

70
Octubre
2022

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*



GARRIGUES



Club Español
de la Energía

Deloitte.

Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso
Socio Responsable de Energía y Recursos, Deloitte

Silvestre Arana Knirsch
Socio Director de Energía & Recursos Naturales, J&A GARRIGUES, S.L.P.

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

Carmen Becerril Martínez
Presidenta. OMIE (Operador del Mercado Ibérico - Polo Español)

Nemesio Fernández Cuesta
Asesor

Iñaki Garay Zabala
Director de Expansión

Rafael García de Diego
Consultor

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

Juan Luis López Cardenete
Profesor Extraordinario. IESE – Universidad de Navarra

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

Pedro Mielgo Álvarez
Presidente. Madrileña Red de Gas, S.A.

Jesús Navarro Gallel
Socio Fundador de Cuadernos de Energía y Tesorero del Club Español de Energía

Rafael Piqueras Bautista
Secretario General y del Consejo de ENAGAS

Pedro Rivero Torre
Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad. Universidad Complutense de Madrid

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Estimado lector,

Es un placer para el Comité Editorial de Cuadernos de Energía presentar su edición número 70, la tercera de este 2022.

El conflicto en Ucrania que comenzó hace aproximadamente 9 meses continúa impactando en el campo energético, especialmente en Europa. Mientras la volatilidad de precios y la tensión en los mercados continúan, se siguen buscando soluciones para reducir la dependencia energética de Rusia, paliar el impacto de altos precios en consumidores, empresas e industrias y acelerar la senda de descarbonización del continente europeo para combatir la crisis climática.

De cara al comienzo del invierno, Europa ha hecho los deberes, y supera el 90% de la capacidad de almacenamiento de gas frente al 80% que marcaba el REpower EU. Los mercados están dando cierto respiro con bajadas de los precios en las últimas semanas. Aun así, la incertidumbre será la constante en los próximos meses y será necesario seguir de cerca la evolución de estos mercados.

En este contexto, la Comisión Europea ha puesto en marcha medidas coordinadas entre los Estados miembros y está planteando algunas nuevas. La compra conjunta de gas, mecanismos para suavizar los precios energéticos, o reforzar los instrumentos disponibles para una mayor eficiencia y ahorro energético son algunos de los elementos sobre los que se apoya la Comisión para reducir los precios y evitar escasez de abastecimiento.

Algunos países ya han comenzado a implementar algunas de éstas y otras medidas para reducir el impacto de la crisis energética.

En concreto, en España se han desarrollado un amplio número de normas nacionales para dar respuesta a la situación que estamos viviendo. El primer artículo de esta edición de Cuadernos analiza precisamente algunas de estas medidas, con especial énfasis en el “Plan Más Seguridad Energética” o “Plan +SE”, adoptado el pasado 11 de octubre, y el papel que juega el Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia en este contexto. **Alberto González-Salas Mosquera**, Socio del área de regulación técnico-económica del sector energético de Deloitte y **Oliverio Álvarez Alonso**, Socio responsable de energía y Recursos también de Deloitte, y Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el sector de la Energía, se refieren a la interrelación entre el Plan +SE y los Fondos de Recuperación, a las medidas que se han puesto en marcha para la agilización en la gestión del PRTR, la aceleración de medidas de eficiencia energética en el sector turístico y comercial, el PERTE de descarbonización de la industria o la aceleración del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento.

Los siguientes cuatro artículos se centran en diversos análisis sobre los sistemas eléctricos y el mercado.

El primero se centra en otra de las medidas que se pusieron en marcha en nuestro país, y también en Portugal, como respuesta a la volatilidad de los precios de la electricidad: el mecanismo del “tope al precio del gas” en el MIBEL. **José Luis Sancha**, Dr. Ingeniero Industrial y Profesor en Comillas-ICAI, analiza de manera muy didáctica en qué consiste esta medida para limitar el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad, cómo ha estado funcionando en estos primeros cuatro meses de su aplicación y los principales resultados obtenidos.

Continuando en el ámbito de los precios de la electricidad, **Gaspar Ariño Ortiz**, Catedrático de Derecho Administrativo, analiza la situación actual del sistema eléctrico español, los principales aspectos que están siendo objeto de debate, y realiza unas reflexiones en torno a lo que denomina como “la teoría de los dos mercados”, como alternativa que puede articular un mercado de flexibilidad y abrir la vía a una participación de los consumidores en decisiones claves del sistema.

El siguiente artículo revisa el estado actual de desarrollo de la figura del agregador independiente de energía eléctrica en Europa. En él se describen las funciones de los agregadores independientes y el valor que aportan a los sistemas energéticos a través de la agregación y optimización de la flexibilidad de los recursos energéticos

distribuidos (generación, demanda y almacenamiento). Su autor, **Jorge Fernández Gómez**, coordinador del área de energía de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, de la Universidad de Deusto, identifica también, entre otros aspectos, las principales barreras para su desarrollo y se presentan algunas conclusiones sobre cómo impulsar esta figura.

El anterior artículo destaca el importante papel que puede jugar el agregador de la demanda para el desarrollo de las Comunidades Energéticas, objeto de la siguiente aportación de Cuadernos de Energía. En ella, **Carlos Pesque**, Responsable de Comunidades Energéticas en ECODES, explica en qué consisten estas comunidades y los principales aspectos sociales relacionados que permiten colocar a la ciudadanía en el centro del nuevo modelo energético y fomentar su participación activa. Hace también referencia a diferentes iniciativas desarrolladas en diferentes Comunidades Autónomas y la importante dimensión medioambiental que aportan.

En relación con las nuevas tecnologías, que siempre son objeto de gran desarrollo durante las crisis energéticas, comenzamos con la aportación de **Antonio González Jiménez**, Director de Estudios y Apoyo Técnico del Foro de la Industria Nuclear Española, quien realiza un análisis detallado sobre los reactores nucleares SMR (*Small and Medium Reactors*). El autor explica los aspectos básicos y comunes a los diferentes diseños de los SMRs como son, entre otros, la modularidad, reducción de costes, menor necesidad de capital en la inversión inicial, eficiencia, flexibilidad o aplicaciones. También recoge algunos ejemplos de los más de 70 diseños diferentes de SMRs en distintas etapas de desarrollo que existen a día de hoy en el mundo.

La eólica marina, como gran oportunidad de desarrollo para la economía española, creación de nuevos empleos y como elementos de creación de sinergias con otras actividades industriales de nuestro país es el objeto de análisis del siguiente artículo aportado por **Tomás Romagosa**, Director Técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). El autor comienza describiendo las características principales de la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España como marco principal para el despliegue de estas tecnologías en nuestro país y, a continuación, expone algunos de los principales indicadores de impacto macroeconómico que pueden suponer el cumplimiento de los objetivos que nos hemos marcado para estas tecnologías. Además, analiza las previsiones de desarrollo de la eólica marina en el mundo y hace referencia a la necesidad de contar con una regulación adecuada para garantizar el desarrollo ordenado y la ejecución de proyectos en esta materia.

Como viene ocurriendo en los últimos números de la revista, esta edición de Cuadernos de Energía recoge un artículo de la Red de Jóvenes del Club, una de las iniciativas que busca involucrar a los más jóvenes en el debate energético. En esta ocasión, **Araceli de Carlos Sebastián**, Senior Climate Analyst de la División de Sostenibilidad e Innovación de Iberdrola, describe el estado actual de los mercados voluntarios de créditos de carbono, incluyendo su marco normativo y administrativo o las tipologías de proyectos existentes, ofreciendo una visión de su situación a día de hoy y cuáles son las principales tendencias de futuro de este mecanismo, con altas perspectivas a futuro a medida que se incrementan los objetivos de descarbonización.

Un ejemplo práctico sobre el impulso que se está dando a estos mercados voluntarios de carbono es el proyecto Motor Verde, que busca reforestar 70.000 hectáreas de nuevos bosques en las distintas comunidades autónomas de España, y que genera un impacto económico, social y ambiental positivo. **Antonio Calçada**, vicepresidente de la Fundación Repsol, explica en qué consiste este proyecto que contribuye de manera simultánea a crear oportunidades laborales, recuperar la biodiversidad y espacios naturales, a la cohesión social y en el que se hace una apuesta clara por la tecnología para la monitorización del crecimiento de los bosques y la absorción de carbono de forma precisa y rigurosa.

Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía nuestro más sincero agradecimiento a todos los autores que han participado en esta edición y esperamos que los artículos que la componen sean de interés para el lector.

Comité Editorial de Cuadernos de Energía.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Depósito Legal: M-21638-2008
ISSN: 1698-3009

Índice

Los fondos europeos nos dan más seguridad energética... o no

Alberto González-Salas Mosquera, Socio del área de regulación técnico-económica del Sector Energético de Deloitte

Oliverio Álvarez Alonso, Socio responsable de Energía y Recursos de Deloitte.

Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el Sector de Energía

11

Balance económico de cuatro meses de aplicación del tope al precio del gas

José Luis Sancha, Dr. Ingeniero Industrial. Profesor Comillas-ICAI

15

La batalla de los precios y la reforma de los mercados eléctricos

Gaspar Ariño Ortiz, Catedrático de Derecho Administrativo

26

Agregadores independientes de electricidad: ¿por qué no se está desarrollando esta figura?

Jorge Fernández Gómez, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad y Deusto Business School

32

Las Comunidades Energéticas: Una oportunidad para empoderar a la ciudadanía en la gestión de su propia energía sin dejar a nadie atrás

Carlos Pesque, Responsable de Comunidades Energéticas en ECODES

44

La tecnología nuclear a la vanguardia: reactores modulares pequeños Antonio González Jiménez, Director de Estudios y Apoyo Técnico del Foro de la Industria Nuclear Española	47
El desarrollo de la eólica marina en España es una oportunidad de desarrollo estratégico para nuestra economía, creación de nuevos empleos y sinergias con otras actividades industriales de nuestro país Tomás Romagosa, Director Técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)	56
Mercado Voluntario de Créditos de Carbono. Una explicación sobre su funcionamiento Araceli de Carlos Sebastián, Senior Climate Analyst de la División de Sostenibilidad e Innovación de Iberdrola Red de Jóvenes del Club Español de la Energía	63
Motor Verde (Nueva Economía Verde) 70.000 hectáreas de nuevos bosques para apoyar la lucha contra el cambio climático, recuperar la biodiversidad e impulsar el mercado voluntario de carbono en España António Calçada, Vicepresidente de Fundación Repsol	70

Los fondos europeos nos dan más seguridad energética... o no

Alberto González-Salas Mosquera

Socio del área de regulación técnico-económica del Sector Energético de Deloitte

Oliverio Álvarez Alonso

Socio responsable de Energía y Recursos de Deloitte. Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el Sector de Energía

Durante los últimos meses hemos asistido a la adopción de un amplio conjunto de medidas para dar respuesta a la crisis energética provocada por la invasión rusa de Ucrania. No han faltado hojas de ruta, estrategias y, en nuestro caso, más de 85 normas nacionales relacionadas con el ámbito energético entre el 2021 y la fecha en la que escribimos estas líneas. De forma simplificada, podemos indicar que todos estos desarrollos han redoblado la apuesta europea por la transición ecológica recogida en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), y han supuesto un impulso a actuaciones para favorecer el despliegue de energías renovables y la eficiencia energética. En esta línea, recientemente, la Agencia Internacional de la Energía ha señalado que la crisis en Ucrania acelerará la transición, a medio plazo, hacia una energía más limpia.

De forma simultánea a esa apuesta, y como medida de emergencia, en ciertos países europeos se han desarrollado algunas medidas, para tratar de paliar la crisis, que implican la renuncia a ciertos estándares ambientales y de calidad del aire,

permitiendo, de forma temporal, la sustitución del gas otros combustibles más contaminantes. Estas actuaciones, aunque pudiesen parecer contradictorias, hasta la fecha no han supuesto un cambio en la estrategia de descarbonización europea.

Como es bien conocido, antes del comienzo de la guerra en Ucrania, Rusia aportaba, aproximadamente, el 40% del suministro total de gas a Europa y alrededor de un 10% de su consumo energético total. Magnitudes muy importantes que, hace tan solo un año, parecían muy difíciles de sustituir por otros orígenes. Actualmente, los niveles de suministro de gas ruso suponen un quinto de los niveles previos a la guerra. Esta importante transformación se ha conseguido mediante un incremento muy relevante de las importaciones de gas natural licuado (GNL) y, cuando ha sido posible, de gas natural mediante gasoducto, de países como Estados Unidos, Qatar, Nigeria, Noruega y Argelia. También se han desarrollado otras actuaciones como el retraso del cierre de centrales nucleares en Alemania, o el incremento del uso del carbón para la

generación eléctrica. Por último, los altos precios del gas natural, unidos a la implantación de medidas de ahorro energético y de mejora de la eficiencia, también han supuesto una reducción del consumo. Prescindir por completo de los suministros de gas ruso será una tarea muy compleja, pero, en el medio plazo, nos debe llevar a sistemas energéticos más verdes y resilientes en Europa.

En este contexto general, el pasado 11 de octubre, el Consejo de Ministros adoptó el denominado "Plan Más Seguridad Energética" o "Plan +SE", un plan con más de setenta medidas agrupadas en seis grandes ámbitos: (i) ahorro y eficiencia; (ii) transformación del sistema energético; (iii) protección a los consumidores; (iv) fiscalidad; (v) transformación industrial mediante energías renovables e hidrógeno; y (vi) cooperación europea.

El objetivo básico del plan es reducir el consumo de gas natural entre un 5,1% y un 13,5%. Para lograr estos objetivos, el plan prevé movilizar unos 6.000 millones de euros de inversión. Parte de esta in-

versión provendrá de programas relacionados con el PRTR español¹.

Así, dentro del Plan +SE, en el ámbito de transformación del sistema energético antes indicado, se recoge un epígrafe ligado a la aceleración del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia con cinco medidas asociadas²:

- Agilización en la gestión del PRTR (medida 40);
- Línea de financiación ICO-IDAE para acelerar el PRTR (medida 41);
- Aceleración de medidas de eficiencia energética en el sector turístico y comercial (medida 42);
- Aceleración del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento (ERHA) (medida 43);
- PERTE para la descarbonización de la industria (medida 44).

De las cinco medidas anteriores, dos están relacionadas con la aceleración del despliegue de los fondos (las medidas 40 y 41), dos están relacionadas con el impulso a la eficiencia energética y la sostenibilidad en dos sectores clave para la economía española (las medidas 42 y 44) y una con tecnologías habilitantes (la medida 43).

Complementariamente, también se recogen referencias explícitas al PRTR en otras

medidas, como las asociadas al autoconsumo (medidas 2 y 29), a la sustitución de calderas por sistemas de climatización renovable (medida 8) o a los nuevos modelos de negocio en la transición energética (medida 62).

Pasemos a analizar, brevemente, estas medidas.

Agilización en la gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

Probablemente la problemática administrativa y la velocidad de despliegue de los fondos europeos ha sido una de las principales críticas que se ha hecho al PRTR. Al objeto de mejorar esta situación, el Plan +SE propone proporcionar más información y mejorar la coordinación con las Comunidades Autónomas, responsables de la ejecución de muchas de las convocatorias de ayudas.

Para lograrlo plantea diferentes actuaciones, entre ellas, proporcionar formación técnica, por parte del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), a los responsables de las evaluaciones de los programas de ayuda, o mejorar la información disponible sobre el grado de ejecución y los presupuestos de los programas. También hace un llamamiento para que las Comunidades Autónomas lleven a cabo las medidas oportunas para mejorar la gestión en su ámbito de gestión.

Sin duda, esta agilización es imprescindible, y la medida propuesta va en la buena

dirección, aunque será preciso realizar un seguimiento de las medidas de detalle que finalmente se implementen para valorar su efectividad.

Línea de financiación ICO-IDAE para acelerar el Plan de Recuperación

También, con el objetivo de que los fondos estén disponibles lo antes posible y para agilizar la ejecución de los proyectos, se plantea poner a disposición de los agentes una línea de financiación del Instituto de Crédito Oficial (ICO) y el IDAE que permita adelantar los fondos de las ayudas concedidas. También se establece que las entidades bancarias podrán financiar proyectos de las mismas tipologías, aunque no formen parte formalmente de los programas de ayudas.

Aceleración de medidas de eficiencia energética en el sector turístico y comercial

Tras las dos primeras medidas dedicadas a la aceleración de la llegada de los fondos, se plantean otras medidas de carácter sectorial. La primera de ellas está relacionada con la eficiencia energética de uno de los sectores clave de nuestra economía, el sector turístico. Para ello, se plantea ampliar la disponibilidad de fondos de apoyo a este sector, mediante dos actuaciones principales:

- Habilitar, antes de finales de 2022, el acceso a préstamos del Fondo Financiero del Estado para la Competitividad Turística (FOCIT) para un conjunto de

¹ A octubre de 2022, según los datos proporcionados por el Gobierno español dentro del Plan +SE, el PRTR había movilizado más de 5.200 millones de euros públicos en convocatorias dirigidas específicamente a la transición energética en los siguientes epígrafes: (i) Movilidad (1.042 millones de euros), (ii) Rehabilitación y Regeneración (828 millones de euros), (iii) Renovables (2.189 millones de euros), (iv) Hidrógeno (400 millones de euros) y (v) Almacenamiento e Infraestructuras (795 millones de euros). El Plan +SE busca incrementar las ayudas a la transición ecológica y acelerar su despliegue.

² De un total de 73 medidas que recoge el Plan +SE.

proyectos, entre los que se encuentran iniciativas relacionadas con la gestión energética, las energías renovables, la eficiencia energética y la edificación sostenible, entre otras.

- Acelerar el traspaso a las Comunidades Autónomas de recursos para ayudas no reembolsables destinadas a proyectos de reducción del consumo energético en los establecimientos del sector turístico. Estos proyectos podrán consistir, entre otros, en la instalación de sensores para medir y optimizar el consumo, el fomento del uso de sistemas de gestión energética, la mejora del aislamiento térmico, el uso de tecnologías más eficientes energéticamente, y el recurso a elementos exteriores, como sombras o jardines, así como campañas específicas de sensibilización y formación sobre eficiencia energética para el personal de los establecimientos turísticos.

También se plantean algunas actuaciones "técnicas" en el ámbito comercial, como las relacionadas con la inclusión explícita como "gasto elegible" de las soluciones tecnológicas para la mejora de la eficiencia energética, o determinadas modificaciones en los criterios de valoración de proyectos susceptibles de ayuda en procesos de concurrencia competitiva, para otorgar una puntuación extra a actuaciones que mejoren la eficiencia del consumo energético.

PERTE de descarbonización de la industria

La segunda de las medidas de carácter sectorial pretende apoyar al sector manufacturero español. Otro sector clave³ para la economía española.

Los objetivos de esta medida son múltiples, algunos de marcado carácter energético, como fomentar el uso de energías renovables, y otros más generales como mejorar su competitividad, favorecer la creación de empleo de alto valor añadido o incrementar la protección del medioambiente. Para lograrlo se plantean actuaciones en dos ámbitos principales: una línea de ayudas y un conjunto de medidas facilitadoras. Inicialmente se pensaba en dotar al PERTE con unos 400 millones de euros, aunque esta cantidad podría incrementarse.

Línea de ayudas de actuación integral para la descarbonización de las instalaciones industriales

Esta línea de ayudas incluirá préstamos, subvenciones o una combinación de ambos, para apoyar actuaciones en los siguientes ámbitos principales relacionados con la descarbonización del sector:

- Descarbonización de fuentes de energía (electrificación, hidrógeno sostenible, nuevos combustibles, etc.);
- Gestión y eficiencia energética;
- Reducción del consumo de recursos naturales y descarbonización de subproductos (valorización de subproductos, de residuos, aprovechamiento de residuos en sustitución de combustibles fósiles, etc.);
- Captura, almacenamiento y uso de carbono;
- I+D+i.

En principio se plantea que aquellas instalaciones solicitantes incluidas en el

Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) deberán conseguir, a la finalización del proyecto, reducciones sustanciales de los parámetros de referencia de producto para la asignación gratuita de derechos de emisión para 2021-2025.

Medidas facilitadoras de apoyo a la descarbonización del sector industrial

El segundo ámbito de actuación de este PERTE será el de las medidas facilitadoras, como la línea de ayudas a planes de innovación y sostenibilidad en el ámbito de la industria manufacturera. También se prevé un fondo de apoyo a los contratos por diferencia de precio de CO₂, que permita a una empresa fijar un precio de CO₂ a futuro mediante el cual puedan ser rentables las inversiones necesarias a acometer para su descarbonización.

Aceleración del PERTE ERHA

Como es bien conocido, el principal objetivo del PERTE ERHA es potenciar y consolidar las cadenas de valor españolas asociadas a la transición energética. El objetivo es apoyar a las tecnologías clave para esta transición. Para ello, se pretende impulsar las cadenas productivas asociadas: (i) a las energías renovables, (ii) a la producción y utilización del hidrógeno renovable, y (ii) al despliegue de nuevas tecnologías ligadas al almacenamiento energético y a la gestión flexible de la energía.

Para lograr sus objetivos, el PERTE ERHA planteaba inicialmente diversas medidas transformadoras, articuladas como instrumentos específicos de inversión que pretendían movilizar más de 3.500 millo-

³ Sirvan algunas magnitudes para resaltar esta importancia en España: 73,6% del valor añadido industrial, 11,3% del Producto Interior Bruto (PIB), y 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero.

nes de fondos públicos, y facilitadoras en áreas como la digitalización y la tecnología, o la capacitación, la formación profesional y el empleo. El Plan +SE pretende ahora acelerar y potenciar la ejecución del PERTE ERHA. Para ello lo dotará con 1.000 millones de euros adicionales para desarrollar nuevas capacidades industriales y tecnológicas que refuercen la autonomía estratégica del país.

Si hablamos de figuras de apoyo público europeo, no podemos olvidar el papel de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo⁴ (los PIICE o IPCEI⁵, en terminología anglosajona). En este sentido, el Plan +SE recoge, en la medida 68, el impulso a un IPCEI, liderado por España, centrado en la fabricación en territorio europeo de módulos fotovoltaicos y para desarrollar toda la cadena de valor asociada a este sector. Sin duda, conseguirlo supondría un hito importante y se uniría al reciente éxito de los proyectos españoles en las dos últimas "oleadas" de IPCEI de hidrógeno renovable, tanto en la convocatoria "Hy2Tech", para el desarrollo de nuevas tecnologías en la cadena de valor del hidrógeno, como en la convocatoria "Hy2Use", para el suministro de hidrógeno renovable a usos industriales, donde un número significativo de proyectos españoles ha sido seleccionado.

También, el Gobierno ha previsto una línea de ayudas de apoyo a las empresas con inversiones presentadas al IPCEI en los ámbitos de descarbonización y aho-

rro energético de carácter industrial. Sin duda, los nuevos desarrollos en este ámbito resultarán claves.

Otras medidas

Dentro del Plan +SE también se recogen otras medidas asociadas al PRTR.

Entre ellas destacan las asociadas al fomento del autoconsumo. En este epígrafe, destacan dos medidas, una directamente relacionada con el sector público y otra más general (medidas 2 y 29). En conjunto, se incrementará la dotación del PRTR para fomentar el autoconsumo en 500 millones de euros y se adoptarán otras medidas de apoyo para las aplicaciones compartidas de las comunidades energéticas y las áreas industriales. Los programas de apoyo al autoconsumo han sido muy exitosos, agotándose rápidamente los presupuestos previstos, de forma que el Gobierno vuelve a confiar en esta tipología de programas para acelerar el despliegue de los fondos europeos.

Complementariamente, se favorecerá la sustitución de sistemas de climatización o de generación de agua caliente a partir de combustibles fósiles por alternativas renovables. En este sentido, en coordinación con las Comunidades Autónomas, se desarrollarán actuaciones específicas para potenciar esta renovación, incluyendo medidas de difusión y divulgación, un refuerzo de la dotación inicial de 100 millones de euros en función de la demanda,

y actuaciones conjuntas con los sectores implicados para facilitar el despliegue de estas tecnologías en los hogares.

También, la medida 62 establece que se impulsarán los cambios regulatorios necesarios para la participación de nuevos agentes en el sistema energético, y el apoyo, a través de ayudas públicas, de estos nuevos desarrollos.

Unos apuntes finales

A diferencia de otros socios europeos, España no depende de las importaciones energéticas rusas y tiene razonablemente garantizado el suministro energético. De hecho, estamos exportando electricidad, gas natural y productos petrolíferos a otros países europeos.

Esta situación, hace que, a pesar de la crisis que estamos viviendo, no necesitemos modificar la hoja de ruta establecida en el PRTR para acelerar el proceso de transición energética que estamos desarrollando.

El Plan +SE, en lo relativo al objeto de estas líneas, profundiza en las medidas recogidas en el PRTR y, aunque, a corto plazo, no suponga un cambio estructural en el suministro energético en España, a medio plazo nos proporcionará un sistema energético más descarbonizado y resiliente. Al menos, eso esperamos. ■

4 Los PIICE son iniciativas transnacionales centradas en determinadas áreas temáticas identificadas como prioritarias, que inciden de forma significativa en la competitividad y en el crecimiento económico en Europa, y que, con carácter general, abordan importantes deficiencias de mercado y retos sociales a los que no se podría hacer frente, de forma razonable, de otra manera. Las iniciativas, para ser consideradas como PIICE, deben tener un alcance significativo y/o suponer un alto nivel de riesgo o compromiso financiero. Un mayor detalle puede encontrarse en Zalba Bidegain, P., Piqueras Cuartero, R. y Álvarez Alonso, O. (2021). "¿UN PERTE es un PIICE?". Cuadernos de Energía, 65, 35-39. Club Español de la Energía.

5 Important Project of Common European Interest.

Balance económico de cuatro meses de aplicación del tope al precio del gas

José Luis Sancha

Dr. Ingeniero Industrial. Profesor Comillas-ICAI

1. Introducción

Europa lleva meses inmersa en una gravísima crisis energética a la que los Estados y la propia UE están intentando combatir de todas las formas posibles con el objetivo de minimizar su impacto sobre los consumidores. A las medidas más tradicionales (fiscales, subvenciones y planes de ahorro) se suman otras, como la minoración de los beneficios extraordinarios surgidos en la crisis para destinarlos a paliar sus efectos en las facturas energéticas. La reforma del mercado eléctrico europeo es la próxima tarea.

En este contexto, el mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico eléctrico (MIBEL), constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico y de la que conviene extraer enseñanzas útiles para afrontar su inminente reforma en el ámbito de la UE.

2. Diseño inicial de la medida de tope al precio del gas

La medida del tope al precio del gas se sustenta, por el lado español, en el Real Decreto-Ley 10/2022, en el que establece un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, de forma que éstas reducen sus ofertas en el mercado eléctrico en una cantidad definida como:

$$\text{nueva oferta} = \text{oferta con el precio real del gas} - (\text{precio real del gas} - \text{precio tope del gas}) / 0,55$$

donde el precio tope del gas toma el valor de 40 €/MWh los seis primeros meses de aplicación del mecanismo, incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes y 0,55 se considera el rendimiento estándar

de las centrales de ciclo combinado que queman gas.

Es decir, si un ciclo combinado ofertaba su generación a 280 €/MWh con un precio real de gas de 100 MWh, con el tope debería ofertarla a $280 - (100 - 40) / 0,55 = 171$ €/MWh. De la misma forma, si una central que utiliza otro combustible fósil ofertaba a 150 €/MWh ahora debería ofertar a 41 €/MWh.

El objetivo de la medida es limitar el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad como consecuencia del diseño marginalista del mismo¹, que determina que el precio de toda la electricidad es fijado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo el gas natural la tecnología que, directa o indirectamente, está operando como tecnología marginal.

¹ Un tratamiento más completo del sistema marginalista puede verse en mi libro "Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas". Ed. Comillas.

Directamente, porque con la escalada del precio del gas, la generación de ciclo combinado es en estos momentos la más cara. Indirectamente porque, aunque otras tecnologías como la hidráulica marcan en ocasiones el precio marginal, su oferta se configura utilizando como referencia el coste de oportunidad de las centrales de ciclo combinado que puedan sustituir.

Debido a la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el MIBEL, el mecanismo de ajuste actúa cada hora de manera simultánea y coordinada en la Península Ibérica. La situación de España y Portugal como isla energética, dada la reducida capacidad de interconexión de la península ibérica con el resto de Europa, fundamentó el visto bueno inicial a la aplicación excepcional de esta medida en el Consejo Europeo celebrado los días 24 y 25 de marzo 2022.

Las centrales fósiles afectadas por el tope son compensadas por la diferencia entre el precio efectivo del mercado *spot* de gas natural en cada día, que calcula el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), y el precio tope. De esta manera, estas centrales recuperan todos sus costes sin alterar el orden de mérito del mercado.

La reducción del precio marginal del mercado actúa reduciendo los beneficios extraordinarios de las centrales de generación inframarginales (básicamente nucleares, hidráulicas y renovables) en la actual coyuntura del alto precio del gas, permitiendo así la rebaja del coste de la energía para la demanda. La medida considera que los ingresos finales de estas centrales inframarginales serán suficientes para recuperar sus inversiones y se-

guir atrayendo nueva generación renovable, más eficiente y competitiva.

El mecanismo contempla que las cantidades correspondientes a la compensación sean financiadas por aquellos compradores que se benefician de la referida reducción del precio marginal. Para ellos, el resultado esperado de la reducción por el marginal y del aumento por la compensación debe ser un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida.

El coste total de las compensaciones se reparte entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficia directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas.

Por último, la reducción del precio de compensación marginal en el mercado ibérico provoca un incremento de la diferencia de precio entre la zona de precio española y la francesa y, consiguientemente, del flujo exportador en la frontera España y Francia. Aumenta por lo tanto la renta de congestión de esta interconexión (proporcional a la energía de frontera y la diferencia de precio) y el mecanismo prevé el uso de las rentas de congestión adicionales que afloran en esta interconexión para minorar el coste de las compensaciones del sistema ibérico.

3. Resultados

El mecanismo del tope al precio del gas comenzó su andadura el día 15 de junio de 2022. Se dispone, por consiguiente, de una experiencia de cuatro meses.

¿Ha cumplido las expectativas que albergaba su diseño?

3.1. Operatividad

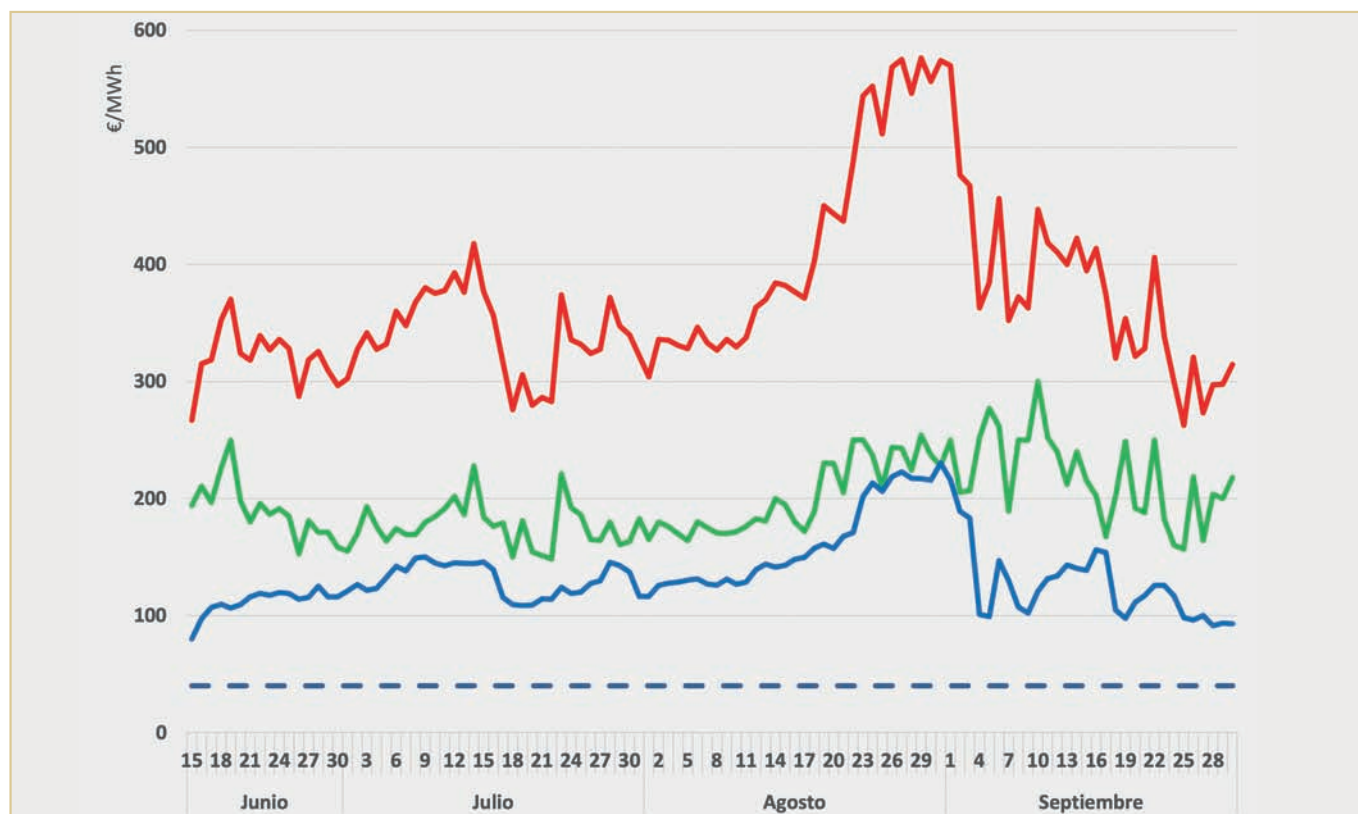
El tope al precio del gas se ha aplicado todas las horas desde su implantación sin ninguna incidencia. Hay que reseñar que en todas ellas han estado funcionando centrales de ciclo combinado y que el precio del gas siempre ha estado por encima del precio tope².

