comunidad local. Som Energía es uno de ellos. Fue fundada en 2010 en España como una cooperativa dedicada a proporcionar energía renovable y promover un sistema energético justo y sostenible. Comenzó con un pequeño grupo de personas apasionadas por la transición energética y se ha convertido en una organización destacada que ahora involucra a miles de miembros. La cooperativa tiene como objetivo hacer que la energía renovable sea accesible para todos, al tiempo que fomenta la participación de la comunidad y la responsabilidad ambiental. Cuenta con 86.000 socios/as, gestiona 118.000 contratos y dispone de una quincena de plantas de generación de energías renovables, y su objetivo final es no tener que comprar la energía que comercializa en el mercado mayorista.

La situación de excepcionalidad causada por la covid-19 y el estado de alarma provocó cambios a muchos niveles. Som Energía introdujo varias medidas durante la crisis de la covid-19 para apoyar a sus miembros, incluyendo la posibilidad de aplazar pagos y la suspensión de cortes de electricidad por impago. La cooperativa también ofreció opciones de suspensión temporal de contratos o modificación de tarifas, especialmente para empresas y autónomos. Estos ajustes, como reducir la potencia contratada o cambiar a tarifas horarias, no tiene coste adicional.<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Disponible en: <https://www.somenergia.coop/es/>

<sup>20</sup> Disponible en: <https://blog.somenergia.coop/som-energia/2020/04/medidas-especiales-durante-el-estado-de-alarma-por-la-covid-19/>

El apoyo social de los miembros hacia Som Energia se refleja en la capacidad de captar capital de forma voluntaria de sus miembros. A finales de 2021, cuando los precios de la electricidad empezaban a subir con fuerza, recaudó 13 millones de euros para apoyar el aumento de costes e impuestos.<sup>21</sup>

## Oportunidades comerciales

La transición energética presenta importantes oportunidades para que las pequeñas y medianas empresas (pymes) innoven y creen valor en los mercados emergentes. Un área clave es la energía como servicio, donde las empresas pueden ofrecer soluciones como el monitoreo de energía, el control automatizado de dispositivos y la optimización del uso de energía en función de los precios en tiempo real o la demanda de la red. Las pymes también pueden desarrollar y vender dispositivos habilitados para el internet, incluidos termostatos inteligentes, cargadores de vehículos eléctricos y electrodomésticos conectados, que permiten a los consumidores y a las empresas administrar el consumo de energía de manera más efectiva. Estas tecnologías permiten la flexibilidad del lado de la demanda (DSF), lo que permite a las pymes proporcionar servicios personalizados que reducen los costes y mejoran la eficiencia energética para sus clientes.

Otra vía prometedora son los servicios de agregación y las iniciativas energéticas colectivas. Las pymes pueden actuar como intermediarias, agrupando recursos de los consumidores y las empresas para participar en los mercados eléctricos, como los programas de respuesta a la demanda o los servicios de balance de la red. Además, las pymes pueden apoyar la formación y el funcionamiento de comunidades energéticas ofreciendo servicios de gestión de proyectos, asesoramiento y experiencia técnica para proyectos compartidos de autoconsumo y almacenamiento. Estas funciones permiten a las pymes contribuir a un futuro energético sostenible, al tiempo que desbloquean nuevas fuentes de ingresos y refuerzan su posición competitiva.

Estas oportunidades comerciales tienen potencial de crecer no solo en España sino al nivel europeo y global.

## 5. Conclusión

El sector eléctrico está experimentando un cambio fundamental causado por la profunda penetración de las energías renovables, la electrificación, la digitalización y la descentralización del sector. Esto ha creado una necesidad cada vez mayor de participación por parte de los consumidores, individual y colectivamente, en la transición energética.

Con la legislación española actual, ya existen incentivos para que los consumidores de electricidad en España sean activos en el autoconsumo y la flexibilidad implícita de la demanda.

<sup>21</sup> Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/som-energia-capt-aportaciones-socios-capital/>; <https://blog.somenergia.coop/som-energia/2021/10/abrimos-de-nuevo-las-aportaciones-voluntarias-al-capital-social-2/>

Sin embargo, la futura legislación debe motivar una mayor participación de los consumidores, invitar a la implantación de nuevos modelos empresariales y sociales y crear oportunidades comerciales para apoyar a los consumidores activos y una transición energética justa.

## Referencias bibliográficas

Ariño, G. (2020): Ariño, G.; Iñigo del Guayo y David Robinson, «Los Retos del Futuro: Análisis de los temas clave del funcionamiento del sector eléctrico en la transición energética», Libro Segundo; en *La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*; Publicaciones Deusto, 2020.

# La descarbonización de la industria no intensiva en energía

**Timo Gerres**

Investigador Invitado, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI, Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

El sector industrial es uno de los pilares de la economía española, y contribuye con un 12,6 % al valor añadido en el país. La estructura del sector ha vivido grandes cambios durante las últimas cuatro décadas, desde su integración en los mercados europeos y globales, marcados por el crecimiento económico y la crisis estructural. Hoy en día, España se encuentra en el grupo de los países con una industria altamente desarrollada y competitiva. Pero ¿qué es la industria y como se pueden caracterizar sus actividades? ¿Por qué la industria se enfrenta un gran periodo de incertidumbre y una transición fundamental en las próximas décadas? Partiendo del compromiso de nuestra sociedad a la bajada de emisiones y la neutralidad climática en 2050<sup>1</sup>, caracterizamos a continuación el sector industrial y destacamos los retos principales frente a la descarbonización.

<sup>1</sup> Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática («Legislación europea sobre el clima»).

## 1.1. Una industria basada en fuentes fósiles

El sector industrial transforma recursos físicos en productos finales con una gran variedad en su grado de complejidad. Estas transformaciones necesitan energía en toda la cadena de valor. Esto distingue la producción industrial de otros sectores que crean productos no físicos (como el sector servicios) o que transforman la energía (como el sector energético).

La industria consume proporcionalmente más energía que otras actividades económicas (Figura 1). El sector industrial<sup>2</sup> en España es responsable del 20,5 % del consumo final de energía, lo que se traduce en una huella de carbono que corresponde al 24,1 % de todas las emisiones directas del país. Sin embargo, el consumo energético, la intensidad energética de los procesos y las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por las diferentes actividades industriales son muy heterogéneos. En España, más de la mitad del consumo energético y casi el 80 % de las emisiones de la industria están vinculadas a la producción de materias primas como el acero, cemento, productos petroquímicos, papel y otros productos obtenidos a partir de minerales no metálicos, como el vidrio y la cerámica. Además, para obtener acero, cemento y productos petroquímicos se procesan materiales que contienen carbono (carbón, cal o petróleo, respectivamente) y por lo tanto su producción supone tanto emisiones asociadas al consumo energético («emisiones energéticas») como otras resultantes de reacciones químicas a partir de estas materias («emisiones de proceso»).

El resto de las industrias varían en su intensidad energética y las emisiones asociadas y en total solamente son responsables del 18,9 % de las emisiones directas de la industria (4,6 % de las emisiones totales). Al mismo tiempo, más del 80 % del valor añadido por la industria pertenece de estos sectores menos intensivos de energía y emisiones. La mayoría de estas industrias emiten relativamente pocas emisiones, pero tienen en común que sus insumos son materias primas o productos intermedios compuestos de materias primas con una gran huella de carbono. Por lo tanto, el complejo industrial no puede realizar gran parte de sus actividades sin el consumo directo de energía fósil o el procesamiento de productos hechos con fuentes fósiles.

## 1.2. Una industria verde y competitiva: los objetivos para 2050

En todo el sector industrial la intensidad energética, y por lo tanto las emisiones directas, se redujo de forma significativa durante las últimas décadas.<sup>3</sup> Las reducciones históricas de las emisiones directas se lograron principalmente gracias a la minimización de las pérdidas y las mejoras de eficiencia de los procesos convencionales de producción, en combinación con el cambio de combustibles, de carbón, petróleo y fuel oil a gas natural.

<sup>2</sup> Sin las actividades relacionado al suministro de energía incluyendo el refino de petróleo y la generación, el transporte y suministro de energía eléctrica y gas natural. Datos del año 2021 publicado por IDAE (2023) y INE (2022).

<sup>3</sup> La de la eficiencia energética en el sector industrial en España se mejoró un 26.8 % entre 2002 y 2021 (IDAE, 2023; Odyssee-Mure, 2024).

El compromiso de la neutralidad climática en 2050 cambia de forma fundamental la naturaleza de los esfuerzos necesarios para reducir las emisiones en el sector industrial, porque la mejora de eficiencia o reducción de pérdidas en sí mismas no permiten alcanzar una operación neutra en emisiones. La industria descarbonizada solamente se puede alcanzar con la sustitución de los combustibles fósiles por alternativas renovables y limpias de energía, la implementación de nuevos procesos industriales para evitar emisiones no energéticas y el uso óptimo de las materias primas en una economía circular.

Muchas de las medidas necesarias para reducir las emisiones de la industria aún no se han implementado porque no son económicamente rentables hasta ahora. Una empresa arriesga su competitividad si opta por instalar nuevos procesos más sostenibles, pero con un mayor coste de inversión y operación, que los de su competencia.

### 1.3. Una transición industrial en el contexto de los mercados globales

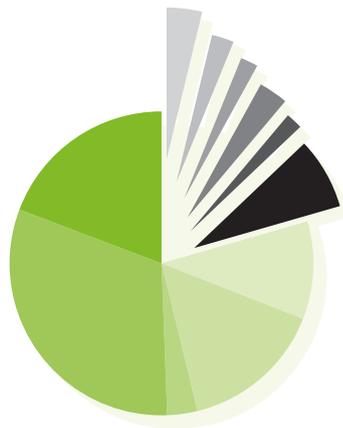
El Mercado Único de la UE no es un mercado cerrado. El alto grado de la integración de la economía española y europea en los mercados globales eleva la complejidad de la transición industrial en comparación con otros sectores, ya que los productos fabricados en Europa deberán seguir compitiendo en los mercados globales. Así, se debe mantener la competitividad de la industria en los mercados globales mientras se adhiere a unos objetivos de la descarbonización que posiblemente sean más ambiciosos que en otras partes del mundo.

La exposición a los mercados globales distingue la transición industrial de la transición en otros sectores de la economía. Muchos bienes industriales se venden, utilizan o consumen en áreas económicas alejadas de las plantas de producción y sus emisiones. Por otro lado, las emisiones en los sectores de transporte y electricidad se emiten directamente in situ. Coches, camiones, barcos y aviones emiten donde prestan su servicio, mientras la electricidad consumida en la UE se genera casi exclusivamente con plantas de producción que están conectadas a la red europea de transporte de electricidad.

Partiendo de esta caracterización de la industria actual este artículo explora los principales retos para la transformación industrial con el objetivo de ofrecer una visión holística de las tecnologías y su economía (Sección 2) y el rol de la política industrial en la transición (Sección 3). Basado en este análisis se formulan consejos digeridos al emprendedor industrial preparándose para enfrentar la transición.

**Figura 1.**  
Consumo energético,  
emisiones y valor añadido  
bruto de la industria en  
comparación con otras  
actividades en España  
(2021)

Fuente: elaboración propia basada  
en IDAE (2023); INE (2022).



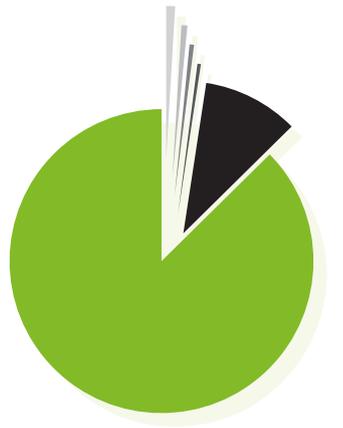
**Consumo energético**

- Químico y petroquímico (sin refino) (3,8 %)
- Cerámica y vidrio (2,4 %)
- Cemento (1,9 %)
- Metalurgia (3,1 %)
- Pasta y papel (1,8 %)
- Otras industrias (7,6 %)
- Servicios (10,4 %)
- Residencial (15,2 %)
- Agricultura y Pesca (3,2 %)
- Transporte comercial (1,8 %)
- Suministro de energía (19,2 %)



**Emisiones directas**

- Químico y petroquímico (sin refino) (5,3 %)
- Minerales no metálicos (9,2 %)
- Metalurgia (3,5 %)
- Pasta y papel (1,6 %)
- Otras industrias (4,6 %)
- Servicios (7,6 %)
- Hogares (27,8 %)
- Agricultura y Pesca (5,5 %)
- Transporte comercial (15,2 %)
- Suministro de energía (19,7 %)



**Valor añadido bruto**

- Químico y petroquímico (sin refino) (0,9 %)
- Minerales no metálicos (0,6 %)
- Metalurgia (0,5 %)
- Pasta y papel (0,4 %)
- Otras industrias (10,2 %)
- Otras actividades económicas (87,4 %)

## 2. Opciones del sector industrial frente la transición

A día de hoy, la gran mayoría de las industrias genera emisiones directas de CO<sub>2</sub> y, por lo tanto, contribuye al incremento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Sin embargo, los esfuerzos necesarios para evitar estas emisiones directas de los procesos actuales son muy distintos según el tipo de actividad industrial. A continuación, se argumenta que, al afrontar los retos tecnológicos, económicos y regulatorios de la transición, los distintos procesos industriales se pueden agrupar en dos categorías principales: la producción de materias primas no-renovables y todos lo demás. Partiendo de esta agrupación se destacan las soluciones tecnológicas para eliminar las emisiones directas de la industria diferenciando entre las tecnologías específicas en la industria de materias primas y las soluciones altamente estandarizadas para las otras industrias.

### 2.1. Una propuesta para agrupar sectores industriales

Los sectores industriales se pueden diferenciar por su consumo energético. La producción de materias primas consume más energía que otras actividades industriales. Esta realidad se refleja en el balance energético de España (Figura 1) que es similar al de muchas economías desarrolladas. Se requiere mucha energía térmica con altas temperaturas para producir materias primas en hornos de fundición, con reacciones químicas o con destilación. En la Figura 2 se muestra como gran parte del consumo de energía térmica de estos procesos es con temperaturas superiores a 500 °C, y que pueden alcanzar 1500 °C, por ejemplo, para la producción de acero.

La mayoría de las otras actividades industriales se distingue de la producción de materias primas por su intensidad térmica. A nivel europeo, más de 90 % del consumo térmico del resto de industrias tiene un rango inferior a 200 °C y menos de 5 % de su demanda de energía térmica supera los 1000 °C (Figura 2).<sup>4</sup> La combustión de energías fósiles es la principal fuente para energía térmica en la industria mientras que la electricidad se utiliza en primer lugar para las otras operaciones. La bioenergía cuenta con un papel relevante en la industria alimentaria y los sectores de pasta y papel y maderero, que se benefician de sus propios residuos y de desechos de origen biológico para fines energéticos.

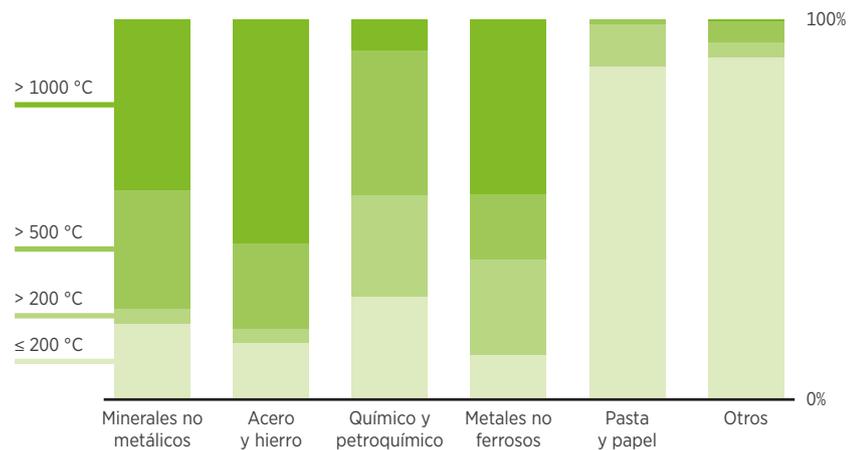
El mayor uso de las fuentes energéticas de origen fósil implica que las emisiones asociadas a la producción de materias primas son más elevadas por unidad de producto que en otras industrias. Sin embargo, la producción de materias primas es aún más intensiva en emisiones porque otra parte significativa de sus emisiones son emisiones de proceso. Las materias primas con la huella de carbono más elevada tienen en común que el carbono fósil sirve tanto como fuente de energía como input clave para transformar las materias minerales en materias primas.

