

Energía

Biometano Mucho potencial lastrado por un alto coste **Renovables** Lluvia de petrodólares sobre la fotovoltaica



La desigual carrera de las fábricas verdes

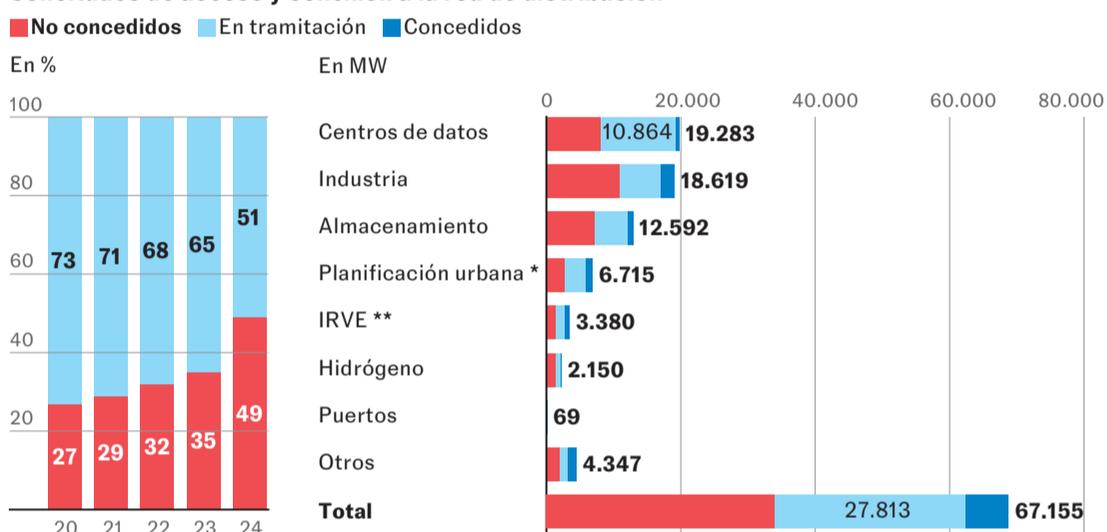
El camino de la industria hacia un consumo energético más sostenible es dispar. Las que ya se alimentan con electricidad y necesitan menos calor avanzan a mejor ritmo que las que precisan de otras fuentes como el gas. Para un mayor equilibrio es necesario facilitar financiación, reducir burocracia y promover nuevas tecnologías

La descarbonización industrial va lenta

La falta de una tecnología que sustituya a la fósil, los altos costes de inversión o las trabas administrativas y financieras dificultan el proceso

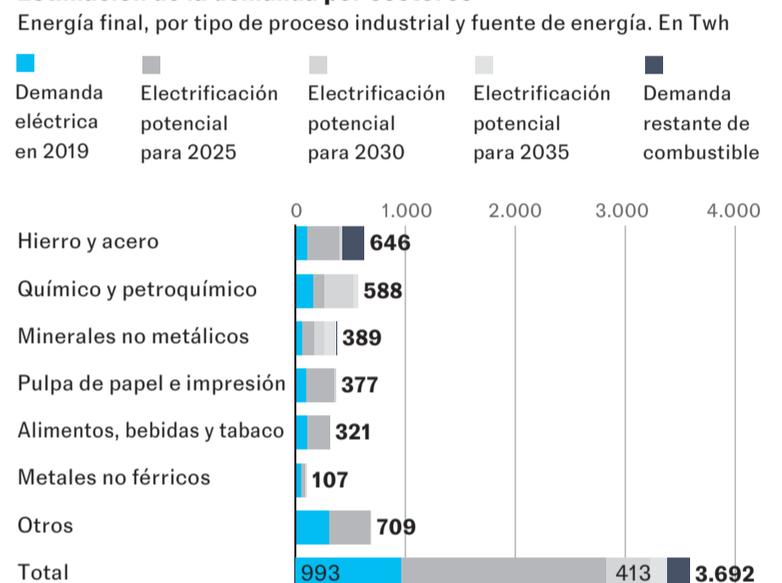
Los requerimientos de energía eléctrica de la industria

Solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución



* Promoción nueva de viviendas y polígonos industriales. ** Puntos de recarga del vehículo eléctrico.