Todos los operadores han ido actuando conforme a lo previsto: MIBGAS publicando el precio de gas previo a la subasta diaria del mercado y el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) publicando el precio de la compensación tras el cierre del mercado. En ambos casos los valores son válidos, indistintamente, tanto para los agentes españoles como para los portugueses y así se consideran en este artículo.

A partir de aquí, los dos sistemas difieren en el tratamiento del mecanismo. El Operador del Sistema Eléctrico de España, Red Eléctrica de España (REE), publica el precio horario, incluyendo el coste de la compensación, para los consumidores españoles con contrato regulado PVPC. El sistema portugués adopta un tratamiento diferente para el establecimiento de los precios al consumo, tema que queda fuera del alcance de este artículo.

El precio marginal del mercado ibérico se ha reducido con relación a los precios de Francia y, en general, de Europa, con flujos de energía en el sentido España – Francia hasta el límite de capacidad de la interconexión en la práctica totalidad de las horas y un aumento considerable de las rentas de congestión de esta interconexión.

2 Esta afirmación dejó de ser válida el 20 de octubre, día en el que sí que estuvieron conectadas centrales de ciclo combinado pero el precio del gas MIBGAS fue 31,77 €/MWh, inferior por lo tanto al precio tope de 40 €/MWh.

Figura 1. El precio marginal se reduce por el tope

Fuente: Elaboración propia con datos de MIBGAS, OMIE y REE

Los consumidores se ven afectados por el tope de diferente forma, dependiendo del tipo de contrato vigente con su comercializador.

La estructura de la factura PVPC no se ha modificado. El concepto Coste de la Energía, incluido en el Término Variable tiene en cuenta el efecto completo del tope. Durante estos cuatro primeros meses de aplicación, el término de energía de la factura PVPC se ha rebajado un 16% respecto del que hubiese sido sin la aplicación del tope.

Tampoco se modifica la factura de los consumidores que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo.

Por el contrario, la factura de los consumidores que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo hayan renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), puede contener un nuevo término denominado "Ajuste compensación gas" (o una redacción similar).

La comparación de ofertas se ha complicado con la aplicación del tope. El comparador de la CNMC sigue siendo una herramienta recomendable, pero el consumidor que lo utilice deberá tener en cuenta que los importes que utiliza el comparador no tienen en consideración el coste de la compensación, aunque añade su valoración aproximada en base al consumo introducido por el usuario.

Por último, la demanda que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo no se ve afectada por el tope.

El proceso para entender mejor el efecto económico del tope empieza analizando la reducción del marginal que produce su aplicación, pasando luego a evaluar su impacto sobre la generación, la demanda (en especial los pequeños consumidores) y la interconexión con Francia.

3.2. Efecto reductor del precio marginal

En la Figura 1 aparece el efecto de reducción del marginal en el periodo. En rojo el precio marginal máximo diario sin tope y

en verde tras el efecto del tope. En azul el precio del gas MIBGAS y en azul a trazos el precio tope de 40 €/MWh.

Puede apreciarse la subida del precio del gas hasta finales de agosto y el claro descenso desde entonces. La evolución del precio marginal máximo de cada día es, sorprendente, bastante estable y no parece estar muy ligado al precio del gas.

Sin el tope, el marginal máximo hubiese llegado a valer 576 €/MWh mientras que con el tope ha sido de 300 €/MWh. En promedio, la reducción del marginal ha sido de 173 €/MWh.

Obviamente, la reducción del precio marginal del mercado mayorista de electricidad ha limitado el impacto de la escalada de precios del gas, que en este periodo ha oscilado entre 80 €/MWh (15/06/2022) y 230 €/MWh (31/08/2022) según MIBGAS

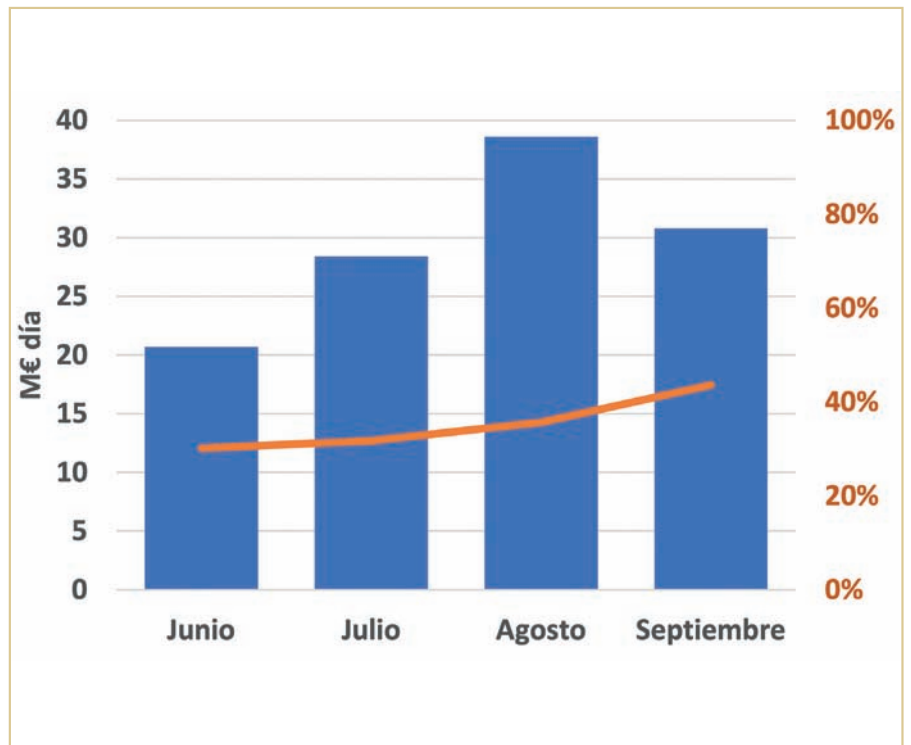
Con el tope, el promedio de precio marginal máximo diario en este periodo se ha situado en 197 €/MWh.

3.3. Efecto sobre los generadores inframarginales

En un sistema marginalista, el descenso del precio marginal afecta por igual a la oferta y a la demanda. Comenzaremos por la oferta, distinguiendo las centrales marginales y las centrales fósiles, ya que tienen un tratamiento diferente.

Las tecnologías inframarginales, como la nuclear, la hidráulica y las renovables sujetas a mercado, tienen una reducción de ingresos que se mide por la proporción de esa energía que está afectada por el mercado multiplicada por la reducción del marginal. El resto de la energía in-

Figura 2. Minoración de ingresos de tecnologías inframarginales



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

framarginal está en realidad comprometida con la demanda mediante diversos mecanismos contractuales (bilaterales, precio estipulado, contrato por diferencias, etc.), por lo que no se ve afectada por el tope.

En la Figura 2 aparece (línea en rojo, eje derecho) el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope en relación con el total de esta tecnología y (barra azul) y la reducción de ingresos a lo largo de los meses de aplicación del tope.

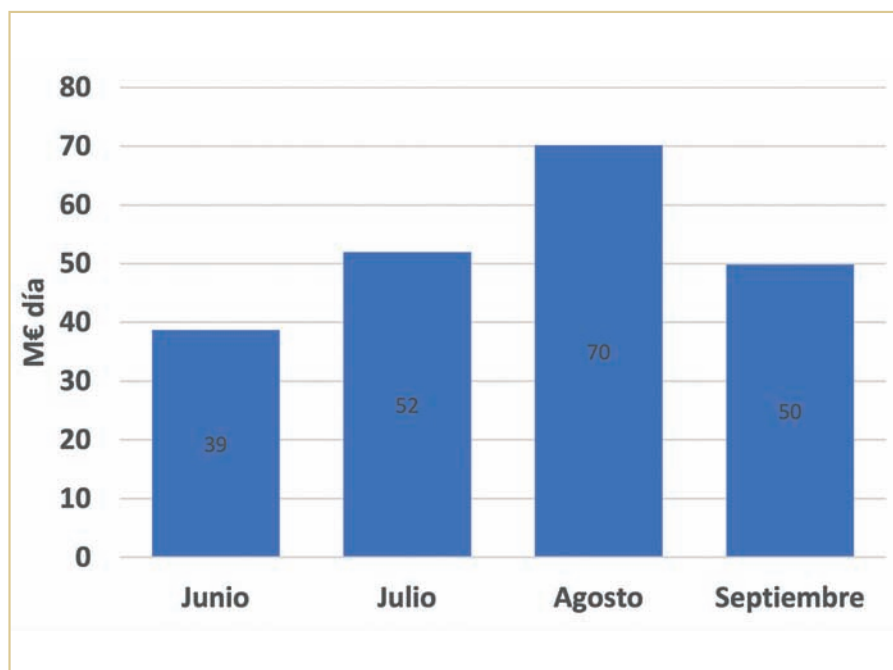
En promedio, la energía inframarginal afectada es el 36% y la reducción de beneficios extraordinarios de esta generación es de 31 M€ diarios.

3.4. El coste de la compensación a las instalaciones de generación fósiles (M€)

La energía generada por las centrales fósiles (ciclos combinados, carbón y la parte de la cogeneración sujeta a mercado) sí queda afectada, reduciendo sus ingresos por la reducción del marginal.

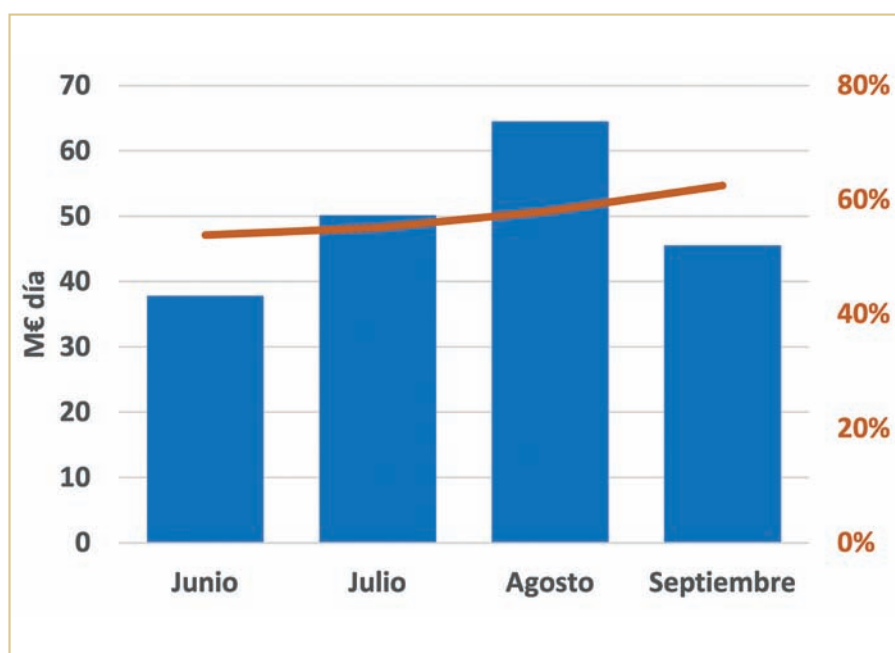
Para equilibrar los ingresos de estas centrales, el mecanismo ibérico establece una compensación por la diferencia entre el precio del gas y el precio tope. El coste de dicha compensación es el resultado del volumen de energía generada por las tecnologías fósiles afectadas, multiplicado por la reducción del precio marginal que ocasiona el tope: $(\text{precio del gas MIBGAS} - 40) / 0,55 \text{ MWh}$.

Figura 3. Coste de la compensación



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Figura 4. Energía que asume la compensación



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

En la Figura 3 se presenta el coste de la compensación (M€ día) durante este periodo.

En promedio, el coste de la compensación es de 55 M€ día.

3.5. El pago de la compensación por la demanda

El mecanismo establece que el coste de la compensación a la generación fósil, minorado con una parte de la renta de la interconexión España-Francia, sea asumido por los compradores cuya energía esté indexada al mercado.

Partiendo del valor de la energía horaria afectada por la compensación, que publica OMIE (Energía horaria sujeta al mecanismo de ajuste a la demanda MIBEL), puede estimarse el porcentaje que supone respecto de la energía total demandada.

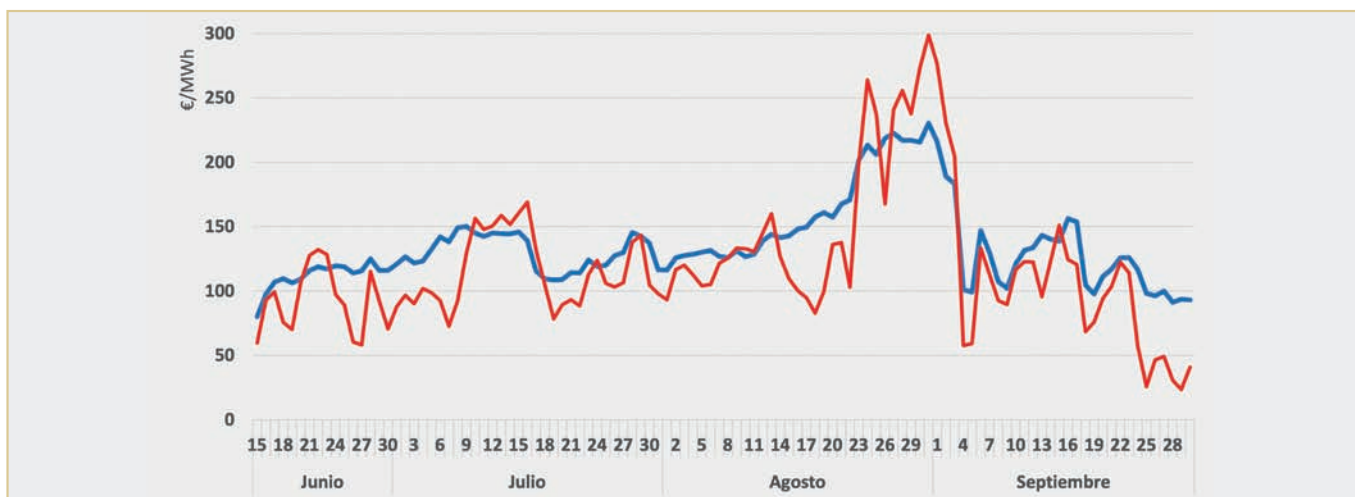
En la Figura 4 aparece el porcentaje de la energía de ajuste promedio diaria en relación con la energía de compra total MIBEL (línea roja, eje derecho) y el coste de la compensación (barra azul, M€ día)

Los compradores afectados por la compensación suponen, en promedio, un 58% de la energía total MIBEL. La renovación de contratos en este periodo efectuada por los comercializadores libres explicaría el paulatino crecimiento de este porcentaje, que en septiembre alcanza el 63%.

Lamentablemente, no se dispone del desglose de dicha energía entre consumidores regulados y libres.

El mecanismo establece una minoración del coste de compensación que paga la demanda gracias a una asignación de parte de la renta de interconexión de la frontera España-Francia.

Figura 5. Precio diario de la compensación a cargo de la demanda MIBEL (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Aunque no se dispone del dato horario de la renta de la interconexión España-Francia asignada a este efecto, se ha estimado a partir de los datos diario y mensual que OMIE incluye en sus informes de Evolución del Mercado de Electricidad: en junio 16 M€, en julio 61 M€, en agosto 180 M€ y en septiembre 132 M€. El promedio de la renta de interconexión destinado a disminuir el coste de la compensación de la demanda resulta ser 4 M€ día.

En consecuencia, el coste de compensación para la demanda ibérica es $55 - 4 = 51$ M€ día.

El precio horario (€/MWh) de la compensación para la compra indexada al mercado se calcula dividiendo su coste entre la energía de ajuste. La Figura 5 ilustra la evolución diaria de este precio (en rojo) y su estrecha relación con el precio del gas MIBGAS (en azul).

En todo caso, es conveniente recordar que este precio de la compensación se refiere a la energía en barras de central, por lo que deberá ser incrementado por

las pérdidas de la red (aprox. 17%) para situarlo ante el consumidor.

3.6. Efecto sobre los consumidores

El efecto sobre la compra con contrato cuyo precio está indexado al mercado es doble. Cada hora, el coste de la energía:

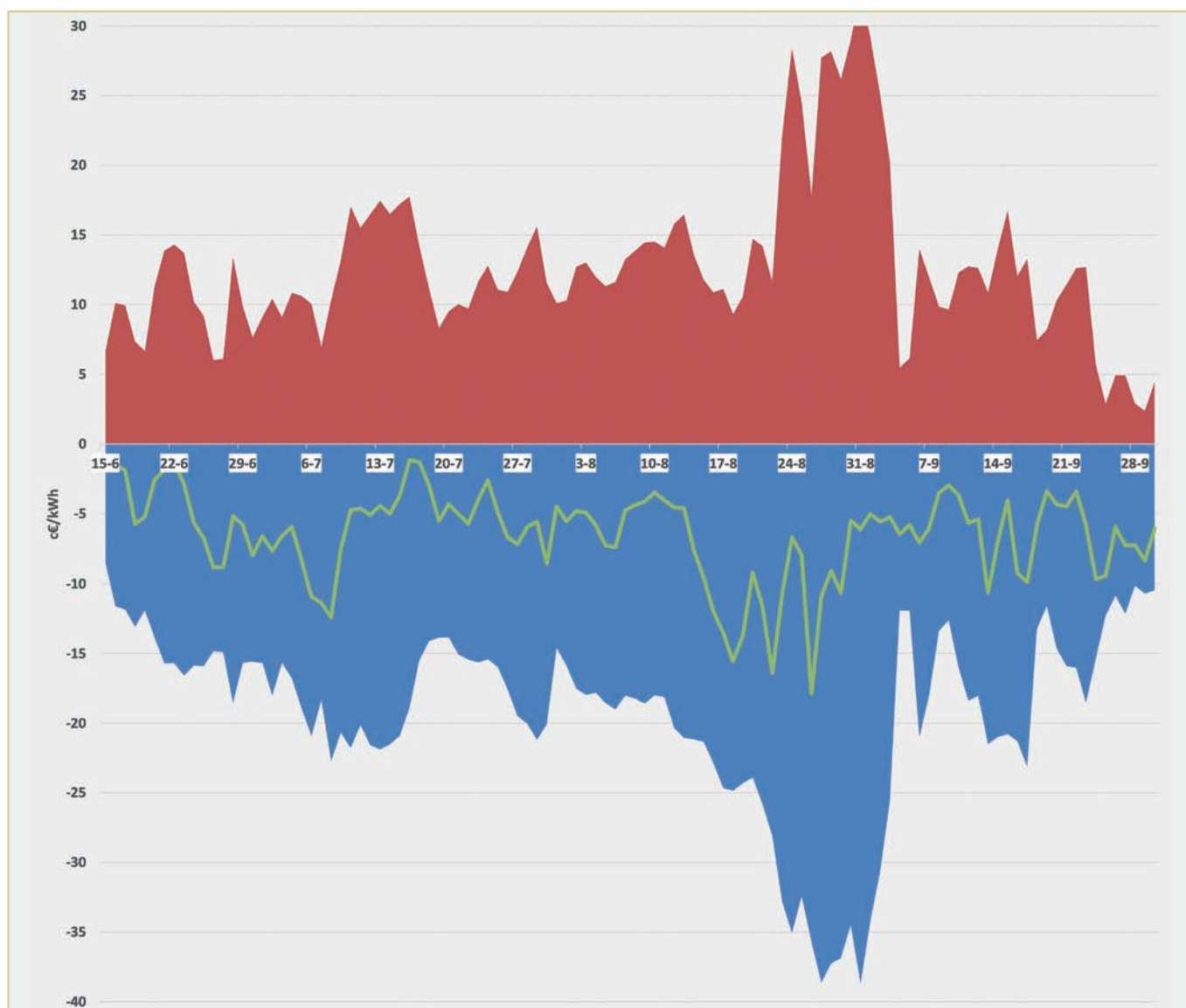
- a) baja por la reducción del marginal
- b) se incrementa por la compensación

En la Figura 6 puede verse la estimación del efecto completo (M€ día) del tope sobre el coste de energía de estos comercializadores. En azul el menor coste por la reducción

Figura 6. Doble efecto diario del tope en el coste de la energía para los comercializadores a mercado (M€ día)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Figura 7. Doble efecto diario del tope en el término de energía de la factura PVPC (c€/kWh)

Fuente: Elaboración propia con datos REE

del precio marginal y en rojo el mayor coste por el pago de la compensación.

El efecto neto supone, de promedio, un menor coste de la energía de 26 M€ día.

El traslado de este efecto a los consumidores depende del comercializador, que

es el agente que opera en el mercado y que puede tener sus propias estrategias.

Veamos en primer lugar el efecto sobre los consumidores regulados PVPC.

Los comercializadores regulados trasladan íntegramente el efecto del tope a sus

clientes. Los datos, según se ha comentado en el punto 3.1, están disponibles en la información que publica REE.

La Figura 7 muestra ambos efectos sobre el término de energía de la factura (c€/kWh) del consumidor medio PVPC (área en azul, la reducción por el marginal y en

rojo el aumento por la compensación; línea en verde, el resultado neto de ambos efectos)

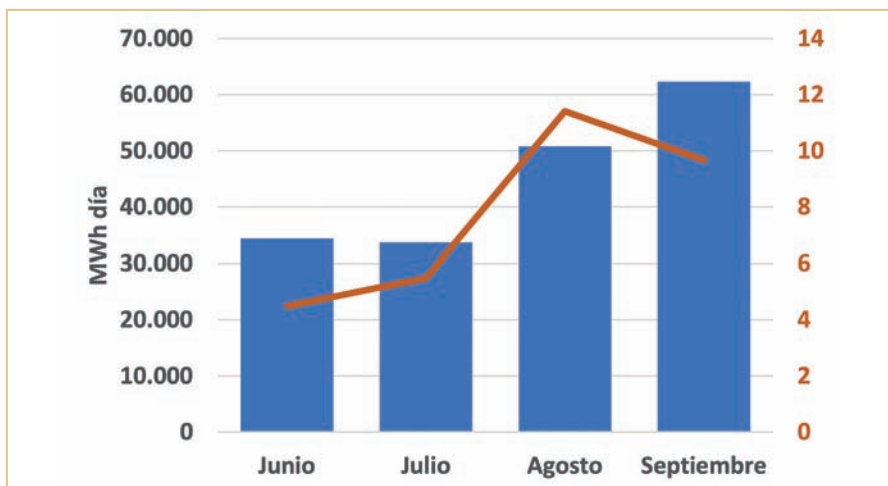
Se observa que, cada día, el primer efecto es mayor que el segundo, por lo que el resultado neto es una reducción del precio del término de energía de la factura, que en promedio del periodo ha sido del 16%.

Un análisis horario revela, no obstante, la existencia de horas en las que el efecto reductor es inferior al del aumento y por lo tanto el efecto neto es un incremento del precio de la energía. En promedio, este efecto se ha dado un 12% de las horas del periodo³. Un volumen de generación fósil y/o un precio del gas altos pueden propiciar este fenómeno.

En segundo lugar, veamos el efecto sobre el precio para los consumidores libres, cuyos comercializadores les ofrecen distintas opciones:

- para los que tengan vigente un contrato con el precio indexado al mercado, el efecto es idéntico al visto con el PVPC y el resultado habrá supuesto, de media, una rebaja similar
- los que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo no se verán afectados por el tope; el coste de la energía de su factura se calcula a ese precio fijo

Figura 8. Interconexión España-Francia (exportación)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

- los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope, pueden haberlo hecho de múltiples formas. La que más están ofreciendo los comercializadores es la que establece un precio fijo y además el precio de la compensación de la demanda. De esta forma, el precio de la energía es, en realidad, el resultado de la suma de ambos precios⁴
- finalmente, los que tengan un contrato de cobertura de precio con su comercializador o con un generador no están afectados por el precio del mercado

3.7. Efecto sobre la interconexión España – Francia

La reducción del marginal ibérico con respecto al marginal francés impulsa un mayor flujo de la interconexión España – Francia. En este periodo, la interconexión ha estado prácticamente todas las horas a su valor máximo de operación en el sentido exportador a Francia (ocupación media del 99,5%), como consecuencia del efecto del tope y de la importante indisponibilidad de las centrales nucleares en Francia.

Aquí se ha asumido la hipótesis extrema de que todo el flujo fuese consecuencia del tope⁵. La demanda que corresponde al flu-

3 Disponibles los datos de los primeros días de octubre, el día 10 hubo 10 las horas en las que se produjo el efecto neto de aumento del precio y, por primera vez, también sucedió lo mismo con el precio diario, que aumentó un 0,8%.

4 Para “aclarar y homogeneizar” estas situaciones, el RDL 18/2022 de 18 de octubre incluye varias disposiciones en defensa de los consumidores estableciendo información adicional a incluir en la factura. Así, se indica que deberá aparecer la redacción: “Las comercializadoras en mercado libre pueden elegir voluntariamente repercutir el importe de la energía asociada a la compensación del mecanismo ibérico regulado por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dentro de sus costes de aprovisionamiento, o bien trasladarlo de forma diferenciada a sus consumidores. En este caso su comercializadora ha optado por ...”.

5 Los datos del 20 de octubre, día en que por estar el precio del gas por debajo del tope no se aplicó el mecanismo y consiguientemente no se produjo la bajada del precio marginal en España (ver nota 2 de pie de página), obligarían a matizar esta hipótesis y conceder la mayor parte del peso a la necesidad de importación de Francia ya que la exportación de España a Francia fue de 42,65 GWh, con una ocupación de la interconexión del 99,85% y un flujo nulo en el sentido Francia a España.

jo de exportación España-Francia no paga el coste de compensación de la generación fósil por lo que el beneficio del lado francés es justamente esa cantidad no pagada.

También hay que tener en cuenta que una parte de la renta de la interconexión se asigna a minorar el coste de la compensación, según se ha comentado en el punto 3.5.

En la Figura 8 se muestran los resultados de la interconexión España-Francia:

a) la energía diaria exportada de España a Francia (barra azul, MWh)

b) beneficio bruto en el lado francés por efecto del tope, supuesto que éste explica todo el flujo (línea roja, eje derecho, M€ día)

En el periodo analizado el flujo máximo ha sido de 3.561 MW, con un promedio diario de 47 GWh. Se observa un incremento en la exportación a Francia desde el mes de

agosto, por una mayor capacidad de intercambio en un periodo de fuerte indisponibilidad del parque nuclear francés.

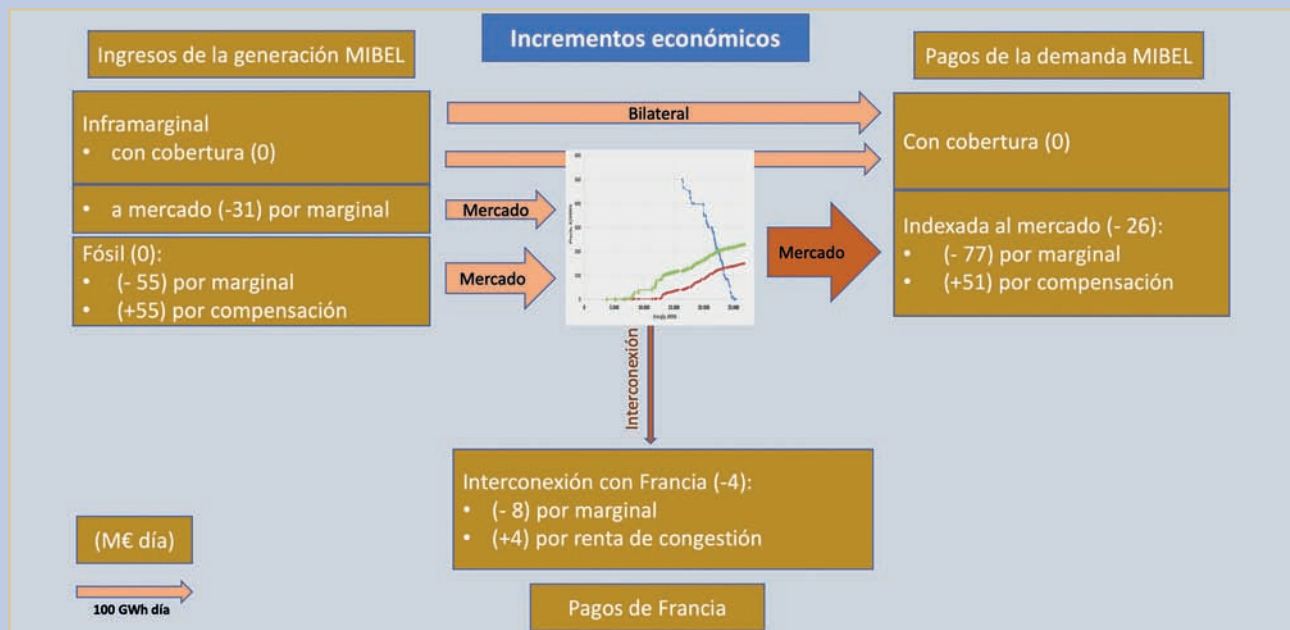
En promedio, el beneficio bruto del lado francés es de 8 M€ día. La renta de la interconexión destinada a minorar el coste de la compensación es 4 M€ día, según se analizó en el punto 3.5.

Conclusiones

El mecanismo ibérico del tope al precio del gas ha estado funcionando todas las horas durante estos cuatro primeros meses de aplicación.

El tope reduce diariamente el precio marginal del mercado. En este periodo, la rebaja ha sido, en promedio, de 180 €/MWh. El precio marginal resultante sigue no obstante dependiendo del precio del gas. En esta coyuntura de crisis energética por la guerra en Ucrania, la factura eléctrica dista de estar controlada.

Figura 9. Incrementos de los flujos económicos y energéticos como consecuencia del tope



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

El impacto de la reducción del marginal MIBEL como consecuencia del tope puede verse de forma sintética en la Figura 9. Por un lado, los incrementos del flujo económico (en azul, M€ día) y por otro, el flujo energético resultante (en rojo con flechas a escala; total energía vendida 820 GWh día)

La bajada del precio marginal reduce los ingresos de las centrales inframarginales que no se encuentren cubiertas por algún instrumento de contratación a plazo. La reducción de beneficios extraordinarios de estas tecnologías se puede estimar en 31 M€ día.

Las centrales fósiles no ven reducidos sus ingresos porque la bajada del marginal es compensada en la misma cuantía, estimada en 55 M€ día, con aportaciones de la demanda de 51 M€ día y de una parte de la renta de congestión de la interconexión España-Francia, 4 M€ día.

La demanda indexada al mercado, cuya energía representa el 58% de la total de compra, ven una bajada del coste de la energía gracias a que la reducción del marginal supera la subida por la compensación. En promedio, estos valores son 77 M€ día y 51 M€ día respectivamente, por lo que el efecto es una reducción de 26 M€ día.

En cuanto al efecto sobre los consumidores españoles, éste depende del tipo de contratación.

Para los consumidores regulados PVPC y los libres con el precio indexado al mercado, el término de energía de su factura se calcula con el precio resultante del tope, que se reduce un 16% con relación al precio que se hubiese dado sin la aplicación del mecanismo.

Para los consumidores que tienen vigente un contrato libre a precio fijo, el término de energía de su factura se calcula con el precio contractual.

Para los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), su factura puede tener formas distintas dependiendo del tipo de contrato que hayan firmado. El que más están promocionando los comercializadores es el que establece dos precios: un precio fijo y además el precio de la compensación. Si por ejemplo el precio fijo contratado es 20 c€/kWh y el precio de la compensación resulta 17 c€/kWh, el nuevo precio efectivo para el consumidor será 37 c€/kWh. Dado que el precio de la compensación es horario y solo se conoce a posteriori, el precio resultante pierde el carácter de fijo y el consumidor deberá ser consciente de ello.

El mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico eléctrico, constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico de la que pueden extraerse enseñanzas aplicables en el ámbito de la UE.

Nota del autor

El tope al precio del gas está suponiendo un reto mayúsculo, por la propia complejidad del tema (el texto del RDL 10/2022 ocupa 59 páginas del BOE) y por el desconcierto que está provocando en algunos consumidores. El reciente RDL 18/2022 incluye varias disposiciones destinadas a “homogeneizar y clarificar la incorporación del coste del ajuste en las facturas de electricidad”.

Este artículo no pretende entrar en todos los detalles normativos del tope y aborda los que para este autor son más relevantes para entenderlo y valorar sus implicaciones sobre los distintos agentes del mercado. El punto 1 lo sitúa en el contexto de la crisis energética actual. El punto 2 describe su diseño en base a la exposición de motivos de la norma que lo regula. El punto 3 contiene los resultados de su aplicación durante los cuatro primeros meses, fruto del análisis hora a hora de su efecto en siete áreas temáticas relevantes.

Mi mayor agradecimiento a cuantas personas han compartido preocupaciones y me han aportado información; lamentablemente algunos datos no están todavía disponibles, lo que impide hacer un análisis más completo. Las conclusiones del punto 4 son de mi exclusiva responsabilidad, al igual que los errores que hayan podido deslizarse. ■

La batalla de los precios y la reforma de los mercados eléctricos

Gaspar Ariño Ortiz

Catedrático de Derecho Administrativo

El momento actual del sector eléctrico

Me he preguntado muchas veces a lo largo de los años: ¿qué ocurre con el sector eléctrico, que resulta tan ingobernable?, ¿puede llegarse a alguna conclusión acerca de una eventual reforma del mercado eléctrico? A estas dos cuestiones quisiera responder en este escrito.