<sup>4</sup> Otras materias primas como el cobre, níquel o zinc requieren temperaturas de fusión superiores a 1000 °C, en caso del oro alcanzan 2700 °C, y el wolframio 3600 °C. Sin embargo, en comparación con otros minerales, su producción y consumo actual en términos de volumen es marginal, igual que su impacto en las emisiones globales.

La clasificación de la industria en producción de materias primas y el resto también se puede diferenciar por su economía. Las materias primas son bienes fungibles con especificaciones estandarizadas. Los mercados para las materias primas son mercados globales y sus costes para un comprador local corresponden a un precio que se determina según el valor de mercado del producto básico más los costes de transporte. Las características estandarizadas de las materias primas son resultado de unos procesos de producción homogéneos en todo el mundo.<sup>5</sup>

**Figura 2.**  
**Consumo térmico y rango de temperatura por industria en la UE**

Fuente: Eurostat (Kosmadakis, 2019).



Los productores de bienes no fungibles<sup>6</sup> compiten en el mercado por el valor que los compradores están dispuestos a pagar por características únicas que pueden ser, por ejemplo, físicas, la diferenciación en precios, u otros servicios que se venden en combinación con los productos físicos. Para obtener diferentes características físicas o vender los productos a menor coste, las empresas tienen que optimizar e individualizar su proceso de producción. A diferencia de las industrias que ofrecen productos básicos, existe una gran variedad de procesos de producción. Sin embargo, en su mayoría los equipos que se utilizan están hasta un cierto grado estandarizados. Por ejemplo, las calderas, generadores de vapor, intercambiadores de calor, hornos, motores, sensores, sistemas de carga, máquinas de inyección, mezcladoras, picadoras u otros, se adaptan para los diferentes casos de uso, pero comparten muchos de sus componentes principales y principios de funcionamiento entre distintos sectores industriales.

El consumo energético y las emisiones tienen un impacto en la economía de las diferentes industrias que varía de forma significativa. En industrias como el sector manufacturero, la producción de coches o la industria alimentaria, el consumo energético industrial con un conjunto de equipos parcialmente estandarizados solamente suponía 0,07 € de energía por

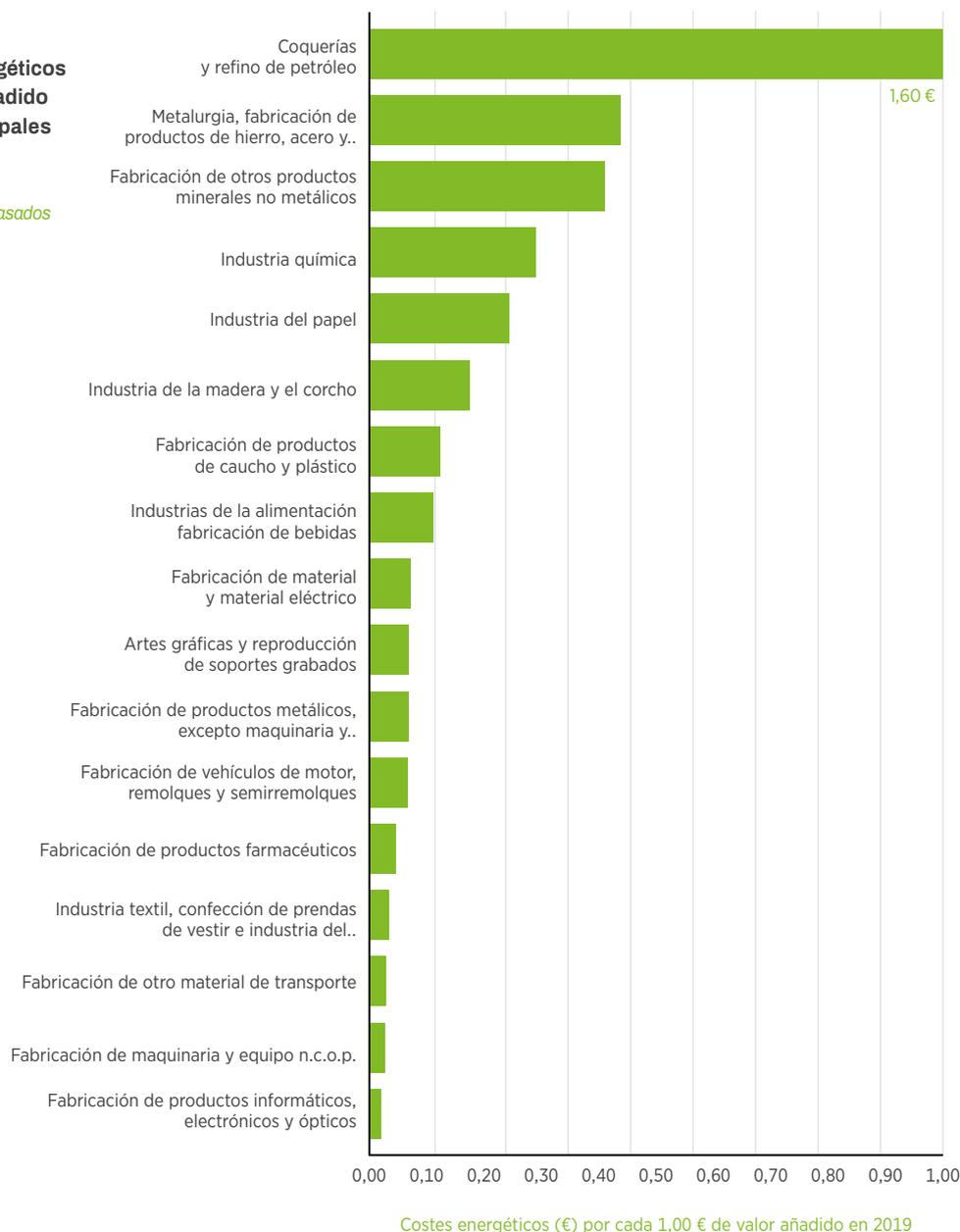
<sup>5</sup> Algunos productos intermedios del sector alimentario y del procesamiento de madera se consideran productos básicos según el Banco Mundial (The World Bank, 2021) y la industria de cerámica y vidrio ofrece una gran variedad de productos con diferentes características y grados de calidad que no son productos básicos.

<sup>6</sup> Bienes no fungibles se refiere a objetos digitales o físicos que son únicos y no se pueden intercambiar uno por otro de manera equivalente. Esto les diferencia de productos fungibles con características muy estandarizadas.

cada Euro de valor añadido en 2019. Este valor era aproximadamente cinco veces superior (0,30 – 0,50 €) para la gran mayoría de las industrias de materias primas y aun mayor para la coquería y el refino de petróleo que transforman fuentes de energía fósil en productos finales (Figura 3). Es preciso señalar por supuesto que estos datos no reflejan los efectos de la crisis energética y la subida de los precios de gas natural y electricidad después de la invasión rusa a Ucrania. Sin embargo, cabe destacar cómo la duplicación de los precios resultaría en una mayor subida absoluta de los costes de producción y por lo tanto la reducción de valor añadido en las industrias de materias primas que en otros sectores industriales.

**Figura 3.**  
**Costes energéticos por valor añadido de las principales actividades económica**

Fuente: *datos basados en INE (2022).*



Los costes energéticos solamente representan una parte de los costes operativos vinculados al consumo de combustibles fósiles. En la Unión Europea, todas las instalaciones industriales con una potencia instalada mayor de 20 MW térmicos participan en el régimen de comercio de derechos de emisión (EU ETS). Todas las instalaciones para la producción de materias primas superan este valor de referencia y pagan parcialmente por sus emisiones energéticas y emisiones de proceso. Las industrias en la cadena de valor que convierten materias primas en productos intermedios o finales tienen menores costes directos de energía y emisiones. Sin embargo, los productos hechos de materias primas muchas veces tienen una gran huella de carbono contando las emisiones indirectas a lo largo de la cadena de valor.

## 2.2. Soluciones para la reducción de emisiones

En la sección anterior se destaca que el papel que juega el carbono es esencialmente distinto en las industrias de materias primas en comparación con otras actividades industriales. Sin embargo, a continuación, se muestra que las opciones principales para reducir emisiones se aplican en principio a todas las industrias. Las posibles tecnologías tienen diferentes implicaciones sobre los costes de instalación y operación<sup>7</sup>, que se pueden caracterizar por cuatro opciones generales: *las mejoras de eficiencia, el cambio de fuentes de energía, la captura de emisiones o el cambio de insumos materiales* (Gerres, 2023). En lo siguiente destacamos que existen soluciones y equipos estandarizados para gran parte de la industria para bajar sus emisiones energéticas. Estas soluciones estandarizadas nos permiten bajar las emisiones por el uso de energía térmica, pero no permiten transformar las industrias de materias primas que requieren soluciones específicas.

### 2.2.1 Las mejoras de eficiencia

Reducir el consumo energético de los procesos actuales mediante mejoras de eficiencia es una opción sencilla para reducir las emisiones de un proceso industrial. Las mejoras se pueden lograr por la instalación de equipos con una mejor eficiencia que los actuales, por ejemplo, con nuevos cojinetes, o la reducción de las pérdidas energéticas térmicas por un mejor aislamiento de las instalaciones existentes o el mejor control del proceso gracias a su digitalización. Las mejoras de la eficiencia implican generalmente una elevada inversión en el proceso actual, que se amortiza con la reducción del consumo previsto y los costes operativos asociados a cada unidad de producto final.

La industria ha realizado grandes inversiones en eficiencia energética durante las últimas décadas y sigue optimizando los procesos actuales con cada renovación de equipos. Sin

---

<sup>7</sup> Los «costes de instalación» incluyen todos los gastos vinculados a la planificación, construcción y financiación de un equipo o proceso industrial. Por otro lado, los «costes de operación» engloban todos los gastos necesarios para operar y mantener en funcionamiento dicho equipo, incluyendo los costes de energía, materiales y otros insumos, los costes laborales y el mantenimiento del equipo.

embargo, en el contexto de la transición industrial el potencial de la reducción de emisiones por mejoras de eficiencia es limitado. Con mejoras de eficiencia nos podemos acercar a la eficiencia teórica de los procesos, y cuanto más nos acercamos a ella, mayores son las inversiones necesarias para conseguir los ahorros. Además, por sí mismas, las mejoras de eficiencia no permiten llevar los procesos industriales que consumen combustibles fósiles hasta la neutralidad climática.

### 2.2.2 El cambio de fuentes de energía

En el caso ideal, las fuentes fósiles de energía se reemplazarían con alternativas menos intensivas o neutras en emisiones, sin necesidad de grandes inversiones en equipos. El biometano se puede quemar en calderas o hornos de gas natural sin cambiar los equipos. Viendo el rol importante de gas natural en industrias como la cerámica, el vidrio, el sector alimentario y manufacturero este camino puede ser lo menos disruptivo a nivel de planta. Sin embargo, es importante tener una perspectiva realista sobre su papel en el panorama energético, y se debe considerar la posible evolución de los precios de este insumo a largo plazo, lo que podría afectar la competitividad de biometano en comparación con otras soluciones (Material Economics, 2021). La transición hacia procesos neutros en emisiones casi siempre implica inversiones en nuevos equipos, tal como calderas y hornos.

Las calderas calientan un medio como agua y vapor a un rango de temperatura por debajo de 100 °C o superior de 350 °C bajo presión. Aunque muy estandarizado, su diseño depende mucho de la fuente de energía que se utiliza. Por ejemplo, las calderas eléctricas no incluyen quemadores, sino serpentines de calor. Sus conceptos de funcionamiento son fundamentalmente diferentes. La inversión necesaria para instalar una caldera con una fuente de energía distinta no es necesariamente más elevada que la reinversión en la caldera existente. Las calderas eléctricas para aplicaciones industriales tienen un precio de inversión que es igual o menor que calderas de gas natural (JRC, 2017). En contraste, según estimaciones del mismo estudio de referencia en nombre de la Comisión Europea, los costes de inversión para calderas de biomasa pueden ser cuatro veces más altos que para las calderas eléctricas y tres veces el coste de las calderas de gas natural y biometano. Los costes de inversión en calderas de biomasa dependen en primer lugar del tipo de biomasa porque su heterogeneidad aumenta la complejidad tecnológica.

Los hornos se necesitan en procesos con temperaturas elevadas, en un rango que puede superar los 1000 °C, como en las industrias de vidrio o cerámica. El proceso de producción se opera en un rango distinto de temperatura en cada industria dado que el control de la temperatura tiene un gran impacto en las características del producto final. En la actualidad, los grandes hornos industriales operan principalmente con gas natural, pero se están explorando diversas opciones, como la electrificación directa, el reemplazo del gas natural por biometano y el uso de hidrógeno como otro combustible renovable. A día de hoy los hornos que operan con hidrógeno no se comercializan a escala industrial y existen grandes incertidumbres sobre sus costes de operación.

En caso de tecnologías innovadoras ya disponibles para la generación de calor como bombas de calor y solar térmica para procesos industriales el coste de inversión es muy superior a la reinversión en tecnologías convencionales. El funcionamiento de una bomba de calor es muy distinto a los hornos y calderas. En vez de transformar el contenido energético de la electricidad o del combustible en un flujo de calor, la bomba de calor extrae el calor de un flujo energético de entrada con temperaturas bajas para calentar otro flujo energético de salida. Se trata principalmente de la contracción y despresurización del fluido o gas de transporte con compresores.

El consumo energético de este proceso mecánico de concentración de calor es mucho más bajo que el consumo de calderas que operan con una eficiencia superior a 90 %. Para la eficiencia de bombas de calor se usa el factor COP (Coefficient Of Performance) que indica la cantidad del calor transportado por unidad de energía consumida. Un COP de 2 corresponde a una eficiencia energética correspondiente de 200 %. Para bombas de calor industrial en venta, el factor determinante para su eficiencia es la diferencia e intensidad de calor de entrada y calor de salida. Esto también implica que la aptitud de las bombas de calor depende mucho de la disponibilidad y calidad del propio calor residual del proceso como fuente de calor. Igualmente, su precio de inversión, que suele estar en un rango entre 300 y 1200 €/kW de capacidad instalada, varía por caso de aplicación. Considerando que el rango de operación por debajo de 150 °C es lo más común la tecnología puede tener cierta relevancia en la industria alimentaria, el sector químico o la producción de pasta y papel.

La solar térmica reemplaza la fuente actual de calor por el sol y como consecuencia limitaría los costes operativos a un mínimo. El agua u otro fluido se puede calentar en captadores solares a una temperatura entre 30 y 100 °C, un rango que es suficiente para muchos usos residenciales. En combinación con concentradores como espejos se pueden alcanzar temperaturas más elevadas de hasta 300 °C, que permitiría operar muchos de los procesos térmicos en la industria alimentaria, la química y la producción de madera, corcho y muebles. Según un estudio del IDAE el potencial técnico-económico en estas tres industrias para procesos con temperaturas inferiores a 120 °C es de 9,3 GW<sub>th</sub> (ICCL y IDAE, 2022). La gran desventaja de la solar térmica es la volatilidad por las condiciones climáticas. Además, cuenta con un elevado coste de inversión.