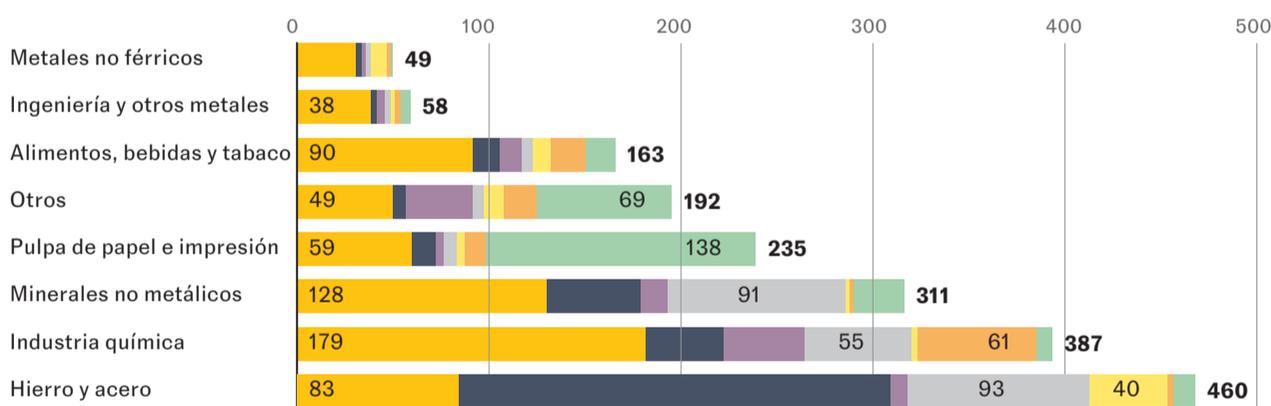
Estimación de la demanda por sectores



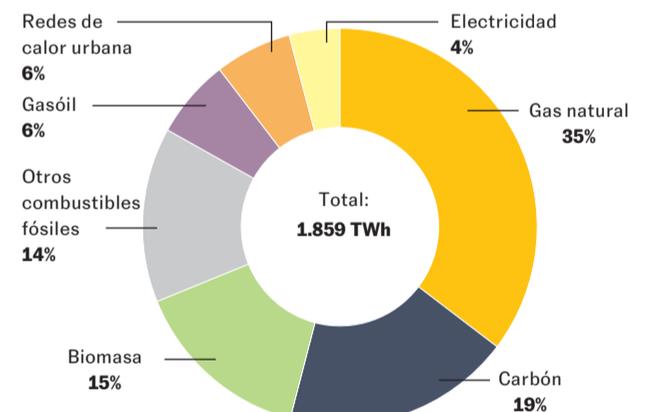
Estimación de la demanda de energía final en la UE-27

En TWh: Natural gas, Calefacción urbana, Gasóleo, Carbón, Biomasa, Electricidad, Otros combustibles fósiles

Por proceso industrial y fuente



Por fuente



Fuente: AELEC y Fraunhofer ISI (2024)

EL PAÍS

Denisse Cepeda

La industria cerámica es gas-intensiva. Los hornos en los que se cuecen las baldosas alcanzan una temperatura de 1.200 grados. La elevada demanda térmica durante el proceso de fabricación hace que este combustible fósil represente el 90% de su consumo de energía, unos 12 teravatios-hora (TWh) anuales, y el 7% del gasto de gas industrial en España. El otro 10% requerido es electricidad. Esta peculiaridad dificulta su recorte de emisiones de dióxido de carbono. “El sector mantiene firme su compromiso, pero debe avanzar de forma equilibrada, conciliando la

sostenibilidad ambiental, social y económica. Los plazos marcados por la Unión Europea son inviables para industrias que, como la cerámica, no disponen actualmente de una tecnología lo suficientemente avanzada para lograr los niveles de reducción de emisiones establecidos”, admiten desde la Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (Ascer).

Los posibles sustitutos están aún en fase de I+D o en pruebas a pequeña escala, indican. Por ejemplo, a finales de 2024, la empresa Equipe, especializada en piezas de formato pequeño, puso en marcha el primer horno eléctrico tras una inversión de dos millones de euros, dato hecho público. “Esta experiencia sigue siendo aislada y con un alcance limitado al estar vinculada a

una tipología de producción específica”, aclaran en Ascer. Es decir, no se ha ensayado en la fabricación de piezas de mayor tamaño a escala industrial.

Otra opción es el biometano, “pero requiere un mayor despliegue de plantas y su coste actual duplica al del gas”, señalan. “Las demás alternativas —hornos eléctricos y de hidrógeno renovable o captura de carbono— no serán factibles a gran escala en los próxi-

mos años, y si son igual o más caros que la actual no habrá reemplazo”, advierten. De hecho, la patronal calcula en un informe de 2023 que la inversión para la implantación del hidrógeno o la electrificación supondrá 10 o 15 veces la facturación anual del sector: entre 56.619 millones y 81.613 millones, sin incluir el gasto de la modificación de los equipos de proceso. “Sube el riesgo de deslocalización y se acentúa la pérdida de competitividad”, recalcan.

Una actividad diversa

La industria española (el 16,7% del PIB) avanza a distintas velocidades en su descarbonización. La cerámica es un ejemplo de los sectores que más obstáculos afrontan para alcanzar esta meta. “No tiene nada que ver descarboni-

No tiene nada que ver reducir emisiones en una planta de acero, en una de cemento o en una láctea; no hay una solución única

zar una planta de acero, una de cemento o una láctea; es muy heterogénea y no hay una solución única”, explica Pedro Linares, profesor de la Universidad Pontificia Comillas. Las que no son intensivas en energía y que utilizan calor por debajo de los 100 grados, como la alimentaria, lo tienen más sencillo: pueden usar bombas de calor, afirma Linares. “Es una opción cercana y rentable en términos comerciales y económicos”, apostilla. Aunque avisa de que puede ser complejo para una pyme, que domina en esta actividad y tiene pocos recursos, personal y enfrenta trabas administrativas y financieras. “Si diéramos soluciones estandarizadas, estaríamos viendo más cambios. Que las asociaciones negocien con la banca paquetes de financiación con Administración y proveedores”, dice.