Estamos asistiendo en los últimos meses a una batalla sobre los precios eléctricos, objeto de subidas imparable, que han puesto en tela de juicio los fundamentos mismos en que se basaba la liberalización del sector. Una batalla entre distintos países de la Unión Europea y entre los defensores o críticos, en cada país, del modelo de mercado más adecuado para el sector eléctrico, que se ha mostrado hasta ahora incapaz de controlar los precios.

Yo he dedicado mucha atención en los últimos meses a este tema, sobre el que confío poder ofrecer en poco tiempo una

explicación más detallada de lo que aquí voy a resumir. Pero ya se pueden formular algunas conclusiones y enseñanzas derivadas de esta batalla de los precios que está quebrando algunos de los principios que han inspirado el sistema eléctrico en toda Europa en los últimos veinte años.

Desde principios de este siglo la energía eléctrica ha sido en España un terreno muy complicado, que ha quemado a un Ministro tras otro, sin que las medidas adoptadas hayan tenido los efectos positivos que se pretendían. Ha sido una política de parches en la que medida tras medida y Decreto tras Decreto ha desembocado en una interminable serie de normas dictadas en este campo. La imparable dinámica de cambios tecnológicos, geoestratégicos y económicos sufridos por la energía en los últimos veinticinco años han exigido de las empresas continuas adaptaciones a unos mercados que se reconfiguraban cada pocos años. Un elemento tan vital y esencial para la vida, individual y social, como la energía eléctrica, con un impacto

continuo sobre las familias y las empresas, que sufrían las continuas alteraciones de sus precios (casi siempre al alza) lo hacían muy vulnerable a la demagogia política. Todo ello ha convertido la energía, para los gobernantes, en un campo de minas del que lo mejor era salir cuanto antes. Así ha ocurrido en España: los Ministros duraban poco, el sector vivía su vida y se autorregulaba y los Gobiernos tenían que ceder casi siempre para salvar un servicio público del que no se puede prescindir ni un momento. Porque la falta de suministro paraliza la vida. La esencialidad del servicio es tal, que éste se concibe, con bastante razón, como un "derecho humano" al que todos tienen que acceder, al menos a un nivel básico. Ello es muy cierto. Pero servicio básico no quiere decir gratuito, sino que hay que definir normativamente quién y cómo ha de pagar por él. La protección social en este sector y la articulación de un "servicio universal" con un reparto justo de su coste es esencial para que el sector se desarrolle y sea posible mantener la paz social. En este campo de minas entró Te-

resa Ribera, experta e ilustrada, pero no ha podido aguantar las tensiones que desde todos los lados la presionaban. Al final ha llegado a la conclusión de que mientras no se consiga un consenso básico entre todos los operadores del sector, éste no tiene solución.

A la hora de diseñar medidas regulatorias para un sector eléctrico liberalizado, hay que hacerlo con sumo cuidado. No se puede regular precipitadamente porque se trata de un producto sensible -repito- que todo el mundo necesita para vivir. Ello, justifica -y legitima- una estricta regulación de sus operaciones y una continua supervisión de las autoridades sobre él, desde las más altas (el Parlamento y el Gobierno de la Nación) hasta las más humildes (los Alcaldes de los pueblos, que tienen que aprobar la ordenación urbana de sus instalaciones). Los conflictos de intereses en el sector eléctrico son constantes y a todos ellos debe prestar atención el regulador: a los generadores, que tienen que cubrir sus costes porque sin ello no hay inversión; a los grandes consumidores, electrointensivos, cuyos costes, si quieren competir en los mercados internacionales, deben ser estables a corto y largo plazo; a los comercializadores, que compran en el mercado mayorista y venden al consumidor final, doméstico o pequeño industrial; a los generadores de fuentes renovables, con altos costes fijos y costes variables próximos a cero; a los que generan con altos costes variables y costes fijos manejables como los ciclos combinados de gas; a los miles de consumidores, que generan su propia energía (en pequeña cuantía) y la autoconsumen, cediendo a la red la sobrante. Y así otros agentes que operan en el mercado eléctrico con funciones variadas (agregadores de demanda, almacenistas, comunidades locales de energía, distribuidores y otros).

Ya se comprende que no es fácil ubicar, en un mercado liberalizado y al mismo tiempo estrictamente regulado, a todos estos agentes, de modo que puedan sobrevivir pacíficamente. Tampoco se pueden abordar los problemas por separado, uno a uno, porque todos los agentes forman un sistema único y la regulación de cada uno afecta a los demás. Cuando en un sistema liberalizado, en que participan diferentes agentes en un mismo mercado, con modelos de negocio e intereses distintos, la Administración interviene con medidas compulsivas sobre los precios, en un sentido o en otro, siempre se producen daños a terceros, a unos u otros. Y todos acuden al Gobierno (o a la Comisión Europea) en petición de protección; unas veces será el vendedor en mercados mayoristas que ve limitados (hoy se dice "topados") sus precios y privado de los beneficios esperados; otras el comprador/vendedor (comercializador), que no puede pagar altos precios para comprar y competir luego, para vender, contra tarifas reguladas, políticamente tasadas. Hay que articular siempre regulación y mercado y para ello hay que lograr el mayor acuerdo que sea posible sobre la primera y la mayor libertad de empresa que sea posible en el segundo.

La segunda consecuencia que se deriva de su esencialidad es la garantía de suministro en condiciones de calidad como razón imperante en toda regulación, que justifica cualquier excepción a la regla. Era ésta una cuestión que se daba por resuelta, pero la crisis de los precios y la necesaria descarbonización la ha puesto de nuevo en cuestión. Por ese carácter esencialísimo para la vida individual y social, su regulación debe ser precisa y clara, pero a la vez flexible y sometida a los cambios (tecnológicos, económicos y regulatorios) que trae consigo la civilización y un desarrollo justo del progreso.

Un tercer factor que oscurece y perturba el debate energético es la aproximación siempre parcial y unilateral con que cada grupo de operadores o agentes del mercado (y del sector) buscan solución a los problemas en función, exclusivamente, de sus intereses, empresariales o grupales, sin tomar en consideración los efectos y consecuencias que las medidas que se proponen pueden tener para los demás. Los agentes implicados en el sector de la energía son muy diversos. Pueden identificarse al menos los siguientes: 1) generadores convencionales, 2) productores de energía de fuentes renovables, 3) hidráulicas, nucleares, térmicas de gas, 4) titulares o gestores de redes, 5) comercializadores, 6) abastecedores de materias primas, 7) grupos de consumidores, agregadores y gestores de la demanda y 8) los demás agentes del mercado. Cada grupo plantea siempre un debate parcial sobre la realidad que le afecta. Pero el sistema eléctrico es único y sólo con la articulación de todos los agentes en unidad de sistema, a través de los operadores de éste, podrá cumplir su función de ofrecer un buen servicio, asequible y de calidad, a toda la comunidad.

Hay un cuarto factor determinante que perturba la ordenación racional del sector eléctrico y es el protagonismo que en él asumen los agentes políticos. El impacto de la energía sobre la población (es decir, sobre el electorado) es tan grande que deviene un terreno políticamente muy sensible, que afecta de modo decisivo la opinión y el juicio del electorado sobre los Gobiernos de un país. El sector eléctrico "quemaba" a los políticos, para los que se convierte en un campo de minas del que suelen salir en cuanto pueden, dejando para el siguiente titular del cargo los problemas difíciles que el actual no ha sabido resolver. El sector eléctrico es técni-

camente complejo y con largos plazos de maduración de las inversiones, por lo que es frecuente que los frutos -o los fracasos- de una regulación sean para el siguiente.

Para evitar las decisiones “políticas” se inventó el sistema de los organismos y agencias que protagonizan esas tareas de regulación y supervisión (Comisiones Reguladoras) pero éstas no han conseguido, en España, aislarse y separarse de la política. Es algo que se intentó desde el primer momento, pero se ha conseguido en muy pocos países. Las Comisiones Reguladoras, que aspiraban a ser instituciones “cuasi judiciales”, se han visto una y otra vez invadidas y mediatizadas por los intereses y el partidismo político. Los políticos buscan sobre todo quedar bien con su clientela (es decir sus electores) actuando siempre a corto plazo (de hoy para mañana) y aplazando la solución de los problemas. Confían que alguien vendrá después y arreglará lo que, por la impopularidad que entrañaba, el anterior no pudo o no quiso arreglar, aunque era su responsabilidad. Esa es la historia del “déficit de tarifa” eléctrica, que nadie quiso atajar (por el coste político que ello tenía), o de la inexistencia de interconexiones con capacidad suficiente entre países (porque a ninguno de los dos le conviene) o de la insuficiencia de las redes de transmisión (de las que se beneficiarán otros, no el que las construye). Y esto es algo de lo que el regulador debe estar alejado, cuanto más lejos mejor.

En quinto lugar digamos que la competencia en el sector es difícil porque se producen frecuentes fenómenos de “poder de mercado”, que hay que controlar, imponiendo obligaciones a sus titulares.

Sobre este tema he escrito ampliamente en otros trabajos.

Finalmente digamos, como sexta causa del desgobierno eléctrico, que se da entre los operadores eléctricos, una competencia a veces confusa y poco limpia. Un gran conocedor del sector, como Francisco Reynés, presidente de Naturgy, ha dicho recientemente: se trata a veces “de un criterio confuso de unos contra otros basado en opiniones infundadas, injustas o sencillamente mentiras”. Sobran, dice, “opiniones grandilocuentes” que deban ser sustituidos por un debate sensato para buscar vías de avance sólidas en beneficio de los consumidores”. Ocurre que entre los empresarios del sector eléctrico se incurre con frecuencia en los mismos vicios de los políticos: todo el mundo quiere quedar bien (ante sus electores o sus inversores) porque la imagen y la reputación de la compañía es importante para el éxito de la dirección. Nunca hasta estos últimos años hemos tenido tanta información -y al mismo tiempo tanta confusión- sobre el presente y futuro del sector, que está atravesando, además, cambios fundamentales derivados de la transición y el cambio climático.

Los Gobiernos de todos los países y la propia Unión Europea han adoptado medidas de excepción para limitar las facturas de los consumidores e industrias, que se veían en situaciones de incapacidad de pago de las facturas de sus viviendas o de sus comercios. Se han prodigado las reducciones fiscales (exenciones en algunos casos), las ayudas en metálico de muchos miles de Euros, la prohibición de cortes de suministro por impago, y la autorización a las empresas generadoras para poner topes a los precios de la materia prima utilizada para la

generación de electricidad. Se han flexibilizado o ignorado las reglas de la competencia y el régimen de las ayudas de Estado.

El resultado de todo ello es la confusión e incertidumbre que preside hoy el sector, cuyos continuos cambios han provocado la revisión general del funcionamiento de unos mercados que requieren estabilidad regulatoria y seguridad jurídica, porque de lo contrario se paralizan las inversiones. El cuadro que ofrece hoy el sector eléctrico en Europa no es claro ni transparente, sino oscuro y opaco, con grandes incertidumbres para el inversor (y el consumidor). Siempre ha sido un sector complejo y difícil de explicar, pero hoy es que no sabemos dónde estamos ni adónde vamos.

No podemos extendernos en la descripción de los cambios de todo tipo que está padeciendo ahora el sector eléctrico en la Unión Europea. Cambios en la estructura de generación y la estructura de costes, cambios en los términos operativos del sistema, en las características de la oferta y la demanda, en la electrificación de la movilidad y la extensión a nuevas modalidades de consumo, etc., etc...¹

La batalla de los precios no ha terminado, pero ha puesto ya sobre el tapete algunos problemas que estaban hasta ahora debajo de la mesa y ahora han aflorado a la superficie e inundan los informativos, convirtiendo lo que antes eran problemas técnicos en un grave problema social y político.

Los términos de la polémica sobre el mercado eléctrico

En primer lugar, hay que señalar que se mezclan continuamente en esta batalla

¹ Me remito sobre ello a una próxima publicación donde se analizan con algún detalle tales cambios.

dos tipos de razonamientos con objetivos muy distintos. El primero de ellos, hoy Europa tiene como fin cortar o al menos limitar la dependencia geopolítica de Europa respecto de Rusia. El segundo es conseguir una buena regulación que trate de ordenar el buen funcionamiento de los mercados energéticos. Obviamente ambas realidades se influyen y condicionan mutuamente en las acciones que se toman. Pero lejos de racionalizar las decisiones con motivaciones de tipo económico o social, las argumentaciones geopolíticas están basadas en razones político-estratégicas de lucha por el poder mundial, y con ellas es imposible razonar. "Hablan las armas, callen las leyes", dice el viejo axioma ciceroniano. Si queremos llegar a alguna conclusión, hay que tratar de separar ambos mundos e intentar diseñar y construir un modelo de sector y de mercado que esté libre de las economías de guerra. Hay que tratar de encontrar un diseño de sector y de mercado para cuando la perturbadora guerra de Ucrania se haya superado y se pueda volver a normalizar, es decir, someter a normas la energía. ¿Qué heridas sobre el modelo de regulación eléctrica europea va a dejar la guerra de Ucrania?

La explosión de los precios que se ha producido en España y en toda Europa desde Junio de 2001 ha dado lugar a una completa revisión del sistema eléctrico tal como éste fue configurado, tras la liberalización, en 1998. En primer lugar, se ha generado un entorno muy crítico en relación con las propias empresas, que tiene su fundamento. Frente al éxito experimentado en otros sectores como las telecomunicaciones o el transporte aéreo, que mejoraron los servicios y abarataron los precios, lo ocurrido con la liberalización en el sector eléctrico ha sido decepcionante. Ni se ha conseguido una competencia efectiva y real, ni han bajado los precios, ni el servicio ha experi-

mentado mejoras sustanciales. La sucesión de Ministros, algunos claramente incompetentes, que eludían su responsabilidad, generó año tras año, un "déficit tarifario" que acumuló una deuda de más de 30.000 millones de Euros que no se sabía a dónde podría llegar y todavía estamos pagando. Las denuncias reiteradas de algunos economistas ("Economistas frente a la crisis"), liderados por Jorge Fabra, contra la privatización del sector y el modelo de mercado mayorista bajo un sistema marginalista de fijación de precios, fueron todos ellos factores que generaron un clima social, no solo técnico sino también político, en contra de "las eléctricas", que ha determinado los comportamientos del actual Gobierno socialista respecto a éstas. Algo previsible.

La Ministra Teresa Ribera es persona ilustrada y honesta, conocedora del sector eléctrico, convencida europeísta y, al mismo tiempo, formada en ese entorno crítico y sometida a la presión del ala socialcomunista del Gobierno de coalición, que había hecho de las eléctricas, desde hacía años, un objetivo prioritario de su "lucha anticapitalista". Se ha visto obligada por ello a dar la batalla en un doble frente: contra el ala radical de su Gobierno y frente a la Unión Europea y su sistema de precios marginalista. Ha tenido que defender, en el Gobierno, los planteamientos de la Unión Europea y al mismo tiempo ha tenido que promover en Europa, con la ayuda de Francia, la reforma de los mercados para controlar esa explosión de precios, que tenía un gran coste social y parecía no tener límite. Teresa Ribera ha querido hacer compatible estos dos mundos: el de la regulación europea, profundamente liberal, y sus convicciones socialistas de que hay que establecer un estrecho control y supervisión constante de los mercados eléctricos, que presentan muchas quiebras y no son de fiar.

Consecuencia de este doble planteamiento han sido los contradictorios pronunciamientos legislativos de este Gobierno (dos Decretos Leyes en cinco semanas rectificándose el uno al otro), que han sembrado el desconcierto y han provocado cierta parálisis en el sector, con ralentización de las inversiones, cortes en la producción de algunas plantas de generación, revisión de los contratos celebrados con anterioridad y apelación de todos a la Unión Europea, pidiéndole remedio a su situación.

¿Y cuáles son hoy los términos de la polémica en Europa sobre el sector eléctrico? El centro de la misma es si procede o no la reforma de los mercados actuales. Europa está dividida en dos grupos de países: la Europa del Norte frente a la Europa del Sur. La tesis imperante y mayoritaria es la de no introducir reformas estructurales; un grupo de diez países liderado por Alemania y Holanda entienden que la crisis de las alzas de precios es coyuntural, determinada por un irregular mercado internacional del gas que se corregirá y no se debe poner en riesgo el modelo de mercado europeo (en este grupo se ubican Austria, Bélgica, Dinamarca, Suecia, Irlanda, Estonia, Letonia y Luxemburgo). Frente a esta postura otro grupo de países, la Europa del Sur, liderado por España (con Portugal) y Francia en el que se ubican también Chequia, Grecia y Rumanía, entienden que hay que modificar la estructura del mercado porque no son compatibles un modelo unificado de *pool* eléctrico con precio único y la diversidad de energías generadas de fuentes renovables con multitud de operadores.

La propuesta franco-española-portuguesa ha encontrado la firme oposición, hasta hora, de la Unión Europea, tanto de los órganos comunitarios (Comisión y Consejo) como de los Estados miembros citados y de la Agencia Europea de Reguladores. Todos ellos,

así como grandes empresas europeas, han mostrado su rechazo a la propuesta (aunque en este momento las cosas están cambiando y casi todos admiten la necesidad de una reforma en profundidad).

El núcleo del debate y las diferencias básicas entre ambos grupos se centran en dos aspectos fundamentales: 1) en el sistema de fijación de precios, marginalista o no; y 2) en la exigencia (o no) de un mercado integral, único, al que acuda toda la energía del país, que debe ser llevada al mercado organizado (*pool*) alumbrando un precio único nacional.

Frente a ambas condiciones que son las del mercado actual (marginalista e integral) la propuesta franco-española (con diferencias entre ellas) sería: 1) admitir dos mercados y dos precios, marginal e inframarginal; el primero integrado por las empresas térmicas de altos costes variables que funcionaría como el actual; y un segundo mercado en base a energías renovables, con altos costes fijos y casi nulos costes variables. Ambos mercados conformarían el precio de referencia para los consumidores, que sería un precio medio proporcional entre ambos. Se plantea también, en esta propuesta, la posibilidad de poner un tope al precio del gas natural utilizado para la producción eléctrica (ciclos combinados) 2) la segunda condición de la propuesta sería la posibilidad de sacar del mercado organizado (*pool* de energía) toda generación que tenga reconocido un régimen retributivo propio (energías RECORE, industria electrointensiva, energía interrumpible, energía subastada con garantía de retribución, etc.) formando un segundo mercado de precios inferiores al marginal del *pool*. Esta energía sería destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada y a consumidores industriales o comerciales no protegidos.

Este planteamiento de los dos mercados ha sembrado la alarma en la Asociación Española de Comercializadores Independientes (ACIE), que temen una huida masiva de clientes a este segundo mercado de régimen especial, que alcanzaría cerca del 40% de la producción nacional y ofrecería precios inferiores a los del mercado mayorista organizado del *pool*, privando a los comercializadores independientes de una parte de su negocio.

Los intentos de encontrar una vía media entre el mercado marginalista puro e integral y los mercados basados en contratos vinculados a costes reconocidos por tecnologías, con pagos diferenciados según lo regulado (mercados descentralizados) no son fáciles de articular, porque son dos mundos difíciles de armonizar. Por otro lado, estos intentos de soslayar el sistema marginalista, introduciendo excepciones y salidas del mismo exigirá una minuciosa regulación que tipifique los supuestos excepcionados y llevará consigo también una complicada gestión del sistema, que tendrá que lidiar con cientos o miles de operadores.

Esto, naturalmente, rompe el modelo marginalista de fijación del precio pues como es lógico, en las múltiples ofertas y demandas que se crucen entre generadores, comercializadores, comunidades energéticas, agregadores de demanda o grandes consumidores, los precios serían los que se acuerden bilateralmente (o asociativamente) y los pagos se harán conforme a lo pactado (*pay as bid*), no a lo que resulte del conjunto. No habrá un precio de mercado sino distintos precios competitivos según los usos y destinos de la energía. Por lo demás, no va a ser fácil articular – y gestionar– las múltiples actuaciones y perfiles operativos a los que puede dar lugar ese “mercado abierto” (mayorista y

minorista) en el que se integren entidades muy diversas, con diferentes intereses y diferentes operativas.

Desde la perspectiva del consumidor parece necesaria la integración de las distintas energías en una plataforma y oferta unitaria de servicios eléctricos al ciudadano, de modo que cada uno pueda elegir lo que necesite en la forma más eficiente y al menor coste. En el nuevo mercado eléctrico, que está por nacer, esto último va a ser quizás el factor de cambio más importante, a saber: el papel protagonista que van a jugar los consumidores, cuyas decisiones conformarán el equilibrio de oferta y demanda.

Deberá modificarse sustancialmente la operación del sistema, que ya no será un mercado unificado con un producto homogéneo, sino, muy probablemente, distintos mercados, en función de las tecnologías con que se genera la energía y el uso y destino que se le quiera dar. No parece que pueda seguir funcionando un *pool*/horario de la energía total del país con un sistema de precio único marginalista. Junto al *pool* actual o al margen de él van a surgir una gran variedad de transacciones descentralizadas, bilaterales y asociativas, que no tendrán que pasar por un gestor único del mercado, aunque tendrán lógicamente que ser notificadas al gestor del sistema, y necesariamente autorizadas por él en tanto requieran servicios de la Red General. El *pool* subsistirá como mercado de ajustes, gestionado por el operador del sistema, que garantice a todos el suministro.

En cuanto al sistema de fijación de precios, no podrá tampoco subsistir un modelo marginalista de precio único. Este sistema funcionó correctamente cuando el parque de generación se basaba en tecnologías similares con altos costes variables (fuel, carbón, gas) o altos costes de inversión y

mantenimiento con altos riesgos (nuclear, hidráulica con incertidumbre de caudales). Pero hay que preguntarse: ¿va a ser posible organizar la competencia entre generadores que trabajan a coste marginal próximo a cero y no ofrecen continuidad en el suministro, con otros que ofertan energía firme pero a coste muy variable según un cúmulo de circunstancias? Y allá donde no exista competencia efectiva en generación, ¿cómo se fijarán los precios de suministro?

Por otro lado, como ya se ha dicho, la demanda va a dejar de ser pasiva y será un elemento esencial en la formación de los precios. Una demanda informada y organizada por los "Agregadores" o en Comunidades Locales de Energía, con capacidad de autoconsumo individual o colectivo y con disponibilidad y almacenamiento, puede ser un actor muy dinámico que elija suministrador, configure el patrón de su consumo y negocie los precios que está dispuesto a pagar por la energía que adquiere; una demanda que valorará la seguridad y decidirá el consumo de energía firme o variable según sus precios. La dinámica de oferta y demanda en estas condiciones rompe los actuales mercados.

El nuevo modelo del parque de generación, que puede entrar en el mercado con ofertas a precio próximo a cero ofrecerá un *pool* muy deprimido en los precios finales durante gran número de horas del día; un *pool* que puede dejar fuera de producción a muchas centrales convencionales de altos costes variables, que quedarán con pocas horas de funcionamiento al

año (actualmente menos del 20% sobre el total posible en algunas centrales de ciclo combinado).

En tales condiciones, un *pool* general marginalista puede resultar inviable. Para algunos puede suponer retribuciones muy por encima de sus costes fijos, únicos a los que deben hacer frente (así, hidráulica y renovables) que pueden ser altos, pero claramente amortizables durante el plazo concesional o la vida útil de la instalación, siempre que gocen de un mínimo constante de recursos primarios (sol, viento o agua, que son gratis). En cambio, para otros, los precios finales de mercado pueden verse muy deprimidos por la entrada de las renovables y no alcanzarán a cubrir sus costes medios (variables y fijos), especialmente si ven reducidas sus horas de funcionamiento. Estos necesitan, entonces, ingresos complementarios fuera del mercado: pagos por capacidad, garantía de potencia o pagos por disponibilidad de energía cuando se necesite, en los términos establecidos.

La teoría de los dos mercados

Ante tal cuadro, posible, de oferta y demanda de energía eléctrica, parece muy adecuado el modelo de los dos mercados, tal como los ha definido David Robinson, el primero integrado por las plantas de generación tradicionales, de energía firme bajo demanda, que son programables y gestionables (mercados OD, *On Demand*) con entrada en él según orden de mérito, de costes variables ascendentes como

hasta ahora. El segundo mercado sería para energías renovables intermitentes, que entrarían a medida y en la medida que sean generadas (*As Available, AA*), con costes estandarizados y reconocidos, alumbrados en muchos casos en las subastas de entrada al sector. Los precios de uno y otro mercado responden a criterios diferentes: el primer mercado (precio OD) refleja la oferta más alta aceptada en cada período comercial (en España, cada hora); el segundo mercado (precio AA) vendría marcado por el coste marginal a largo plazo alumbrado por la propia compañía en un procedimiento competitivo y reconocido por el regulador.

El consumidor podría tener, según sus necesidades, la opción de elegir entre comprar energía renovable, pero insegura, a un precio estable y probablemente barato, o comprar energía firme a un precio volátil que refleje los costes de los combustibles y el CO₂ entre otros. Para garantizarse la seguridad del suministro, lo normal será que el consumidor/agregador o comercializador contrate horas de ambos mercados o hacer frente a la intermitencia con almacenamientos. El consumidor pone precio a su seguridad, participa con su demanda a la determinación del *mix* de generación, tiene un incentivo para ser más flexible cambiando su patrón de consumo y/o acudiendo a técnicas de almacenamiento para no tener que adquirir mucha energía OD. Nos parece un buen sistema de articular un mercado de flexibilidad y abrir la vía a una participación de los consumidores en decisiones claves del sistema. ■

Agregadores independientes de electricidad: ¿por qué no se está desarrollando esta figura?

Jorge Fernández Gómez^{1,2}

Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad y Deusto Business School

Introducción

Este artículo revisa el estado actual de desarrollo de la figura del agregador independiente de energía eléctrica en Europa, identificando y analizando las principales razones por las que no se está desarrollando este tipo de agente en los mercados eléctricos europeos.

Una breve revisión de los casos de algunas de las principales empresas que prestan servicios de agregación de energía en distintos países europeos permite identificar algunos de los factores relevantes y las principales barreras a las que se enfrenta el desarrollo de la función de servicios de flexibilidad en muchos mercados.

En la última sección del artículo se presentan conclusiones orientadas a reflexionar sobre cómo impulsar la figura del agregador independiente de una manera eficiente en

el mercado eléctrico español y alineada con los objetivos de las estrategias energético-climáticas en la Unión Europea y con el proceso de transición energética y de descarbonización de la economía.

La función de agregación independiente

Transformación del sistema energético, prosumidores y flexibilidad

La transformación de los sistemas eléctricos en todo el mundo, principalmente debido a la creciente electrificación de usos finales de la energía (p. ej., en movilidad), a la penetración de energías renovables y otros recursos energéticos renovables en el ámbito de las redes de distribución) (p. ej., generación distribuida, vehículos eléctricos, instalaciones de almacenamiento de ener-

gía eléctrica...), al desarrollo de redes eléctricas avanzadas (las redes inteligentes) y a la aparición de nuevas tecnologías de monitorización y control de activos energéticos está modificando el rol de los consumidores de energía en los sistemas energéticos.

En este contexto aparecen los consumidores activos en el mercado de energía, con capacidad de gestión de su demanda, y los "prosumidores" o consumidores finales (p. ej., hogares o empresas) que actúan a la vez como productores y consumidores de energía eléctrica. Gestionando de manera proactiva (i.e., en función del valor de la energía en cada momento) su demanda de energía y, si disponen de ellos, sus activos de generación y almacenamiento con el objetivo de obtener beneficios (en forma de ahorro o menores costes energéticos y de ingresos derivados de las ventas en el

-
- 1 Este artículo se ha elaborado en el marco de convenios bilaterales de colaboración firmados por Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad con el Ente Vasco de la Energía, Iberdrola y Petronor, respectivamente. Los argumentos, análisis y comentarios recogidos en él reflejan la opinión del autor y no necesariamente de la institución a la que pertenece. Cualquier error u omisión es únicamente atribuible al autor.
 - 2 El autor agradece a Alicia Carrasco (entra y Olivo Energy) los comentarios enviados tras la revisión de un borrador del artículo y a Macarena Larrea (Orkestra) y Arkaitz Badajoz la recopilación de información sobre empresas que fue utilizada como referencia en la elaboración del mismo.

mercado de los excedentes de energía o de su capacidad de modificar los programas de consumo y generación), los consumidores pasan a ser agentes protagonistas en el mercado eléctrico.

La flexibilidad que genera la capacidad de los prosumidores de modificar en el corto plazo sus programas de generación y consumo da lugar a un gran valor potencial para el sistema eléctrico en conjunto³. Por ejemplo, a través de su actuación en los mercados energéticos, los prosumidores pueden contribuir a mantener niveles de seguridad de suministro y de cobertura de la demanda adecuados, a facilitar una operación eficiente de las redes de distribución y del sistema en conjunto y, además, a garantizar un suministro eléctrico de calidad.

Para materializar ese valor de la flexibilidad se requiere, además del despliegue de recursos distribuidos de generación y almacenamiento de energía eléctrica, la implantación de tecnologías de monitorización y control de la demanda eléctrica en los puntos de consumo, la existencia de un marco normativo adecuado y la existencia de mercados donde puedan intercambiarse productos de flexibilidad.

Los agregadores independientes

La oportunidad (y necesidad) de gestionar la flexibilidad ligada al comportamiento de los consumidores finales para optimizar los beneficios para los consumidores y para el sistema en conjunto crea un espacio para el desarrollo de nuevos productos intercambiables en los mercados energéticos y nuevos servicios a los consumidores finales prestados por terceros.

En un sentido amplio, la función de agregación implica la integración, en una única cartera energética, de activos de generación y/o almacenamiento y/o de puntos de consumo. Agregar, por tanto, implica gestionar simultáneamente distintos activos energéticos (de producción, almacenamiento o consumo).

El agregador de energía eléctrica es un agente que actúa como intermediario entre los consumidores finales (prosumidores, si cuentan con activos de generación) y los mercados de flexibilidad, entre los que se incluyen mercados de energía, capacidad y servicios complementarios con productos con entrega en el muy corto plazo o en tiempo real (García-Rundstadler, 2017).

En la práctica, el agregador facilita la participación activa en los mercados de flexibilidad de agentes (los prosumidores o comunidades energéticas, por ejemplo) que, en ausencia de un intermediario especializado, no disponen de conocimientos o herramientas para llevar a cabo las actividades complejas que implica comprar y vender productos energéticos (y, específicamente, productos de flexibilidad) en el mercado.

De esta manera puede verse al agregador como una entidad que integra en una única cartera diversos recursos energéticos (generalmente, distribuidos o integrados en las redes de distribución), tanto de generación (p. ej., generación renovable), como de almacenamiento o relacionados con el consumo de energía (p. ej., capacidad de gestión de la demanda), con el objetivo de poner en valor en el mercado la flexibilidad inherente en este tipo de recursos en nombre de sus titulares y ofrecer esta flexibilidad

a los agentes que la demandan (operadores de redes, *traders*, responsables de balance, etc.) (Figura 1).

Los agregadores independientes son, como su nombre indica, entidades que prestan servicios de agregación de manera independiente de los comercializadores de energía eléctrica, como indica la legislación europea (ver el apartado “Marco regulatorio”).

Marco regulatorio

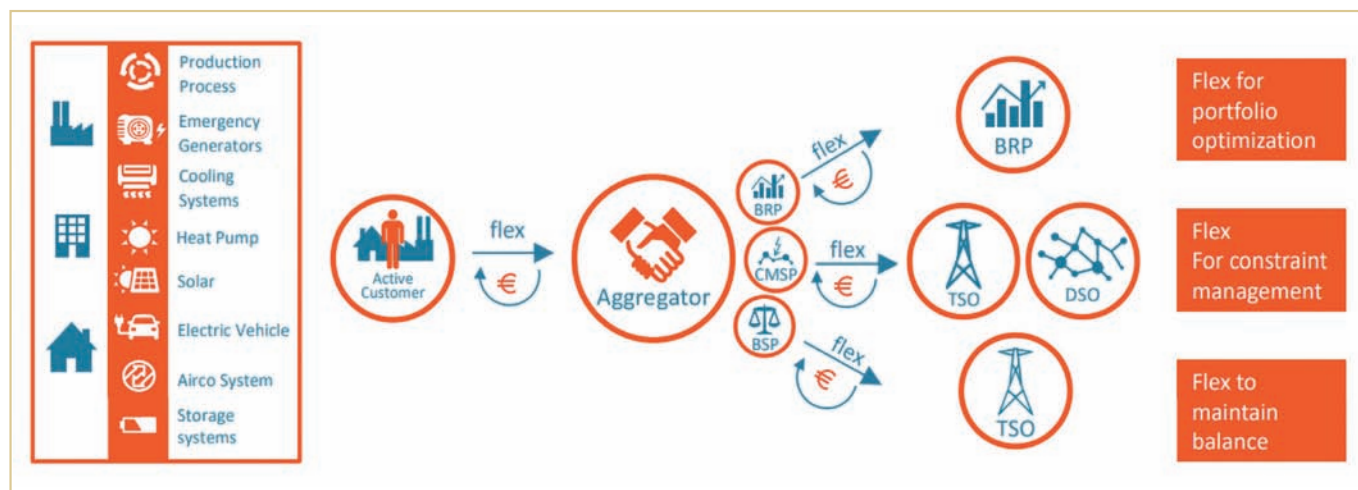
La función de agregación de energía no ha sido incorporada explícitamente al marco regulatorio de la UE hasta la definición de la figura del agregador independiente en el llamado “Paquete de Invierno” y, en particular, en la Directiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE y en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Los agregadores independientes son aquellos sujetos que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación la combinación de la demanda de varios consumidores de electricidad y/o la producción de varios generadores para su venta, compra o subasta en cualquier mercado de electricidad.