Todas las inversiones necesarias para cambiar la fuente de energía se tienen que amortizar con un menor coste de operación asociado al consumo energético. En caso del cambio de una fuente de energía fósil a una fuente de energía neutra en emisiones la reducción de costes prevista incluye la diferencia entre los costes previstos para el nuevo y el antiguo combustible, y los costes previstos de emisiones que se evitan. Para una empresa, estos costes evitados solo existen si la empresa está sujeta a un mecanismo de fijación de precios de las emisiones, unos impuestos, o unas penalizaciones por emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Sin embargo, el cambio de fuentes de energía no permite descarbonizar las emisiones de proceso, por lo que son necesarias otras tecnologías para la transformación de las industrias de materias primas con elevadas emisiones de procesos.

### 2.2.3 La captura de emisiones

Se trata de un proceso de filtración de los gases de escape en la salida de los procesos de producción. Esta filtración es una etapa adicional que necesita energía, para separar el CO<sub>2</sub> de otras salidas del proceso. Por lo tanto, la captura de emisiones siempre aumenta el consumo energético de la producción.

La inversión en un proceso de captura se tiene que amortizar con los ahorros previstos en los costes de emisiones. Dado que un proceso con captura de emisiones siempre consume más energía, los costes previstos de emisiones que se evitan tienen que igualar los costes de inversión y los mayores costes energéticos de operación. En teoría, el CO<sub>2</sub> capturado se puede vender como otro producto industrial, pero su monetización depende de la disponibilidad de compradores dispuestos a pagar por ello. En caso contrario, la captura de emisiones conlleva más costes por su gestión en almacenamientos subterráneos a largo plazo.

La gran ventaja de la captura de emisiones es su potencial en capturar tanto las emisiones energéticas y las de proceso. Sin embargo, nunca se captura el 100 % de las emisiones. Por lo tanto, su rol como tecnología para procesos industriales neutros en emisiones depende de los avances técnicos que permiten una captura casi completa y limiten las emisiones restantes a un nivel marginal.

A día de hoy, la captura de CO<sub>2</sub> es la solución más prometedora para reducir las emisiones en el sector de cemento, porque no existen alternativas a la calcinación de la caliza para obtener clínker de cemento que causa emisiones de proceso. En varios proyectos europeos se plantea la instalación de capacidades industriales para la captura de CO<sub>2</sub>. En Noruega, el CO<sub>2</sub> capturado de un horno de cemento se debería transportar por barco a unos almacenes subterráneos a partir de 2024, y en total 18 proyectos de captura de CO<sub>2</sub> en hornos de cemento se han anunciado en Europa, dos de ellos para plantas en España (Jones, 2023).

### 2.2.4 El cambio de insumos materiales

La variación de la composición de insumos en procesos industriales es bastante común y puede ser debida a la innovación y la mejora de las calidades del producto final, la fabricación de diferentes variedades de productos finales que se distinguen por su composición y características, o la diferencia en coste entre varios insumos intercambiables. En muchos casos, se pueden realizar cambios marginales de insumos con los procesos actuales con pequeñas modificaciones o ajustes al control del proceso. Sin embargo, la sustitución de insumos principales a menudo supone grandes cambios en el proceso actual.

Si el cambio del insumo está motivado por la reducción o eliminación de emisiones, esta inversión se debe amortizar con un menor coste operativo, entre otros, por el uso de diferentes materiales, el consumo de energía y las emisiones evitadas. El reemplazamiento de la producción primaria con el reciclaje de flujos residuales para ofrecer el mismo producto final es un buen ejemplo de este tipo de transición. En el caso de la producción primaria de

acero con altos hornos, representando 55,2 % de la producción europea y 28,1 % en España (WorldSteel, 2024), los costes de operación dependen de los precios globales de hierro y carbón mineral más (en Europa) los costes por emitir emisiones de CO<sub>2</sub>. Un cambio hacia el reciclaje con hornos de arco eléctrico (EAF) resulta en costes operativos vinculados al precio y calidad de la chatarra disponible, los precios de electricidad y el coste por emitir muchas menos emisiones de CO<sub>2</sub> que los altos hornos.

El cambio de insumos materiales es clave para evitar las emisiones de procesos en algunas industrias de materias primas, pero también puede jugar un rol importante en la cadena de valor si las empresas del sector manufacturero optan por procesar materias alternativas para bajar su huella de carbono directo o indirecto.

La clasificación de opciones para la transformación industrial en cuatro grupos destaca en una manera muy simplificada cómo la industria puede conseguir una reducción de emisiones directas de sus plantas. Dependiendo de la instalación existente, hay tecnologías que pueden representar dos grupos a la vez. Por ejemplo, reemplazando una caldera de gas natural con una bomba de calor eléctrica se logra una mejora de eficiencia y un cambio de combustible. También existen opciones integradas, especialmente en las industrias más intensivas en emisiones, que pueden alcanzar una reducción de emisiones al combinar el cambio de fuentes de energía y los insumos de materiales, en el mejor caso con una mejor eficiencia energética.

Las soluciones tecnológicas más avanzadas para la producción de materias primas con bajas emisiones casi siempre implican una transición integral del proceso actual de producción. En caso del acero primario el reemplazamiento de altos hornos de carbón con hornos de reducción directa (DRI) en combinación con los hornos EAF bajaría el consumo energético de aproximadamente 17,5 GJ/t a 13 GJ/t. Al mismo tiempo el hidrógeno o natural gas reemplazarían al carbón para transformar el mineral a hierro, reduciendo las emisiones del proceso entre 40 % (en caso de gas natural) y 97 % (usando solamente hidrógeno) (Chiappinelli *et al.*, 2021).

Hoy en día el sector químico es el principal consumidor de hidrógeno representando 82 % de la demanda a nivel europeo (European Hydrogen Observatory, 2024). Se utiliza para producir amoníaco en la industria de fertilizantes y juega un rol importante en el refino de petróleo. El reemplazo de este hidrógeno producido a partir de gas natural con hidrógeno verde es un cambio de insumos relativamente sencillo. Sin embargo, el reto de transformar el sector petroquímico solamente se puede conseguir con un conjunto de medidas de todos los grupos. En caso de los plásticos, el reciclaje debe jugar un rol mucho más importante, mientras que la producción de fueles y consumibles sintéticos implica el reemplazamiento de hidrocarburos fósiles por hidrógeno renovable y carbón no-fósil de origen biológico u obtenido por captura de CO<sub>2</sub> del aire o de procesos convencionales (Deloitte, 2022).

La Tabla 1 muestra como las principales opciones para reducir las emisiones tienen diferentes impactos sobre los costes operativos en comparación con los procesos actuales. Todas las tecnologías que entran en uno o varios de los grupos prevén bajar los costes de las emisiones. Sin embargo, la escala de esta bajada es desconocida, porque depende del precio futuro de los derechos de emisión.

En el caso de los costes energéticos, se prevén bajar por mejoras de eficiencia, pero pueden variar por un cambio de la fuente de energía o de los insumos materiales y siempre serán mayores para la captura de emisiones. Las mejoras de la eficiencia energética y la captura de emisiones no alteran los insumos materiales necesarios para la producción. No obstante, un cambio en los insumos puede implicar el uso de un proceso de producción diferente, con un perfil y una intensidad energética distintos.

La evaluación de los riesgos e incertidumbres asociados a los costes operativos es decisiva para la rentabilidad de una inversión que reduce las emisiones. Así, unos costes menores de reinversión para cambiar la fuente de energía o los insumos materiales no implican que sea rentable. En este sentido, desde un punto de vista de la evaluación de los riesgos, las mejoras de eficiencia que reducen los costes operativos pueden ser lo más atractivo incluso aunque no permitan alcanzar la neutralidad en emisiones.

En cualquier caso, hay que señalar que esta revisión de las principales opciones para reducir las emisiones de los procesos industriales se enfoca en los costes tecnológicos y no considera los posibles ingresos adicionales de la «prima verde» por vender un producto con menos emisiones. Sin embargo, sirve para destacar las diferencias en riesgos e incertidumbres para inversiones en las diferentes opciones.

**Tabla 1. Opciones para reducir emisiones directas y su rentabilidad en comparación con los procesos actuales**

	Coste de inversión	Costes operativos			¿Permite alcanzar emisiones neutras? *
		Energía	Emisiones	Insumos	
Las mejoras de la eficiencia	conocido más elevado (+)	desconocido más bajo (-)	desconocido (-)		No
El cambio de las fuentes de energía	conocido depende de cada caso (+-)	desconocido (+-)	desconocido (-)		Solo de emisiones energéticas
La captura de emisiones	conocido (+)	desconocido (+)	desconocido (-)		Cuasi neutro factible
El cambio de insumos materiales	conocido (+-)	desconocido (+-)	desconocido (-)	desconocido (+-)	Si

\* En caso de procesos actuales con consumo de energía fósil.

### 3. La política industrial europea y los objetivos de 2030

Las instituciones públicas juegan un rol muy decisivo en el funcionamiento de la economía. Las empresas están sujetas a diferentes regímenes fiscales a nivel regional, nacional y europeo. Los productos industriales tienen que cumplir con reglamentos, por ejemplo, sobre la seguridad o el impacto ambiental, igual que las instalaciones industriales y los puestos de trabajo de los empleados. Además, las medidas gubernamentales para atraer actividades industriales o incentivar ciertas prácticas de negocio pueden ser decisivas para la localización y las decisiones de financiación o extensión de la industria. Los programas públicos que incentivan la compra de ciertos bienes asimismo refuerzan ciertas actividades industriales a costa de otros. Se prevé que la compleja interrelación de la industria con las políticas públicas se intensifique para alcanzar el objetivo de una sociedad neutra en emisiones en 2050. Los objetivos de la política comunitaria europea, tal como instaurar unas condiciones marco que favorezcan la competitividad industrial, la adaptación de la industria a los cambios estructurales y promover un entorno favorable a la cooperación entre empresas, se deben cumplir alcanzando una transformación hacia emisiones neutras en carbono.

En lo siguiente se resume el marco actual de las medidas para reducir las emisiones en la industria, tal como el régimen del comercio de emisiones en Europa (EU ETS) y programas de apoyo a la inversión industrial a nivel nacional y europeo. Aunque muchos elementos de este marco regulatorio no son novedosos, los objetivos de 2030 de «Fit for 55» y la Ley Europea del Clima del año 2021 han elevado su importancia para el sector industrial y su competitividad.

#### 3.1. El régimen de comercio de derechos de emisión (EU ETS)

La implementación del régimen de comercio de derechos de emisión por la UE en el año 2005 fue pionera a nivel mundial. Desde el principio el EU ETS es un sistema de «cap and trade» que aplica a instalaciones fijas que emiten emisiones de CO<sub>2</sub> en la UE, como la generación fósil de electricidad y ciertas industrias con una alta intensidad de emisiones. Hoy en día, todas las centrales eléctricas e instalaciones industriales con una capacidad instalada de combustión fósil superior a 20 MW<sub>th</sub> participan en el EU ETS. Esto incluye toda la producción de materias primas con una gran huella de carbono y también otras plantas, por ejemplo, de las industrias alimentarias y del sector manufacturero.

El EU ETS se está revisando de forma continua para alinear el sistema del comercio de derechos de emisión con los objetivos de la UE para bajar las emisiones de forma significativa hasta 2030 y alcanzar una economía neutra en emisiones en 2050. Como se explica en más detalle en Gerres y Linares (2024), el precio de carbono debe encarecer la emisión de CO<sub>2</sub> y al mismo tiempo incentivar la inversión en procesos limpios. Sin embargo, la asignación gratuita de derechos de emisión que disminuye el impacto del EU ETS en la industria y asegurar la competencia de la industria europea en los mercados globales, limita su eficacia.

### 3.2. El rol de las ayudas públicas para la inversión

Uno de los principales impulsores en la fundación de la UE fue la creación de un Mercado Único europeo. El objetivo de evitar ayudas estatales que permitan a gobiernos nacionales favorecer y proteger sus propias industrias ya se establece en los Tratados de Roma, firmados el 25 de marzo de 1957. Por lo tanto, las ayudas estatales siempre representan una excepción a la regla. En caso de la industria, en general las ayudas han tomado una de las siguientes formas:

- **Subastas de fondos a nivel europeo para apoyar proyectos de interés** común, como el Fondo de Innovación para realizar primeras instalaciones de nuevas tecnologías a nivel comercial. La financiación de estos programas se obtiene por la subasta de derechos de emisión del EU ETS. Históricamente el volumen del fondo estaba limitado por los bajos precios de los derechos de emisión, pero el volumen de los fondos dispuestos ha subido en los últimos años. La Comisión ahora mismo espera que se reúnan 40.000 M€ en total de 2020 hasta 2030 (EC, 2023). El Fondo de Innovación financia hasta un 60 % de los costes de inversión y operación de grandes proyectos, y un 60 % de los costes de inversión para proyectos pequeños. Sin embargo, todas las subastas se realizaron por cantidades fijas o premios a la producción, por lo que no cubren los riesgos asociados a costes variables de operación. Las subastas del Banco de Hidrógeno también se pagan con el Fondo de Innovación y tampoco cubrirían riesgos de operación.
- **Fondos Europeos para programas nacionales de apoyo** es el principal instrumento para la financiación, por ejemplo, para REPowerEU o el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). El proceso para la concesión de los fondos a los diferentes Estados Miembros es similar para todos los programas de financiación de este carácter. Los Estados Miembros proponen medidas nacionales a la Comisión, que evalúa si son elegibles bajo los criterios de concesión. En caso de REPowerEU, alrededor de 250.000 M€ están disponibles en el periodo de 2022 hasta 2027 para financiar medidas que reduzcan las importaciones de energía fósil de Rusia y aceleren la transición verde. En el caso de los fondos NextGenerationEU para la recuperación de la crisis de la covid-19, el gobierno español financió proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE) para la descarbonización industrial (3.100 M€), la economía circular (492 M€) y energías renovables, hidrogeno renovable y almacenamiento (6.900 M€) (Gobierno de España, 2023). Otro fondo relevante para apoyar a la industria en el contexto nacional es el programa para la reindustrialización REINDUS financiado por FEDER.
- La categoría de **programas nacionales con obligaciones de notificación a la Unión Europea** incluye casi todos los programas que se financian únicamente con fondos nacionales. Los países miembros solamente pueden subsidiar proyectos con un máximo de 200.000 € en un periodo de tres años u ofrecer créditos de hasta 1 M€ sin notificar a la Comisión.<sup>8</sup> Los programas nacionales aprobados por la Comisión

<sup>8</sup> Reglamento (UE) No 1407/2013 de la Comisión de 18 de diciembre de 2013 relativo a la aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a las ayudas de minimis.

también incluyen subsidios para la producción de algunos tipos de energía renovable con subastas competitivas y créditos fiscales que ayudarían a los Estados Miembros a alcanzar objetivos europeos.<sup>9</sup>

### 3.3. Las propuestas de la Comisión para acelerar las inversiones

El régimen de comercio de derechos de emisión (EU ETS) y el marco actual para el apoyo público se establecieron antes del compromiso comunitario para lograr una sociedad neutra en emisiones a 2050. La aceleración de la transición requiere una política industrial que permita guiar el complejo industrial hacia mercados de bienes sin huella de carbono (Neuhoff *et al.*, 2019). Durante el primer trimestre de 2023, la Comisión presentó dos comunicaciones que destacan como acelerar la transición industrial que ya han resultado en varios cambios legislativos como la modificación de las Directrices sobre las ayudas estatales en mayo 2024. A continuación, se presentan los principales elementos de estos planes y sus implicaciones para la industria.

El plan industrial del pacto verde (COM [2023] 62 final) se publicó en febrero 2023 con el objetivo de crear una industria competitiva y resiliente frente los retos de la transición hacia la neutralidad de emisiones. El plan combina nuevos elementos con los programas existentes y define cuatro pilares principales para la estrategia industrial:

- Un entorno reglamentario simplificado y previsible que permita cumplir ambiciosos objetivos de capacidades industriales para 2030. Estos objetivos incluyen componentes como baterías, paneles fotovoltaicos, celdas de combustibles y electrolizadores.
- La rápida provisión de fondos adecuados para inversiones en la descarbonización de procesos industriales, energías renovables y cadenas de valor con emisiones neutras se debe conseguir con la simplificación de las reglas sobre ayudas estatales.
- El tercer pilar es la mejora de habilidades de la fuerza laboral en la UE frente la transición.
- Por último, el plan cierra con un compromiso con el libre comercio y una economía abierta según las normas de la OMC.