Con anterioridad a la aprobación de estas normas, el artículo 15.8 de la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, obligaba a facilitar la participación de

3 El término flexibilidad hace referencia en el ámbito de los mercados eléctricos a la capacidad de los agentes que participan en ellos de adaptar en el corto plazo o en tiempo real su oferta o demanda de energía eléctrica en respuesta a señales externas (regulatorias, precios de los mercados de energía y capacidad, etc.) –ver, por ejemplo, Fernández Gómez (2021) o Ramos et al. (2016).

Figura 1. El Aggregator como intermediario entre consumidores finales y los mercados de flexibilidad



Fuente: USEF (2021).

la demanda y de recursos de flexibilidad como la respuesta de la demanda en los mercados mayoristas y minoristas y a tratar a los proveedores servicios de respuesta de la demanda de forma no discriminatoria.

En el marco jurídico español, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, transpone parcialmente la Directiva 2019/944/UE e introduce la figura del agregador independiente, definiéndolo como un participante en el mercado de producción de energía eléctrica que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

Sin embargo, el marco normativo detallado que regula las actividades y la operativa de los agregadores energéticos aún no se ha desarrollado y aprobado. Entre las cuestiones sin regular aún se encuentran el reparto y regulación específica de las responsabilidades de comercializadores y agregadores de energía o los mecanismos de compensación entre estos por los desvíos que pueden generarse como consecuencia de una gestión activa de la flexibilidad⁴.

Otras áreas en las que es necesario un mayor desarrollo de normas de detalle son los requisitos específicos para la participación de recursos de demanda y de almacenamiento (y de los provenientes de otras formas de organización de actividades eléctricas, como las comunidades energéticas o los sistemas de autoconsumo con excedentes) en los distintos mercados de energía

y servicios complementarios o el desarrollo de mercados locales de flexibilidad⁵, con productos de energía y/o capacidad⁶.

Valor de los agregadores independientes

La figura del agregador independiente de energía puede contribuir a incrementar la eficiencia del sistema eléctrico en un entorno de elevada penetración de energías renovables y de desarrollo de redes eléctricas inteligentes, aportando valor a través de varias vías entre las que pueden incluirse, por ejemplo, facilitar y fomentar:

- (1) la optimización de las decisiones de consumo de energía eléctrica de los consumidores finales, el impulso del ahorro energético y la reducción de los costes energéticos;

4 Red Eléctrica de España puso en marcha un grupo de trabajo con distintos agentes para tratar estas cuestiones en diciembre de 2020 (Raso, 2020).

5 La iniciativa IREMEL, impulsada por OMIE e IDEA –ver Fernández Gómez (2021)– no ha avanzado significativamente desde finales de 2019.

6 Los productos de flexibilidad que se intercambian en mercados locales se pueden clasificar en productos de energía y productos de disponibilidad (o capacidad), generalmente en el corto plazo o el tiempo real, con entrega en nodos o áreas concretas de la red de distribución. Los contratos de “servicios de flexibilidad” pueden combinar distintos productos de energía o capacidad con entrega en periodos de tiempo más largos que el corto plazo.

- (2) la integración y puesta en valor de los activos energéticos distribuidos (instalaciones de generación con muy diversas tecnologías, dispositivos de almacenamiento, baterías e infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos);
- (3) el desarrollo de la figura del prosumidor activo en el mercado;
- (4) el acceso e impulso de nuevas formas de organización de las actividades energéticas (e.g., comunidades energéticas, autoconsumo colectivo, etc.);
- (5) la operación eficiente de las redes (especialmente, la red de distribución), a través de la provisión de distintos servicios de flexibilidad a los operadores de redes;
- (6) la competencia en la provisión de servicios de flexibilidad y en el mercado minorista en general; y
- (7) la adopción de soluciones tecnológicas innovadoras en los ámbitos *front- y behind the meter* (p. ej., dispositivos de seguimiento y control de consumos, soluciones de automatización en función de las condiciones del mercado, etc.).

En general, el desarrollo de la función de agregación independiente en los mercados de energía eléctrica puede actuar como una herramienta más que contribuirá a incrementar la eficiencia del sistema eléctrico y a avanzar en el proceso de descarbonización de la economía.

Modelos de prestación de servicios de agregación

De forma general, se distingue entre la función de agregación que lleva a cabo

el agregador de energía, descrita en los párrafos anteriores, y otras funciones que pueden ser prestadas por otros agentes intermediarios que prestan servicios en los sistemas eléctricos (p. ej., las ligadas a la gestión de los desvíos, la responsabilidad del balance, la gestión de restricciones, la comercialización de energía u otros servicios de mercado –p. ej., asesoría sobre compras, auditorías energéticas, gestión de activos, etc.--).

Entre estos otros agentes intermediarios, pueden incluirse, dependiendo del mercado de que se trate, los comercializadores de energía, los responsables de balance, las empresas de servicios energéticos o, en el caso del mercado eléctrico español, los agentes representantes de instalaciones del llamado “régimen especial” (instalaciones de energía eólica, fotovoltaica, cogeneración, etc.).

Los servicios que pueden incluirse en el concepto de servicios de flexibilidad son muy variados. USEF (2021) distingue entre “servicios implícitos” y “servicios explícitos” de flexibilidad. Entre los primeros se pueden citar la optimización intradiaria del consumo eléctrico en función de los precios del mercado, los servicios de optimización de sistemas de autoconsumo, la gestión de puntas de consumo o los servicios de suministro de emergencia en caso de interrupciones de suministro, por ejemplo. Los servicios explícitos de flexibilidad (Figura 2) son demandados por agentes como los operadores de los sistemas de transporte o distribución o los responsables de balance y se refieren a servicios de gestión de restricciones, distintos servicios complementarios (control de frecuencia y de tensión, etc.), servicios de capacidad o servicios de optimización de la generación y consumo mediante compras y ventas en los mercados de energía de corto plazo.

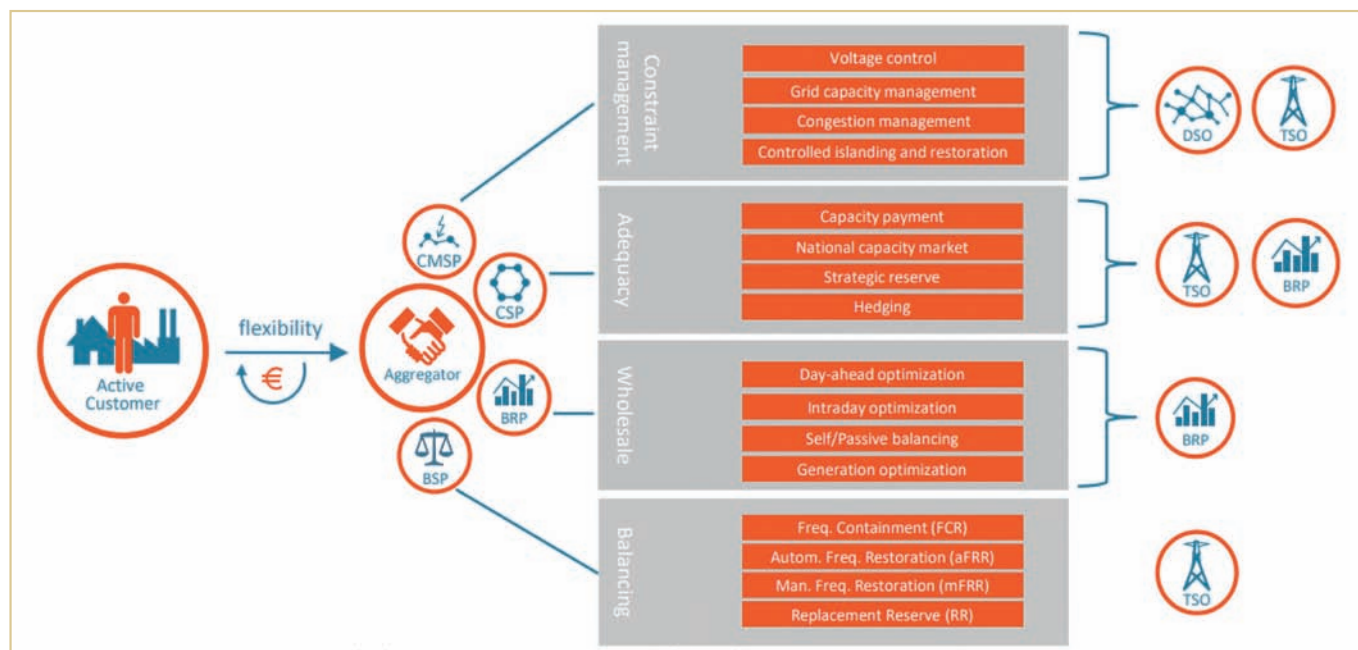
En la práctica, los intermediarios entre los consumidores y los mercados de flexibilidad (con productos de energía, capacidad o distintos tipos de servicios complementarios) suelen prestar más de una función de intermediación simultáneamente, como puede ser el caso de los comercializadores, que pueden actuar simultáneamente como gestores de carteras que agregan puntos de demanda, suministradores de energía y responsables de balance.

Poplavskaya & de Vries (2018) identifican seis grandes modelos de prestación de servicios de agregación, definidos en función de si el agregador es la misma entidad que el comercializador o si se trata de un agregador independiente, por un lado, y de quién (el agregador u otro agente) y cómo (mediante una cartera de flexibilidad propia o agregando recursos de distintas carteras) lleva a cabo la función de responsabilidad de balance.

Los distintos modelos ofrecen beneficios y costes diversos, relacionados con las economías de escala y la diversificación de las carteras de recursos flexibles, el coste de optimización de las carteras, la competencia en los mercados de balance y gestión de desvíos, los potenciales conflictos de interés entre las distintas funciones (comercialización, agregación y optimización de flexibilidad, gestión de desvíos...), la innovación en los servicios a la demanda (p. ej., relacionada con el despliegue de comunidades energéticas locales) o el poder de mercado en los mercados de flexibilidad.

El atractivo y la viabilidad de los modelos de negocio de los agregadores dependerá crucialmente del diseño de mercado y de la regulación (cómo se definen las relaciones entre los distintos agentes intermediarios, quién soporta los costes de los desvíos de los programas de genera-

Figura 2. Servicios explícitos de flexibilidad



Fuente: USEF (2021).

ción y consumo, si se definen esquemas de compensación entre agregadores y comercializadores, si existen mercados locales de flexibilidad con distintos tipos de productos, cuáles son las reglas de acceso a los mismos, si pueden agregarse múltiples recursos de flexibilidad para participar en mercados de servicios complementarios o de flexibilidad o para gestionar desvíos, etc.). En el apartado "Barreras al desarrollo de los agregadores independientes" se revisan algunas de las implicaciones de distintos factores relacionados con la regulación y el diseño de los mercados y se identifican las principales barreras al desarrollo de la función de agregación independiente.

Algunos ejemplos de agregadores independientes en la UE

La mayor parte de las empresas de agregación de demanda y de recursos de flexi-

bilidad que existen hoy en la UE apareció en los mercados eléctricos del norte de Europa (Reino Unido, Escandinavia, Países Bajos...) donde se ha ido desarrollando más rápidamente un diseño de mercado y un marco regulatorio que permite a este tipo de recursos energéticos participar en los mercados de corto plazo de energía y capacidad.

Por ejemplo, el desarrollo de los mercados de flexibilidad de muy corto plazo en lugares como el Reino Unido, donde existen reglas flexibles de acceso de los distintos tipos de recursos energéticos (incluyendo recursos de demanda y almacenamiento) a los principales mercados de desvíos y servicios complementarios gestionados por National Grid (p. ej., *Balancing Mechanism* o *Short-Term Operating Reserve-STOR*) ha facilitado el desarrollo de servicios innovadores de flexibilidad ofrecidos por distintos tipos de compañías.

Operadores integrados como **Centrica**, por ejemplo, ofrecen una amplia variedad de servicios relacionados con la agregación de recursos energéticos distribuidos y la monetización de la flexibilidad asociada entre los que se incluyen desde la comercialización de electricidad y gas natural hasta la gestión y optimización de carteras de activos (con todo tipo de recursos energéticos distribuidos, incluyendo la gestión de la demanda) en los mercados de energía, capacidad y productos y servicios de flexibilidad, además de servicios de gestión de riesgos asociados con el suministro de energía y la participación en los mercados energéticos y una amplia variedad de servicios energéticos, tecnológicos (p. ej., a través de Centrica Business Solutions implanta tecnologías que facilitan la respuesta de la demanda) y de consultoría (Centrica, 2022a, 2022b). Aunque Centrica ofrece servicios de agregación muy innovadores (p. ej., implantando y gestionando "virtual power plants" o VPPs

que incorporan recursos de generación, respuesta de la demanda y almacenamiento ligados a consumidores residenciales, comerciales e industriales)⁷ no puede considerarse propiamente un agregador independiente.

Otras compañías que operan en los mercados de desvíos y servicios complementarios en el Reino Unido, como Flexitricity o Limejump, sí pueden catalogarse como agregadores independientes, aunque también ofrecen servicios de comercialización de energía, especialmente en los casos en los que fueron adquiridas por *utilities*. Estas compañías permiten a pequeños consumidores (hogares, pymes) y a instalaciones de mayor tamaño en sectores muy diversos (agricultura, distribución, manufacturas, gran industria) monetizar y optimizar el valor de la flexibilidad inherente en sus activos de generación y almacenamiento y en su capacidad de modulación del consumo. Además de los servicios ligados a la gestión de los recursos energéticos distribuidos en los mercados, ofrecen servicios de liquidación y una variedad de servicios técnicos y de asesoría y acompañamiento a los clientes.

Flexitricity, por ejemplo, ofrece desde 2004 servicios de agregación de recursos flexibles y participación en mercados de desvíos y servicios complementarios muy diversos. En 2014 fue adquirida por Alpiq. Los servicios de agregación de Flexitricity permiten optimizar la flexibilidad de los recursos energéticos de hogares y empresas (en los sectores comercial, primario industrial), incorporando en una amplia cartera activos de cogeneración y bombas de calor,

capacidad de generación (p. ej., energía renovable turbinas para cubrir puntas de consumo), demanda flexible (proveniente de instalaciones de iluminación, procesos industriales, sistemas de climatización, centros de datos, plantas de tratamiento de agua, instalaciones de refrigeración, etc.), baterías *front- y behind-the-meter*, cargadores de vehículos y dispositivos domésticos para calefacción, almacenamiento, bombas de calor, etc.⁸ En la actualidad, Flexitricity gestiona una planta de generación virtual de más de 500 MW.

Limejump, creada en 2013 (y adquirida por Shell en 2019), ofrece servicios de agregación (en el lado de la oferta) centrados en la optimización de carteras de energía renovable (eólica y fotovoltaica) y activos de almacenamiento en los mercados de energía y en los mercados de desvíos y servicios complementarios (por ejemplo, *Balancing Mechanism, Optional Downward Flexibility Management* o *Dynamic Containment*) gestionados por National Grid. Su cartera incluye más de 720 consumidores, más de 1.100 MW de energía renovable (una gran parte de la cual está contratada con contratos PPA a muy largo plazo) y capacidad de almacenamiento y punta (baterías eléctricas entre 1 y 100 MW y turbinas de gas natural) por valor de 435 MW.

Otros agregadores independientes de recursos energéticos distribuidos que operaban en el mercado británico a finales de la década de los 2000 fueron también adquiridos por grandes compañías energéticas, como Kiwi Power (empezó a operar en 2009 y fue adquirida por Engie en 2018),

Restore (adquirida por Centrica en 2017) o Enernoc (adquirida por Enel en 2017).

En el mercado eléctrico alemán destaca **Next Kraftwerke**. Creada en 2009 y adquirida por Shell en 2021 (Next Kraftwerke, 2021), este agregador gestiona como una VPP (llamada Next Pool) una cartera con más de 14.000 unidades que agrega pequeñas instalaciones de generación renovable (hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, biomasa), plantas de biogás, instalaciones de cogeneración y generadores de emergencia, dispositivos de almacenamiento y puntos de consumo residenciales y comerciales, optimizando el valor de la flexibilidad de los activos que gestiona (incluyendo la capacidad de respuesta de la demanda) en los mercados de energía, desvíos y servicios complementarios (Next Kraftwerke ofrece servicios complementarios a siete operadores de sistemas de transporte).

En Alemania, resulta también relevante el caso del fabricante de baterías eléctricas **sonnen**, que se especializó en la optimización de una VPP compuesta por baterías eléctricas residenciales en los mercados de desvíos y servicios complementarios (p. ej., reserva primaria). En 2020, sonnen llegó a un acuerdo con Next Kraftwerke para ofrecer de forma conjunta servicios de reserva primaria en otros mercados europeos (sonnen, 2020).

Sympower, empresa creada en Estonia en 2015 y con el apoyo de distintos fondos de inversión en energías limpias, es un agregador independiente de electricidad especializado en gestión activa de la demanda

7 Una central de generación virtual o VPP agrega múltiples puntos de generación, almacenamiento y consumo distribuidos de manera descentralizada que, gestionados de forma centralizada, agregada e integrada, como una única unidad, pueden ofrecer servicios de flexibilidad muy diversos, incluyendo servicios de energía, capacidad (disponibilidad) y otros servicios complementarios. Ver <https://www.centricabusinesssolutions.com/case-study/worlds-most-advanced-virtual-power-plant>.

8 Ver <https://www.flexitricity.com/services/> y <https://www.flexitricity.com/more/our-story/>.

que opera en la actualidad en 10 mercados europeos (mercados nórdicos, Países Bajos, Francia, Alemania) con una cartera de más de 750 MW de flexibilidad. A través de una plataforma propia, gestiona de forma centralizada y automatizada los recursos energéticos de más de 200 empresas comerciales e industriales en sectores muy diversos⁹, materializando el valor de la flexibilidad¹⁰ inherente en ellos (capacidad de modulación de la demanda, interrumpibilidad del consumo, optimización de baterías...) en los mercados de balance de los países en los que opera. Sympower se encarga de instalar, sin costes *upfront* para sus clientes, los dispositivos necesarios para gestionar el consumo de las instalaciones de forma remota. De acuerdo con su plan de negocio, planea estar operando en unos 25 mercados europeos en 2025.

En Francia destaca el caso del agregador **Energy Pool**. Creada en 2009, fue la primera empresa en ofrecer flexibilidad ligada a la respuesta de la demanda en el mercado de reserva primaria en Francia. Energy Pool opera también en la actualidad en otros mercados, como Bélgica, Reino Unido, Países Bajos, Noruega o Alemania, gestionando y optimizando (en muchos casos, de forma automatizada) el valor de unos 4.500 MW de recursos de flexibilidad de unas 1.250 instalaciones (de generación, consumo y almacenamiento de electricidad...) en mercados de energía y servicios complementarios (incluyendo reserva primaria y servicios de interrumpibilidad, entre otros) en el muy corto plazo.

En 2010 alcanzó un acuerdo estratégico con Schneider Electric para desarrollar su negocio (incluyendo plataformas de servicios especializadas). En 2021 firmó otro acuerdo estratégico con Axpo Solutions para desarrollar su oferta de servicios de flexibilidad. Además de los servicios de agregación de flexibilidad, ofrece servicios de asesoría, auditoría y otros servicios tecnológicos relacionados con su plataforma de gestión de energía.

Flexcity, empresa del grupo Veolia¹¹, ofrece servicios de agregación independiente desde 2012 y opera en la actualidad en Bélgica, Francia, Italia y Países Bajos, gestionando y optimizando en los mercados de energía, servicios complementarios y capacidad más de 1 GW de recursos energéticos flexibles ligados a más de 10.000 puntos de generación, consumo y almacenamiento entre 2 kW y 120 MW¹². Además de baterías, la cartera de activos de Flexcity incluye instalaciones de energía renovable, turbinas de gas, instalaciones de cogeneración o equipos de generación de emergencia, en el lado de la generación, y electrolizadores, instalaciones de calor y frío, motores, bombas y condensadores, hornos eléctricos o molinos, en el lado de la demanda.

En el mercado español no existen agregadores independientes en un sentido estricto (i.e., empresas que optimicen el valor de la flexibilidad de los recursos energéticos¹³) con un volumen de operación significativo, aunque empresas como **Stemy Energy**

o **Bamboo Energy** están comenzando a diseñar y ofrecer servicios y desarrollar plataformas digitales orientados a facilitar la gestión activa de la flexibilidad de carteras energéticas que agrupan distintos tipos de recursos energéticos y la demanda de consumidores finales.

Barreras al desarrollo de los agregadores independientes

El desarrollo de la función de agregación independiente en los distintos mercados eléctricos europeos es escaso en la actualidad, en gran medida debido a que tanto la madurez de los mercados de flexibilidad (donde existen) como el grado de desarrollo de la normativa de detalle que delimita las obligaciones y responsabilidad de los agregadores son aún limitados en casi todos los países europeos y a la existencia de otras barreras de diversa índole, incluyendo barreras tecnológicas, económico-financieras, de implementación de diseños de mercado complejos, regulatorias o culturales (p. ej., tarifas de acceso que no reflejan adecuadamente el valor de la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos) (Nordic Energy Research, 2022; Bray & Goodman, 2019; Poplavskaya & de Vries, 2018, 2020; Schittekatte et al., 2021; Zoričić et al., 2022).

En esta sección se identifican las principales barreras al desarrollo de los agregadores independientes en los mercados de energía eléctrica de la Unión Europea, con referencia al caso del mercado eléctrico español.

9 Por ejemplo, centros de datos, papel y cartón, procesado de alimentos, hoteles y edificios comerciales, sector químico y farmacéutico, invernaderos, fabricación con madera, plantas de tratamiento de agua, manufactura de productos metálicos...

10 En su página web, Sympower indica que un activo flexible que opera en Suecia con una capacidad de 10 MW puede obtener ingresos de hasta 900 k€/año en los mercados de balance (fuente: www.sympower.com).

11 El grupo Veolia incluye empresas dedicadas al tratamiento de residuos, el agua y la energía.

12 En el lado de la generación se incluyen instalaciones de energía renovable, turbinas de gas, instalaciones de cogeneración o equipos de generación de emergencia. En el lado del consumo incluye en su cartera electrolizadores, instalaciones de calor y frío, motores, bombas y condensadores, hornos eléctricos o molinos.

Un marco regulatorio incompleto

El crecimiento de los servicios de agregación independiente de recursos de flexibilidad requiere un detallado desarrollo de las normas relacionadas con aspectos como la responsabilidad de balance, el acceso a los mercados de servicios complementarios o los modelos de relación y compensación entre agentes.

Entre ellas pueden citarse la falta de definición, la necesidad de identificar de forma adecuada en la normativa la responsabilidad de balance en cada caso tras la actuación de un agregador en mercados de flexibilidad.

1. Modelo de relación entre agentes y regulación de la responsabilidad de balance

La participación simultánea en el mercado eléctrico (y, en concreto, en los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios en el muy corto plazo) de agentes muy diversos como comercializadores, agregadores, agentes representantes, productores independientes, grandes consumidores, responsables de balance o empresas de servicios energéticos obliga a establecer con claridad cuál es el rol de cada uno de ellos, cuáles son las relaciones posibles entre ellos y cuáles son las combinaciones de roles que pueden darse en el mercado.

La revisión de distintos modelos de relación en el mercado (separando o uniendo las funciones de comercialización, gestión de la flexibilidad y responsabilidad sobre balan-

ces) que llevan a cabo Poplavskaya & de Vries (2018) sugiere que existe un *trade-off* entre la flexibilidad en los roles y las relaciones entre los agentes y el desarrollo de la función de agregación independiente. Así, marcos normativos que ofrecen una mayor flexibilidad en las relaciones y las funciones que puede adoptar cada agente dan lugar a mayores posibilidades para la creación de nuevos servicios innovadores relacionados con la gestión de la flexibilidad y, por tanto, para la aparición de nuevos agregadores independientes pero, a la vez, pueden limitar la viabilidad de los proyectos de nuevos entrantes, que deberán competir con empresas que se benefician de economías de alcance y escala, ofreciendo un amplio abanico de servicios (incluyendo servicios de *trading* y gestión en mercados de energía y capacidad) a carteras muy amplias de recursos energéticos.

La revisión de modelos de agregación en la UE de Nordic Energy Research (2022) muestra que en la mayor parte de los mercados (1) el agregador independiente debe ser responsable de balance (o estar asociado a uno) para participar en los mercados mayoristas de energía y (2) los agregadores independientes son financieramente responsables de las situaciones de infraprovisión del servicio en los mercados de balance y servicios complementarios.

2. Modelos de compensación entre el comercializador y el agregador independiente

Además, debe identificarse con claridad sobre quién recaerá la responsabilidad de

los desvíos de programas de consumo en el muy corto plazo en casos en los que empresas de comercialización y agregadores independientes presten servicios a un mismo cliente. Y, adicionalmente, si existirá compensación entre agentes (y quién compensará a quién) en caso de que los desvíos por la activación de flexibilidad en el muy corto plazo den lugar a costes.

Existen distintos modelos de compensación entre comercializadores y agregadores independientes. Schittekatte et al. (2021), por ejemplo, distinguen entre un modelo “sin compensación” (el comercializador o responsable de balance asume el riesgo de los desvíos de programa), un modelo “regulado” en el que el agregador independiente asume el coste (regulado) de los desvíos, un modelo “corregido” que da lugar a la actualización del programa de consumo cada vez que se activa un servicio de flexibilidad y en el que el cliente final asume el coste de la compensación, basado en el precio minorista, y un modelo de “contratos”, en el que la compensación se negocia entre el comercializador y el agregador independiente y que requiere la existencia de una solución por defecto para los casos en los que no exista acuerdo. Todos estos modelos tienen, además de complicaciones diversas relacionadas con su implementación (p. ej., definición del *baseline* que se utilizará para determinar los desvíos o del coste de los mismos y otras dificultades técnicas relacionadas con las medidas, etc.), implicaciones sobre los incentivos de los agentes, la competencia entre ellos y la viabilidad de los distintos modelos de negocio de los agregadores independientes.

13 El Grupo ASE ofrece servicios de asesoría y auditoría energética, seguimiento de consumos y servicios de apoyo y agregación en las compras de energía a sus clientes (más de 400 empresas comerciales e industriales) y fue pionera en el desarrollo de proyectos piloto de gestión automatizada y en remoto de la flexibilidad de la demanda de empresas industriales –p. ej., dentro del llamado proyecto Agrega; REE (2013)— aunque en la actualidad no ofrece aún servicios de optimización de la flexibilidad de distintos tipos de recursos energéticos en los mercados de energía y servicios complementarios en el muy corto plazo.

Por otro lado, la situación de los agregadores independientes en distintos mercados europeos lleva a Nordic Energy Research (2022) a concluir que la implementación de marcos normativos que faciliten la participación de la demanda en los mercados de flexibilidad es compleja y da lugar a diseños de mercado muy variados y a que existe aún un número limitado de experiencias con la demanda residencial. En general, se observa una proliferación de modelos de agregación con liquidación centralizada, sin corrección en determinados productos (de capacidad, generalmente) y modelos de compensación (en activo o planeados) entre el comercializador y el agregador basados en los precios minoristas regulados.

3. Participación de recursos de flexibilidad en los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios

El desarrollo de la función de agregación de flexibilidad requiere también que todos los recursos energéticos procedentes de instalaciones de generación, puntos de demanda y dispositivos de almacenamiento distribuido, además del propio agregador independiente, puedan acceder a los distintos mercados de energía¹⁴, capacidad y servicios complementarios en igualdad de condiciones. Esto requiere la adaptación de las reglas de balance¹⁵ y otras normativas (como la relativa al tamaño mínimo de las zonas de regulación) que eliminen barreras a la provisión de servicios de ajuste sin ignorar los requisitos técnicos y de seguridad que requiere la operación del sistema eléctrico y el correcto funcionamiento de

los mercados. La reciente aprobación del Real Decreto-ley 17/2022, que sienta las bases de un nuevo servicio de respuesta activa de la demanda, supone un paso más en el desarrollo de un marco regulatorio y normativo favorable para el desarrollo de una gestión activa de la flexibilidad en los mercados energéticos.

Inexistencia o desarrollo limitado de mercados locales de flexibilidad

La posibilidad de que se desarrollen mercados locales de flexibilidad (i.e., donde se intercambien productos de energía y/o capacidad de muy corto plazo con entrega en nodos o zonas concretas de las redes de transporte o distribución) es una vía potencial para optimizar el valor de los recursos energéticos distribuidos y, de esta manera, crear un espacio para el desarrollo de la figura del agregador independiente. Hasta la fecha, sin embargo, este tipo de mercados locales no ha despegado, en parte porque, pese a la elevada tasa de penetración de recursos energéticos distribuidos (generación renovable, fundamentalmente), las redes de distribución aún son capaces de operar sin que se generen zonas con desequilibrios estructurales entre oferta y demanda que justifiquen el intercambio de productos locales estandarizados. En el futuro, el creciente volumen de recursos renovables intermitentes, baterías eléctricas y vehículos eléctricos y el desarrollo gradual de la respuesta de la demanda podría facilitar la creación de mercados locales de flexibilidad que, al generar señales económicas claras sobre su valor, impulsen nuevos modelos de negocio en torno a la agregación de recursos energéticos flexibles.

Barreras técnicas y relacionadas con el conocimiento

Otro conjunto de barreras al desarrollo de la función de agregación independiente está asociado a la tecnología y los conocimientos necesarios para ofrecer este tipo de servicios y operar en los mercados de flexibilidad. Los casos revisados en este artículo muestran que muchas de las empresas que están creciendo con negocios basados en la agregación de flexibilidad colocan equipamientos de monitorización y control (en remoto y, a menudo de forma automatizada) en las instalaciones de sus clientes y disponen de herramientas informáticas complejas que permiten no solo activar respuestas de flexibilidad (cambios en la generación o la demanda) en el muy corto plazo, sino también optimizar el valor de esa flexibilidad en mercados de energía, capacidad y servicios complementarios en tiempo real con requisitos estrictos de conexión, participación, etc. La barrera tecnológica y el conocimiento necesario sobre aspectos técnicos, regulatorios y de mercado, por tanto, limitan la entrada a este mercado y suponen una ventaja comparativa de las empresas incumbentes (comercializadores y otros agentes intermediarios que operan en el mercado desde hace tiempo).

Falta de viabilidad económica de los modelos de negocio independientes

Como se observa en la revisión de casos de estudio de agregadores independientes realizada en este trabajo, muchas *start-ups* que desarrollaron servicios innovadores relacionados con la agregación de recursos energéticos flexibles han terminado integradas

14 En el caso de los mercados mayoristas de energía, habilitar esquemas de acceso adecuados resulta complejo, a tenor de la revisión que realiza Nordic Energy Research (2022) de siete mercados eléctricos en Europa.

15 La última actualización de las mismas, de marzo de 2022, recoge ya cambios orientados a facilitar la participación de los recursos energéticos flexibles en los mercados de muy corto plazo.

en grandes operadores energéticos (*traders* y *utilities*) o han alcanzado acuerdos estratégicos y de colaboración con ellos. Esto sugiere que la actividad de agregación y optimización de recursos energéticos flexibles

puede estar sujeta a economías de escala y alcance relevantes y que los modelos de negocio de los agregadores independientes pueden no ser viables, especialmente en etapas iniciales de despliegue de los mis-

mos, al menos bajo las condiciones de mercado que ha habido hasta este momento, y si no incluyen una oferta amplia de servicios más allá de la monetización y optimización de la flexibilidad. ■

Conclusiones

Pese a estar definida la figura del agregador independiente en Directiva 2019/944/UE, hasta la fecha, solamente un escaso número de nuevos agregadores independientes ha sido capaz de entrar en los mercados energéticos europeos y consolidar sus actividades. Esto es debido a distintas razones, entre las que destacan el desarrollo limitado del marco normativo que regula la figura y la actividad del agregador independiente (p. ej., responsabilidad de balance de los distintos agentes, compensaciones en caso de desvíos entre agregadores y comercializadores, acceso a los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios, requisitos técnicos para prestar determinados servicios de balance, restricciones a la agregación de recursos energéticos, etc.), la inexistencia de mercados locales de flexibilidad y otras barreras técnicas (necesidad de herramientas informáticas complejas) y económicas (falta de viabilidad de los modelos de agregación, especialmente en fases iniciales).

Esta situación genera dudas sobre el grado de recorrido que puede tener esta nueva figura en los mercados energéticos europeos. Pese a ello, diversos factores apuntan a un creciente valor de la flexibilidad energética y, por tanto, a un campo de actuación más amplio para los agregadores energéticos independientes.

Por un lado, la crisis derivada de la invasión de Ucrania por parte de Rusia está llevando a los mercados eléctricos a situaciones de estrés elevado, con una elevada volatilidad de precios de la electricidad, generando nuevas oportunidades para la agregación de recursos energéticos flexibles y una mayor conciencia sobre el valor de la flexibilidad para optimizar los recursos disponibles y responder con mayor resiliencia a situaciones de mercado complejas.

Por otro lado, el impulso del Pacto Verde Europeo a la descarbonización del *mix* eléctrico (acelerado, si cabe, por la guerra en Ucrania) dará lugar a sistemas eléctricos con una mayor penetración de recursos energéticos distribuidos y flexibles (generación de pequeño tamaño, dispositivos de almacenamiento, vehículos eléctricos, sistemas de gestión activa del consumo...). La optimización operativa y económica de todos estos activos supone un gran reto para las empresas energéticas incumbentes (p. ej., comercializadores de energía) y para los operadores de los sistemas de distribución y transporte de electricidad.

Los agregadores independientes de energía pueden contribuir a desarrollar un sistema energético más limpio y más resiliente, facilitando la puesta en valor de nuevas inversiones en recursos energéticos distribuidos descentralizados (p. ej., en sistemas de autoconsumo o en el ámbito de las comunidades energéticas locales) y fomentando la participación de la demanda y la optimización de los recursos energéticos existentes en los mercados de corto plazo de energía, capacidad y servicios complementarios.

Para ello, deberá completarse el marco normativo que regula la figura del agregador, en aspectos críticos como cuál es la responsabilidad de balance de los agregadores, qué relación debe existir entre comercializadores y agregadores independientes una vez que un consumidor con un contrato con un comercializador decide utilizar los servicios de un agregador, cómo se definen (y si se definen) las compensaciones entre agregador y comercializador en caso de desvíos, cuáles son las restricciones a la agregación de recursos energéticos (p. ej., tamaño mínimo, facilidad para agregar en una misma cartera recursos de generación, demanda y almacenamiento) y cómo se determinan las condiciones de acceso a los distintos mercados (energía, capacidad, servicios comple-

mentarios) y las responsabilidades (operativas, financieras, de comunicación con los operadores de redes, etc.) de los agregadores derivadas de su participación en los mismos.

En el caso español, todas estas cuestiones están por concretarse. Deberá decidirse si se quiere implantar un modelo de agregación más restrictivo, con roles y responsabilidades acotadas para los distintos agentes, pero que dé lugar a menores distorsiones en el mercado (como en el caso alemán u holandés, por ejemplo), o modelos más flexibles que faciliten mayores sinergias entre las funciones de comercialización, agregación y optimización de flexibilidad, responsabilidad de balance, acceso y participación en los mercados, etc., y, por tanto, la innovación en servicios a los prosumidores (como puede ser el caso en Francia, Reino Unido o los países del norte de Europa).

Ninguno de estos modelos garantiza una expansión de la figura del agregador independiente, en parte por la dificultad de implementación de la normativa de detalle sobre los mercados de flexibilidad, en parte por la más que posible existencia de economías de escala y alcance que dificulten la viabilidad de nuevos modelos de negocio impulsados por empresas independientes y, en parte, por barreras técnicas, de conocimiento o financieras. La revisión de casos de empresas que ofrecen servicios de agregación y optimización de la flexibilidad de recursos energéticos en distintos mercados europeos atestigua la complejidad existente en torno a la prestación de estos servicios.

El desarrollo de programas piloto en el marco de la nueva normativa sobre bancos de prueba regulatorios (Real Decreto 568/2022, de 11 de julio) puede ser una herramienta muy útil para dar una respuesta eficiente a las cuestiones regulatorias y de diseño de mercados antes planteadas.

Referencias

- Bray, R., & Woodman, B. (2019). *Barriers to independent aggregators in Europe*. Exeter Energy Policy Group Working Paper EPG1901. Extraído de: https://www.centrica.com/media/4376/barriers_to_independent_aggregators_in_europe.pdf
- Centrica. (2022a). *Annual Report and Accounts 2021*. Extraído de: <https://www.centrica.com/media/5531/centrica-annual-report-and-accounts-2021.pdf>
- Centrica. (2022b). *Corporate Factsheet 2022*. Extraído de: <https://www.centrica.com/media/5455/centrica-corporate-factsheet-2022.pdf>
- Fernández Gómez, J. (2021). *Mercados locales de flexibilidad en Europa*. Cuadernos de Energía, 66. Deloitte-Club Español de la Energía. Extraído de: https://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Cuadernos/CE_66
- García-Rundstadler, B. (2017). Reaching the optimum: from monopoly to aggregators. *Deloitte Power & Utilities Newsletter*, December. Extraído de: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_aggregators-energies-renouvelables-et-subsidies-etats-des-lieux-competitivite-et-developpements-futurs.pdf
- Next Kraftwerke. (2021). *Shell completes acquisition of Next Kraftwerke* [artículo en página web]. Extraído de: <https://www.next-kraftwerke.com/news/shell-completes-acquisition-of-next-kraftwerke>
- Nordic Energy Research. (2022). *The regulation of independent aggregators with a focus on compensation mechanisms*. Extraído de: <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2022/04/nordicenergyresearch2022-04.pdf>
- Poplavskaya, K. & de Vries, L. (2018). A (not so) Independent Aggregator in the Balancing Market: Theory, Policy and Reality Check. *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1-6. <http://www.doi.org/10.1109/EEM.2018.8469981>
- Poplavskaya, K., & de Vries, L. (2020). Aggregators today and tomorrow. From intermediaries to local orchestrators? En Fereidoon Sioshansi (ed.), *Behind and beyond the meter: Digitalization, aggregation, optimization, monetization*. Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00005-0>

- Ramos, A., De Jonghe, C., Gómez, V., & Belmans, R. (2016). Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. *Utilities Policy*, 40, 26–35. <https://doi.org/910.1016/j.jup.2016.03.006>
- Raso, C. (2020, 31 de diciembre). REE crea un grupo de trabajo para implantar la figura del agregador. *El Economista*. Recuperado de: <https://www.economista.es/energia/noticias/10969784/12/20/REE-crea-un-grupo-de-trabajo-para-implantar-la-figura-del-agregador.html>
- REE. (2013). *Finaliza el proyecto AGREGA sobre gestión de la demanda eléctrica de las pymes industriales del País Vasco* [artículo en página web]. Extraído de: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/finaliza-el-proyecto-agrega-sobre-gestion-de-la-demanda-electrica-de-pymes-industriales-pais-vasco>
- Schittekatte, T., Deschamps, V & Meeus, L. (2021). The regulatory framework for independent aggregators. EUI Working Papers RSC 2021/53. Extraído de: https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/71236/RSC%202021_53.pdf?sequence=1
- sonnen. (2020). *sonnen and Next Kraftwerke co-operate to supply primary control reserve* [artículo en página web]. Extraído de: <https://sonnengroup.com/press/sonnen-and-next-kraftwerke-co-operate/>
- USEF (2021). *USEF: The Framework Explained*. Extraído de: <https://www.usef.energy/app/uploads/2021/05/USEF-The-Framework-Explained-update-2021.pdf>
- Zoričić, D., Knežević, G., Miletić, M., Dolinar, D. & Sprčić, D. M. (2022). Integrated Risk Analysis of Aggregators: Policy Implications for the Development of the Competitive Aggregator Industry. *Energies*, 15, 5076. <https://doi.org/10.3390/en15145076>

Las Comunidades Energéticas: Una oportunidad para empoderar a la ciudadanía en la gestión de su propia energía sin dejar a nadie atrás

Carlos Pesque

Responsable de Comunidades Energéticas en ECODES

Estamos viviendo un cambio de paradigma en el modelo energético. Un cambio tecnológico en la forma de producir la energía, sustituyendo sistemas de producción basados en combustibles fósiles por sistemas renovables que ayuden a reducir nuestro impacto sobre el Clima y alcanzar los objetivos de la Ley Española de Cambio Climático. Un cambio que también contribuirá a la soberanía energética como país, minimizando nuestra dependencia. España es un país rico en recursos renovables, y debemos apostar por aprovecharlos.

Pero la tecnología por sí misma no nos va a salvar de esta. La transición energética requiere un cambio de paradigma también en lo social y en múltiples niveles.

Las Comunidades Energéticas. La fuerza de lo común

Uno de esos cambios que necesitamos se refiere a nuestros niveles de participación en actividades en beneficio de la comu-

nidad. España es uno de los países con datos más bajos de Europa en participación activa en tareas comunitarias sobre aspectos sociales, culturales, educativos o de género, y es que se va a necesitar esa colaboración, espíritu de consenso y participación entre personas, pymes y administraciones públicas para poder llevar a cabo proyectos energéticos colectivos. Esta falta de implicación ha generado un desequilibrio entre el fuerte desarrollo de los poderes políticos, legislativos, mediáticos o económicos, y el escaso desarrollo del potencial social. Equilibrar esta balanza es el gran reto sin duda.

Con el objetivo de colocar a la ciudadanía en el centro del nuevo modelo energético, y fomentar su participación activa, la unión europea definió una nueva figura que está destinada a ocupar un papel fundamental en los próximos años: Las Comunidades Energéticas.

Las Comunidades Energéticas, o como se define en las directivas europeas,

Comunidades de Energías Renovables, son entidades jurídicas abiertas y voluntarias (normalmente en forma de asociaciones o cooperativas de usuarios) formadas por ciudadanos, administraciones públicas y/o pymes que se organizan con el objetivo de generar, usar y gestionar su propia energía renovable de forma local. Las primeras iniciativas de este tipo, en gran parte, promueven proyectos de autoconsumo colectivo de energía solar. La razón principal es que es una tecnología madura, fiable y muy rentable. Estas comunidades, de naturaleza democrática, persiguen obtener beneficios ambientales y sociales por encima de financieros a la comunidad donde se desarrolla.

Por lo tanto, el desarrollo exitoso de las Comunidades Energéticas en España va a pasar por un cambio en la implicación de la ciudadanía en este tipo de iniciativas, ya que requieren de participación, y espíritu de consenso que facilite su gobernanza.

Una oportunidad para el diálogo. Una oportunidad para crear comunidad

Las Comunidades Energéticas son una herramienta perfecta para fomentar la comunidad en el ámbito local. Una oportunidad para crear un espacio de diálogo en torno a los recursos naturales que tenemos en nuestro entorno para producir energía, un espacio para la reflexión sobre la energía que necesitamos y también para diseñar el futuro que queremos para nuestro municipio en cuanto a la gestión local de la energía. Un espacio también para recuperar una cultura energética de generaciones anteriores que todavía recuerdan unas condiciones climáticas distintas a las que vivimos, mayor biodiversidad, abundancia de recursos... pero también costumbres y usos populares de los mismos mucho más sostenibles, fruto de una cultura tradicional conocedora de los límites de los recursos naturales de los que disponían, y de un uso y gestión local de los mismos. Reflexionar sobre la cantidad de energía que utilizamos es uno de los grandes retos como sociedad, ya que implicará sacrificios.

Por otro lado, como parte de esta reflexión debemos dar el valor que merece poder cubrir todas nuestras necesidades energéticas y adquirir conciencia de que millones de hogares en España en situación de pobreza energética no pueden hacerlo. Las Comunidades Energéticas también son una oportunidad para hacer frente a esta problemática.

La Pobreza Energética. Un problema al que debe enfrentarse la transición energética

La Pobreza Energética se define como la situación que sufren los hogares que se

ven obligados a destinar una parte excesiva de sus ingresos a pagar las facturas energéticas de sus viviendas, o que no pueden mantener su vivienda a una temperatura adecuada. **Más de 3 millones de hogares en España se encuentran en situación de Pobreza Energética (MITECO diciembre 2021).** Esta situación provoca, entre otros, problemas de salud, especialmente en personas ancianas e infancia, al no poder mantener su vivienda a un temperatura adecuada. Este problema afecta también directamente a su economía doméstica, al tener que destinar una cantidad elevada de sus ingresos al pago de las facturas de energía teniendo que detraerlo de otras necesidades como pueden ser la alimentación, y también a la educación infantil, ya que en ocasiones los hogares no reúnen condiciones para el estudio, como puede ser una iluminación o temperatura adecuada. Esta situación se debe principalmente a la combinación de cuatro causas: Bajos ingresos, elevado precio de los suministros energéticos domésticos, ineficiencia energética en las viviendas y la falta de cultura energética.

Este problema relaciona directamente aspectos sociales, como son la pobreza y la exclusión social, con problemas ambientales y de política energética, como es el precio de la energía doméstica, la eficiencia energética en el parque de viviendas residenciales, o el acceso a energía menos contaminante de forma asequible. La transición energética debe tener en cuenta esta situación y contribuir a que estas familias puedan cubrir sus necesidades energéticas de forma asequible, y aquí es donde el autoconsumo, unido a la eficiencia energética, debe tener un papel fundamental.

En abril de 2019, se publicó el Real Decreto 244/2019 en el que se regulaban las diferentes modalidades de autoconsumo mediante energía fotovoltaica.

Dentro de este nuevo Real Decreto, se incluyen nuevas formas de autoconsumo colectivo que no podían realizarse previamente, y que permite disponer de una planta fotovoltaica en el tejado de un edificio, y que los vecinos y vecinas cuyas viviendas se ubiquen a menos 500 metros si la instalación se ubica en el suelo (RD 244/2019) y de 1 km si se ubica en un tejado (RDL 18/2022 publicado el 19 de Octubre de 2022¹, puedan participar autoconsumiendo energía sin la necesidad de realizar ninguna obra en sus viviendas.

Esta nueva modalidad de autoconsumo comunitario es un elemento clave para fomentar la energía solar en espacios urbanos, donde la multivivienda vertical es la tipología de vivienda predominante, y donde tener un tejado propio no es lo habitual. Una oportunidad para las comunidades de propietarios, pero que también sigue dejando fuera a un importante porcentaje de la población, ya sea porque la vivienda que habita no es de su propiedad, o porque no tiene la capacidad de invertir en participar en una instalación colectiva, por muy alta que sea la rentabilidad.

Esto puede llevar a que las personas que más necesitan una energía barata, sean las que finalmente se queden fuera de esta transición energética. Existe una analogía con lo que sucede con la eficiencia energética en la construcción, donde las viviendas más eficientes, son las más nuevas, y donde viven personas con capacidad económica más alta, y las personas con pocos recursos solo puede acceder a viviendas

¹ Esta distancia será ampliada a 2 Km según declaraciones del 2 de Noviembre de 2022 de la Ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, Teresa Ribera

deterioradas, antiguas e ineficientes, o lo que sucede con los electrodomésticos, que los de mayor eficiencia son también los más caros, haciendo igualmente que las personas con menos recursos solo puedan acceder a electrodomésticos de baja clasificación energética, agravando su situación al hacer que tanto su vivienda como sus electrodomésticos encarezcan sus facturas de suministro energético.

Para evitarlo es fundamental que los que más lo necesitan, formen parte de esta transición energética, y cumplir así con la premisa de los ODS de no dejar a nadie atrás.

El autoconsumo como herramienta contra la Pobreza Energética

Las personas en Pobreza Energética en muchas ocasiones, solicitan ayudas de urgencia a los Servicios Sociales municipales y a ONGs para el pago de facturas de luz y gas. El pago de estas facturas por parte de los ayuntamientos o las entidades sociales supone una medida que resuelve una urgencia, pero no un problema, el cual, probablemente, vuelva a sufrir la persona solicitante en meses posteriores. Proporcionarles energía de forma gratuita mediante una instalación de energía fotovoltaica podría ser la herramienta que ayude a reducir su dependencia y a fomentar la participación activa de estas personas en el cambio de modelo energético, reduciendo sus facturas a la vez que reducen también sus emisiones de CO₂.

La utilización de plantas de autoconsumo colectivo como elemento de inclusión, sustitutivo de ayudas de urgencia para el pago de facturas de energía ya es una rea-

lidad en ciudades como New York donde la iniciativa del Estado *SolarForAll* proporciona energía solar a hogares vulnerables de forma gratuita.

En España también tenemos buenos ejemplos.

En Zaragoza tenemos la iniciativa **Barrio Solar** impulsada por Ecodes, el Ayuntamiento de Zaragoza y EDP, consistente en 2 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo colectivo ubicadas en las cubiertas de dos pabellones municipales cedidos por el ayuntamiento, y en el que participan 200 vecinos y comercios del barrio del Actur- Rey Fernando autoconsumiendo energía solar a cambio de una cuota mensual. Entre estos 200 vecinos, el 10% (20) son familias en pobreza energética del barrio, seleccionadas por los servicios sociales municipales y que participan recibiendo energía solar de forma gratuita. Participar en este proyecto les permitirá ahorrar en torno al 30% de consumo e sus facturas. Además, el proyecto incluye el desarrollo de la Oficina Barrio Solar, desde la cual se realizan actividades de barrio dirigidas a fomentar la cultura energética y el autoconsumo: Parte de estas actividades van dirigidas a empoderar a los vecinos y vecinas del barrio que se encuentran en situación de vulnerabilidad, a entender sus facturas de energía, solicitar el bono social o aplicar hábitos de consumo eficiente.

Comunidades Energéticas como la de **Monachil** en Granada también plantean la incorporación de personas en pobreza energética a sus instalaciones de autoconsumo colectivo a cambio de una cuota de participación menor que la que pagan el resto de socios.

O el proyecto **Energía Solar Per a Tothom** de Ecoserveis, que plantea instalaciones municipales cuya generación sea exclusivamente destinada a proporcionar energía solar gratuita a familias vulnerables.

También tenemos ejemplos en la Comunidad Valenciana, como **la Comunidad Energética de Alzira**, que destinará parte de la generación de sus instalaciones fotovoltaicas a familias en pobreza energética, o **Torreblanca Ilumina**, ubicada en el barrio periférico de Torreblanca en Sevilla. Barrio con un alto número de hogares en situación de vulnerabilidad. Esta Comunidad Energética y de aprendizaje está impulsada por las comunidades educativas de los colegios Príncipe de Asturias y Vélez de Guevara, el Centro Cívico Juan Antonio González Caraballo, el Centro de Servicios Sociales Comunitarios, el grupo Local de Som Energía, el grupo de investigación ADICI de la Universidad de Sevilla y el Taller Ecosocial. El objetivo de esta Comunidad Energética, es dotar de energía renovable y asequible a las familias del barrio.

Los ejemplos aumentan día a día, demostrando que las Comunidades Energéticas no son solo instalaciones colectivas de energía, son figuras con una misión ambiental y social en el ámbito local. Figuras que fomentan el diálogo en torno a la energía y que favorecen la cultura energética y el empoderamiento ciudadano. Y como decía al comienzo de este artículo, la tecnología por sí sola no nos va a salvar de esta, necesitamos una ciudadanía activa, colaborativa y concienciada en ocupar un papel central en el nuevo modelo energético. ■

La tecnología nuclear a la vanguardia: reactores modulares pequeños

Antonio González Jiménez

Director de Estudios y Apoyo Técnico del Foro de la Industria Nuclear Española

La innovación es la fuerza motora para un continuo desarrollo de la tecnología nuclear, que conduce a nuevos diseños de reactores con capacidades superiores a las de los actuales y aplicaciones más diversas añadidas a la de generación de electricidad: producción de calor industrial a alta temperatura, calefacción, hidrógeno y desalación del agua del mar.

El gran atractivo tecnológico de la fisión nuclear es su elevada densidad de energía: la fisión de 1 g de U-235 libera unos 24,5 MWh, energía equivalente a la de la combustión de 2,7 t de carbón o 2,1 t de petróleo. **Esta liberación de energía tiene lugar sin emisión de CO₂, lo que ayuda al cumplimiento de los objetivos medioambientales.**

Es estratégico preservar y desarrollar tecnologías punteras propias de la energía nuclear, lo que ejerce un importante efecto tractor sobre diversos sectores económicos, al tiempo que refuerza la independencia energética. De forma conjunta con las energías renovables, evita una mayor dependencia de los combustibles fósiles.

A principios de la década de 2010, dentro del programa *International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycle* (INPRO) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de Naciones Unidas y como iniciativa del Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos, **se comenzó el desarrollo de una nueva familia de reactores nucleares denominados Reactores Modulares Pequeños o de Pequeña Potencia** (*Small Modular Reactors* – SMR, en su denominación y siglas en inglés), con potencias eléctricas unitarias no superiores a 300 MWe y posible entrada en servicio a lo largo de las próximas dos décadas.

El inicio del desarrollo de los Reactores Modulares Pequeños se remonta a la década de 2010

Según estimaciones de la Agencia de Energía Nuclear (NEA) de la OCDE, un despliegue rápido de los reactores

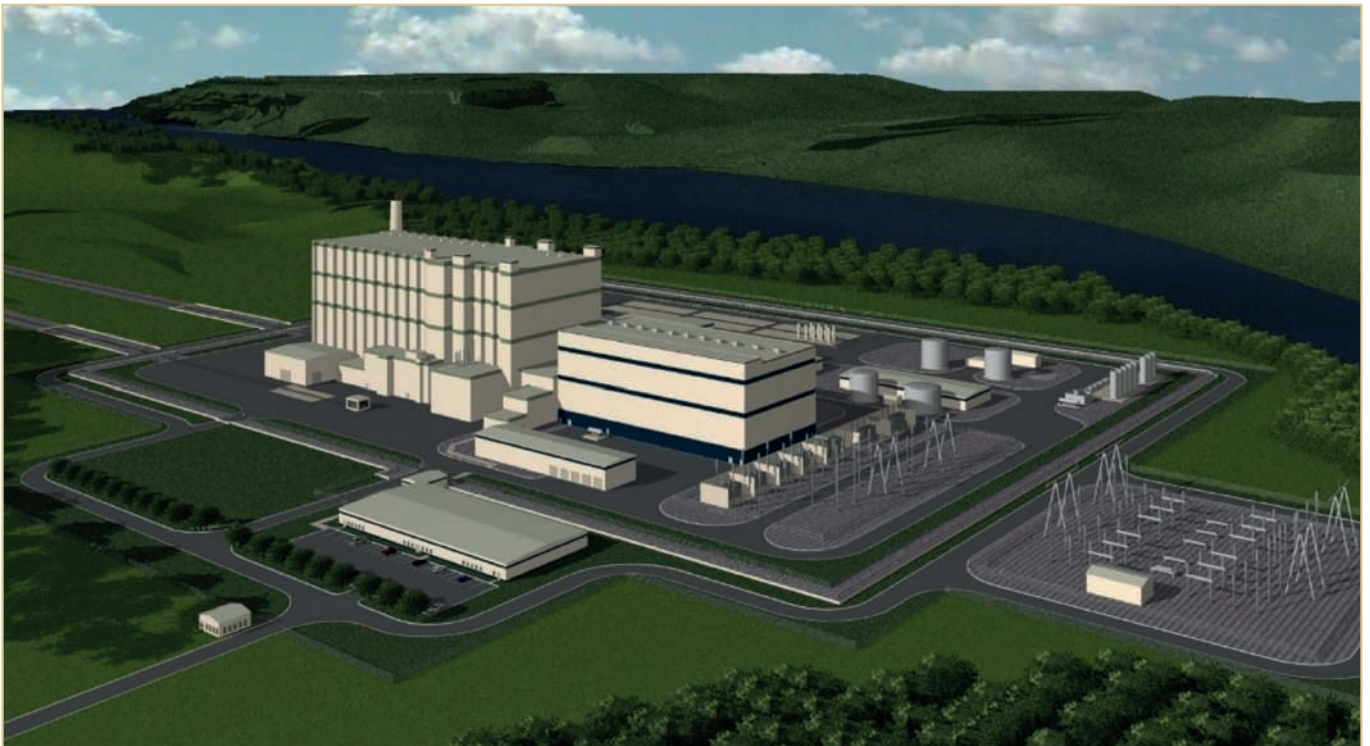
SMR podría resultar en evitar la emisión de 15.000 millones de toneladas de CO₂ desde ahora hasta el año 2050, ayudando al cumplimiento de los objetivos medioambientales establecidos y acordados internacionalmente. Como comparación, en 2021 las emisiones mundiales de CO₂ fueron superiores a los 33.000 millones de toneladas.

Reactores Modulares Pequeños

La industria tiene un gran interés en diseños de reactores orientados a producir electricidad y vapor de proceso industrial, así como hidrógeno mediante centrales nucleares de diseño modular y pequeña potencia unitaria, motivada por el deseo de reducir los costes de inversión directa, simplificar el licenciamiento y los períodos de construcción y hacer posible que las unidades puedan estar alejadas de las grandes redes de transporte.

Los Reactores Modulares Pequeños tienen la ventaja de una menor necesidad de capital en la inversión

Figura 1. Representación esquemática de una central equipada con un SMR Natrium



Fuente: TerraPow

inicial, su escalabilidad y la flexibilidad en la elección de los emplazamientos, en particular áreas remotas, en los que no sea posible construir reactores tradicionales más grandes.

Un factor adicional que impulsa el desarrollo de este tipo de reactores es que, debido a las pequeñas potencias que se consideran y a su carácter modular, **es posible producirlos en fábrica con todas las ventajas que esto conlleva en cuanto a calidad de fabricación, facilidad de licenciamiento y estandarización**, con lo cual se enviarían al emplazamiento ya completas y listas para alcanzar la potencia deseada añadiendo módulos adicionales, que podrían recargarse y mantenerse independientemente. También podrían utilizarse las ventajas de

la modularidad para plantas de desalación o en ubicaciones remotas.

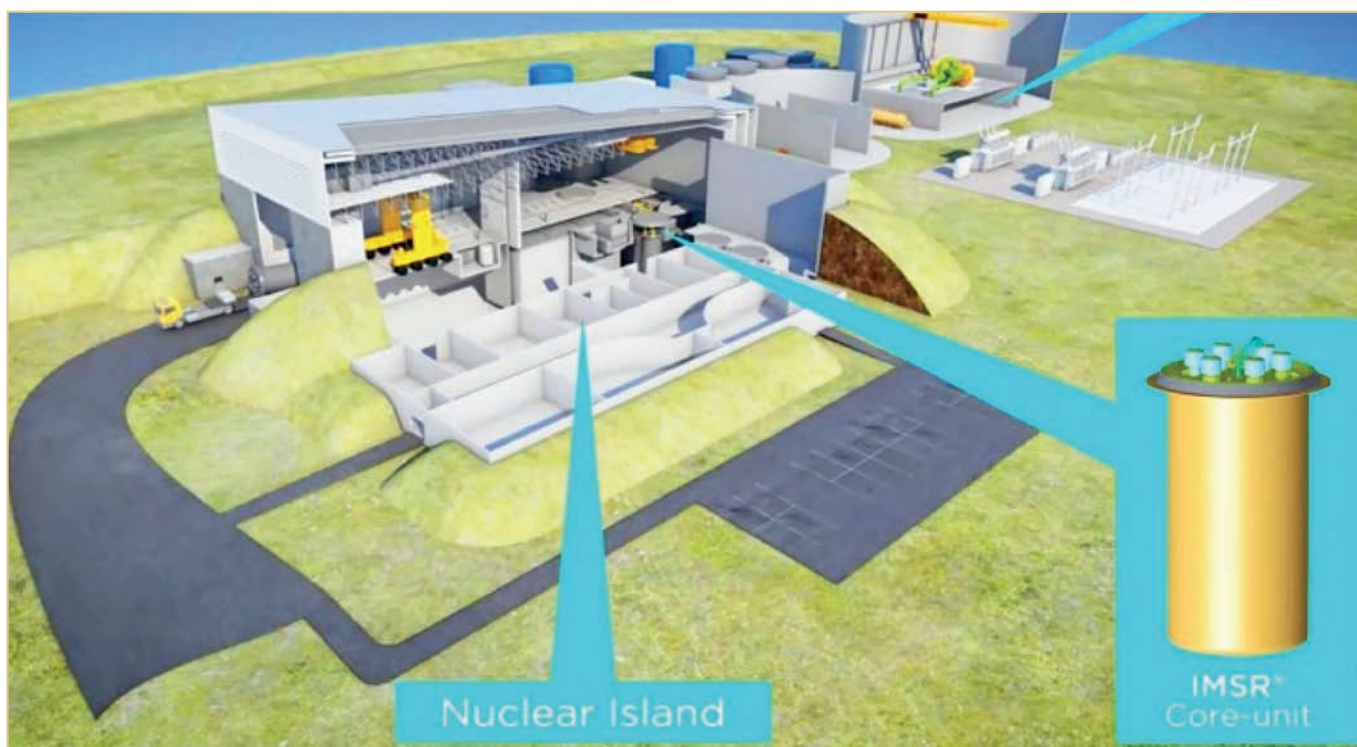
Los SMRs simplifican el diseño y se producen en fábrica, por lo que se ahorra en costes y tiempo, y tienen seguridad inherente

En general, **los proyectos de los SMR se basan en la simplicidad de diseño, la producción en fábrica con la economía de escala asociada, ahorros de costes y tiempo y la eliminación de errores y cambios durante la instalación en el emplazamiento, al tiempo que presentan un alto nivel de seguri-**

dad inherente y utilización de medios pasivos, como la gravedad para accionar los sistemas de seguridad o la convección para la transmisión y evacuación de calor. Algunos de ellos están igualmente diseñados para instalación total o parcial subterránea, con el objeto de reducir el riesgo de ataques terroristas. Otra ventaja es su menor necesidad de refrigeración, lo cual es importante desde el punto de vista de la optimización de los recursos hídricos.

Varios fabricantes y los organismos reguladores de distintos países **ya han iniciado el proceso de licenciamiento genérico**, incluso en fábrica, antes de enviar el reactor completo al emplazamiento, a fin de verificar la certificación del diseño y los procesos de autorizaciones de construcción y operación.

Figura 2. Esquema del *Integral Molten Salt Reactor (IMSR)*



Fuente: Terrestrial Energy

Aspectos básicos comunes a los diseños de los SMRs

A continuación se destacan los aspectos básicos y comunes a los diferentes diseños de los SMRs que resumen el atractivo de los mismos, tanto para aplicaciones para la generación de electricidad como industriales.

- Modularidad:** Se refiere a la **capacidad de completar el sistema replicando módulos unitarios** y producir una gran parte de los componentes del sistema de generación de vapor nuclear (*Nuclear Steam Supply System* – NSSS, por su denominación y siglas en inglés) en fábrica y su traslado en conjuntos ya montados al emplazamiento para su instalación. El premontaje en fábrica – con las ventajas que conlle-
 - va en cuanto a calidad de fabricación, facilidad de licenciamiento y estandarización– permite enviar los conjuntos al emplazamiento ya completos y listos para alcanzar la potencia deseada añadiendo unidades modulares y ensamblando la salida del vapor u otro fluido activo al ciclo turbina-generator, con una reducción sustancial de los tiempos de construcción y sus costes asociados.
 - Reducción de costes:** Los componentes modulares y su fabricación estandarizada pueden **reducir la duración y los costes de su construcción.**
 - Menor necesidad de capital en la inversión inicial:** Debido a los costes de capital inferiores, **los costes de inversión son menores** en comparación a los de los grandes reactores.
- Flexibilidad en la elección del emplazamiento:** Pueden proporcionar electricidad para aplicaciones en las que no se necesiten grandes unidades o en **emplazamientos que carezcan de la infraestructura necesaria para una gran unidad.** Pueden ser recomendables para mercados eléctricos pequeños, zonas aisladas, redes pequeñas, emplazamientos con superficie y/o refrigeración limitada.
- Aumento de eficiencia:** Pueden acoplarse con otras fuentes de energía, incluyendo renovables y térmicas fósiles, para **compatibilizar los recursos y obtener mayores rendimientos y**

diversos productos energéticos finales, al tiempo que se incrementan la estabilidad y la seguridad de las redes.

- **Diversidad de aplicaciones:** Algunos de los diseños podrán producir calor de proceso a alta temperatura para su **aplicación directa en diversos procesos industriales:** cogeneración, desalación de agua del mar, producción de hidrógeno e hibridación.

Reactores Modulares Pequeños en fase avanzada de diseño

Actualmente existen más de 70 diseños diferentes de SMRs en distintas etapas de desarrollo, con características diferentes según su aplicación y propósito de uso. A continuación, se muestran varios ejemplos en fase avanzada de diseño.

En la actualidad existen más de 70 diseños diferentes de reactores modulares pequeños

Canadá

Canadá ha puesto en marcha el plan COG – SMR para el desarrollo, demostración y despliegue de reactores modulares pequeños para múltiples aplicaciones, para lo que ha formado un grupo con las empresas participantes en el programa nuclear canadiense de reactores convencionales (*Canadian Owners Group - COG*) que, junto con instituciones gubernamentales, comparten riesgos y beneficios tecnológicos y económicos dentro del denominado *Canada's SMR Action Plan* que incluye también al Go-

bierno Federal, las provincias y las comunidades locales, con el objetivo de implicar al máximo a la sociedad civil.

El programa COG - SMR pretende realizar una revisión del proceso regulador en Canadá; el desarrollo de documentos sobre seguridad física de las instalaciones, responsabilidad civil, etc.; el análisis de mercados para los SMR y el apoyo a las estrategias de penetración en los mismos; y las consideraciones relativas al suministro de combustible y a la gestión del combustible usado y los residuos radiactivos.

La compañía Terrestrial Energy está desarrollando el *Integral Molten Salt Reactor (IMSR)*, un diseño conceptual de SMR basado en la utilización de sales fundidas para su refrigeración que **no solamente servirá para la producción de electricidad, sino también de calor de alta temperatura para su utilización en otras aplicaciones industriales.**

Además, Ontario Power Generation (OPG), el mayor proveedor de electricidad de la provincia de Ontario, ha **seleccionado el diseño BWRX-300 de GE-Hitachi para construir el primer SMR en la central de Darlington**, el único emplazamiento canadiense que actualmente tiene licencia para la construcción de un nuevo reactor nuclear.