La segunda propuesta regulatoria se publicó el 16 de marzo de 2023 (COM [2023] 161 final). El objetivo de este nuevo Reglamento europeo es el desarrollo de capacidades industriales para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones, tal como paneles solares (30 GW), turbinas eólicas (36 GW), bombas de calor (31 GW), baterías (550 GWh) y electrolizadores (100 GW) en 2030. Además, una capacidad de 50 Mt de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> debería estar operativa en 2030. Para alcanzar estos objetivos se proponen, entre otros, las siguientes medidas:

<sup>9</sup> SA.41386 (2015/X-2015/EV) SME R&D Tax Credits-evaluation plan. SA.40348 (2015/NN) Support for electricity generation from renewable energy sources, cogeneration and waste-Spain.

- Se designa una autoridad competente a nivel nacional en cada Estado Miembro para el proceso de permiso de proyectos para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones.
- Se establecen metas para acelerar el proceso de permisos para nuevas plantas de fabricación de tecnologías neutras en emisiones.
- Se aceleran proyectos estratégicos de tecnologías neutras en emisiones en las siguientes áreas: solar fotovoltaica y solar térmica; eólica terrestre y renovables marinas; baterías y almacenamiento; bombas de calor y energía geotérmica; electrolizadores y pilas de combustible; biogás y biometano sostenible; captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>; tecnologías de redes.
- Se establece la obligación para los Estados Miembros de identificar las áreas donde el almacenamiento subterráneo a nivel nacional esté permitido y desarrollar planes sobre la contribución de los productores de petróleo y gas a la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- Se introducen requisitos obligatorios para la compra pública de Estados Miembros con respecto al peso de criterios de sostenibilidad en la concesión de proyectos con/de tecnologías neutras en emisiones.
- Se facilita la implementación de «sandboxes» regulatorios por los Estados Miembros.

Aunque muchas medidas ayudarán la transición de la industria, no se ha detallado hasta ahora cómo se facilitarán las inversiones en la reducción de emisiones industriales a partir del plan industrial del pacto verde. Aparte del apoyo para el desarrollo de las tecnologías adecuadas para la industria neutra en emisiones, falta una estrategia coherente para impulsar el uso circular de materiales. En este contexto la nomenclatura del «Net Zero Industry Act» es un poco engañosa, porque se dirige en primer lugar a la fabricación de tecnologías que se pueden operar con emisiones neutras. Sin embargo, el Reglamento no hace ninguna referencia a la producción neutra en emisiones de estas tecnologías y otros bienes industriales.

### 3.4. Cómo se pueden enfrentar los retos de la transición

Sin ninguna duda, las instituciones de la Unión Europea y los Estados Miembros comprometidos con la transición de la economía hasta 2050 reconocen el impacto y la profundidad de una industria de emisiones neto cero. El objetivo final es claro, pero todavía falta una visión del procedimiento tecnológico, económico y regulatorio hacia un mercado común competitivo y descarbonizado. La política industrial y los planes de la Comisión solamente incorporan algunas acciones concretas que, en su totalidad, parecen insuficientes para movilizar las inversiones necesarias a medio y largo plazo.

La buena noticia es que los agentes más relevantes parecen conscientes de la necesidad de un mayor esfuerzo y nuevas propuestas se están elaborando. Un ejemplo es el informe de Mario Draghi publicado en septiembre 2024 que destaca varias propuestas concretas

para bajar los costes de energía que facilitarían la transición industrial (Draghi, 2024). Sin embargo, el informe se queda corto en especificar pasos hacia una reforma más profunda de la política industrial europea.

Ante esta situación actual la industria española y europea se enfrenta grandes incertidumbres sobre el futuro funcionamiento de los mercados europeos y la competitividad global. Sin embargo, las incertidumbres también presentan oportunidades que se deben aprovechar para mejorar el posicionamiento y la resiliencia del propio negocio frente la transición.

Los planes de inversión en la renovación de instalaciones existentes y en nuevos procesos se deben revisar considerando la vida económica de las inversiones en contexto de los compromisos políticos hacia la reducción de emisiones industriales. ¿Será competitivo el proceso en 2, 5 o 10 años si la Unión Europea y los Estados Miembros alinean mejor su política industrial a los objetivos de reducción de emisiones?

Igual que no existe una ruta clara hacia una economía de emisiones neto cero, tampoco se puede hablar de estrategias de negocio óptimas a nivel sectorial o industrial. Sin embargo, las industrias que emiten emisiones fósiles principalmente por generar y usar calor en sus procesos de cocción, secado o calefacción ya tienen la oportunidad de hibridar sus instalaciones a costes competitivos. La posibilidad de operar sus procesos con varias fuentes de energía fósil, biomasa, hidrógeno o electricidad aumenta la flexibilidad y resiliencia de la industria frente la transición.

Los sistemas híbridos comercialmente disponibles también permiten maximizar el uso de energía disponible localmente, por ejemplo, en forma de generación eléctrica renovable o biomasa. Especialmente en este contexto, la viabilidad económica y por lo tanto la estrategia de transformación siempre se debe estudiar considerando el ámbito específico de cada instalación industrial y los recursos locales disponibles.

La transición no se puede realizar sin innovaciones. Cada actor industrial dispone del mejor conocimiento de sus propios procesos y, por lo tanto, potencial de mejora. Sin embargo, la innovación no debe ser solamente en la optimización de los procesos actuales. El desarrollo de nuevas soluciones que permiten alcanzar la neutralidad climática puede impedir el «out-of-the-box thinking» que cuestione el modelo negocio actual. Estas nuevas perspectivas son de gran relevancia para realizar una economía más circular.

## Referencias bibliográficas

- Chiappinelli, O.; Gerres, T.; Neuhoff, K.; Lettow, F.; de Coninck, H.; Felsmann, B.; Joltreau, E.; Khandekar, G.; Linares, P.; Richstein, J.; Śniegocki, A.; Stede, J.; Wyns, T.; Zandt, C., & Zetterberg, L. (2021): *A green COVID-19 recovery of the EU basic materials sector: Identifying potentials, barriers and policy solutions*. *Climate Policy*, 21(10), 1328–1346. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/14693062.2021.1922340>
- Draghi, M. (2024): *The future of European competitiveness*.; *European Commission*. Disponible en: [https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961\\_en](https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961_en)
- EC (2023): *What is the Innovation Fund?*. Disponible en: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en)
- European Hydrogen Observatory (2024): *Hydrogen Demand*. Disponible en: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>
- Deloitte (2022): *Carbon Neutrality by 2060: White Paper on the Low-carbon Development of the Petrochemical Industry*.
- Gerres, T., & Linares, P. (2024): *Perspectivas para la transformación industrial hacia una economía verde*. Fundación Naturgy. Disponible en: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/perspectivas-para-la-transformacion-industrial-hacia-una-economia-verde/>
- Gerres, T. (2023): *The economics of fossil decarbonisation in industrial processes for a targeted policy design*. *Papeles de Energía*, 22.
- Gobierno de España (2023): *Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE)*. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes>
- ICCL; IDAE (2022): *Guía de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales (No. 033)*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- IDAE (2023): *Balance del Consumo de energía final*. Disponible en: <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=2019&tipbal=t>
- INE (2022): *Contabilidad Nacional Anual de España*. Disponible en: [https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica\\_C&cid=1254736177057&idp=1254735576581](https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736177057&idp=1254735576581)
- Jones (2023): *The Carbon Capture Update: CCUS Projects Gain Momentum in the Cement Industry*. Disponible en: <https://insight.factset.com/the-carbon-capture-update-ccus-projects-gain-momentum-in-the-cement-industry>
- JRC (2017): *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*. JRC publications.

Material Economics (2021): *EU Biomass Use in a Net-Zero Economy: A course correction for EU biomass*. Material Economics Sverige. Disponible en: <https://materialeconomics.com/node/3>

Neuhoff, K.; Chiappinelli, O.; Gerres, T.; Haussner, M.; Ismer, R.; May, N.; Pirlot, A.; Richstein, J. (2019): *Building blocks for a climate-neutral European industrial sector*. Climate Strategies. Disponible en: <https://climatestrategies.org/publication/buildingblocks/>

Odyssee-Mure (2024): *Spain | Energy profile*. Disponible en <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/spain-spanish.html>

Kosmadakis, G. (2019): *Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries*. Applied Thermal Engineering, 12. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082>

The World Bank (2021): *World Bank Commodities Price Data* (The Pink Sheet).

WorldSteel (2024): *World Steel in Figures 2024*. Disponible en: <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2024/>

# La descarbonización del transporte pesado

**Manuel Pérez Bravo**

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,  
Universidad Pontificia Comillas

## 1. Introducción

El transporte representa la mayor fuente de emisiones de gases de efecto invernadero en la economía española, alcanzando más del 28 % del total en 2023 (IEA, 2024). Por ello, reducir su impacto ambiental es clave para cumplir con los objetivos nacionales e internacionales de disminución de emisiones. Además, este sector juega en España un papel especialmente importante en la economía, debido a factores como su posición geográfica, la distribución desigual de la población, y la importancia de sectores como el turismo, la construcción, o el sector agroalimentario, que dependen en gran medida del transporte. En consecuencia, la relación entre las emisiones de este sector y el PIB de España está entre las más altas de Europa, con unas emisiones medias de 68 MtCO<sub>2</sub>e al año por cada M€ de PIB (Eurostat, 2024). Su actividad económica no es tan intensiva en emisiones del transporte como otros países del este de Europa (116 en Bulgaria, 101 en Polonia), pero está todavía lejos de los valores observados en los países nórdicos (22 en Noruega, 29 en Suecia, 35 en Dinamarca), los Países Bajos (32) o Irlanda (24).

Sin embargo, dada la importancia de los servicios de transporte en el proceso de desarrollo, reducir las emisiones de carbono relacionadas con este sector sin comprometer el crecimiento económico es crucial para combatir el cambio climático de manera compatible con el aumento

de los estándares de vida en los diferentes países. Por una parte, es posible construir un desarrollo económico más eficiente respecto a sus necesidades de transporte, con actividades menos intensivas en desplazamientos y con la optimización de las operaciones. En segundo lugar, cada una de las operaciones necesarias puede utilizar tecnologías y combustibles más sostenibles que reduzcan su impacto. Precisamente, en los países europeos con menores intensidades de emisiones del transporte respecto a su PIB observamos una combinación de ambos.

Dentro de las emisiones del transporte doméstico, en torno al 68 % provenían del transporte ligero en 2022 (58 % coches, 2 % motocicletas y ciclomotores, 8 % transporte ligero de mercancías), mientras las emisiones del transporte pesado están en torno al 32 % y están una vez más lideradas por el sector de la carretera (24 % camiones, 4 % marítimo, 3 % aviación, y menos del 1 % provienen del ferrocarril). Si bien existe hoy en día consenso sobre la viabilidad y beneficios de la electrificación del transporte ligero (IEA, 2024), el transporte pesado es todavía sujeto de discusión en cuanto a las diferentes alternativas para su descarbonización. La principal razón es que estos vehículos necesitan motorizaciones con mayor potencia y autonomía, por lo tanto una mayor densidad energética del combustible, en la que las baterías actuales tienen más dificultad para competir con los combustibles líquidos o gaseosos (ya sean fósiles o renovables).

Numerosos análisis internacionales apuntan hacia una amplia electrificación del transporte pesado por carretera (International Transport Forum, 2023; Plötz, 2022), pero no en todos los segmentos, necesitando también el uso de combustibles renovables en diferente proporción en función del país y el caso de uso.

Los sectores del marítimo y la aviación son, sin duda, aquellos para los cuales la electrificación es menos competitiva, de nuevo, por la potencia y autonomía requeridas. Para el sector marítimo, se erigen como principales opciones el metanol y el amoníaco (McKinlay *et al.*, 2021; Osman *et al.*, 2024; Xing *et al.*, 2021). El límite al uso de amoníaco recae sobre todo en la potencia limitada de las motorizaciones que hoy en día lo utilizan (Maritime Forecast, 2024). El metanol, sin embargo, sí es posible utilizarlo en embarcaciones de mayor potencia, pero su elaboración a partir de hidrógeno renovable necesita también dióxido de carbono, y este carbono solo podrá provenir de captura biogénica o captura directa del aire a partir de 2040 (European Parliament, 2023a). Es por ello que el metanol se concibe como una solución más versátil y transversal a todos los tipos de buques, pero de menor recorrido a futuro, por la dificultad que supone la captura del dióxido de carbono para su elaboración.

Contrario al metanol, el amoníaco no contiene carbono, por lo que su elaboración puede ser únicamente a partir del hidrógeno renovable y nitrógeno obtenido con energía renovable (Lagouvardou *et al.*, 2023). Sin embargo, como decíamos, el amoníaco se utiliza en motorizaciones de menor potencia, y tanto el coste del buque como del combustible, son hoy en día superiores al metanol y al resto de combustibles fósiles tradicionalmente utilizados.

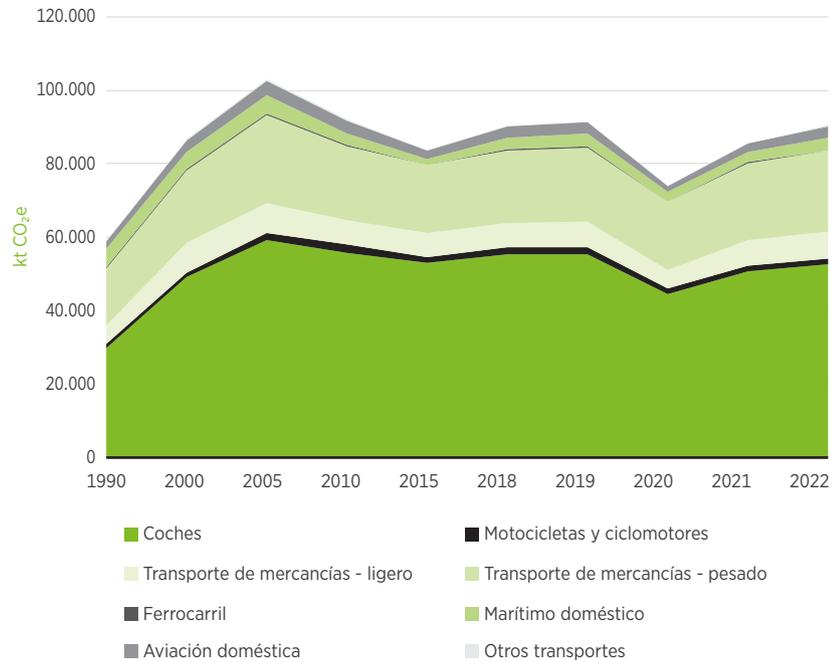
En el sector de la aviación, la descarbonización se concibe desde el punto de vista del combustible utilizado y no tanto de la tecnología de motorización. Entre los combustibles SAF (*Sustainable Aviation Fuels*) aprobados por la ICAO (2024) para la aviación comercial, destacan algunos de origen biológico (conocidos como bio-SAF, mayor viabilidad económica

a corto y medio plazo), y algunos combustibles sintéticos y electro-combustibles (conocidos como e-SAF) en el medio plazo (Schmidt *et al.*, 2023).

Dado que el sector de la carretera es responsable del 76 % de las emisiones derivadas del transporte pesado doméstico en España, este capítulo se enfoca sobre todo en las vías de descarbonización de este sector.