China

China, el país que más unidades nucleares construye actualmente en el mundo, también está desarrollando un ambicioso programa de Reactores Modulares Pequeños. Tras la obtención de las correspondientes autorizaciones de los organismos reguladores y administrativos, en julio de 2021 dio comienzo la construcción de un reactor de demo-

Figura 3. Detalle del reactor ACP-100



Fuente: China Nuclear National Corporation

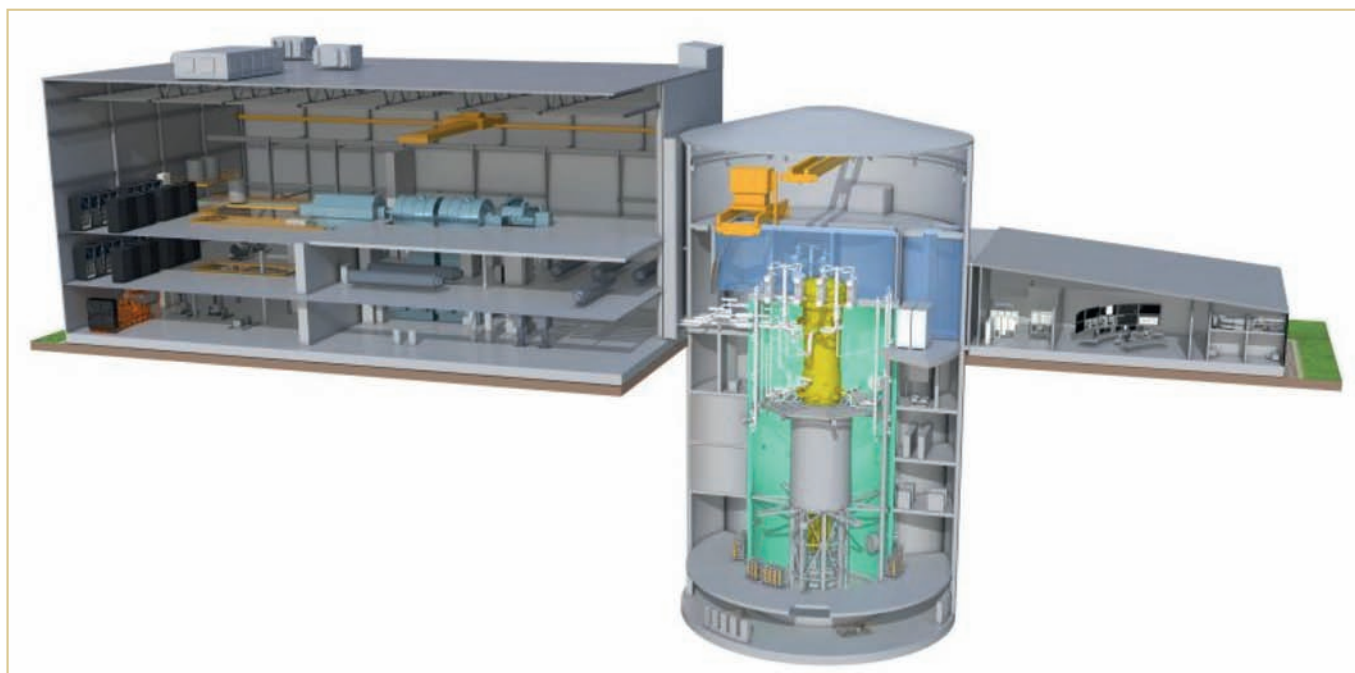
ción de diseño ACP-100, en Changjiang en la provincia de Hainan. Este reactor de agua a presión de 125 MWe –también denominado Clase Linglong– se ha diseñado para la producción de electricidad, vapor industrial y desalación de agua de mar, así como para alimentar redes de calor y frío y la producción de hidrógeno. Está prevista su entrada en servicio en mayo de 2025.

Este diseño utiliza 57 elementos combustibles y se basa en la tecnología del reactor ACP-1000. Incorpora sistemas de seguridad pasiva, así como generadores de vapor integrales, y su instalación puede ser subterránea.

Estados Unidos

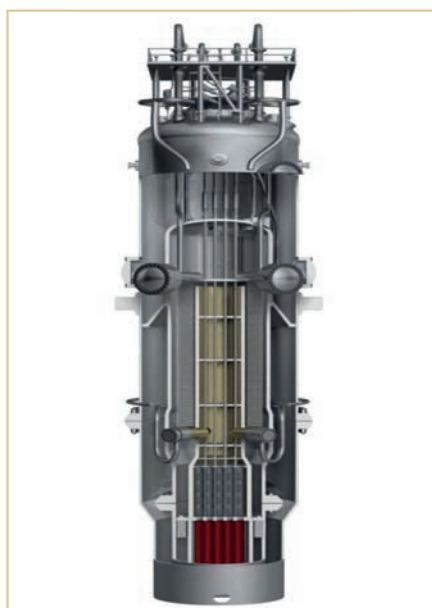
El reactor BWR-X-300 de General Electric Hitachi (GEH) se basa en la experiencia evolutiva de sus distintos

Figura 4. Esquema del reactor BWR-X-300



Fuente: GE Hitachi

Figura 5. Reactor SMR de NuScale



Fuente: NuScale

diseños de reactores de agua en ebullición. Resultan en una vasija muy compacta que se puede preparar en fábrica, con una potencia de 300 MWe.

El reactor de la empresa NuScale se basa en módulos de 60 MW, con unas dimensiones de 23 m x 5 m, que dentro de una vasija de presión contienen el reactor, el generador de vapor y el presionador. Este módulo va sumergido en una piscina con agua. Los factores de seguridad pasivos incluyen circulación de refrigerante por convección que permite una refrigeración indefinida sin acción del operador ni dependencia de la alimentación exterior o reposición de agua exterior.

El reactor Natrium –iniciativa conjunta de TerraPower, compañía estadounidense fundada por Bill Gates en 2006, y GE Hitachi Nuclear Energy–

representa un nuevo concepto para la generación y el almacenamiento de energía, hibridando un reactor rápido refrigerado por sodio con un sistema de almacenamiento de sales fundidas.

Simplifica los tipos de reactores hasta ahora existentes, ya que todos los equipos no nucleares –mecánicos, eléctricos y otros– se emplazan en edificios separados, lo que reduce la complejidad de la instalación y su coste. Además, **la mayor parte de los componentes de la planta se fabricarán según los estándares industriales** y se reducirá en un 80%, respecto a los grandes reactores actuales, el hormigón de clase nuclear necesario.

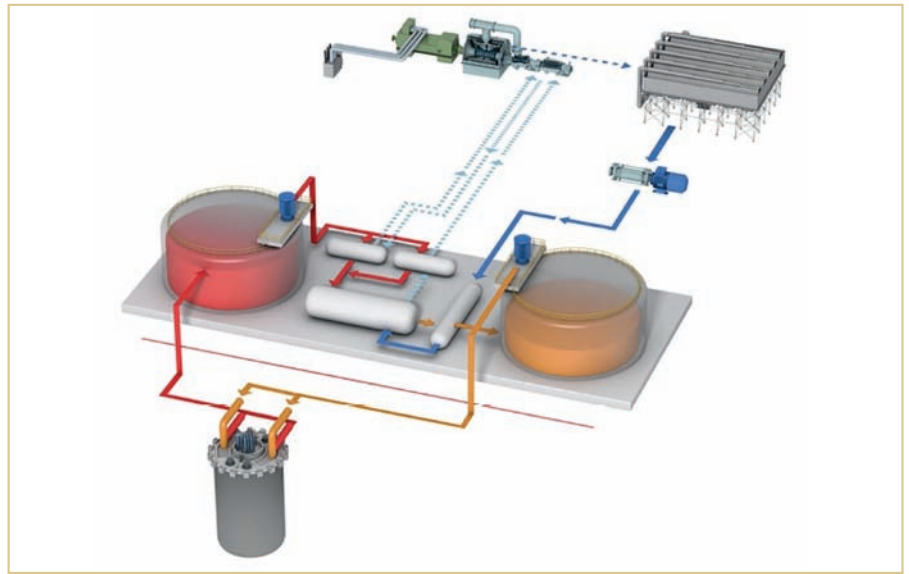
Por otra parte, **el reactor –del tipo de onda de propagación (Travelling Wave Reactor - TWR)– utiliza uranio empobrecido o uranio natural como**

combustible y tiene una potencia de 345 MWe. El innovador sistema de almacenamiento térmico será capaz de aumentar la potencia de salida hasta 500 MWe con una gran flexibilidad de operación y seguimiento de carga durante más de cinco horas y media, lo que permite su integración en sistemas y mercados con una importante penetración de producción eléctrica de origen renovable.

Una primera unidad dispondrá de permiso de construcción en agosto de 2023, estando prevista la puesta en servicio antes de 2030. El emplazamiento elegido es una central de carbón que se va a retirar del servicio, en Kemmerer (Wyoming, Estados Unidos).

Por su parte, **el diseño de Westinghouse es un reactor de agua a presión** cuyo módulo básico tiene una potencia térmica de 800 MWt equivalentes a una potencia eléctrica de 225 MWe, que integra todos los sistemas del circuito primario dentro de la vasija de presión. **Utiliza sistemas de seguridad pasivos** –que permiten la parada

Figura 6. Disposición esquemática de un SMR Natrium



Fuente: TerraPower

automática del reactor y la eliminación del calor residual– y componentes probados en el diseño y construcción de reactores avanzados AP-1000 para reducir el número de equipos, **incrementar al máximo la seguridad y acortar el proceso de licenciamiento.**

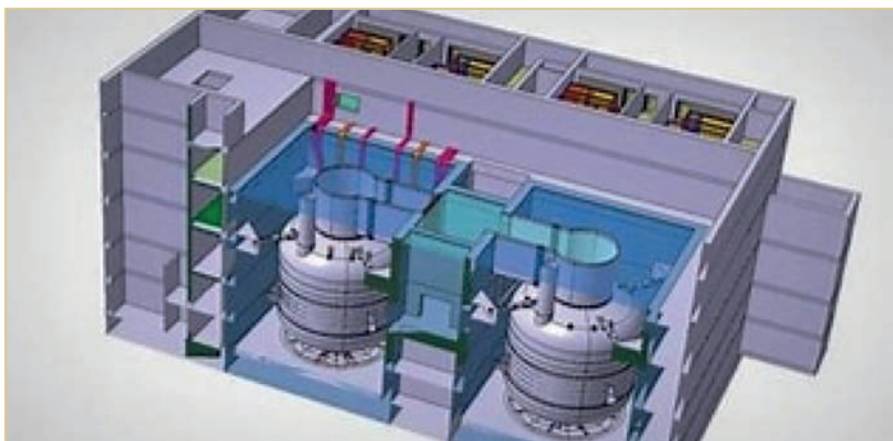
Otras características básicas son la necesidad de menor cantidad de combustible, lo que reduce el inventario de radiactividad; la posibilidad de enterrar la contención para aumentar la protección física y radiológica; y el poder hacer seguimiento de carga de modo flexible.

Figura 7. Diseño conceptual de una central con reactores SMR de Westinghouse



Fuente: Westinghouse

Figura 8. Módulo del reactor Nuward y su edificio de contención



Fuente: CEA

Francia

El Presidente Macron anunció en noviembre de 2021 el plan "France 2030", que incluye importantes asignaciones presupuestarias dedicadas al desarrollo de nueva potencia nuclear.

De esta forma, **Francia ha intensificado su participación en el proyecto Nuward, consistente en reactores de 170 MWe que se pueden agrupar en bloques.** La compañía eléctrica estatal EDF lidera en este proyecto a un consorcio de empresas al que presta su apoyo

tecnológico el *Comissariat à l'Énergie Atomique* (CEA).

Reino Unido

El **diseño de Rolls Royce se ha pensado para una instalación semienterrada.** Se basa en módulos de 220 MW que se pueden acoplar para los niveles de potencia deseados y reducirían a menos de cinco años el período de construcción. El reactor es tan compacto (16 m de largo y 4 m de diámetro) que se puede transportar por camión, tren o incluso barcas.

Reactores Modulares Pequeños en operación

China

La **compañía China Huaneng Group anunció a finales del año 2021 la primera criticidad y conexión a la red de un reactor del tipo HTR-10,** configurado sobre una base cerámica refrige-

Figura 9. Representación conceptual del transporte en camión de un reactor SMR



Fuente: Rolls Royce

Figura 10. Emplazamiento del reactor HTR-10 en la central de Shidao Bay



Fuente: Tsinghua University

rada por helio y de 200 MWe de potencia eléctrica, que utiliza este combustible y es modular. Está situado en la central nuclear de Shidao Bay, en la provincia de Shandong, en el nordeste del país, y es

el primer reactor SMR terrestre en el mundo.

Este reactor combina características de los reactores HTR de alta temperatura y de los

modulares pequeños. **Al estar refrigerado por helio no depende del agua de refrigeración y, por tanto, se puede instalar en ubicaciones en las que no exista disponibilidad de agua** para estos efectos.

Figura 11. Akademik Lomonosov, primera central nuclear flotante del mundo



Fuente: Rosatom

Rusia

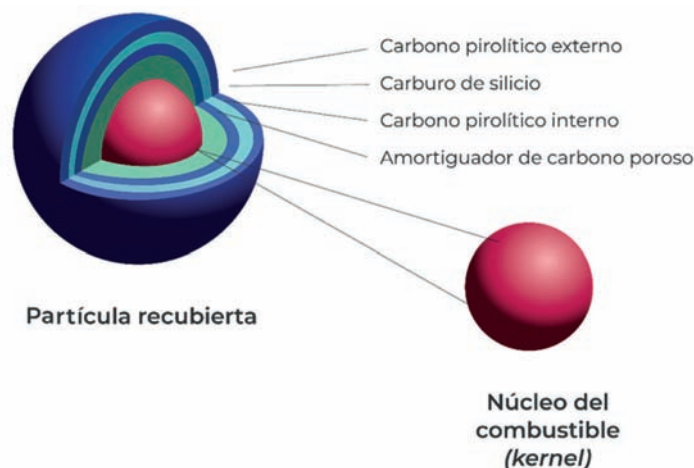
Como ejemplo de reactor SMR ya en funcionamiento y con respecto a aplicaciones en lugares remotos, en mayo de 2020 se puso en servicio en la región de Pevek (Siberia Oriental) una unidad móvil de baja potencia, consistente en una barcaza con dos reactores modu-

lares de diseño ruso Rosatom, de 35 MW cada uno, del tipo KLT-40C, y dos turbogeneradores de vapor. Akademic Lomonosov constituye la primera central nuclear flotante del mundo para la producción de electricidad. También podría convertirse en una planta de desalación con capacidad para producir 240.000 m³ de agua diarios.

Akademic Lomonosov, en Rusia, es la primera central nuclear flotante del mundo y también el primer SMR que se puso en funcionamiento

Optimización del combustible nuclear

El ciclo de combustible nuclear basado en la experiencia adquirida con el reactor de muy alta temperatura (*Very High Temperature Reactor* - VHTR) utiliza partículas muy pequeñas de uranio, carbono y oxígeno que constituyen el núcleo del combustible (*kernel*). Se encapsulan con tres capas de carbono y material cerámico –lo cual las hace extremadamente resistentes a transitorios operacionales– integrándose en una matriz de grafito. Técnicamente se conocen como partículas de combustible tri-estructural isotrópico y se las denomina TRISO. Se pueden fabricar en forma de cápsula cilíndrica o de pequeñas bolas esféricas (*pebbles*).



La estructura del núcleo consiste en bloques de grafito, dispuestos como un prisma –como en el reactor japonés HTTR (*High Temperature Engineering Test Reactor*)– o en forma de lecho de esferas (*pebble bed*) –como en el reactor chino HTR-10 (*High Temperature Gas-Cooled Reactor - Pebble-bed Module*)–, refrigerados por helio. La baja densidad de potencia del diseño del núcleo del reactor facilita la utilización de sistemas pasivos de eliminación del calor latente de desintegración. ■

El desarrollo de la eólica marina en España es una oportunidad de desarrollo estratégico para nuestra economía, creación de nuevos empleos y sinergias con otras actividades industriales de nuestro país

Tomás Romagosa

Director Técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

- En España contamos con la cadena de valor completa y las infraestructuras necesarias para abordar el desarrollo de la eólica marina en nuestras costas y ser un referente internacional en tecnología de eólica marina flotante. Tenemos una posición privilegiada como primer desarrollador de prototipos de eólica marina en el mundo, unas infraestructuras portuarias con gran potencial como *hubs* logísticos y una industria naval que ya viene diversificando su actividad hacia la construcción de estructuras marinas y buques de apoyo a los parques eólicos marinos.
 - Es urgente disponer de un marco regulatorio actualizado y de una planificación concreta en el medio y largo plazo, que active en los próximos meses los trabajos de desarrollo de los parques que estarán en funcionamiento en 2029. Los trabajos de desarrollo implicarán puestos de trabajo en ingeniería, estudios, planificación industrial, consultoría ambiental, prestación de servicios desde las comunidades costeras, generando además un componente de empleo inducido muy significativo.
- El impulso de las renovables a nivel global es tan urgente como necesario para disminuir la dependencia del exterior, abaratar la electricidad y contribuir en la lucha contra el cambio climático.
- En el caso de España, para cumplir con este objetivo a corto plazo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) indica un contingente asignado a la eólica a 2030 de 50,3 GW. El sector eólico considera que este objetivo debería incrementarse a 63 GW eólicos. Dentro de este nuevo objetivo, se identifican retos específicos como la instalación de 3 GW de eólica marina, 9,5 GW de eólica terrestre dedicada a producir hidrógeno renovable o 15 GW de potencia a repotenciar. Si conseguimos cumplir los objetivos, el empleo eólico se duplicará, superando los 60.000 empleos al final de esta década.
- El sector eólico español dispone de las herramientas para lograrlo: tenemos el 100% de la cadena de valor industrial y tecnológica, con más de 250 centros industriales y un liderazgo internacional en I+D. Somos el 6º país a nivel mundial en el desarrollo de patentes y el 1º país en el desarrollo de prototipos de eólica marina flotante. Contamos, en la actualidad, con una potencia instalada de más de 29.500 MW, repartidos en prácticamente todas las comunidades autónomas, y somos la primera tecnología ya en nuestro sistema energético.
- Para que la eólica en España siga avanzando, es fundamental que aprovechemos la oportunidad que supone para nuestro país el desarrollo de eólica marina, presentando un elevado potencial para transformar el sistema energético nacional y contribuyendo a la diversificación de las fuentes de energía renovable.
- La eólica marina en España pone de relieve la importancia de aprovechar un viento mejor que el de tierra. Esta tecnología constituye una fuente de energía ilimitada, limpia y renovable. El elevado recurso eólico disponible se ve favorecido por la existencia

de velocidades de viento más constantes, así como de una menor intermitencia, que permiten que las turbinas eólicas estén generando electricidad más tiempo. De esta manera, el factor de capacidad de la eólica marina es más alto que el de otras tecnologías renovables, superando en más de un 30% el de su homólogo terrestre.

En el caso de España, la existencia de una escasa plataforma continental convierte a la tecnología eólica marina flotante en una herramienta clave para aprovechar el recurso eólico a lo largo de más de 6.000 km de la costa española.

Además, su desarrollo presenta un elevado potencial para contribuir positivamente al desarrollo industrial y de la economía española. En España existe un fuerte tejido industrial enfocado al desarrollo de esta tecnología, con un marcado carácter exportador, procedente del liderazgo y experiencia adquirida durante los más de 20 años de implementación de eólica terrestre y de las sinergias con otros sectores, además de las experiencias adquiridas en el extranjero en el ámbito marino por empresas españolas. De hecho, son varios los astilleros nacionales que han participado en la construcción de las estructuras flotantes para algunos de los proyectos de eólica marina flotante más importantes del mundo.

El desarrollo de la eólica marina supone un impulso de los sectores estratégicos con los que presenta sinergias, como la construcción naval y los astilleros, la industria marítima auxiliar y de gestión portuaria, la ingeniería civil y consultoría, la industria de la construcción, así como la industria del metal, etc. Para estos sectores, la eólica marina se ha convertido en un mercado protagonista en sus estrategias de diversificación de negocio.

España se posiciona como segundo país de Europa y décimo del mundo en actividad del sector de la construcción naval. Asimismo, se posiciona como el tercer país de la Unión Europea en número de astilleros en operación, concentrando la mayor parte de su actividad en Galicia, las Islas Canarias, Asturias y País Vasco. Con la expansión de la eólica marina, el papel de los puertos y astilleros nacionales puede evolucionar, convertirse en centros de construcción y operación de instalaciones de energía eólica marina.

España dispone, por tanto, de la cadena de valor completa del sector eólico marino y tiene la oportunidad de convertirse en un *hub* industrial y de desarrollo tecnológico en este ámbito, especialmente de la tecnología flotante. Esto permitirá contribuir a alcanzar los objetivos energéticos y climáticos establecidos por el país, teniendo un impacto macroeconómico positivo gracias a la creación de empleo cualificado, aumento de las exportaciones y el crecimiento del PIB nacional.

La “Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España” del Ministerio de Transición Energética y Cambio Climático

La Hoja de Ruta de la Eólica Marina y Energías del Mar en España, publicada en diciembre de 2021 por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, establece un marco para el despliegue de la eólica marina, coordinando la ordenación del espacio físico, el acceso y conexión a la red eléctrica y el modelo de negocio. Con un claro enfoque industrial —hacia el fortalecimiento de las capacidades industriales y la cade-

na de valor— la Hoja de Ruta establece como objetivos a alcanzar en 2030 una potencia instalada de eólica marina de hasta 3 GW, generando un efecto tractor sobre un sector industrial sostenible de vanguardia, que ya cuenta con un posicionamiento líder a nivel mundial, pero que necesita este mercado local para consolidar su competitividad en el ámbito de la eólica marina flotante. Adicionalmente, la visión a largo plazo sobre el escenario de eólica marina en España indica la potencialidad que tiene nuestro país para alcanzar 17 GW en 2050.

La Hoja de Ruta, de igual modo, vela por la ambición de España en materia de I+D+i ya que, de cumplirse sus objetivos, permitirá a nuestro país consolidarse aún más como un polo de referencia para el desarrollo tecnológico, I+D+i y pruebas de prototipos y soluciones de eólica marina en general y en flotante en particular.

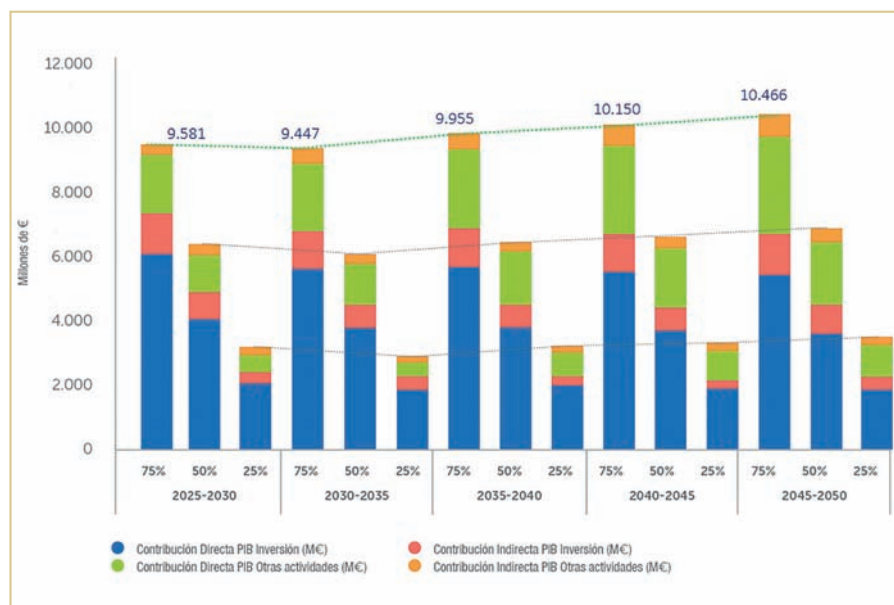
Coherente con el *Marco Estratégico de Energía y Clima*, que da las señales regulatorias y económicas que aportan estabilidad y marcan la dirección del país hacia la neutralidad climática, la Hoja de Ruta define los objetivos de penetración de la energía eólica marina, así como las líneas de actuación más adecuadas y eficientes para alcanzarlos a 2030.

La Hoja de Ruta resalta la posición idónea en la que se encuentra España para el desarrollo de la eólica marina, tanto a nivel comercial como de investigación y desarrollo, gracias a su situación geográfica, extensión de costas y disponibilidad de recurso eólico, unido a la potente cadena de valor industrial y el ecosistema tecnológico y de investigación que dispone.

Cobra especial importancia el objetivo de alinear y coordinar las zonas desig-

El desarrollo de la eólica marina en España es una oportunidad de desarrollo estratégico para nuestra economía, creación de nuevos empleos y sinergias con otras actividades industriales de nuestro país

Figura 1. Resumen de la contribución al PIB de la industria eólica marina en cada periodo quincenal, desde 2025-2030



- Incorporar la sostenibilidad ambiental y social en el despliegue de las tecnologías marinas, definiendo las zonas de menor impacto y utilizando las instalaciones *offshore* como herramientas para la monitorización, análisis y aprovechamiento de datos sobre el entorno marino costero. Se conseguiría, de esta manera, mejorar el conocimiento del medio marino, la evolución de su estado y el impacto sobre este de las instalaciones de eólica marina.

Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España

Recientemente, AEE ha presentado el Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España. Esta publicación comprende los principales indicadores de impacto macroeconómico del desarrollo de la eólica marina, con un claro enfoque hacia la oportunidad que supone para la industria eólica, naval y portuaria existente en España. Algunos de los principales indicadores del Libro Blanco son los siguientes:

- **Contribución directa PIB.** Para el periodo 2025-2030 la aportación directa al PIB sería de 6.116 millones de euros, considerando un escenario realista en el que un 75% de las actividades se desarrollen en España. Adicionalmente, se sumarían 1.860 millones de euros relativos a las actividades como Operación y Mantenimiento, construcción de buques, etc. En total, en este periodo, la aportación del desarrollo de eólica marina supondrá 9.581 millones de euros y esta cifra se irá incrementando en los sucesivos periodos hasta llegar al periodo 2045-2050 con una aportación de 10.466 millones de euros (Figura 1).

nadas para eólica marina en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) con la *Planificación de la Red de Transporte 2021-2026* y la Estrategia de Transición Justa, al considerar a la eólica marina como vector clave para el desarrollo socioeconómico de las regiones costeras más desfavorecidas.

Por último, plantea un enfoque integrador que contempla el despliegue de las instalaciones renovables en el mar en sintonía con las actividades pesqueras y fomentando su participación durante el desarrollo de los proyectos.

Objetivos de la Hoja de Ruta

Los objetivos que se han establecido en la Hoja de Ruta para la eólica marina han sido:

- Establecer un marco para el despliegue de la eólica marina, coordinando la ordenación del espacio físico, el

acceso y conexión a la red eléctrica y el modelo de negocio. Esto permitiría alcanzar en 2030 una potencia instalada de eólica marina objetivo de 1 a 3 GW, en consonancia con los objetivos a nivel europeo (60 GW de eólica marina para 2030 y 300 GW para 2050, definidos en la *Estrategia UE sobre las Energías Renovables Marinas*).

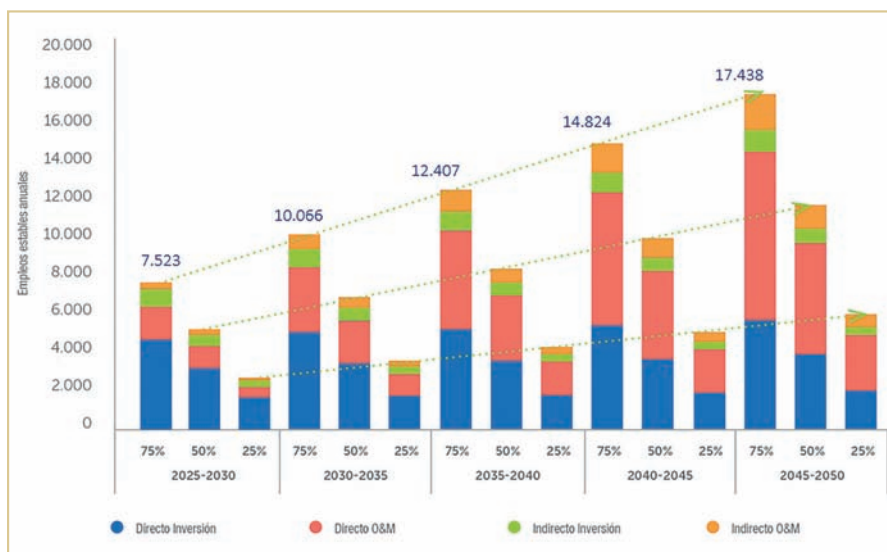
- España como polo de referencia para el desarrollo tecnológico, I+D+i, y pruebas de prototipos y soluciones de eólica marina en general y en flotante en particular. Se acompaña este objetivo de un marco de apoyo que incrementa la inversión pública en I+D+i.
- Consolidación y fortalecimiento de las capacidades industriales de la cadena de valor del sector eólico marino español para continuar siendo un referente internacional y europeo, con una perspectiva de economía circular.

- **EMPLEO.** La eólica marina en España generará 7.523 nuevos empleos en el periodo de 2025-2030 y para el periodo 2045-2050 se estima un número de 17.438 profesionales especializados en eólica marina (Figura 2).

En la presentación del Libro Blanco de la Industria Eólica Marina se incluye un prólogo de la Ministra de Industria, Comercio y Turismo, Reyes Maroto, donde afirma "España dispone actualmente de un tejido industrial y de unas infraestructuras logísticas capaces de absorber la práctica totalidad de la cadena de valor de la industria eólica marina. Este Libro Blanco ofrece un repaso exhaustivo del entorno internacional, los marcos regulatorios y las previsiones de evolución en el horizonte 2030, así como las tecnologías y proyectos en desarrollo y de los principales actores del sector. Será, sin duda, un documento de referencia para conocer los desafíos de este sector y las oportunidades industriales que aporta a nuestro país".

El Libro Blanco marca una serie de principales retos que hay que abordar en el corto plazo. Juan Virgilio Márquez, Director General de AEE, en la presentación del documento repasa los principales retos como el urgente desarrollo de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) y un marco regulatorio específico para la eólica marina con un enfoque industrial. En paralelo, es necesario establecer un calendario y objetivos para la eólica marina, que facilite la inversión y ofrezca visibilidad para el desarrollo de esta tecnología en el país. Además, no podemos dejar de priorizar el necesario consenso social y de corresponsabilidad para hacer posible la convivencia de la eólica marina con otras actividades de nuestra costa.

Figura 2. Resumen del impacto en el empleo de la industria eólica marina. Número de empleos equivalentes anuales en el periodo 2025-2050



En las conclusiones del Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España se incluye una valoración del impacto de esta tecnología durante el periodo 2025-2050, que equivaldría a 49.607 millones de euros de PIB. Respecto al empleo, se incrementará paulatinamente hasta los 17.438 empleos anuales para 2045-2050.

España no puede perder esta oportunidad

Nuestro país debe aprovechar sus excepcionales ventajas derivadas de su geografía y estructura empresarial para desarrollar un sector eólico marino flotante líder a nivel global. Disponemos de los principales factores necesarios para desarrollar una potente industria eólica marina flotante:

- Amplia longitud de costa y recurso eólico.
- Principales agentes a nivel mundial de construcción naval, desarrollo de pro-

yectos, fabricantes de equipos y componentes, y proveedores de servicios.

- Infraestructuras de primer nivel tanto portuarias como astilleros.
- Liderazgo en el desarrollo de prototipos de eólica marina flotante a nivel mundial.
- Profesionales de reconocida cualificación internacional en las industrias naval y eólica, y desarrollo de actividad en el entorno marino.
- Promotores e instituciones financieras líderes a nivel mundial en el desarrollo de instalaciones de energías renovables.

Por otro lado, para que España pueda aprovechar su posición y la oportunidad tecnológica, económica, social y ambiental que supone el despliegue de la eólica marina, debe avanzar en una serie

de ámbitos imprescindibles, a un ritmo competitivo con los países de nuestro entorno, entre los que podemos destacar: la ordenación del espacio marino, la regulación para la tramitación de los proyectos, el diseño de subastas y un calendario que proporcione visibilidad, además de una coordinación en el despliegue de la red necesaria.

La eólica marina en el mundo y previsiones de crecimiento

Otros países de nuestro entorno han apostado de forma decidida por la eólica marina. El mercado de eólica marina a nivel mundial ha crecido en la última década a una media anual del 22%, llegando a comienzos de 2021 hasta los 57,2 GW instalados de eólica marina, 28 GW de ellos en Europa.

Europa es la cuna de la eólica marina. El primer aerogenerador marino fue instalado en Nogersund, Suecia, en 1990. Un año más tarde, en 1991, en Dinamarca, se ponía en servicio el primer parque eólico marino comercial a una distancia de entre 1,5 y 3 km de la costa. A partir del comienzo del siglo XXI, las instalaciones de eólica marina han ido progresivamente aumentando gracias a la apuesta inicial que hicieron países como Reino Unido, Dinamarca y Alemania. En los últimos años y a medida que la tecnología avanzaba y se reducían los costes, cada vez más países han ido incluyendo la energía eólica marina dentro de sus sistemas eléctricos, estando actualmente presente en casi una veintena de países.

El año 2021 supuso un récord histórico, con un total de 21,1 GW de nuevas instalaciones que se conectaron a la red en todo el mundo. Durante 2021, China con 16,9 GW de nueva potencia fue el país

de mayor crecimiento. Europa, que hasta 2021 constituía el principal mercado de eólica marina en cuanto a volúmenes de instalación, pasó a ser la segunda región en nuevas instalaciones, con 3,3 GW.

América del Norte sólo cuenta con 42 MW, aunque se espera un crecimiento importante a partir de 2023. En su mayoría, estos parques eólicos marinos son de cimentación fija, pero ya hay numerosos países que empiezan a contar con parques eólicos marinos flotantes, como es el caso de Reino Unido (78 MW), Portugal (25 MW) y Noruega (3,6 MW), o que están desarrollándolos y los pondrán en servicio en los próximos años, como Francia (113,5 MW) y Noruega (88 MW).