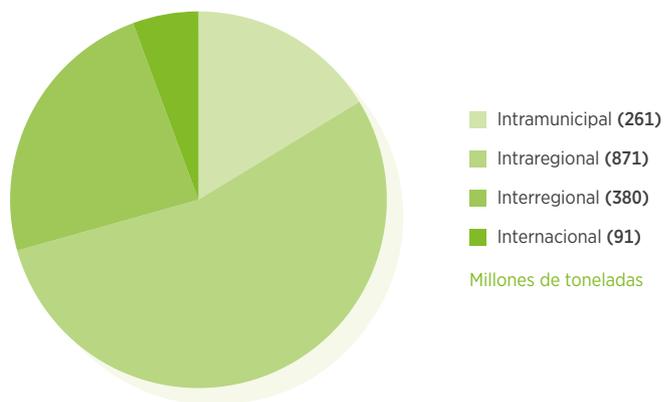
**Figura 1.**  
**Emisiones derivadas del transporte en España**

Fuente: elaboración propia a partir de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera (European Environment Agency, 2024).



**Figura 2.**  
**Millones de toneladas transportadas en 2023 (España), según tipo de desplazamiento**

Fuente: elaboración propia a partir de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera (Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2024).



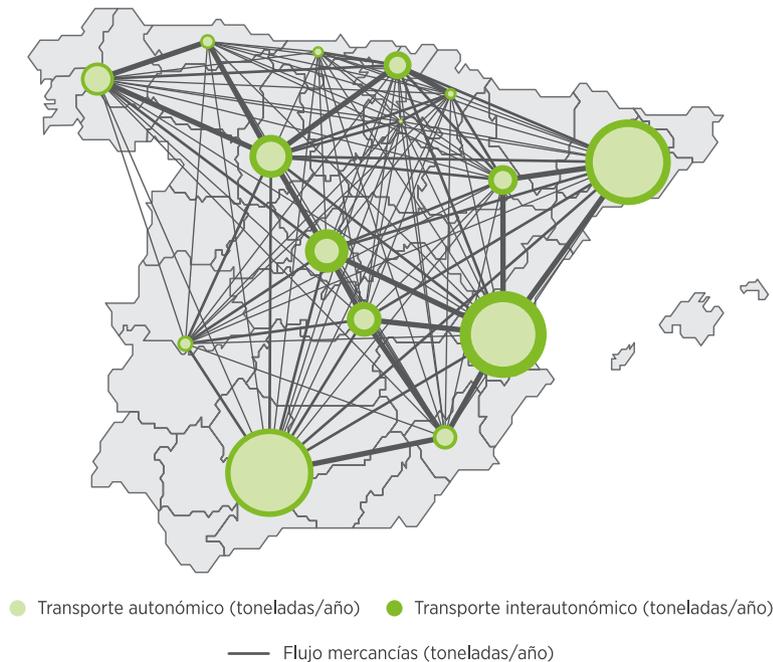
La combinación de mayores potencias y autonomías en el transporte pesado dificultan sin lugar a duda su electrificación, es por ello que es importante caracterizar los diferentes casos de uso para poder identificar soluciones adecuadas a cada uno de ellos. En este sentido, la *Encuesta permanente de transporte de mercancías por carretera* (Ministerio de Transportes y Movilidad Sos-

tenible, 2024) provee de diferentes magnitudes que caracterizan la demanda, donde es posible ver cómo, en 2023, la mayoría de toneladas fueron transportadas dentro del ámbito regional (54 %), seguido del interregional (24 %), el intramunicipal (16 %), y por último, el internacional (6 %).

Focalizando únicamente en el transporte interior, el 75 % de las toneladas transportadas corresponden a flujos dentro de las Comunidades Autónomas (ámbitos municipal y regional), concentrados en Andalucía (13 %), Cataluña (12 %), y la Comunidad Valenciana (11 %). Entre las Comunidades con mayor proporción de exportación a otras Comunidades están la Comunidad Foral de Navarra (45 %), Castilla-La Mancha (44 %) y la Comunidad de Madrid (43 %).

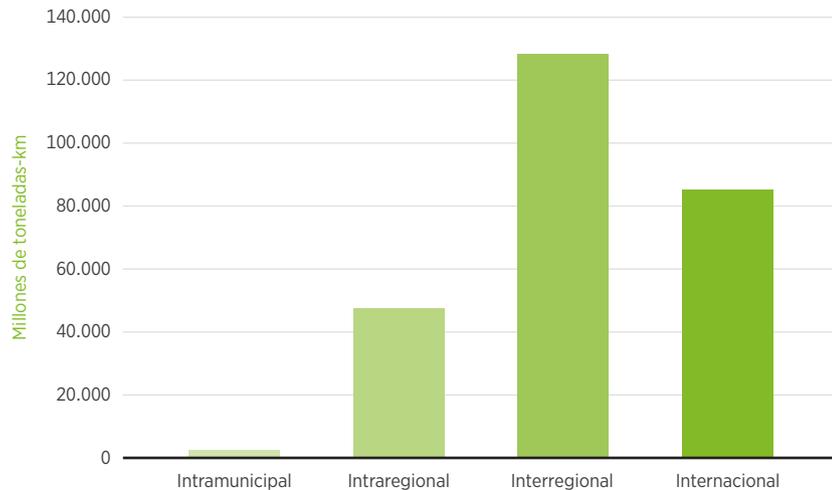
**Figura 3.**  
Flujos de transporte de mercancías por carretera entre las comunidades autónomas peninsulares en España. Tamaño de los nodos proporcional al volumen de mercancías saliente de cada comunidad

Fuente: elaboración propia a partir de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera (Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2024).



**Figura 4.**  
Millones de toneladas-km transportadas en España (2023)

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2024).



Como vemos en las figuras 2 y 4, si bien el transporte de larga distancia (interregional e internacional) solo concentra el 29 % de las toneladas transportadas, cuando entra en la ecuación la distancia de transporte, estos dos ámbitos producen más del 81 % de las toneladas-km. Dado que el consumo energético y las emisiones de GEI están relacionadas no solo con el número de toneladas transportadas sino también con la distancia de transporte, las toneladas-km nos proporciona información sobre las operaciones que más peso tienen para la descarbonización del sector.

Podemos concluir que el transporte de mercancías en España concentra la mayoría de las operaciones en los ámbitos de corta y media distancia (intra-municipal e intra-regional), sin embargo, la mayoría de la producción de toneladas-km se producen en el ámbito interregional, de donde podemos intuir el origen del consumo energético y de las emisiones relacionadas con el sector. Esta consideración es relevante en tanto que los rangos de autonomía de las tecnologías condicionan hoy en día el uso de las mismas. Así, una muy alta porción de las toneladas podrían ser transportadas con alternativas que aun tengan una autonomía limitada por la existencia de infraestructura, dadas las distancias cortas en las que se transportan. Sin embargo, aunque el número de operaciones es pequeño, las operaciones de larga distancia concentran una buena parte del uso energético, por lo que el despliegue de una infraestructura pública es crucial.

En cuanto a la tecnología utilizada hoy en día en España, el 98 % de los vehículos continúan siendo propulsados por diésel, 1 % por gasolina, y el 1 % restante es la suma del resto de tecnologías. Entre los vehículos de propulsión alternativa destacan los camiones de gas natural comprimido, de gas licuado del petróleo, y eléctricos (DGT, 2024). Vehículos registrados para consumir biocombustibles y biometano son todavía anecdóticos, y el hidrógeno suma hoy en día 8 camiones. Sin embargo, vemos cómo la mayoría de camiones eléctricos se concentran en los de menor carga útil (inferior a 5 toneladas), mientras los de GNC y GLP se concentran entre los segmentos más pesados.

**Tabla 1. Parque de vehículos pesados de transporte de mercancías en España (2023)**

Etiquetas de fila	CARGA ÚTIL				TOTAL
	3.000-4.999 Kg	5.000-6.999 Kg	7.000-9.999 Kg	Más de 9.999 Kg	
Biodiesel				2	2
Biometano	1				1
Butano	5		4	1	10
Diésel	78.526	48.136	70.040	109.140	305.842
Eléctrico	274	39	82	122	517
Gas Licuado de Petróleo	125	83	67	60	335
Gas Natural Comprimido	742	511	868	1.314	3.435
Gas Natural Licuado	4	17	49	147	217
Gasolina	841	413	560	795	2.609
Hidrógeno		6		2	8

Elaboración propia a partir de Microdatos (DGT, 2024)

Es posible observar cómo la situación de partida es un verdadero reto, cuando los objetivos de reducción de emisiones para el sector transporte son realmente ambiciosos tanto a medio como a largo plazo. El Pacto Verde Europeo, al igual que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), han marcado el objetivo de reducción de emisiones derivadas del sector transporte en un 90 % para 2050. En el corto y medio plazo, el PNIEC define objetivos intermedios de reducción: 34 % en 2030 sobre las emisiones registradas en 2022, y 60 % en 2040.

Para impulsar la transición del sector a través de sus diferentes segmentos, la regulación comunitaria y nacional tienen como objetivos a los diferentes actores: fabricantes de vehículos, suministradores de combustible, y usuarios finales.

## 2. Alternativas y palancas para la descarbonización del transporte pesado

Como se ha introducido anteriormente, la competitividad de las diferentes alternativas para la descarbonización del transporte pesado ha sido y continúa siendo sujeto de discusión, por el estado inicial en el que se encuentra el mercado de los vehículos de combustión alternativa, la política de neutralidad tecnológica adoptada por la Comisión, y el amplio abanico de opciones disponibles sobre las que existen todavía numerosas incertidumbres.

### 2.1. Alternativas tecnológicas

Es importante distinguir entre las motorizaciones disponibles para el transporte pesado por carretera, y los combustibles que cada una de ellas puede utilizar. Como veremos, la descarbonización del transporte es el resultado de la motorización y el combustible utilizados.

Ocho motorizaciones posibles se erigen como principales soluciones tecnológicas a la propulsión de camiones: diésel (compresión), gasolina (ignición), gas natural (ignición, similar al de gasolina), gas natural HDPI (compresión, *High Pressure Direct Injection*), eléctricos de batería, eléctricos de pila de combustible, las motorizaciones híbridas, y los de combustión de hidrógeno. Las motorizaciones de combustión (principalmente diésel, gasolina, y gas) han sido sujeto de sucesivas y exigentes políticas en el pasado, como la Norma EURO desde 1993 (Parlamento y Consejo Europeos, 2009), dirigida a reducir las emisiones de contaminantes del aire producidas por la combustión: material particulado (*PM*, por sus siglas en inglés), óxidos de nitrógeno (*NOx*), hidrocarburos (*HC*) y monóxido de carbono (*CO*). Estos contaminantes no solo son dañinos para los ecosistemas que nos rodean y la capa de ozono troposférica, sino también para la salud humana en entornos urbanos donde convivimos con los vehículos pesados.

Gracias al desarrollo tecnológico impulsado por este tipo de políticas y la economía del combustible, los motores han evolucionado hacia una mayor eficiencia y menores emisiones de contaminantes. En los últimos 20 años, el consumo energético por tonelada.km ha descendido en más de un 2,5 % (ODYSSEE-MURE, 2024). Sin embargo, estas tecnologías son hoy en día

maduras y las mejoras en eficiencia energética son cada vez más costosas comparadas con su impacto. Es por ello que es necesario también introducir nuevas tecnologías más eficientes y combustibles que reduzcan las emisiones en uso.

Para ilustrar estas alternativas en la descarbonización, en este capítulo nos centraremos en el segmento de camiones más comúnmente utilizado en Europa, las cabezas tractoras con configuración de ejes 4x2, y un peso bruto del vehículo mayor a 16 toneladas. En la clasificación europea VECTO<sup>1</sup>, se denominan grupo «5», y dentro de este grupo tenemos dos subgrupos según el perfil de uso: 5-RD (transporte regional, por sus siglas en inglés, *Regional Delivery*), y 5-LH (transporte de larga distancia, *Long-Haul*). En Europa, durante el período de reporte 2019-2022, más del 60 % de los camiones registrados pertenecían al subgrupo 5-LH, y en España, el 93 % de las toneladas-km transportadas fueron cargadas en vehículos articulados de más de 20 toneladas de carga útil (pertenecientes a este mismo grupo)<sup>2</sup>.

Para un camión típico 5-LH, la potencia media registrada en la Unión Europea es de unos 350 kW, equivalentes a unos 500 caballos de fuerza. Para estas motorizaciones, se reportan consumos medios de 12,1 MJ/v.km (34 litros/100 km) (Prussi *et al.*, 2021) en motorizaciones diésel. Sus homólogos de gas natural por ignición tienen unos consumos específicos parecidos en el caso de los motores HDPI de compresión, o ligeramente superiores (en torno a 14,6 MJ/v.km, +21 %) por características propias del ciclo de combustión de cada tipo de motor. Sin embargo, es importante remarcar que, dado que el gas natural (fósil) tiene unas menores emisiones de CO<sub>2</sub> por contenido energético, las emisiones específicas de los vehículos de diésel y gas natural están muy igualadas. Entre los datos recolectados por la Comisión, las emisiones de CO<sub>2</sub> específicas (medidas en gCO<sub>2</sub>/v.km) para los camiones de gas natural (del subgrupo 5-LH) eran en torno al 9 % inferiores a sus homólogos diésel (EEA, 2024). Por último, las motorizaciones híbridas tienen unos consumos medios alrededor del 8 % inferiores a los vehículos puramente propulsados por el motor de combustión.

Sin embargo, las nuevas tecnologías basadas en motorizaciones eléctricas reportan consumos específicos significativamente inferiores, entre 4,6 MJ/v.km para los eléctricos de batería, y 9,5 MJ/v.km (ICCT, 2023) para los eléctricos de pila de combustible. Cabe remarcar que se esperan mejoras tecnológicas tanto en las tecnologías alternativas como en las más maduras, pero a diferentes ritmos.

En este punto, es importante aclarar qué tipos de combustibles pueden utilizar cada una de las motorizaciones. Los motores diésel, los más numerosos, pueden ser propulsados por diésel fósil (con una porción de diésel renovable), o con combustibles líquidos renovables compatibles con la Normativa EN 15940. Entre los combustibles renovables compatibles con la motorización diésel destaca el HVO (*Hydrogenated Vegetable Oil*), un biocombustible elaborado a partir de hidrotratamiento de aceites. Se diferencia del biodiésel convencional mezclado en el diésel fósil

<sup>1</sup> VECTO es la herramienta de simulación utilizada por la Comisión Europea para determinar consumos y emisiones de cada configuración de vehículo pesado vendida en Europa. [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/vehicle-energy-consumption-calculation-tool-vecto\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/vehicle-energy-consumption-calculation-tool-vecto_en)

<sup>2</sup> La clasificación de vehículos en la *Encuesta permanente de transporte de mercancías por carretera* no recoge la clasificación europea de grupos VECTO. Sin embargo, el 100 % de los vehículos de más de 20 toneladas de carga útil matriculados en España entre 2019-2022 pertenecen al grupo 5-LH según el dataset de matriculaciones de la EEA (2024).

(*FAME, Fatty Acid Methyl Ester*) en el proceso de producción y la forma de uso. El FAME se produce a través de la transesterificación de las grasas, y por su inestabilidad a la oxidación, permite ser mezclado con el diésel fósil en hasta un 20 % de la mezcla<sup>3</sup>, mientras el HVO puede reemplazar hasta el 100 % de la mezcla. El motor diésel también puede funcionar con combustibles sintéticos elaborados a partir de hidrógeno y carbono por el proceso de Fischer-Tropsch. Para cualquier combustible sintético, su clasificación y reducción de emisiones vendrán determinadas por el origen del hidrógeno principalmente, aunque ciertas restricciones aplican también al carbono. Cuando el hidrógeno proviene de la electrólisis del agua, podemos denominarlo electrocombustible, de los cuales, el electrodiésel es el compatible con este motor.

Los motores de gas natural (bien de ignición o de compresión, HDPI) funcionan con gas natural fósil (metano, CH<sub>4</sub>), el cual es totalmente sustituible por cualquier otro tipo de metano. El biometano es su sustituto por excelencia, obtenido a través de la digestión anaerobia de la biomasa, y un posterior proceso de *upgrading* que convierte el biogás en biometano eliminando impurezas. Sin embargo, también puede provenir el metano de un proceso de Fischer-Tropsch, produciendo así un metano sintético o e-metano según el origen del hidrógeno.