En 2019 IRENA preveía un crecimiento significativo del mercado *offshore* a nivel mundial en las próximas tres décadas, incrementando la capacidad instalada hasta los 228 GW en 2030 y los 1.000 GW en 2050. La mayor parte de este crecimiento tendrá lugar en aguas asiáticas, principalmente en China, Corea, Japón, Indonesia, Filipinas y Vietnam, lo que permitirá que en el futuro Asia domine el mercado de la eólica marina con una potencia instalada superior a los 100 GW en 2030 y 600 GW en 2050. Las proyecciones para Europa, continente con la mayor capacidad instalada hoy en día, son de 78 GW instalados en 2030 y 215 GW en 2050.

Las previsiones de GWEC para el desarrollo de la eólica marina a nivel global son aun más optimistas, esperando una capacidad total de 270 GW en 2030, la mayor parte de ellos instalados en la segunda mitad de la década. Europa será la zona que mayor crecimiento experimentará en este periodo de tiempo.

Principales marcos regulatorios de referencia para el desarrollo de la eólica marina en Europa

A lo largo de la última década, varios países de la Unión Europea han ido adoptando distintas regulaciones, estrategias y planes de acción en los que la eólica marina ha ganado protagonismo a medida que su potencial se ha ido incrementando.

La promoción de proyectos renovables *onshore* implica la tramitación independiente de diversos aspectos como la disponibilidad del terreno, los permisos de acceso y conexión a la red, la tramitación administrativa, la declaración de impacto ambiental, la concesión de un régimen retributivo a la energía generada, etc. La eólica marina, por el contrario, presenta la singularidad de desarrollarse en un entorno marítimo muy acotado, de dominio público, y sometido a innumerables restricciones de usos y actividades, en el que "el terreno" es un bien escaso. Si a ello le sumamos, la escala de los proyectos, los elevados niveles de inversión requeridos y los largos plazos de tramitación, resulta **fundamental disponer de una regulación bien estructurada y coordinada, que permita garantizar el desarrollo ordenado y la ejecución de los proyectos.**

No todas las áreas del espacio marino pueden ser consideradas para el desarrollo de proyectos de energías renovables marinas. Algunos de los requisitos que deben cumplir son los siguientes:

- Disponer de elevado recurso eólico, que viabilice económicamente el parque eólico marino.
- Características físicas favorables, que viabilicen técnica y económicamente

las instalaciones. Entre los parámetros a tener en cuenta se encuentran las profundidades del emplazamiento, distancias a la costa, pendiente y características del fondo marino, etc. Las zonas alejadas de la costa y en aguas profundas conllevan intrínsecamente un aumento de la complejidad técnica de los proyectos, lo que se traduce en mayores costes de capital y de operación (CAPEX/OPEX) que incrementan directamente el coste de energía (LCOE).

- Permitir la coexistencia de la eólica marina con otros usos y actividades del espacio marítimo (biodiversidad, defensa, pesca, navegación, etc.). Esta planificación se lleva a cabo en los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM), los cuales definen las áreas donde podrán desarrollar las distintas actividades del mar, entre ellas las energías renovables marinas.

Generalmente, los países que han apostado por el despliegue de la eólica marina lo han hecho a través de procesos planificados de manera centralizada por la Administración. El método más utilizado ha sido la convocatoria de procesos de concurrencia competitiva, en los que se adjudica la reserva de zona (*leasing*) y el régimen retributivo, ya sea en procesos conjuntos o en subastas independientes.

Evaluación del potencial industrial, económico y social del desarrollo de la energía eólica marina en España

Reflejo de lo ocurrido a lo largo de las últimas décadas con el desarrollo de la eólica terrestre en España, el desarrollo tecnológico y la estabilidad normativa de la eólica marina en aguas nacionales permitirá el desarrollo de proyectos de concurrencia

competitiva, posibilitará el despliegue de la tecnología y generará crecimiento y ampliación del tejido industrial del conjunto de la cadena de valor. Además, supondrá un impacto, tanto directo como indirecto, donde se localicen sus instalaciones, que posibilitará la creación de vínculos y acuerdos con los emplazamientos marítimo-terrestre donde se desarrollen.

La actividad eólica brinda a España la oportunidad de crear un nuevo mercado donde se requiera la participación de sectores estratégicos, implicando así la ampliación de la cadena de valor en todo el ciclo de vida con una perspectiva de economía circular, diversificando las líneas de negocio propias y tradicionales de los agentes participantes con interés en esta tecnología.

La viabilidad técnica de la tecnología, así como la adecuación de la selección del emplazamiento donde se desarrollará la instalación, en función del dominio público marítimo-terrestre y la verificación del punto de conexión al sistema eléctrico, permitirá aportar visibilidad y minoración de riesgos en el medio y en el largo plazo, resultando atractivo para los inversores y beneficioso para los consumidores.

Las costas españolas y la actividad empresarial presente en el entorno muestran condiciones y capacidades óptimas, donde resalta el posicionamiento geográfico, cadena de suministro, infraestructura portuaria, competitividad de los costes de fabricación, entre otros.

Externalidades positivas de la energía eólica marina

La energía eólica marina, tanto fija como flotante, presenta diferentes ventajas para

la industria pesquera, el turismo y la industrialización general de las regiones locales.

En cuanto a la industria pesquera, los parques eólicos marinos se están convirtiendo en santuarios de conservación de la fauna marina. Si bien es cierto que la pesca está prohibida en las proximidades a los aerogeneradores por razones de seguridad evidentes, las estructuras marinas, ya sean fijas o flotantes, sirven para crear arrecifes artificiales. Estos arrecifes artificiales forman ecosistemas complejos donde estudios demuestran que albergan una gran cantidad de moluscos, como los mejillones, por ejemplo, que se alimentan del fitoplancton del agua. Las diferentes especies que habitan en estos arrecifes artificiales forman parte de una cadena alimenticia que a su vez atraen otras especies como peces o cangrejos.

En cuanto a la biodiversidad de peces existentes para su pesca y comercialización, se ha descubierto cómo algunas especies, como puede ser el bacalao, dado que prefieren los arrecifes artificiales a los naturales, han empezado a migrar a regiones con parques eólicos marinos. Por lo tanto, aunque la pesca en sí está prohibida en las zonas donde se sitúan los aerogeneradores marinos, éstos crean ecosistemas que atraen a una gran variedad de peces a la región que fomentan la pesca en sus alrededores. Los siguientes puntos resumen las ventajas que estos arrecifes artificiales provocan, también comúnmente conocido como *efecto reserva*, a la industria pesquera local:

- Disminución de la tasa de mortalidad de especies debido a la pesca.
- Incremento en el tamaño y abundancia de las poblaciones de especies.

- Recuperación de las características naturales de los hábitats.
- Recuperación de flora y fauna de interés no pesquero.

En la actualidad, en lugares donde no existen parques eólicos, los ecosistemas marinos se ven en ocasiones afectados por las prácticas de pesca activas que se llevan a cabo (pesca de arrastre, por ejemplo). De esta manera, se limita el uso de prácticas de pesca más agresivas y da lugar a otras actividades de pesca más sostenibles con la fauna marina.

No obstante, para fomentar una colaboración que pueda beneficiar al sector eólico marino y al pesquero, es importante que se establezca una comunicación transparente para que se puedan discutir diversas materias que puedan ocasionar posibles perturbaciones. Existen ejemplos de este tipo de interacciones en países donde la energía eólica marina está más desarrollada.

Finalmente, cabe destacar que, a diferencia de la mayoría de las instalaciones eólicas que existen en el resto de Europa que en casi su totalidad consisten en plataformas fijadas al lecho marino, España se podría beneficiar de las ventajas ambientales que conlleva la implantación de plataformas flotantes. Esto es debido a la escasa plataforma continental que existe en todo el litoral español y obligaría a construir plataformas flotantes. De este modo, el fondo marino se vería mucho menos afectado y el impacto medioambiental sobre el fondo marino sería menos nocivo.

Por otra parte, la energía eólica marina ha demostrado ser, en varios países europeos, un catalizador para el desarrollo

económico de las regiones locales. Cabe destacar en este aspecto la contribución de Reino Unido, y en especial de Escocia debido a su envidiable recurso eólico marino, que cuenta no solo con el primer parque eólico marino flotante del mundo, *Hywind Scotland* (30 MW de potencia instalada), si no que el pasado 17 de enero de 2022 anunció el desarrollo de 17 proyectos de energía eólica marina, con más de la mitad de la potencia a instalar (15 GW aproximadamente) flotantes.

La gran penetración de la eólica marina en Reino Unido ha fomentado que haya un impacto socioeconómico positivo en el país, y en especial en las zonas locales afectadas donde se han establecido empresas relevantes del sector pioneras en este tipo de tecnologías. De acuerdo con esto, Reino Unido, al igual que otros países como Estados Unidos o China, se han convertido en exportadores mundiales de este tipo de servicios.

En España, al contrario que en otras zonas de Europa, como en el Mar del Norte donde la plataforma continental permite la implantación de eólica marina fija dada la poca profundidad del mar, se necesita implementar tecnología eólica marina flotante que permita acceder a las grandes profundidades a las que está expuesta a lo largo de casi todo el litoral. Esto permitiría a España colocarse, junto a Reino Unido, por ejemplo, en un referente a nivel mundial en cuanto a tecnología eólica marina flotante. España ya dispone de experiencia suficiente en cuanto a tecnología eólica terrestre y cuenta con una gran industria de energía eólica que sería capaz de desarrollar este tipo de proyectos en sus mares.

La implantación de energía eólica marina acarrea una gran variedad de venta-

jas económicas para la región local. La industria pesquera se beneficia debido a la creación de arrecifes artificiales que atraen una gran variedad de peces a la región. La economía local se ve beneficiada dada la alta actividad económica e industrial que conlleva implementar un parque eólico, y además la región se puede convertir en un punto de referencia a nivel mundial si se trata de un parque eólico marino flotante, dado que esto conlleva el desarrollo de una tecnología que aún está en sus inicios y que tiene mucho potencial a nivel global.

Finalmente, el impacto paisajístico y turístico provocado por la implantación de un parque eólico marino podría verse minimizado mediante una buena planificación y promoviendo este tipo de tecnologías verdes que mitigan el cambio climático. Asimismo, el impacto paisajístico de un parque eólico marino flotante podría resultar inexistente al situarse a grandes distancias de las costas.

De igual modo, hay que trabajar en mejorar la aceptación social, tanto por parte de los sectores empresariales, como por parte de las administraciones e instituciones, para vencer el rechazo social que existe en algunos ámbitos geográficos. La eólica marina debe contar con la aceptación social de la ciudadanía. Este reto es responsabilidad de todos, las empresas, las administraciones y las propias comunidades locales, que deben sumar esfuerzos para seguir avanzando en la necesaria transición energética, que es sin duda la revolución social y económica del siglo XXI para todos nosotros. ■

Mercado Voluntario de Créditos de Carbono.

Una explicación sobre su funcionamiento

Araceli de Carlos Sebastián

Senior Climate Analyst de la División de Sostenibilidad e Innovación de Iberdrola
Red de Jóvenes del Club Español de la Energía

Introducción

Los **mercados de créditos de carbono** son sistemas de comercio a través de los cuales los gobiernos, empresas o individuos pueden vender o adquirir reducciones o absorciones de gases de efecto invernadero de actividades basadas en proyectos.

Funcionan de manera diferente a los sistemas de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés) y los impuestos al carbono. En lugar de exigir que las empresas paguen por emitir (principio de quien contamina paga), las organizaciones deciden de forma voluntaria si generar créditos de carbono negociables (y, por lo tanto, ingresos) al demostrar una reducción o absorción de carbono en relación con una línea de base¹.

La creciente ambición climática despierta un mayor interés por los mercados de créditos de carbono, que están en un claro proceso de maduración y crecimiento. En este contexto, este artículo busca ofrecer

una visión de su situación y las tendencias de futuro.

Funcionamiento del mercado

Definición de crédito de carbono

Un **crédito de carbono es un instrumento transferible, certificado por gobiernos o entidades privadas, que representa una tonelada equivalente de dióxido de carbono (tCO₂e)** generada por un proyecto que reduce, evita o absorbe emisiones frente a una línea de base. El comprador de un crédito puede "retirarlo" del mercado para reclamar el resultado subyacente hacia la consecución de sus propios objetivos climáticos. Permite por lo tanto a las empresas compensar o neutralizar las emisiones aún no eliminadas, en el marco de estrategias ambiciosas de reducción.

Los ingresos de la venta de créditos permiten el desarrollo de una amplia gama de

tipos de proyectos que de otro modo no serían económicos y no podrían financiarse con otros medios, contribuyendo a la mitigación global. Al mismo tiempo muchos de estos proyectos pueden:

- Contribuir a reducir el coste y escalar soluciones emergentes e innovadoras.
- Generar beneficios ambientales, sociales y económicos más amplios (ej. biodiversidad)
- Generar flujos transfronterizos de capital, especialmente hacia economías en desarrollo, que es donde se localiza una parte importante de los proyectos potenciales.

Tipos de proyecto

Los créditos se generan por una diversidad de proyectos distinguiendo dos clasificaciones principales, en función de la tipolo-

¹ The World Bank. 2022. "State and Trends of Carbon Pricing 2022" (May)

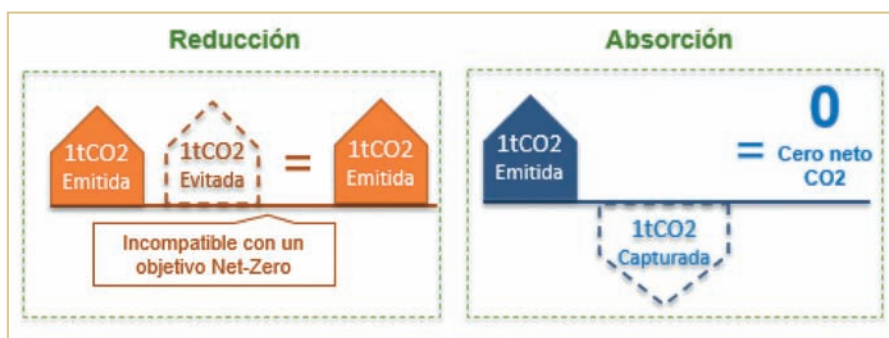
gía (naturales, tecnológicos) y su impacto climático:

- **Créditos de reducción y mantenimiento de sumideros** - contribuyen a detener el incremento de emisiones a nivel global y se derivan de proyectos que evitan o reducen emisiones respecto a una línea base. Pueden estar basados en soluciones tecnológicas (ej. proyectos de energías renovables, eficiencia energética) o naturales como es el caso de proyectos de reducción de las emisiones de la deforestación y la degradación forestal (conocidos por sus siglas REDD+).
- **Créditos de absorción** - procedentes de proyectos que retiran CO₂ de la atmósfera ya sean naturales (ej. reforestación o captura en suelos agrícolas) o tecnológicos como la captura directa de CO₂ en el aire (DAC por sus siglas en inglés) o como la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés).

La mayoría de los créditos disponibles en la actualidad representan emisiones "reducidas". En una estrategia de descarbonización, la compra de estos créditos sirve para compensar emisiones (el comprador genera una emisión, pero evita que se genere en otro sitio) y acelerar la acción climática global al viabilizar nuevos proyectos, pero no tienen encaje en estrategias de neutralización (cero emisiones netas) al no retirar CO₂ de la atmósfera. Por lo tanto, se incrementará el interés a medio plazo por créditos de "absorción" o "captura" de carbono.

Actualmente, las soluciones climáticas basadas en la naturaleza son las únicas op-

Figura 1. Categorías de créditos según impacto climático



ciones de captura de CO₂ maduras y disponibles a escala, y además llevan asociados importantes cobeneficios (ej. biodiversidad, etc.), pero conllevan riesgos de medición y permanencia y están sujetas a límites biofísicos. Las soluciones de ingeniería son actualmente mucho más costosas y en fase experimental, pero los costes pueden reducirse con el tiempo. Por lo tanto, las naturales tienen mayor potencial de mitigación en el corto y medio plazo si bien a medida que alcancen su pico de saturación (límites del sistema) será necesario que se complementen con las tecnológicas en el largo plazo.

Marco normativo y administrativo

Para que un proyecto pueda emitir créditos de carbono transferibles, debe **certificarse por un programa de acreditación o estándar**, de acuerdo con sus metodologías y un protocolo de contabilidad con su propio registro. Los programas pueden operarse por una entidad privada o por una administración pública (más control normativo), destacando los siguientes:

- **Programas regulados internacionales** establecidos en virtud de tratados in-

ternacionales: el Protocolo de Kioto regulaba el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) y el Acuerdo de París regula el nuevo Mecanismo de Desarrollo Sostenible del artículo 6.

- **Programas regulados domésticos** establecidos por gobiernos regionales, nacionales o subnacionales. Generan créditos para su uso en mecanismos regulados de precios de carbono (ETS e impuestos) como el *California Compliance Offset Program* aunque también pueden ser para demanda voluntaria como el Registro de Proyectos de Absorción de España².
- **Programas independientes** administrados por entidades no gubernamentales. Por volumen, destacan 4 estándares a nivel global: VCS de VERRA, Gold Standard, American Carbon Registry y Climate Action Reserve.

Los créditos pueden adquirirse con dos tipos de finalidades:

- **Cumplimiento** con obligaciones legales en acuerdos internacionales (ej. gobiernos para cumplir con Acuerdo de París

2 El Registro Español, creado por el Real Decreto 163/2014, facilita a las empresas la posibilidad de compensar toda o parte de su huella de carbono, mediante una serie de proyectos forestales ubicados en territorio nacional y validados por el Ministerio de Medio Ambiente.

Figura 2. Cadena de valor del mercado voluntario de créditos de carbono



Fuente: Elaboración propia

o aerolíneas para cumplir con CORSIA³). Además, bajo algunos sistemas regulados de precios de carbono se permite utilizar créditos para hacer frente a obligaciones de “pagar por emitir” sujeto a ciertos condicionantes (ej.: el ETS de California permite cubrir el 4% de las obligaciones con créditos).

- **De carácter voluntario** para cumplir con objetivos que pueden contemplarlos para neutralizar o compensar sus emisiones o como vía para contribuir financieramente a la mitigación global. La mayoría de las compras de créditos están impulsadas por una motivación voluntaria y han dado lugar a lo que se conoce como el **mercado voluntario de carbono (MVC)**, que opera en gran medida al margen del control gubernamental,

siendo la mayoría de los créditos emitidos por estándares privados.

En la práctica la frontera entre mercado de créditos voluntario y de cumplimiento es un tanto difusa, usándose a menudo el término de **mercado voluntario de créditos de carbono** como paraguas para las transacciones de créditos de carbono, independientemente del uso final⁴.

Cadena de valor

El promotor del proyecto asumirá la titularidad de los créditos que se generen y para ello deberá certificar su proyecto con un estándar reconocido que asegure su calidad y evite la doble contabilidad. Antes de poder generar créditos, los proyectos generalmente deben pasar un proceso que incluye la

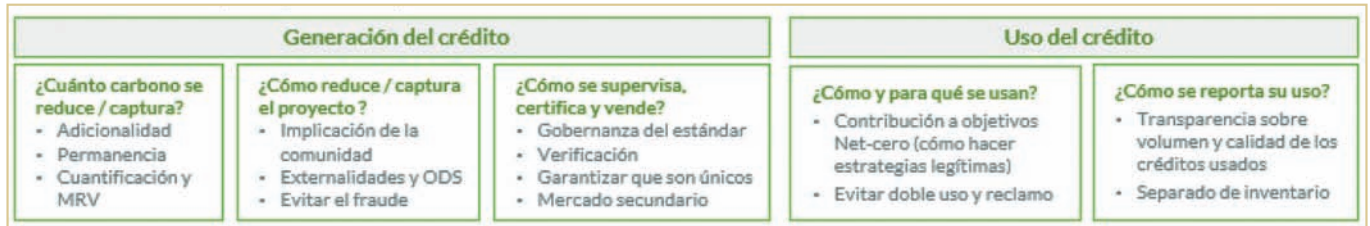
validación de su diseño, su inscripción en el registro del estándar y una verificación expost y periódica que acredite que se producen los resultados estimados durante la vida del proyecto.

Una vez emitidos pueden pasar por varios intermediarios antes de retirarse definitivamente del mercado por el comprador final para reclamar las reducciones/absorciones de emisiones subyacentes. En la decisión de compra es importante tener en cuenta que los créditos de carbono pueden ser muy variables en términos de tipo de proyecto, ubicación, cobeneficios y otros factores. A diferencia de los mercados regulados de carbono (ETS) que negocian derechos de emisión con precios y aspectos contractuales idénticos, en el mercado voluntario los compradores tienen más opciones,

3 CORSIA (Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), es una medida diseñada para compensar las emisiones de CO₂ de la aviación internacional (excluidas de los inventarios nacionales) para que el crecimiento a partir de 2021 sea neutro con respecto a una línea de base (85% de las emisiones de 2019). CORSIA no emite créditos como tal, pero establece unos protocolos para la aceptación y compra de créditos de otros estándares que podrán adquirir las aerolíneas.

4 En su mayoría, estas transacciones están motivadas por una motivación voluntaria (i.e. las empresas sometidas a una obligación de cumplimiento en un ETS eligen los créditos como opción permitida para cumplir).

Figura 3. Principales factores que determinan la calidad de los créditos



Fuente: Elaboración propia

pero al mismo tiempo deben realizar la diligencia debida para garantizar que los créditos cumplan con los estándares de calidad de su propia organización.

Criterios de calidad

Los diversos programas y normas de certificación implican en la práctica una amplia gama de tipos de créditos de carbono, generando diversos retos de funcionamiento (poca transparencia, fragmentación, complejidad, falta de credibilidad e incertidumbre regulatoria). Para abordarlos, están surgiendo múltiples iniciativas cuyo objetivo es asegurar unos niveles altos de calidad tanto en la oferta (generación y venta) como en la demanda (su uso se integra en estrategias creíbles y contribuye a la mitigación).

Criterios de calidad en la oferta

En la actualidad, los créditos deben adherirse a una serie de principios generales para garantizar su integridad ambiental y social⁵:

- **Reales y medibles:** basados en metodologías robustas, con salvaguardas y mecanismos de monitorización y verificación independiente.

- **Únicos** evitando la doble emisión, uso y reclamo.

- **Adicionales:** demostrando que la reducción/absorción no habría ocurrido sin el proyecto y el ingreso asociado de compensación, y que no sustituyen ni perjudican la ambición planificada de los gobiernos en su regulación.

- **Permanentes:** con mecanismos de control de riesgos de reversión y de reserva de emisiones para hacer frente a contingencias.

- **Evitar daños y buscar cobeneficios** en términos de clima, biodiversidad e impacto social y promover la búsqueda de sinergias y máxima aportación de cobeneficios con impacto en otros objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

Sobre la base de las mejores prácticas establecidas, diversas iniciativas buscan avanzar en un marco que sea más creíble, riguroso y de fácil acceso para identificar créditos de alta calidad. La más importante es el *Integrity Council for Voluntary Carbon Markets (IC-VCM)*⁶ que busca establecer los principios comunes que deben cumplir los créditos de carbono (*Core Car-*

bon Principles, por sus siglas en inglés) y los procedimientos para validar los estándares y metodologías que pueden emitir créditos “CCP” elegibles. Tras un periodo de consulta pública su publicación final está prevista para 2023.

Este marco deberá convivir con el que surja de la adopción de reglas bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, y de la posible necesidad de hacer ajustes correspondientes en la contabilidad del país emisor si autoriza su “retirada” en un país distinto.

Criterios de calidad en la demanda

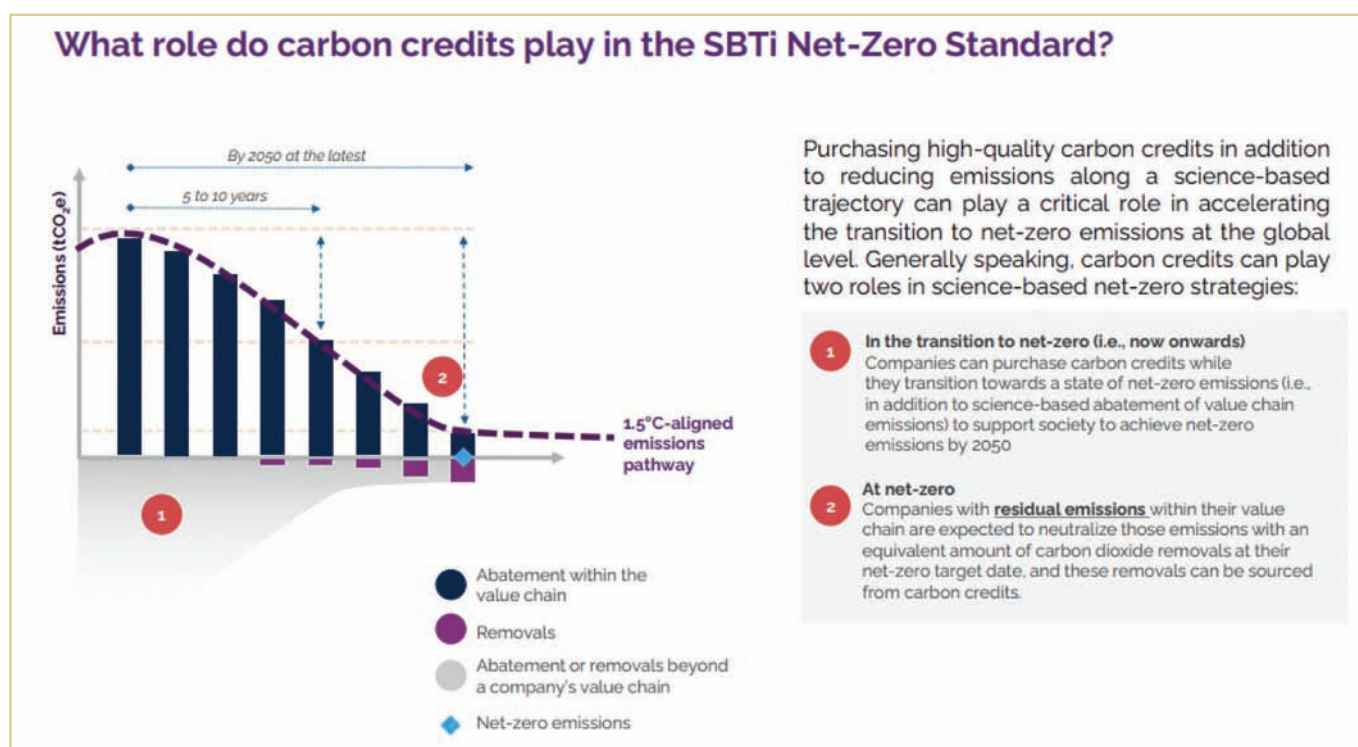
Diversas iniciativas buscan definir el papel que juegan los créditos de carbono en objetivos cero emisiones netas y cómo garantizar estrategias de uso legítimas e íntegras. En particular, el estándar de cero emisiones netas de la iniciativa *Science Based Targets (SBTi)*⁷, así como la *Voluntary Carbon Markets Integrity Initiative*⁸ buscan establecer un marco para el uso de los créditos de carbono en estrategias corporativas de cero emisiones netas que se asienta sobre la siguiente jerarquía:

- Las empresas deben aspirar a eliminar las fuentes de emisiones dentro de su

5 Estos principios se recogen de forma general en los diversos estándares y en el código de conducta de la International Carbon Reduction and Offset Alliance (ICROA).

6 El ICVCM es un organismo de gobierno independiente para el mercado voluntario de carbono (<https://icvcm.org/about-the-integrity-council/>)

Figura 4. Papel de los créditos de carbono en el estándar de cero emisiones netas de SBTi



Fuente: Science Based Target Initiative Net-Zero (2022); A deep dive into setting corporate science-based net-zero targets

cadena de valor a un ritmo y escala coherentes con una trayectoria 1,5°C (basada en la ciencia).

- Durante la transición al cero neto, se fomenta el uso de créditos de carbono de reducción de alta calidad y adicionalidad como los REDD+ (compensación) y de absorción (neutralización) que pueden complementar, pero no sustituir, la reducción de emisiones de acuerdo con la ciencia (*beyond value chain*). Estas son importantes para financiar mitigación climática adicional.

- En el momento en que se alcanza el cero neto, las emisiones que no son factibles de reducirse pueden neutralizarse con medidas equivalentes de absorción de CO₂. En este punto solo los créditos de absorción sirven para hacer un reclamo de que la compañía ha alcanzado el cero neto. Aunque todavía no se define qué tipo de absorciones son válidas se incide en la necesidad de asegurar su duración en el tiempo.

Para asegurar la legitimidad de su uso, **las empresas deben garantizar la compra**

de créditos de alta calidad y la transparencia en el reporte en cuanto a origen y calidad de los mismos.

Situación actual y perspectivas del mercado

Situación actual del mercado

Aunque el mercado voluntario de carbono lleva varias décadas en funcionamiento, ha experimentado un importante crecimiento en los últimos años impulsado por el aumento del volumen comercializado y de los

7 SBTi es una asociación entre CDP, el Pacto Mundial de las Naciones Unidas, el Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y el Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF) que utiliza la ciencia climática para indicar a las organizaciones la senda de reducción de emisiones que tienen que seguir para limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

8 El VCMi es una plataforma formada por múltiples grupos de interés y creada para fomentar una alta integridad en el mercado voluntario del carbono a través de reclamos de uso confiables y alineados con objetivos de cero emisiones netas.

Tabla 1. Evolución de oferta y demanda en el mercado voluntario de carbono

Mercado voluntario de carbono	2019	2020	2021	Variación 2019-2021
Oferta (emitidos, MtCO₂-eq)	170	222	368	+116%
Demanda (retirados, MtCO₂-eq)	70	95	161	+130%

Fuente: Trove Research (2022); 2021 in Review and 2022 Outlook¹².

precios. Datos de Ecosystem Marketplace⁹ muestran cómo su valor comercializado se cuadruplicó en 2021 hasta casi 2.000 millones de dólares (frente a \$520 millones en 2020 y \$320 millones en 2019) con un volumen negociado de alrededor de 500 millones de créditos (frente a casi 200 millones en 2020).

Según Ecosystem Marketplace, el precio promedio de los créditos en 2021 se incrementó en un 60% hasta los 4 dólares por tonelada frente a los 2,52 dólares en 2020. No obstante, los precios varían considerablemente según el tipo de proyecto, sus características subyacentes y la generación de cobeneficios¹⁰. Así, créditos de soluciones basadas en la naturaleza, que supusieron el 46% del mercado, alcanzaron un precio promedio de casi 6 dólares por tonelada, con precios alrededor de 8 dólares en los proyectos de absorción. En

esta línea, un análisis de la consultora Trove Research¹¹ muestra cómo las soluciones naturales en 2022 siguen atrayendo precios superiores (12-13\$/tCO₂).

En cuanto al volumen, la emisión de créditos ha aumentado un 116% en los últimos tres años y su demanda un 130%, impulsada principalmente por objetivos ambiciosos de descarbonización. La demanda ha aumentado para todos los tipos de créditos, pero especialmente para las soluciones basadas en la naturaleza.

En 2022¹³, y a pesar de las tendencias macroeconómicas, la demanda de créditos de carbono en el primer semestre de este año ha superado a la del mismo periodo en 2021, aunque se estima un menor crecimiento anual y una cierta estabilización. No obstante, hay una desaceleración en la oferta, que en lo que va de año se sitúa

por debajo de los niveles de 2021. En gran parte se debe a retrasos en el proceso de certificación por limitaciones de capacidad de los estándares para hacer frente a una mayor demanda así como a las mayores exigencias de calidad que están obligando a revisar metodologías y a alargar los procesos. Se estima que esta tendencia continuará a corto plazo a la espera de resultados de iniciativas como el IC-VCM que den certidumbre a los actores sobre el marco de calidad.

Perspectivas

El tamaño del mercado ha aumentado rápidamente entre 2018 y 2021 pero sigue siendo pequeño, cubriendo menos del 1% de las emisiones globales. No obstante, sus perspectivas de crecimiento son altas a medida que se incrementan los objetivos de descarbonización y aumen-

9 Forest Trends' Ecosystem Marketplace, "The Art of Integrity: State of Voluntary Carbon Markets, Q3 Insights Briefing", Forest Trends Association, 2022.

10 El precio de un crédito en el VCM se fija por proyecto y actualmente la divulgación del precio pagado es opcional, al tener lugar muchas transacciones en el mercado no organizado (OTC, por sus siglas en inglés). Con más de 200 tipos de proyectos, la transparencia de precios es uno de los mayores desafíos en el MVC en la actualidad. No obstante, esto está mejorando con la aparición de plataformas y productos más estandarizados en mercados spot y de futuros, así como por el hecho de que agencias como S&P PLatts están publicando análisis diarios de precios del MVC de distintas categorías de proyectos.

11 Trove Research (2022); Voluntary carbon market IH22 in review webinar; acceso a trove-research.com el 17/10/2022.

12 Trove Research (2022); 2021 in Review and 2022 Outlook; acceso a trove-research.com el 19/10/2022. Análisis realizado en base a datos de los principales estándares que excluye los créditos usados para fines de cumplimiento.

13 South Pole (2022) Carrera hacia la cima: una actualización sobre el MVC

14 Diversas estimaciones: 1) Trove (2021) - Future Demand, Supply and Prices for Voluntary Carbon Credits – Keeping the Balance –; 2) McKinsey, 2021, A blueprint for scaling voluntary carbon markets to meet the climate challenge.

15 McKinsey, 2021, A blueprint for scaling voluntary carbon markets to meet the climate challenge

ta la presión sobre empresas y gobiernos para demostrar una acción ambiciosa. Así, diversas estimaciones apuntan a que la demanda podría crecer en 2030 hasta las 0,5 – 2 gigatoneladas de CO₂¹⁴. Los precios también aumentarán a medida que se agoten las opciones de menor coste y se incrementan las exigencias de calidad. Así, dependiendo de los diferentes escenarios de precios y sus impulsores subyacentes, el tamaño del mercado en 2030 podría estar entre 5-30 mil millones de dólares en el extremo inferior y en más de 50 mil millones de dólares en el extremo superior¹⁵.

Un creciente escrutinio en la calidad está derivando en las siguientes tendencias en la oferta:

- Preferencia por aquellas soluciones que garanticen una elevada adicionalidad y

cobeneficios, destacando el interés por las soluciones basadas en la naturaleza. También hay un creciente interés por escalar proyectos tecnológicos de absorción por su mayor permanencia y menor riesgo de reversión.

- Eliminación gradual de proyectos tecnológicos de reducción de emisiones (ej. renovables) a medida que la evolución tecnológica está permitiendo que muchas de estas tecnologías sean competitivas sin necesidad de financiación adicional de carbono. La tendencia es que su uso sea cada vez más limitado a proyectos que garanticen una adicionalidad muy elevada.
- Sofisticación en el uso de tecnologías innovadoras (satélites, teledetección, etc.) para aumentar el rigor de los datos

y facilitar las labores de acreditación y seguimiento.

Por otro lado, el rápido aumento de la demanda está alentando a nuevos actores a entrar en el mercado y generando nuevas dinámicas comerciales de compra lideradas por empresas con compromisos de descarbonización a largo plazo que buscan formas de asegurar futuras necesidades de créditos. Así mismo, el sector financiero se está volviendo más activo en el mercado de créditos y promoviendo una mayor estandarización (ej. derivados, contratos estandarizados) y el surgimiento de nuevas plataformas / *exchanges* para su intercambio. En este contexto, también hay una creciente expectativa de mayor regulación o supervisión gubernamental del mercado (ej. procedimientos, reporte, etc.). ■

Conclusiones

Impulsado por objetivos de cero emisiones netas, el mercado voluntario de créditos de carbono se encuentra en un momento de maduración y consolidación. Hay dinámicas de cambio importantes marcadas por la entrada de nuevos actores en el mercado y la búsqueda de una mayor calidad, existiendo iniciativas y tecnologías prometedoras que ayudan a generar confianza en el mercado y en el uso legítimo de los mismos en estrategias ambiciosas de descarbonización. Un marco íntegro, creíble y transparente es fundamental para que el mercado voluntario desempeñe un papel en la consecución de los objetivos globales de descarbonización, actuando como herramienta catalizadora para generar impacto positivo de manera eficaz, canalizando recursos de manera ágil y hacia dónde más se necesitan.

Motor Verde (Nueva Economía Verde)

70.000 hectáreas de nuevos bosques para apoyar la lucha contra el cambio climático, recuperar la biodiversidad e impulsar el mercado voluntario de carbono en España

António Calçada

Vicepresidente de Fundación Repsol

- **Motor Verde de Fundación Repsol es un proyecto pionero y líder en el sector**, y representa un apoyo inequívoco al proceso de transición energética llevado a cabo por la compañía.
- **Se trata de una iniciativa desarrollado juntamente con Grupo Sylvestris, empresa participada por Fundación Repsol, con la ambición de reforestar 70.000 hectáreas de nuevos bosques** en las distintas comunidades autónomas de España.
- Cuenta con el apoyo del **Fondo de Carbono** (Portobello Carbono Verde SCR) **con más de 100 millones de euros**, lanzado recientemente junto con **Crédit Agricole Indosuez y Portobello Capital**.
- Desde un punto de vista macro, Motor Verde genera un claro triple impacto positivo: **impacto económico**, porque es un proyecto **sostenible y rentable**; **impacto social, creando miles de oportunidades laborales en los próximos años y ambientalmente atractivo**, al contribuir a recuperar la biodiversidad y espacios naturales en las distintas comunidades donde se llevan a cabo las plantaciones.
- **Motor Verde impulsa el desarrollo económico, la nueva economía, la formación y el empleo en el entorno rural**. Es decir, un proyecto claro de **cohesión social**.
- Motor Verde es **innovador, rentable y escalable**, y utiliza tecnología conocida, competitiva y segura, para optimizar la calidad y supervivencia de los bosques.
- Para el desarrollo de este importante proyecto, Fundación Repsol se apoya en el conocimiento experto de **Grupo Sylvestris**, empresa participada por la propia Fundación, con más de 30 años de experiencia en el sector forestal.
- Esta actividad de la llamada “nueva economía baja en carbono” se basa en los datos y previsiones sobre la **evolución exponencial del mercado voluntario de carbono** y la creciente demanda de las compañías para compensar su huella.
- **Motor Verde está impulsado por un equipo multidisciplinar coordinado a través de una Oficina permanente de Proyecto (Project Management Office)** compuesto de un amplio abanico de expertos que van desde la tecnología forestal y gestión de tierras, hasta la relación comercial, pasando por la relación con administraciones públicas, los mercados de carbono, financiación, impulso social, alianzas, etc.
- **Motor Verde, además, hace una apuesta clara por la tecnología** (desarrollo de semillas y plantas autóctonas, modernas tecnologías de plantación, monitorización y control satelital...)
- **Para impulsar de forma potente el ángulo tecnológico se ha firmado un acuerdo con Hispasat**, un socio estratégico de referencia, que va a permitir aplicar la tecnología más moderna de control y seguimiento satelital para la monitorización del crecimiento de los bosques y la absorción de carbono de forma precisa y rigurosa.
- La colaboración estratégica con Hispasat va a permitir además llevar la señal (4G/5G/ WIFI) a zonas rurales alejadas, lo que significa llevar la conectividad digital a zonas remotas en los entornos rurales. Es decir, **aparte de cohesión social, Motor Verde aporta cohesión digital**.

- Se trata de un proyecto con espíritu colaborativo y de cooperación. La **colaboración público-privada, las alianzas tecnológicas y de innovación**, así como el respaldo y la confianza de los **inversores**, son fundamentales para garantizar el volumen, la calidad y la escala de las reforestaciones, así como el impacto positivo en comunidades y entornos locales.
- Motor Verde ya está en marcha, con el apoyo de la **Junta de Extremadura y el Gobierno de Asturias**, así como de entidades como **Banco Santander, Fundación Tierra Pura, Ilunion, Enagas, Microsoft o AstraZeneca, entre otros**. La inversión inicial comprometida supera los **10 millones de euros** y ya se han plantado más de 1.500 hectáreas de nuevos bosques, lo que ha generado centenares de oportunidades laborales locales e inclusivas.
- En definitiva, Motor Verde es el mayor programa de reforestación a gran escala en España para impulsar la compensación voluntaria de emisiones, impulsando una economía verde e inclusiva, **con un efecto transformador en el medioambiente, la sociedad y la economía**.

Triple impacto

Medioambiental

Con Motor Verde, Fundación Repsol apuesta por la creación de bosques como sumideros de carbono, reforestando tierras quemadas o baldías, fomentando así la recuperación de espacios naturales y protegiendo la biodiversidad.

Los nuevos bosques se diseñan con una combinación de **especies autóctonas**, previendo la evolución de las condiciones climáticas y del terreno en los próximos años. El objetivo es crear un espacio natural resiliente a futuro, que sea capaz de generar un ecosistema rico en flora y fauna, evitando la desertificación y el deterioro de la zona.

Social

Uno de los valores diferenciales de Motor Verde es el impacto sobre la sociedad. El proyecto promueve una fórmula para impulsar la inclusión social y generar oportunidades en la España rural, en el marco de la transición energética.

A través de esta iniciativa, Fundación Repsol fomenta la **creación de oportunidades de empleo de calidad e inclusivo**, con especial atención a la contratación de **personas en situación de vulnerabilidad** para el desarrollo de los trabajos de plantación.

Asimismo, los trabajadores reciben **formación especializada**, promoviendo su empleabilidad en el sector forestal, un sector pujante con gran futuro. Las reforestaciones se desarrollan en áreas rurales, lo que supone también un impulso para fijar población en estos entornos.

Además, gracias a la aplicación de la tecnología satelital, se está llevando **conectividad a entornos** remotos, impulsando la digitalización y la cohesión social.

Económico

Además, este proyecto de Fundación Repsol promueve la economía local y el desarrollo sostenible, apoyando una actividad que se mantiene en el tiempo y

que va a generar oportunidades para crear cooperativas locales ligadas al sector forestal y nuevas empresas vinculadas al aprovechamiento de los nuevos bosques y de un entorno natural revitalizado.

Durante los trabajos siempre se cuenta con empresas locales, tanto para las actividades vinculadas a la reforestación, como para otros servicios auxiliares.

Reforestación a gran escala

Motor Verde aspira a reforestar 70.000 hectáreas de terreno para impulsar la absorción de 16 millones de toneladas de CO₂, con el objetivo de contribuir a las estrategias de sostenibilidad de las empresas y, en paralelo, generar miles de oportunidades de empleo.

Se trata de una apuesta innovadora para promover la generación de créditos de absorción de carbono en España, posicionando a nuestro país como un sumidero de carbono basado en soluciones climáticas naturales, de calidad y competitivo en Europa.

Actualmente, el proyecto ya está en marcha en Extremadura, con el apoyo de la Junta de Extremadura, donde está previsto reforestar 5.000 hectáreas de terrenos para compensar 1,3 millones de toneladas de CO₂.

Por otro lado, también se ha unido el Gobierno del Principado de Asturias, donde se aspira a trabajar sobre 3.500 hectáreas, que permitirán compensar 1,1 millones de toneladas de emisiones.

El proyecto es escalable y con alcance nacional. Próximamente se va a ampliar a nuevas comunidades autónomas, con el

apoyo de la Administración pública y de entidades privadas.

Primeros trabajos

Las primeras reforestaciones comenzaron en otoño de 2021, cuando se inicia el tiempo de plantación, entre otras, en Extremadura y Asturias.

En Extremadura se está trabajando sobre una zona de 600 hectáreas afectada por un incendio en 2012, en el municipio de Caminomorisco, situado en Las Hurdes. En esta zona se están llevando a cabo tareas de reforestación y ayuda al regenerado natural del bosque, con un proyecto que permitirá absorber más de 179.000 toneladas de CO₂ de la atmósfera.

En Asturias se está actuando en Grandas de Salime, en la zona suroccidental del Principado. Un terreno de 460 hectáreas cercano al embalse, que se quemó en 2017. En esta zona se van a plantar más de 400.000 árboles de una decena de especies autóctonas, con el objetivo de capturar más de 140.000 toneladas de CO₂ de la atmósfera.

Una metodología diferencial

Una de las claves del proyecto Motor Verde es su **elevada exigencia de calidad a lo largo de toda su cadena de valor**, desde la fase inicial de análisis de terrenos y diseño de proyectos, hasta la etapa final de comercialización de proyectos de absorción, alineados con estándares del mercado voluntario de carbono.

Para ello, apuesta por **la innovación y el desarrollo tecnológico**. Este proyecto no puede abordarse con voluntarismo, se trata de utilizar las últimas tecnologías para hacer las cosas con el máximo rigor y precisión.

En este sentido, Fundación Repsol ha firmado un acuerdo con Hispasat para la aplicación de tecnologías satelitales de alta gama para la monitorización de los nuevos bosques, garantizando que el proceso de absorción de carbono sea lo más científico y preciso. Un socio tecnológico de primer nivel, que contribuirá a poner en valor todo el potencial del proyecto y de las masas forestales como sumideros naturales de carbono.

Se trabaja con las últimas tecnologías en generación de información satelital, para tomar imágenes de alta resolución y dotar de conectividad a las zonas remotas donde se realizan las plantaciones. Asimismo, se utilizan tecnologías relacionadas con el internet de las cosas (IoT), *big data*, *blockchain* e inteligencia artificial para el análisis y procesamiento de los datos obtenidos.

A lo largo de todo el proceso, la **tecnología** también juega un papel fundamental en la localización y evaluación del terreno, análisis de escenarios futuros y producción de material forestal de alta calidad, para lo que se emplean tecnologías en Sistemas de Información Geográfica, drones o bioquímica al servicio de la creación de bosques, y se trabaja con entidades de referencia en I+D+i para seguir desarrollando nuevos avances.

Por todo ello, **Motor Verde es un referente en innovación tecnológica aplicada a la ingeniería forestal para la absorción de CO₂.**

El proyecto cuenta además con una **metodología propia**, que lo diferencia de otras iniciativas de plantación masiva. El modelo de ejecución permite controlar con precisión la densidad del nuevo bosque y la variedad de las especies, utilizando plantones

forestales adaptados a las condiciones climáticas de su ubicación final, algo esencial para afianzar la conservación de los ejemplares plantados y clave para la **resiliencia del bosque en el futuro**.

Así mismo, la fórmula de **trabajo sobre el terreno** permite crear empleo y fomentar el desarrollo rural, contando siempre con empresas locales, ya que se trata de una metodología que es sostenible en el tiempo y generadora de riqueza en el entorno.

Una vez realizada la reforestación, se siguen realizando trabajos para el mantenimiento y conservación de los ejemplares plantados durante los tres años siguientes, reponiendo marras cuando es necesario.

Todos los proyectos forestales dentro de Motor Verde están diseñados y ejecutados de acuerdo con los más altos estándares de la **Oficina Española de Cambio Climático**, un organismo pionero en Europa, dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que certifica de forma oficial los proyectos de absorción de CO₂.

Además, se colabora con organismos nacionales e internacionales expertos en la promoción del conocimiento para el desarrollo de herramientas que impulsen la competitividad y eficiencia de los proyectos forestales para la compensación de emisiones.

Una fórmula eficiente para la compensación de la huella de carbono

Soluciones climáticas naturales

Una de las claves a abordar en el marco de la transición energética es la reducción de emisiones, buscando soluciones que aporten beneficios para las personas y

que tengan un impacto positivo también para el tejido empresarial. Hay que descarbonizar la economía de la forma más eficiente y al menor coste posible.

Según los resultados del Observatorio de la Cátedra de Transición Energética Fundación Repsol en la Universidad de Barcelona, a nivel global, un 37% de la mitigación total de emisiones necesarias para alcanzar las metas del Acuerdo de París, y limitar el calentamiento global a 2°C en 2030, vendría de las llamadas soluciones climáticas naturales (ej. la reforestación).

Estas soluciones comprenden procesos ya existentes en la naturaleza, como la fotosíntesis en los árboles, los humedales o los suelos, que ayudan a capturar el CO₂ de la atmósfera.

Dentro de las soluciones climáticas naturales, los bosques suponen el 68% del potencial de mitigación, y en el caso concreto de España, el potencial máximo de la reforestación y la gestión de masas forestales en la mitigación del cambio climático todavía tendría más peso que a nivel global, alcanzando el 92%.

La relevancia de las reforestaciones como aliadas contra el cambio climático se ha plasmado también en la Cumbre del Clima, celebrada en Glasgow, donde más de 140 países suscribieron la *Glasgow Leaders' Declaration on Forests and Land Use*, que define diferentes líneas de actuación para la protección y financiación de los bosques.

En este sentido, la Unión Europea es también bastante activa, y tiene en marcha diferentes planes para la promoción de bosques. Por ejemplo, el Reglamento sobre el uso de la tierra, la silvicultura y la agri-

cultura, establece que el **objetivo general de la Unión Europea para el 2030 es la absorción de 310 millones de toneladas de CO₂ en sumideros naturales.**

Para alcanzar el objetivo, se ha creado la **Estrategia Forestal 2030**, que tiene por objeto mejorar la calidad, la cantidad y la resiliencia de sus bosques, con un plan para plantar **3.000 millones de árboles en toda Europa para 2030.**

Recientemente, la Comisión Europea también ha lanzado el ambicioso plan "Fit for 55", un paquete regulatorio para impulsar a los países miembros a tomar medidas con el objetivo de reducir un 55% las emisiones en 2030. Entre estas medidas, hay varios puntos que abogan por impulsar acciones para evitar la fuga de carbono y herramientas para preservar y aumentar nuestros sumideros naturales de carbono.

Además, el 37% de los fondos de recuperación europeos *Next Generation* que perciban las empresas, lo tendrán que destinar a la lucha contra el cambio climático, y las soluciones basadas en la naturaleza son un aliado en este camino.

Por tanto, estamos ante una necesidad que supone un importante desafío, pero también ante nuevas oportunidades para la transformación socioeconómica, donde las reforestaciones se convierten en un nuevo vector para impulsar una economía verde e inclusiva.

En España, este sector cobra gran importancia, dado el potencial natural para convertirse en un sumidero de carbono de referencia en Europa, competitivo y eficaz en la lucha contra el cambio climático.

De los 50 millones de hectáreas que representa el país, aproximadamente

un 50% son terrenos forestales y alrededor de 8 millones de hectáreas son susceptibles de convertirse en nuevos bosques para la absorción de carbono.

Colaboración público - privada

Cada vez más entidades públicas y privadas muestran su compromiso con la **neutralidad de carbono**, y la reforestación supone una palanca adicional eficiente y competitiva para impulsar la descarbonización de la economía, en el marco de la **transición energética** en curso.

La capacidad de absorción de CO₂ de los bosques plantados con Motor Verde permite a las empresas e instituciones que se unen al proyecto compensar su huella de carbono, y a la vez, contribuir a maximizar los beneficios de las reforestaciones en España.

Se trata de un proyecto que se abre a la colaboración de cualquier empresa que quiera compensar su huella de carbono y que le interese la reforestación por su política de sostenibilidad y por los impactos ambientales y sociales que genera.

Y es que las entidades e instituciones que participan en el proyecto no sólo contribuyen a impulsar la descarbonización del planeta, sino que permiten desarrollar una actividad innovadora y sostenible, que promueve el empleo y el desarrollo de la economía en el ámbito rural español.

La Administración pública supone un actor clave en el proyecto. Son normalmente los propietarios de los terrenos sobre los que se va a actuar y junto a ellos se identifican las oportunidades, trabajando con los técnicos de ayuntamientos y comunidades autónomas, para que el proyecto responda

a las necesidades del entorno, también en la parte social y de regeneración natural.

Además, Motor Verde ofrece la oportunidad de destinar fondos públicos, especialmente aquellos vinculados a los fondos Europeos *NextGenerationEU*, para impulsar actividades que beneficiarán a la comunidad.

Una iniciativa de colaboración público-privada alineada con el Pacto Verde Europeo y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, de acuerdo a los compromisos de la Cumbre de Glasgow (COP 26).

En línea con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España y con las estrategias locales de impulso social, ambiental y económico de las comunidades autónomas con las que se está trabajando.

Mercado voluntario de carbono

Uno de los mecanismos empleados por la Unión Europea para gestionar el cumplimiento de sus objetivos de reducción de emisiones es el ETS (*Emissions Trading System*), mercado regulado de carbono, basado en un sistema de *cap and trade*, que obliga a determinados sectores muy emisores, pero también existe un mercado voluntario en expansión.

Este mercado, todavía no regulado, responde al creciente interés de las empresas para ser neutras en carbono, empresas que buscan, de forma voluntaria compensar su huella de carbono.

Como reflejó el IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) en sus últimos informes, la acción de los gobiernos es insuficiente, y se está produciendo una sensibilización social y del sector empresarial, que de forma creciente adquiere compromisos voluntarios de neu-

tralidad de carbono o de *net-zero*, a través de estrategias de reducción de emisiones de su cadena de valor y apoyándose en un mercado voluntario de créditos de carbono.

Hoy, un 20% de las mayores compañías del mundo ya han definido objetivos de cero emisiones netas. En 2019 había aproximadamente 500 compromisos y en 2021, se han registrado más de 1.500.

Algún ejemplo adicional es la campaña *"Race to Zero"* de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), lanzada en junio de 2020, a la que se unieron más de 1.000 empresas, comprometiéndose a alcanzar *net-zero* a más tardar en 2050.

En el camino hacia las cero emisiones netas, las empresas e instituciones tendrán que reducir las emisiones de sus actividades, pero en muchos casos esto no es posible en un 100%, por lo que necesitarán compensar aquellas emisiones que no puedan eliminar a través de la inversión en proyectos de absorción que aporten garantías.

En este contexto, el mercado voluntario de carbono se erige como una herramienta fundamental y con gran potencial de crecimiento. Hay estimaciones de que este mercado, a nivel global, podría multiplicarse por 15 en 2030 y por 100 en 2050, con lo que su valor podría alcanzar entre 5.000 y 20.000 millones de dólares en función de los diferentes escenarios, según *The Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets* (TSVCM).

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), prevé que el valor de los derechos de compensación de emisiones se revalorice en un 400% a 2030.

Se trata de un mercado no regulado, pero con un enorme potencial de crecimiento, por el papel fundamental que debe jugar en el cumplimiento de los objetivos climáticos algo que únicamente puede alcanzarse si se desarrolla con integridad y garantías. Esto ha llevado al desarrollo de una autorregulación por parte de los diferentes agentes implicados (TSVCM) y al desarrollo (actualmente en fase de consultas) de criterios de uso íntegro de créditos voluntarios de carbono (VCMI), regulación sobre la calidad e integridad de éstos (*Core Carbon Principles IC-VCM*), así como mecanismos de certificación y verificación (por ejemplo, estándares VERRA, etc.)

Es un hecho que el mercado va a crecer en volumen y también en precio, debido a un efecto de oferta y demanda. Actualmente, para el caso de los proyectos de absorción de carbono, como los de Motor Verde, la oferta ya es escasa para el volumen de demanda, pero esto se va a intensificar en el futuro, impulsado por tres factores:

- **Social:** cada vez la sociedad demanda a las empresas que sean más sostenibles. Y no solo eso, sino que las nuevas generaciones están más concienciadas con el impacto social y medioambiental de las compañías para las que trabajan. No solo será un compromiso con los clientes y accionistas, sino que será un factor clave para atraer el talento.
- **Económica:** los inversores apuestan por iniciativas que se rigen por los criterios ESG (Environmental, Social y Governance), ya no basta la rentabilidad, sino que es necesario un compromiso con el medio ambiente y la sociedad, y la gestión de la sostenibilidad (y en concreto de las emisiones) pasa a ser un elemento clave de la estrategia de las compañías. Como ejemplo, Larry Fink, CEO de BlackRock, ya

manifestó que no invertirían en empresas que no tuvieran un plan para ser neutras en carbono.

- **Regulatoria:** como hemos visto, la Unión Europea está trabajando en nuevas medidas que promueven la descarbonización y la regeneración natural, en línea con los objetivos del Acuerdo de París.

Proyectos como Motor Verde contribuyen al desarrollo y estabilización del mercado voluntario de carbono, aportando rigor y confianza. Un modelo innovador que busca ser referente en Europa, trasladando a nivel internacional lo que hemos aprendido en España, impulsando un mercado mucho más estable y uniforme a nivel de certificaciones.

Esta forma de hacer las cosas va a permitir abordar algunos de los retos a los que se enfrenta el mercado voluntario de compensación actualmente. Debe buscar fórmulas para ser más eficiente, menos fragmentado y convertirse en una de las palancas clave para contribuir a cumplir con los objetivos climáticos y el Pacto Verde Europeo.

Fondo ESG de Carbono

En este contexto, se analizó la oportunidad de lanzar un vehículo de inversión pionero, que permitiera impulsar los proyectos de reforestación de Motor Verde aportando garantías a los inversores, a través de una iniciativa sostenible y consistente. En este camino, Fundación Repsol se ha unido a Crédit Agricole Indosuez, marca de gestión patrimonial global del grupo Crédit Agricole, uno de los líderes mundiales en emisiones de deuda sostenible, y Portobello Capital, gestor de activos alternativos líder en el sur de Europa.

Juntos han lanzado **el primer Fondo ESG de Carbono en España**. Una inversión de

más de **100 millones de euros** que va a permitir reforestar más de **25.000 hectáreas de terrenos en España y Portugal**, para la compensación de **6 millones de toneladas de CO₂**.

Este tipo de herramientas financieras van a crecer en los próximos años, porque son rentables, a medio y largo plazo, pero además cumplen con los requisitos **ESG** (*Environmental, Social, Governance*). Se trata de inversiones en economía verde, sostenible, que aportan algo más a la sociedad que solo el ganar dinero.

El nuevo Fondo, que se presentó el pasado mes de abril en Campus Repsol, se dirige a inversores que apuestan por la sostenibilidad, a través de proyectos de reforestación rentables, medibles y contrastados. Con este Fondo, se ofrece un proyecto estable, sólido y con *accountability* claro de cara a los inversores.

Se habla de estos activos como inversión alternativa, pero cada vez más inversores buscan este tipo de productos, que pronto se convertirán en inversiones "*main stream*" para la banca de inversión o los fondos de capital riesgo, compitiendo con otros productos financieros.

Por tanto, estamos ante un momento de gran oportunidad, e iniciativas como Motor Verde presentan un modelo de negocio verde y sostenible, para impulsar el mercado voluntario de carbono con proyectos de absorción de alta calidad, que además ofrecen otros beneficios intangibles en el ámbito social, medioambiental y en la promoción de la economía rural en España.

Proyectos y certificación

Actualmente hay diferentes proyectos que se pueden desarrollar con el objetivo

de compensar huella de carbono, entre los que se encuentran aquellos relacionados con la reforestación o la conservación de masas forestales, que se engloban en dos categorías:

- Proyectos de reducción de emisiones dirigidos a evitar la degradación de bosques o deforestación, impulsando acciones para su mantenimiento (REDD)
- Proyectos de absorción de CO₂ mediante reforestación.

Otros proyectos para la compensación de emisiones comprenden soluciones tecnológicas, como proyectos vinculados a la eficiencia o el uso de renovables y proyectos de captura de CO₂ mediante tecnología.

Actualmente, el intercambio en el mercado voluntario de carbono se centra en los créditos de carbono. Un crédito de carbono es un certificado equivalente a una tonelada de emisiones de CO₂ evitada o retirada de la atmósfera.

El precio depende de diferentes variables, como el tipo de proyecto, su localización, su contribución al desarrollo sostenible, el estándar de carbono utilizado y el año en el que se produce la reducción o absorción.

Como su nombre indica, en este mercado el intercambio es libre y no está regulado por ningún organismo internacional. Sin embargo, los proyectos se someten a determinados estándares y procedimientos voluntarios de auditoría, que, además de garantizar la capacidad de compensación, analizan especialmente la tecnología que los origina, y su contribución al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.

A nivel internacional, existen diferentes organismos que se encargan de auditar y verificar que los proyectos de absorción cumplen estos estándares para certificar los créditos.

En el caso de los proyectos forestales, España es uno de los países pioneros en contar con un organismo oficial de certificación. Desde 2014 existe el Registro de la Oficina Española de Cambio Climático, dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

A nivel internacional, el estándar predominante es el *Verified Carbon Standard* de VERRA, el único que contempla la certificación de proyectos de deforestación evitada (REDD), presentes en países como Indonesia, Perú, Brasil o Colombia. Cabe mencionar también el *Gold Standard*, uno de los más exigentes a nivel internacional.

Hacia una nueva economía de triple impacto

Proyectos como Motor Verde entroncan con otro concepto clave, la economía de triple impacto, clave para el futuro de nuestra sociedad, que sin duda tiene que ser apoyada por los gobiernos, por las empresas y por los ciudadanos.

Como mencionábamos anteriormente, la transición energética no debe ser simplemente sostenible, sino también justa e inclusiva. La sociedad, y también los inversores, demandan a las empresas un impacto desde una triple vertiente: económica, social y medioambiental.

La contabilidad general que estudiamos, las métricas y la ortodoxia de la vieja economía, medidas en términos de inversión, resultados y rentabilidad para el accionista, seguirán siendo válidas en el futuro, pero

ahora se trata de incorporar la “contabilidad social” y la “contabilidad medioambiental”. Estas dos contabilidades se tendrán que medir bien, desde el rigor y con métricas claras.

Es lo que se llama la “nueva economía” o “capitalismo inclusivo”, que se está abordando en los diferentes foros económicos a nivel mundial, en la Unión Europea, en DA-VOS, en el *Business Round Table* de Estados Unidos, y de forma más o menos explícita, en las memorias anuales de la mayoría de las empresas cotizadas a nivel internacional.

Todo el mundo habla de los criterios de inversión ESG, erigiéndose en un requisito indispensable para los grandes fondos de capital y la banca.

Y los proyectos que nacen en el marco de la transición energética deben guiarse por estos criterios, siguiendo la senda marcada por los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, para alcanzar una transición energética que apuesta por una nueva economía más justa, más verde, más circular y digital.

No hemos empezado hoy. Se lleva mucho tiempo trabajando. Hemos evolucionado desde los conceptos de “reputación corporativa” y “responsabilidad social” (RSC), a la “licencia social para operar” y actualmente a la inversión con “criterios ESG”.

Estamos ante cambios tan profundos como disruptivos. Se trata de una transformación que está cambiando las demandas y exigencias de la sociedad, los hábitos de consumo de las personas y, con ello, los modelos de negocio de las empresas.

Y es precisamente en este contexto donde se trata de desarrollar nuevos modelos económicos, más sostenibles, más justos e

inclusivos, pero a su vez más eficientes y competitivos.

Para que el triple impacto funcione de verdad, hay que pensar siempre en términos de una estrategia adecuada, capacidad de ejecución y escala. Se pueden lanzar muchas *startups* con propósito social, pero es preciso desarrollar un modelo de negocio con un plan robusto, una empresa de corte social que entrega productos y servicios competitivos y que es capaz de asegurar por sí sola economía y empleo. Eso también es sostenibilidad.

Y esto es lo que se busca desde Fundación Repsol con su línea de inversión de impacto y con proyectos como Motor Verde. Dar respuesta a los retos de la transición energética con iniciativas que son sostenibles económicamente y que generan importantes beneficios sociales y medioambientales, porque solo así, estaremos avanzando hacia un futuro que no deje a nadie atrás.

Conscientes de trabajar en este sentido, Fundación Repsol ha redefinido su estrategia para focalizarse en transición energética y sociedad.

En este proceso de transformación y cambio, Fundación Repsol es pionera en apostar por la inversión de impacto. Para ello, invierte en negocios vinculados a la transición energética, que además contribuyen a generar desarrollo social. Su misión es impulsar el plan de negocio de estos “*social business*”, ayudándoles a escalar, conscientes de que, para maximizar su impacto positivo, deben ser primero “*business*” o no serán “*social*”.

Actualmente trabaja en cuatro segmentos: reducción y compensación de emisiones, economía circular, eficiencia energética y movilidad sostenible.

Cuenta con inversiones en cinco empresas: Grupo Sylvestris; reforestaciones como herramienta para la compensación de emisiones, Koiki, logística sostenible, GNE Finance, rehabilitación urbana eco-sostenible en zonas vulnerables, Recycling4all, una NIUCO creada junto a Ilunion para el reciclaje industrial de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos e Hispaled, una empresa de inserción que ofrece soluciones de eficiencia energética en el campo de la iluminación LED.

Transición energética sostenible e inclusiva

Dentro de su estrategia, Fundación Repsol considera que es fundamental trasladar a la sociedad la importancia y el impacto de la transición energética y promover, con ayuda de la ciencia y el conocimiento, el debate riguroso en torno a todos los factores tecnológicos, regulatorios y de otra índole que pueden contribuir a su aceleración.

Por ello, ha lanzado **Open Room**, un espacio digital de conocimiento en transición energética, que se apoya en un ciclo de

conferencias multi-formato donde se abordan diferentes temáticas relacionadas con la energía. Además, esto se nutre de una Cátedra de Transición Energética en una red de universidades de referencia, cada una centrada en un ámbito, como las soluciones climáticas naturales y las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (Universidad de Barcelona), movilidad sostenible (Universidad Politécnica de Madrid), descarbonización del sector industrial (Universidad Pontificia Comillas), hidrógeno (Tecnun - Universidad de Navarra) y economía circular (Universidad del País Vasco).

Asimismo, para los más jóvenes, cuenta con **Zinkers**, una plataforma educativa digital con contenidos sobre medioambiente, energía y cambio climático, utilizando las últimas metodologías didácticas para acercar el mundo de la energía a los estudiantes y proveer de nuevos recursos a los docentes.

Apuesta también por la **innovación y la tecnología**, con una aceleradora em-

presarial especializada en soluciones tecnológicas disruptivas, centradas en bajas emisiones de carbono, economía circular y digitalización para la industria energética, con el objetivo de contribuir al desarrollo de nuevas empresas de base tecnológica para la transición energética.

En el área social y voluntariado impulsa proyectos para promover el **empleo y la formación de colectivos vulnerables** en actividades vinculadas con la transición energética. Además, se han lanzado nuevas actividades de voluntariado corporativo, en las que los empleados y jubilados de Repsol ponen al servicio de la sociedad sus conocimientos y experiencia profesional en iniciativas relacionadas con la transición energética y la consecución del ODS 13, Acción por el clima, con el desafío de generar un impacto positivo en su entorno.

En definitiva, Fundación Repsol busca ser una palanca para una transición energética sostenible e inclusiva. ■

La coordinación y publicación de los “Cuadernos de Energía” se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes:

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los “Cuadernos de Energía”, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los “Cuadernos de Energía” han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los “Cuadernos de Energía” sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

Publicación trimestral: Número 70, Año XIII, Madrid Octubre 2022

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



70

Octubre
2022

GARRIGUES



**Club Español
de la Energía**

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel.: 91 514 5200
Fax: 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 7221
Fax: 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel.: 91 514 5000
Fax: 91 514 5180
www.deloitte.es