Las dos principales motorizaciones alternativas son los vehículos eléctricos de batería, y los vehículos eléctricos de pila de combustible. La principal diferencia entre ellos es la forma de almacenar la energía: en el vehículo eléctrico de batería, la energía se almacena en la propia batería en forma de energía eléctrica, mientras en el vehículo de pila de combustible se almacena en forma de energía química contenida en el hidrógeno. La pila de combustible es el elemento encargado de convertir esta energía química en energía eléctrica, que alimenta a su vez al motor del vehículo, similar al del primero. Adicionalmente, los vehículos de pila de combustible cuentan normalmente también con una batería que hace la función de *buffer*, aportando potencia adicional al motor, además de la propia pila. Como es de esperar, el coste de compra de un vehículo de pila de combustible puede ser superior al de uno de batería por los elementos de su motorización: además del motor eléctrico, la batería, y los componentes de electrónica de potencia, ha de contar con un tanque de hidrógeno y una pila de combustible. Sin embargo, no siempre es así, ya que la batería de un vehículo eléctrico necesita un tamaño mucho mayor (es su único almacenamiento), y dependiendo de la autonomía, ambas tecnologías compiten por ser la más competitiva en precio de compra.

Por último, la motorización de combustión de hidrógeno (H<sub>2</sub>ICE, o HICEV) ha sido una de las alternativas propuestas por algunos de los fabricantes en los últimos años. La combustión de hidrógeno tiene unos rendimientos significativamente inferiores al de un vehículo eléctrico y también a los de un vehículo de pila de combustible, ya que los ciclos de combustión tienen mayores pérdidas. Además de la menor eficiencia, los vehículos de combustión de hidrógeno tienen una problemática añadida, y es que necesitan un motor piloto que inicie la combustión. Este motor piloto es de mucho menor tamaño, y sirve únicamente para comenzar el ciclo de combustión, por lo que su consumo es pequeño. Sin embargo, tanto la combustión de

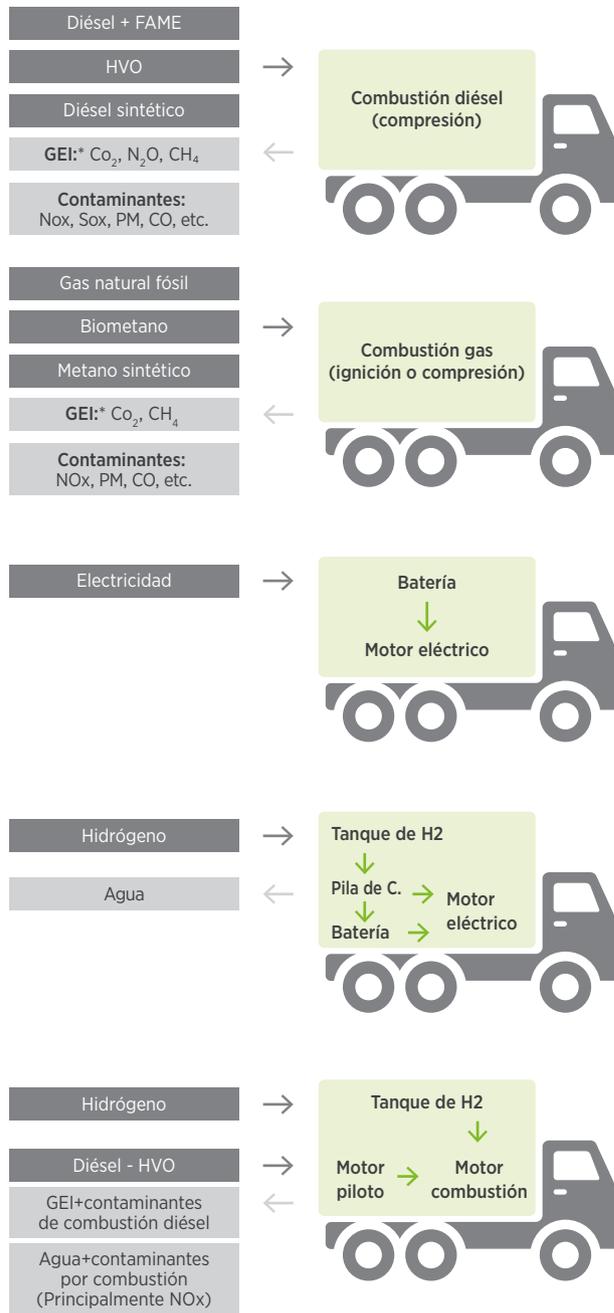
---

<sup>3</sup> El FAME contiene átomos de oxígenos al final del proceso de elaboración, por lo que es más inestable a la oxidación. La molécula de HVO no contiene oxígeno, por lo que es más estable y puede sustituir el total de diésel fósil. Las mezclas de fósil con FAME se denominan comercialmente B7, B10, B20, en función del porcentaje de FAME en ellas.

hidrógeno como la combustión de un líquido (diésel o HVO) producen emisiones de óxido de nitrógeno por la temperatura de combustión, además de dióxido de carbono en la combustión del líquido, si bien estas emisiones pueden ser biogénicas. Es por ello que estos vehículos no tienen emisiones nulas, pero por su gran potencial de reducción, sí son considerados «vehículos cero emisiones» en la normativa europea, como veremos más adelante.

**Figura 5.**  
**Motorizaciones más comunes de vehículos pesados de transporte de mercancías. Influjos energéticos y emisiones**  
 Fuente: elaboración propia.

\* Las emisiones de CO<sub>2</sub> no computan como emisiones de GEI cuando son biogénicas o de captura del aire. Es decir, dependen del origen del combustible.



Como vemos en la figura resumen, hay motorizaciones con varios combustibles posibles, y otras en las que el combustible tiene una sola forma, pero diferentes orígenes.

Una de las principales barreras a la adopción de las tecnologías alternativas (eléctrico de batería, o de pila de combustible, principalmente), es el precio de compra del vehículo (*CAPEX*). Hoy en día, numerosos estudios sitúan el precio de un camión de larga distancia (5-LH) eléctrico de batería en 2-3 veces el precio de un camión diésel (el precio de compra de un camión diésel está en torno a 150.000 €), y el de uno de pila de combustible en 2-2,5. Sin embargo, para tonelajes más pequeños, por ejemplo, un camión de reparto regional, al necesitar menores autonomías, se vuelve más competitiva la alternativa de batería (1,5 x Diésel) respecto a la de pila de combustible (2x Diésel) (Basma and Rodríguez, 2023).

Sin duda, estos precios de compra del vehículo experimentarán importantes reducciones en el medio plazo, ya que una buena parte del coste son los componentes de almacenamiento (baterías y tanque de hidrógeno), y la pila de combustible, y se esperan unos relevantes descensos en sus costes de producción. Por ejemplo, las baterías de ion-Litio han bajado desde 1.220 \$/kWh en 2010 hasta precios por debajo de 275 \$/kWh en 2020. Según uno de los últimos trabajos que recopila más de doscientas fuentes originales de precios de baterías y pilas de combustibles (Link *et al.*, 2024), el coste de las baterías podría caer entre un 64-75 % antes de 2035, con precios por debajo de los 150 €/kWh. De igual forma, las pilas de combustibles pueden decaer en precio desde 540 €/kW en 2020, hasta precios por debajo de 100 €/kW en 2045 y de 85 €/kW en 2050. Con estas reducciones, la mayoría de segmentos de camiones podrían experimentar igualdad de precios entre el diésel y los eléctricos de pila de combustible antes de 2040. Para los eléctricos de batería, la igualdad en precios se verá más condicionada por las autonomías que necesita cada segmento, llegando antes en aquellos con baterías de menor capacidad.

Cabe remarcar que en el coste de tenencia del vehículo no influye únicamente el precio de compra, sino que influyen una serie de otros costes en los que se incurren durante su uso: energía, mantenimiento, costes fijos (seguros, tasas anuales), etc. La combinación de todos ellos hará más competitiva una alternativa ante las demás, y el resultado estará además condicionado a la disponibilidad de acceso al capital, uso anual del vehículo, y un número de otros factores que conforman el caso de aplicación.

## 2.2. Combustibles para el transporte pesado

Como decíamos anteriormente, la energía es un coste considerable dentro del uso del vehículo, en torno al 30-40 % en vehículos de combustión, y entre 10-30 % en vehículos de motorización eléctrica (por ser más eficientes). El combustible determina también las emisiones totales en uso del vehículo, en combinación con la eficiencia energética de cada motorización.

Las emisiones de un vehículo han de contabilizarse como las emisiones derivadas de la producción del combustible (*WTT*, *Well-To-Tank*, del pozo al tanque), y aquellas derivadas del uso del combustible dentro del vehículo (*TTW*, *Tank-To-Wheel*, del tanque

a la rueda). En conjunto, las emisiones totales se denominan *WTW* (del pozo a la rueda, *Well-To-Wheel*). A continuación, analizamos como cada opción tiene unas emisiones diferentes en cada etapa.

Por ejemplo, los combustibles fósiles de referencia (diésel y gas natural) tienen emisiones tanto en la producción del combustible (por la extracción, transporte, y refino), como en el uso del combustible, por las emisiones generadas de la combustión en el motor. Sin embargo, todos aquellos combustibles elaborados a partir de biomasa (FAME, HVO, biometano), si bien la combustión produce GEI, se consideran emisiones biogénicas por lo que no son computadas<sup>4</sup>. Tampoco presentan emisiones en tubo de escape (TTW) los camiones eléctricos de batería o de pila de combustible, por no tener ninguna combustión en su motorización.

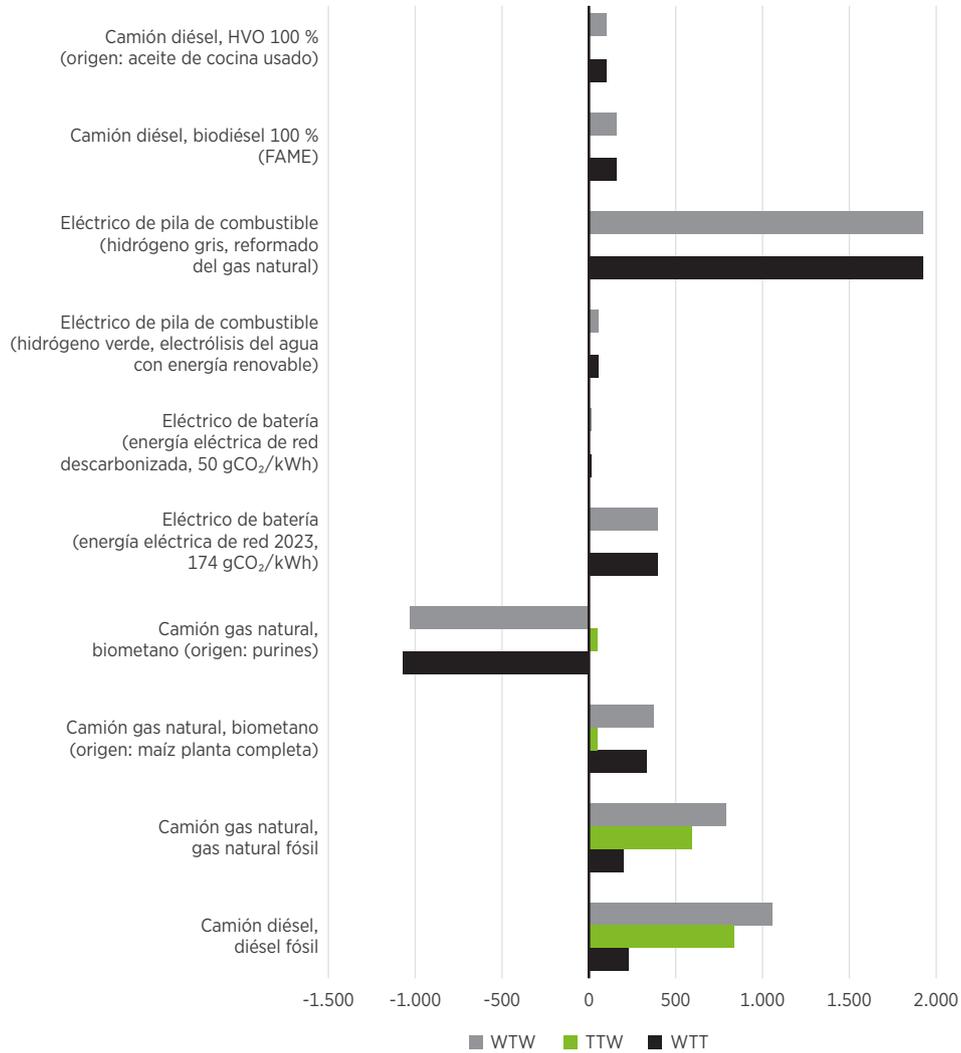
Si miramos ahora hacia las emisiones en producción del combustible (WTT), todos los combustibles presentan en menor o mayor medida ciertas emisiones. Estos datos, elaborados a partir de los datos de referencia de la Directiva de Energías Renovables (RED III) (European Parliament, 2023a), cuentan con las emisiones derivadas de todo el proceso de producción: cultivo o extracción de la materia prima, emisiones derivadas del cambio de uso del suelo, transformación, transporte, distribución, acumulación de carbono en terreno por prácticas agrarias mejoradas, ahorros de CO<sub>2</sub> por captura y almacenamiento geológico o remplazo. En los combustibles elaborados a partir de biomasa (FAME, HVO, biometano) tendremos emisiones derivadas de todos los anteriores conceptos (excepto si es una materia prima de residuo, en cuyo caso las emisiones de extracción o cultivo son nulas). En la producción de electricidad e hidrógeno tendremos emisiones sobre todo derivadas de la generación de energía eléctrica o producción de hidrógeno, y en su transporte.

Como resultado, destaca el caso de un camión de pila de combustible como ejemplo: en el caso de usar hidrógeno verde, se pueden reducir las emisiones por kilómetro en casi el 100 % (hay unas ciertas emisiones producidas en el transporte del hidrógeno), pero las emisiones pueden prácticamente duplicar las de su homólogo diésel si el hidrógeno utilizado es gris (elaborado a partir del reformado del gas natural fósil). De igual forma, un camión propulsado con biometano puede tener unas emisiones totales (WTW) positivas en el caso de un cultivo energético como es el maíz cuando se usa la planta completa, pero unas emisiones negativas cuando se usan purines, por los créditos que se asignan a la gestión del estiércol. Todos los valores de referencia para los múltiples procesos de producción de los combustibles alternativos se encuentran recogidos en la RED III, para su posterior transposición a la normativa nacional.

---

<sup>4</sup> El CO<sub>2</sub> biogénico se origina en la materia orgánica y forma parte del ciclo natural del carbono, en el que las plantas absorben CO<sub>2</sub> mediante la fotosíntesis. Posteriormente, esas plantas se descomponen o se queman, liberando el CO<sub>2</sub> a la atmósfera, desde donde es reabsorbido por nuevas plantas, creando así un proceso circular.

**Figura 6. Emisiones WTW de las alternativas tecnológicas y diferentes combustibles en un camión tipo 5-LH**



Fuente: elaboración propia a partir de European Parliament (2023a).

En resumen, es importante recordar que para hablar de la descarbonización del transporte pesado se ha de contar siempre con el combustible utilizado y el origen del mismo, ya que es éste quien determina las emisiones finales en uso (WTW), si bien la eficiencia energética de cada motorización es la que determina el consumo (y por tanto, las emisiones) por kilómetro.

### 3. La regulación para la descarbonización del transporte pesado

Con el fin de impulsar la transición hacia una economía descarbonizada, la regulación europea afecta a los diferentes actores del sector transporte pesado, alineando objetivos. Esta regulación se ha de transponer o aplicar en cada uno de los Estados Miembros, con ciertas licencias en cuanto a la forma de aplicación, pero con objetivos claros de reducción de emisiones.

Podemos dividir las diferentes piezas regulatorias en función del sujeto afectado por ellas:

Fabricantes de vehículos pesados	Suministradores de combustible	Usuario final (transportistas)	Estado Miembro
Reglamento sobre Estándares de Emisiones de CO <sub>2</sub> de vehículos pesados.	Directiva de Energías Renovables (RED II y RED III).  Comercio de derechos de emisión de la UE para edificios, transporte por carretera y otros sectores (Directiva ETS II).	No existen actualmente piezas regulatorias que hagan al usuario final sujeto obligado de cumplimiento.	Reglamento relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFIR).

#### 3.1. Reglamento sobre Estándares de Emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos pesados

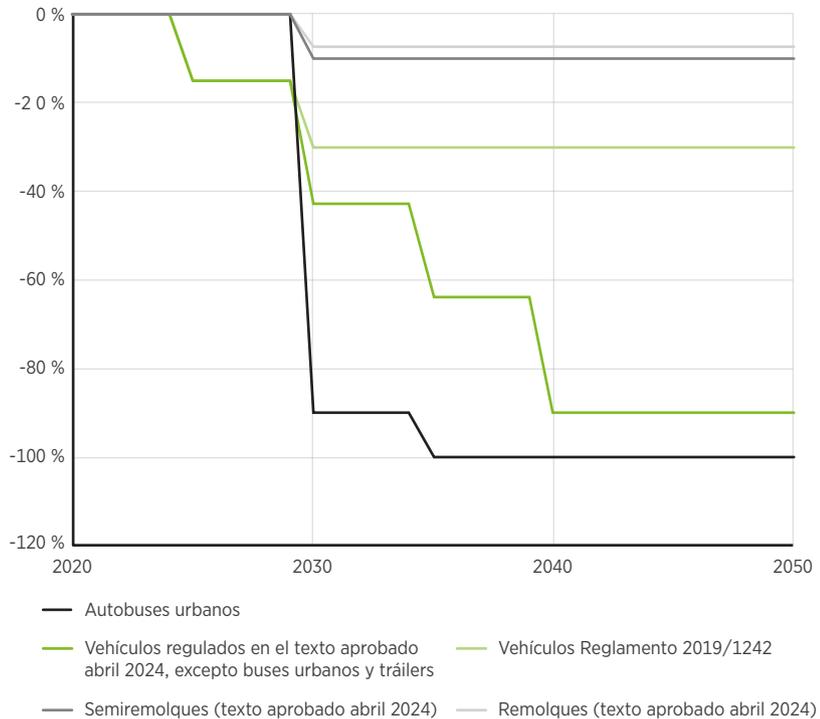
En 2023, la Comisión propuso una revisión del Reglamento sobre Estándares de Emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos pesados (Parlamento y Consejo Europeos, 2024), más ambiciosos que los adoptados en el Reglamento 2019/1242: se incluye un mayor número de grupos de vehículos, los objetivos de reducción de emisiones son más restrictivos, y se actualiza la forma de monitorización e informe de las emisiones. El Consejo Europeo aprobó el Reglamento en mayo de 2024, y se traspuso al diario de la Unión en junio de 2024.

En esta revisión del Reglamento se han incluido un mayor número de vehículos a los afectados por la regulación: anteriormente se incluían los vehículos pesados de los grupos VECTO 4,5,9, y 10 (causantes del 73 % de las emisiones GEI en la Unión). En la revisión, se han incluido también los camiones pesados con configuraciones especiales (grupos 11, 12, y 16), los camiones medios (grupos 53, 54, 1, 2, y 3), los autobuses (grupo 32), autocares (grupo 34), remolques y semirremolques (varios grupos). También se incluyen en esta revisión los vehículos profesionales (camiones de basura, volquetes, hormigoneras, etc.), asimilándolos al grupo VECTO al que pertenezcan por peso y configuración, con la salvedad de que el Reglamento les aplicará únicamente a partir de 2035.

Para todos los grupos de camiones anteriormente mencionados, excepto los vehículos profesionales, se establece una senda de reducción de emisiones descendiente desde el 15 % en 2025 hasta el 90 % en 2040. Para los autobuses urbanos (no autocares), la senda es menos gradual, con un 90 % de reducción en 2030 y un 100 % en 2035. Los remolques y semirremolques se mantienen con un objetivo de reducción del 8 % y del 10 %, respectivamente.

**Figura 7.**  
**Objetivos de reducción de emisiones del parque nuevo vendido en Europa**

Fuente: elaboración propia a partir del Reglamento sobre Estándares de Emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos pesados.



La reducción de emisiones se reporta para cada fabricante, y de forma separada para cuatro subgrupos de vehículos que distinguen entre el transporte de mercancías y personas. Es decir, un fabricante no podrá, por ejemplo, beneficiarse de una reducción de emisiones extra en los autobuses para compensar una falta de reducción de emisiones en los camiones. Las emisiones específicas de un vehículo se calculan, como se indicaba anteriormente, a través de la herramienta VECTO, y sometiéndolo virtualmente a unos perfiles de uso que dependen del grupo al que pertenecen. Por ejemplo, un vehículo 5-LH, según el Reglamento, recorre el 10 % de la distancia en el ámbito regional, y un 90 % en el ámbito interregional, en cada uno de ellos con una carga diferente. La ponderación de todos los kilómetros simulados en los vehículos de este grupo (definido en 116.000 km anuales) resultarán en unas emisiones medias por tonelada/km. Cada fabricante irá reportando estas emisiones para cada vehículo vendido, ya que cada vehículo tiene una configuración expresamente diseñada para el cliente, a diferencia de los vehículos ligeros.

Al final del período de reporte, el fabricante tendría que haber reportado una reducción de emisiones correspondiente a la senda anteriormente descrita, en comparación con el valor de referencia anterior. Algunos de los mecanismos propios de este Reglamento incluyen los incentivos a los vehículos cero y bajas emisiones. Se definen como vehículos cero-emisiones aquellos sin motor de combustión que produzcan menos de  $3 \text{ gCO}_2/\text{t.km}$ , o aquellos con motor de combustión que produzcan menos de  $1 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ , dejando así dentro a los motores de combustión de hidrógeno (que producen menos de  $1 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ ). Los vehículos de bajas emisiones se definen como aquellos que no son cero-emisiones pero sus emisiones específicas son inferiores a la mitad de la referencia de su subgrupo. Hasta 2025, los vehículos de bajas y cero-emisiones ponderarán entre 1-2 veces su valor según la reducción respecto a la referencia (cero-emisiones pondera doble). Entre 2025-2030 se traslada este incentivo al exceso de ventas de vehículos de este tipo respecto al 2 % establecido como benchmark. Es decir, si un fabricante vende un 3 % de vehículos cero o bajas emisiones, será compensado en una reducción del 1 % en su objetivo específico, limitado a una reducción total del -3 % del objetivo en el período de reporte. Se permite además la transferencia de vehículos entre fabricantes (a la hora de reportar) siempre que sean vehículos cero-emisiones.

Una de las principales discusiones alrededor de este Reglamento es la contribución de los biocombustibles y gases renovables en la descarbonización del transporte pesado. A la hora de vender un vehículo, un fabricante habrá de reportar un vehículo de motorización diésel como tal, sin importar el combustible que finalmente utilice (podría utilizar HVO o e-diésel, por ejemplo, reduciendo las emisiones WTW). Es por ello que múltiples fabricantes y proveedores de combustibles renovables están en contra de esta posición del Reglamento, ya que el incentivo queda focalizado entonces en la venta de vehículos cero emisiones. Se propuso en su día un *Carbon Correction Factor (CCF)* que sería un factor de corrección a las emisiones medias de un vehículo de combustión, teniendo en cuenta la porción de combustibles renovables en las mezclas europeas, pero esta propuesta ha quedado fuera del texto aprobado. Sí ha quedado dentro del texto el Artículo 15, en el que la Comisión se compromete a producir una evaluación de impacto del CCF en los vehículos pesados en 2027.

También han quedado dentro del texto (considerando 17) los combustibles neutros en  $\text{CO}_2$ , y la necesidad de elaborar un informe al respecto (también dentro del Art. 15). Para poder introducir estos combustibles neutros (probablemente electrocombustibles), la Comisión deberá evaluar una metodología de matriculación de vehículos que asegure el uso de combustibles neutros en su ciclo de vida. Son numerosas las voces en contra, por la facilidad de manipulación entre moléculas equivalentes para una misma motorización.

### 3.2. Directiva de Renovables (RED III)

Las energías renovables se presentan como opciones sostenibles frente a los combustibles fósiles, ayudando a reducir las emisiones de gases responsables del cambio climático, diversificar las fuentes energéticas y disminuir la dependencia de los mercados

de combustibles tradicionales. En Europa, las normativas para fomentar estas energías han experimentado importantes avances en los últimos quince años. En 2018, los líderes de la Unión Europea establecieron un objetivo del 32 % de participación de fuentes renovables en el consumo energético final para el año 2030 (RED II). Más recientemente, en marzo de 2023 (RED III), y en línea con el compromiso de alcanzar la neutralidad climática en 2050, se acordó elevar esta meta al 42,5 %, con vistas a llegar al 45 %. La Directiva de Energías Renovables fue adoptada por el Parlamento Europeo el 12 de septiembre de 2023, y por el Consejo el 9 de octubre de 2023. La Directiva modifica la Directiva 2018/2001, el Reglamento 2018/1999 y la Directiva 98/70/EC.

En el ámbito del transporte, la Directiva RED III permite elegir a los Estados Miembros entre dos esquemas alternativos:

- Un objetivo vinculante de una reducción del 14,5 % en la intensidad de emisiones en el transporte gracias a las renovables en comparación con un baseline fijado.
- Un objetivo vinculante de al menos 29 % de renovables (bios, biogás, RFNBOs, también incluyendo bunker internacional) en el consumo final de energía en el transporte.

Los sujetos obligados a cumplir estos esquemas serán los suministradores de combustibles (en España, sólo están dentro de la obligatoriedad los suministradores de productos petrolíferos). Aquellos suministradores de gases para el transporte (tanto fósil como renovables), podrán entrar en el esquema de obligatoriedad, o acogerse a sistemas de certificación y mercado establecidos con este fin, en el que podrían vender sus certificados a los sujetos obligados. Esta segunda opción es de obligatoria implementación también para aquellos suministradores de electricidad para el transporte según la Directiva.

Algunos de los países que ya han transpuesto esta Directiva son Alemania, Austria, Francia, Italia, Portugal, o los Países Bajos. Tomando el caso de Alemania, cuyo esquema vigente es por reducción de factor de emisiones y no por cuota de renovables, ha establecido un mercado de certificados llamado THG (*Treibhausgasquote*) (ZOLL, 2024). En este mercado, cualquier suministrador de combustibles para el transporte (incluyendo electricidad, hidrógeno, gases renovables, etc.) puede vender sus certificados de reducción de emisiones (medidos en tCO<sub>2</sub>e) a los sujetos obligados.

Además del objetivo general de reducción del factor de emisiones, o de la cuota de renovables introducida, se establecen unos ciertos límites intermedios a los diferentes combustibles que pueden participar. Para ello, se pueden distinguir diferentes tipos de combustibles en la regulación, de forma simplificada:

Combustible	Origen de la materia prima	Algunas moléculas posibles
Biocombustibles sostenibles de primera generación (no avanzados)	Cultivos alimentarios y forrajeros (palma, colza, caña de azúcar, maíz, cereales, etc.).	Bioetanol, HVO, FAME, Biodiésel, Metanol, Biometano, Amoniaco
Biocombustibles sostenibles de segunda generación (no avanzados)	Residuos orgánicos comprendidos en el Anexo IX, Parte B.	Bioetanol, HVO, FAME, Biodiésel, Metanol, Biometano, Amoniaco
Biocombustibles sostenibles de segunda generación (avanzados)	Residuos orgánicos comprendidos en el Anexo IX, Parte A.	Bioetanol, HVO, FAME, Biodiésel, Metanol, Biometano, Amoniaco
RFNBO ( <i>Renewable Fuels of Non-Biological Origin</i> )	Hidrógeno de electrólisis a partir de electricidad renovable (según R.D. (EU) 2023/1184), y CO <sub>2</sub> que puede ser de captura del aire, biogénico, o fósil de captura (este último, solo hasta 2040).	Hidrógeno, metanol, amoniaco, electrocombustibles
RFC ( <i>Recycled-Carbon Fuels</i> )	Hidrógeno como subproducto industrial o a partir de la pirólisis de residuos no aprovechables, y CO <sub>2</sub> que puede ser de captura del aire, biogénico, o fósil de captura (este último, solo hasta 2040).	Hidrógeno, metanol, amoniaco, combustibles sintéticos RFC

Como vemos en la tabla, un mismo combustible, por ejemplo, el biometano, puede clasificarse como diferentes categorías regulatorias en función del origen de la materia prima, este es el mensaje principal de la Directiva. Y es en función del origen de la materia prima y del proceso de producción que se le atribuirán unas emisiones determinadas a la hora de computar para los objetivos de reducción de emisiones (tal y como se describía en el subcapítulo anterior).

El Reglamento, con el fin de conducir la descarbonización del transporte prescindiendo en la medida de lo posible de los combustibles con mayor impacto medioambiental, limita el uso de los biocombustibles de primera generación a un 1 % superior a la cuota utilizada en 2020, con un límite del 7 % (en España, el límite es del 7 %). Limita también los de segunda generación no avanzados al 1,7 %, pero impulsa los avanzados a una cuota mínima del 5,5 % (compartida con los RFNBO). Los RFNBO, además de compartir cuota mínima, han de representar más del 1 %. Finalmente, no existe cuota mínima ni máxima para los RFC, sino que serán los Estados Miembros quienes la definan en su trasposición.

En España, se traspuso la anterior Directiva (RED II) en la Orden TED/728/2024, de 15 de julio, por la que se desarrolla el mecanismo de fomento de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. En esta orden se definen diferentes grupos de combustibles en función del origen de la materia prima, tomando el esquema europeo como base, pero imponiendo seis categorías de certificados bajo SICBIOS (plataforma de reporte), en los que la correspondencia no es uno a uno. Los suministradores tienen, según esta Orden, la obligación de aumentar la venta de combustibles renovables hasta el 12 % en 2026, contando con diferentes porciones de los certificados definidos. Hay objetivos globales e

intermedios relativos a cada tipo de certificado, y se establecen unos pagos compensatorios bastante relevantes por el incumplimiento de estos objetivos, equivalentes a 170-180 €/MWh.

Sin lugar a dudas, la Directiva RED III impulsará a los suministradores de combustible a proveer de combustibles renovables al transporte, incluido el transporte pesado. Para ello, se establecerán esquemas de suministro en el que los sujetos obligados bien provean el combustible directamente, o compren los certificados de otras empresas que generen reducciones (puntos de recarga eléctrico, hidrogenas, suministradores de biometano, etc.).

### 3.3. ETS II

En 2023 se introdujo el ETS2, un nuevo sistema de comercio de emisiones en la Unión Europea, independiente del ETS existente (European Parliament, 2023b). Este sistema, operativo a partir de 2027, abarcará las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes del uso de combustibles en edificios, transporte por carretera y pequeñas industrias no cubiertas por el ETS actual. Su objetivo es reducir las emisiones en estos sectores en un 42 % para 2030 (comparado con 2005) y fomentar inversiones en movilidad sostenible y actuaciones de renovación en edificios.

El ETS2 seguirá el modelo de «cap and trade», regulando principalmente a los proveedores de combustibles, quienes deberán adquirir derechos de emisión en subastas. Parte de los ingresos se destinará al Fondo Social para el Clima, apoyando a hogares vulnerables y pequeñas empresas, mientras que el resto financiará medidas climáticas y sociales en los Estados miembros. El monitoreo de emisiones comenzará en 2025, y las regulaciones para su operación están detalladas en la Directiva ETS. El sistema incluye mecanismos de estabilidad para evitar volatilidad en el mercado y podría retrasarse hasta 2028 si los precios del gas o el petróleo fueran excepcionalmente altos en 2026. Este mecanismo de estabilidad incluye asignaciones extra en el caso de que este mercado superara los 45 €/tCO<sub>2</sub>e (limitando así el precio).

Para el sector transporte, la entrada en vigor del esquema ETS II puede suponer incrementos en el precio del combustible fósil (por la obligación de adquirir asignaciones de los proveedores) de hasta unos 0,12 €/litro de diésel mientras se mantenga el límite en precio. Cuando se elimine el límite y este mercado pueda converger en precio con el ETS anterior, el sobrecoste del diésel podría llegar a 1 €/litro.

### 3.4. AFIR

La normativa de la Unión Europea incluye metas para fomentar el uso de combustibles alternativos en el transporte. En 2014, se adoptó la Directiva sobre Infraestructura para Combustibles Alternativos (AFID) para atender la creciente demanda de estas fuentes de energía. En el marco del paquete «Fit For 55», la Comisión Europea propuso en julio de 2021 el Reglamento sobre Infraestructura para Combustibles Alternativos (AFIR), que sustituirá a la AFID. El AFIR

fue adoptado por el Consejo Europeo y publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 22 de septiembre de 2023. Entró en vigor el 12 de octubre de 2023.

Según este Reglamento, se deben implantar grupos de recarga en cada sentido de circulación dentro de la red RTE-T<sup>5</sup>. A 2030, se deben tener estaciones de recarga eléctrica cada 60 km dentro de la red RTE-T global, con más de 3.600 kW disponibles, y más de 2 puntos de 350 kW. Existen ciertas excepciones para tramos de la red con densidades inferiores. También se establecen objetivos para los nodos urbanos: en 2030, la potencia agregada en un punto de recarga ha de superar los 1.800 kW, y los 150 kW de forma individual. En los estacionamientos para camiones, han de implementarse 4 puntos de recarga, de mínimo 150 kW.

En cuanto a la infraestructura de hidrógeno, se han de instalar estaciones de repostaje cada 200 km en la red RTE-T básica, con capacidad de suministrar al menos 1 tonelada de H<sub>2</sub>/día, y con al menos un punto de repostaje a 700 bar. De nuevo, existen excepciones para tramos con densidades menores. Por último, existen también obligaciones relativas a la infraestructura de repostaje de GNL, ya definidos en la antigua AFID, con una estación cada 400 km.

La obligación de cumplir con estos objetivos de infraestructuras pertenece al Estado Miembro, responsable de trasladar estas obligaciones a los desarrolladores de infraestructuras a través de incentivos, o derivando obligaciones a otros sujetos obligados. Por ejemplo, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética<sup>6</sup>, establece la obligación a las estaciones de servicios con ventas superiores a los 5 millones de litros anuales, a instalar puntos de recarga con potencias superiores a 150 kW o a 50 kW en función del volumen de ventas. El grupo de estaciones de servicio afectadas superaba las 200. También la RED III, cuando se trasponga incluyendo esquemas de venta de certificados para los suministradores de electricidad al transporte, generará importantes incentivos a la instalación de puntos de recarga pública, con los que estos desarrolladores podrán obtener beneficios vendiéndolos a los sujetos obligados de la Directiva, tal y como ha sucedido en Alemania.

## 4. Conclusiones

El transporte pesado es una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que lo convierte en un sector clave para alcanzar los objetivos climáticos nacionales e internacionales. En España, su relevancia económica, ligada a sectores como el turismo, la construcción, o el sector agroalimentario, hace indispensable reducir su impacto ambiental sin comprometer el desarrollo. Sin embargo, descarbonizar este segmento enfrenta desafíos particulares, dado que los vehículos pesados requieren mayores niveles de potencia y autonomía, dificultando la adopción de tecnologías como la electrificación, que ya es viable en el transporte ligero.

<sup>5</sup> La Red RTE-T (Red Europea de Transporte Transeuropea) es una iniciativa de la UE para establecer una red de transporte integrada en toda Europa. La Red RTE-T básica se centra en las conexiones principales entre países de la UE, mientras que la Red RTE-T global es una red más amplia.

<sup>6</sup> Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447)

Entre las soluciones tecnológicas emergentes se destacan los vehículos eléctricos de batería y de pila de combustible, así como las opciones basadas en combustibles renovables. Si bien ofrecen alternativas prometedoras para reducir las emisiones, aunque su implementación depende de superar barreras como los altos costes iniciales y la limitada infraestructura. Mientras tanto, los combustibles fósiles tradicionales siguen dominando el mercado, y la transición hacia opciones más sostenibles requiere un cambio significativo en los modelos energéticos y tecnológicos actuales.

La regulación juega un papel crucial en esta transición. Normativas como el Reglamento sobre Estándares de Emisiones de CO<sub>2</sub> y la Directiva de Energías Renovables (RED III) establecen objetivos ambiciosos para promover tecnologías y combustibles sostenibles. El Reglamento sobre Infraestructura de Recarga de Combustibles Alternativos (AFIR) también incentivan el desarrollo de infraestructura para combustibles alternativos, como estaciones de recarga eléctrica y de hidrógeno. Sin embargo, persisten debates sobre cómo equilibrar los incentivos entre tecnologías emergentes y la utilización de motorizaciones convencionales con combustibles alternativos, asegurando una transición justa y efectiva.

De cara al futuro, se espera que las mejoras tecnológicas y la reducción de costes en baterías, pilas de combustible y almacenamiento de energía aceleren la adopción de estas soluciones. Esto, junto con el fortalecimiento de la infraestructura y un marco regulatorio sólido, permitirá una descarbonización efectiva del transporte pesado. La clave estará en implementar soluciones adaptadas a las necesidades específicas de cada segmento del transporte, garantizando que el cambio sea viable tanto técnica como económicamente para todos los actores involucrados.

## Referencias bibliográficas

- Basma, H.; Rodríguez, F. (2023): *A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe*. Icct. Disponible en: <https://theicct.org/publication/total-cost-ownership-trucks-europe-nov23/>
- DGT (2024): *Microdatos de parque de vehículos (anual)*. Disponible en: <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/Microdatos-de-parque-de-vehiculos-anual/>
- DNV (2024): *Maritime Forecast to 2050*. DNV. Disponible en: <https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast/>
- EEA (2024): *Monitoring of CO<sub>2</sub> emissions from heavy-duty vehicles - Regulation (EU) 2018/956*. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/en/datahub/datahubitem-view/c52f7b51-c1cf-43e5-9a66-3eea19f6385a>
- European Environment Agency (2024): *National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring Mechanism*. Disponible en: <https://doi.org/10.2909/6331F651-8863-4656-A911-669F2A332A1E>
- European Parliament (2023a): Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001; Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652.
- European Parliament (2023b): Directive (EU) 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system (Text with EEA relevance), OJL.
- Eurostat (2024): *GDP and main components (output, expenditure and income)*. Disponible en: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama\\_10\\_gdp/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10_gdp/default/table?lang=en)
- ICAO (2024): *Conversion processes*. Disponible en: <https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Conversion-processes.aspx>
- ICCT (2023): *The European heavy-duty vehicle market until 2040: Analysis of decarbonization pathways*. Disponible en: <https://theicct.org/publication/hdv-europe-decarb-costs-jan23/>
- IEA (2024): *World Energy Outlook 2024*. IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- International Transport Forum (2023): «How governments can bring low-emission trucks to our roads – and fast»; en *International Transport Forum Policy Papers*, 127. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/80680242-en>

- Lagouvardou, S.; Lagemann, B.; Psarافتis, H.N.; Lindstad, E.; Erikstad, S.O. (2023): «Marginal abatement cost of alternative marine fuels and the role of market-based measures»; en *Nat. Energy*, 8, 1209-1220. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01334-4>
- Link, S.; Stephan, A.; Speth, D.; Plötz, P. (2024): «Rapidly declining costs of truck batteries and fuel cells enable large-scale road freight electrification» en *Nat. Energy*, 9, 1032-1039. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01531-9>
- McKinlay, C.J.; Turnock, S.R.; Hudson, D.A. (2021): «Route to zero emission shipping: Hydrogen, ammonia or methanol?»; en *Int. J. Hydrog. Energy*, 46, 28282-28297. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.066>
- Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2024): *Encuesta permanente de transporte de mercancías por carretera. Año 2023*. Disponible en: <https://www.transportes.gob.es/el-ministerio/informacion-estadistica/transporte/transporte-de-mercancias-por-carretera/publicaciones-encuesta-permanente-transporte-mercancias-por-carretera/EPTMC2023>
- ODYSSEE-MURE (2024): *Unit consumption of road transport of goods*. ODYSSEE-MURE Disponible en: <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/transport/unit-consumption-road-transport-goods.html>
- Osman, A.I.; Nasr, M.; Lichtfouse, E.; Farghali, M.; Rooney, D.W. (2024): «Hydrogen, ammonia and methanol for marine transportation»; en *Environ. Chem. Lett.* 22, 2151-2158. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s10311-024-01757-9>
- Parlamento y Consejo Europeos (2024): *Regulation - EU - 2024/1610 - EN - EUR-Lex*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1610/oj/eng>
- Parlamento y Consejo Europeos (2009): Reglamento (CE) 595/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de junio de 2009, relativo a la homologación de los vehículos de motor y los motores en lo concerniente a las emisiones de los vehículos pesados (Euro VI) y al acceso a la información sobre reparación y mantenimiento de vehículos y por el que se modifica el Reglamento (CE) n o 715/2007 y la Directiva 2007/46/CE y se derogan las Directivas 80/1269/CEE, 2005/55/CE y 2005/78/CE (Texto pertinente a efectos del EEE), OJ L.
- Plötz, P. (2022): «Hydrogen technology is unlikely to play a major role in sustainable road transport»; en *Nat. Electron*, 5, 8-10. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41928-021-00706-6>
- Prussi, M.; Julea, A.; Lonza, L.; Thiel, C. (2021): «Biomethane as alternative fuel for the EU road sector: analysis of existing and planned infrastructure»; en *Energy Strategy*, 33, 100612. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100612>
- Schmidt, P.R.; Weindorf, W.; Failer, S.; Astono, Y.; Ullmann, A. (2023): *Techno-Economics of PtL and PtH2*. LBST.

Xing, H.; Stuart, C.; Spence, S.; Chen, H. (2021): *Alternative fuel options for low carbon maritime transportation: Pathways to 2050*. J. Clean. Prod. 297, 126651.

Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126651>

ZOLL (2024): *Zoll online - Treibhausgasquote (THG-Quote)*. Disponible en: [https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote\\_thg\\_quote\\_node.html](https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote_thg_quote_node.html)



# MEDITERRÁNEO ECONÓMICO

## Números publicados:

1. PROCESOS MIGRATORIOS, ECONOMÍA Y PERSONAS  
Coordinador: Manuel Pimentel Siles
2. LA AGRICULTURA MEDITERRÁNEA EN EL SIGLO XXI  
Coordinador: José María García Álvarez-Coque
3. CIUDADES, ARQUITECTURA Y ESPACIO URBANO  
Coordinador: Horacio Capel
4. MEDITERRÁNEO Y MEDIO AMBIENTE  
Coordinadora: Cristina García-Orcoyen Tormo
5. LAS NUEVAS FORMAS DEL TURISMO  
Coordinador: Joaquín Auriolés Martín
6. ECONOMÍA SOCIAL. LA ACTIVIDAD ECONÓMICA AL SERVICIO DE LAS PERSONAS  
Coordinador: Juan Francisco Juliá Igual
7. MEDITERRÁNEO E HISTORIA ECONÓMICA  
Coordinadores: Jordi Nadal y Antonio Parejo
8. LOS RETOS DE LA INDUSTRIA BANCARIA EN ESPAÑA  
Coordinador: Francisco de Oña Navarro
9. VARIACIONES SOBRE LA HISTORIA DEL PENSAMIENTO ECONÓMICO MEDITERRÁNEO  
Coordinador: Pedro Schwartz Girón
10. UN BALANCE DEL ESTADO DE LAS AUTONOMÍAS  
Coordinador: Francisco José Ferraro García
11. NUEVOS ENFOQUES DEL MARKETING Y LA CREACIÓN DE VALOR  
Coordinadora: María Jesús Yagüe Guillén
12. EUROPA EN LA ENCRUCIJADA  
Coordinador: Josep Borrell Fontelles
13. LOS DISTRITOS INDUSTRIALES  
Coordinador: Vicent Soler i Marco
14. MODERNIDAD, CRISIS Y GLOBALIZACIÓN: PROBLEMAS DE POLÍTICA Y CULTURA  
Coordinador: Víctor Pérez-Díaz
15. EL NUEVO SISTEMA AGROALIMENTARIO EN UNA CRISIS GLOBAL  
Coordinador: Jaime Lamo de Espinosa

16. EL FUTURO DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA  
Coordinador: Juan Velarde Fuerte
17. INNOVACIÓN Y DESARROLLO ECONÓMICO  
Coordinador: Joaquín Moya-Angeler Cabrera
18. LA CRISIS DE 2008. DE LA ECONOMÍA A LA POLÍTICA Y MÁS ALLÁ  
Coordinador: Antón Costas Comesaña
19. EL SISTEMA BANCARIO TRAS LA GRAN RECESIÓN  
Coordinadores: José Pérez Fernández y José Carlos Díez Gangas
20. BALANCE DE UNA DÉCADA. DIEZ AÑOS DE “MEDITERRÁNEO ECONÓMICO” [2002-2011]  
Coordinadores: Jordi Nadal y Juan Velarde
21. EMPRESAS Y EMPRESARIOS EN LA ECONOMÍA GLOBAL  
Coordinador: José Luis García Delgado
22. LA ECONOMÍA INTERNACIONAL EN EL SIGLO XXI  
Coordinador: Ramón Tamames
23. PARA LA REHUMANIZACIÓN DE LA ECONOMÍA Y LA SOCIEDAD  
Coordinador: Federico Aguilera Klink
24. EL PAPEL DEL COOPERATIVISMO AGROALIMENTARIO EN LA ECONOMÍA MUNDIAL  
Coordinador: Eduardo Baamonde Noche
25. UN NUEVO MODELO ECONÓMICO PARA ESPAÑA. REFORMAS ESTRUCTURALES PARA LA RECUPERACIÓN Y EL CRECIMIENTO  
Coordinador: Rafael Myro
26. LA RESPONSABILIDAD ÉTICA DE LA SOCIEDAD CIVIL  
Coordinadora: Adela Cortina
27. NUTRICIÓN Y SALUD  
Coordinador: José María Ordovás
28. EL SECTOR AGRO-MAR-ALIMENTARIO ESPAÑOL. UNA VISIÓN RENOVADA  
Coordinador: Jorge Jordana
29. EL FUTURO DEL SECTOR BANCARIO ESPAÑOL TRAS LA REESTRUCTURACIÓN  
Coordinador: Joaquín Maudos
30. FINANCIACIÓN AUTONÓMICA: PROBLEMAS DEL MODELO Y PROPUESTAS DE REFORMA  
Coordinadores: Ángel de la Fuente y Julio López Laborda
31. BIOECONOMÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE  
Coordinadores: Alfredo Aguilar, Daniel Ramón y Francisco J. Egea
32. LA ECONOMÍA SOCIAL EN EL MEDITERRÁNEO  
Coordinador: Juan Antonio Pedreño Frutos
33. LA BIODIVERSIDAD MARINA. RIESGOS, AMENAZAS Y OPORTUNIDADES  
Coordinador: Manuel Toharia

34. EL FUTURO DE LAS PENSIONES EN ESPAÑA  
Coordinador: José Ignacio Conde-Ruiz
35. LA ESPAÑA RURAL: RETOS Y OPORTUNIDADES DE FUTURO  
Coordinador: Eduardo Moyano Estrada
36. LA INSERCIÓN LABORAL Y SOCIAL DE INMIGRANTES Y REFUGIADOS EN ESPAÑA  
Coordinador: Joaquín Arango Vila-Belda
37. LA HUELLA DEL TERCER SECTOR. ACCIÓN SOCIAL Y FORMAS ECONÓMICAS EMERGENTES  
Coordinadores: Gregorio Rodríguez Cabrero y Manuel Pérez Yruela
38. INFLACIÓN, POLÍTICAS Y SOCIEDAD  
Coordinador: Manuel Alejandro Hidalgo Pérez