Las farmacéuticas también se suman. En Barcelona, las compañías de genéricos Synthron (Sant Boi de Llobregat) y Towa (Martorelles) se valieron de esta tecnología para reemplazar sus calderas de gas natural, detallan desde Mitsubishi Electric, fabricante de los equipos. “La transformación energética y la necesidad de adaptarse a las regulaciones medioambientales están provocando una profunda renovación en la gestión de sus sistemas térmicos. En el farmacéutico (laboratorio y salas blancas), la alimentación (procesado

Ir rápido y barato en la transición obliga a comprar producto chino, y eso puede generar un problema laboral en Europa, avisa un experto

y conservación), la automoción (cabinas de pintura y climatización de salas térmicas) y la química, las bombas de calor de alta eficiencia y el uso de refrigerantes de bajo impacto ambiental se han convertido en palanca estratégica”, comentan.

Las más complejas

La electrointensiva, prosigue Linares, puede tirar de contratos de largo plazo (PPA) con certificados de garantía de origen renovable. Sin embargo, las intensivas en energía (cerámica, vidrio) no tienen aún a su disposición una tecnología, apunta. Tampoco el cemento y los fertilizantes: “Hay emisiones de procesos y aquí la solución es capturarla, pero el PNIEC [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima] no lo considera como opción”, añade. Ni el papel: “Las bombas de calor no alcanzan los 200 grados, todavía queda un desarrollo importante”, dice. Y en el acero, en concreto, en los altos hornos de Avilés, perteneciente a ArcelorMittal, “la única que no es de arco eléctrico y que emite mucho CO₂, prueba el hidrógeno verde. El Gobierno otorgó una ayuda [de 450 millones] a través de un PERTE [proyecto estratégico de descarbonización industrial], pero el dueño se lo está pensando [la compañía paralizó en 2024 el plan por su inviabilidad y decidirá este año si continúa o no]”, recuerda.

En el caso del cemento, Exolum, Holcim e Ignis P2X participan en la iniciativa de economía circular presentada en abril, ECO2FLY, para reducir



ARCELORMITTAL

● El 60% ya puede electrificarse

Un estudio reciente del Instituto Fraunhofer para la Investigación de Sistemas e Innovación (Fraunhofer ISI) pronostica que el 90% de la demanda de energía de la industria europea podría descarbonizarse para 2035 gracias a las tecnologías de electrificación que estarán disponibles en esa fecha. De hecho, el informe revela que con las que están en el mercado, como las bombas de calor y los hornos de arco eléctrico, se puede electrificar más del 60%.

Tras su análisis sobre el potencial de estas innovaciones en siete áreas, aseguran que dichas tecnologías pueden utilizarse en sectores con procesos calóricos elevados. “Las bombas de calor y las calderas eléctricas ya pueden generar hasta 200 y 500 grados, respectivamente, para procesos químicos; los hornos de arco eléctrico se

las emisiones que generan la fabricación de materiales de construcción y el transporte aéreo, y que se desarrollará en la planta que la multinacional cementera tiene en Villaluenga de la Sagra (Toledo). El objetivo: capturar más de 700.000 toneladas de CO₂ anuales y, con hidrógeno renovable, producir unas 100.000 toneladas de combustible sostenible para la aviación (e-SAF) tras una inversión de 4.000 millones, incluida la parte de electricidad con solar y eólica. “Durante sus primeros 10 años de operación estimamos que evitará la emisión de más de 6,5 millones de toneladas de carbono”, calcula David Folgado, director financiero de Exolum.

Más allá de la tecnología o los costes, Ángel Saz-Carranza, director de EsadeGeo, incide en la encrucijada que supone ser ambicioso climáticamente y estar abierto comercialmente al mundo. “Es muy costoso recortar CO₂ en los sectores intensivos en energía y emisiones. Si no vamos al unísono, dejamos en desventaja competitiva a algunos jugadores”, remacha. Saz-Carranza se refiere a Estados Unidos, que ha reculado en las metas ambientales y avanza en desregulación, o China, con un precio del carbono más bajo que el europeo (80-90 euros). Además, señala la desigual política de incentivos fren-

pueden emplear en la producción de acero a 1.800 grados y los sistemas de calentamiento por resistencia eléctrica (inducción y craqueo a vapor) estarán disponibles en los próximos años para procesos de 100 a 2.500 grados”, especifican.

Además, consideran clave la creación de una alianza industrial para facilitar la introducción al mercado de la innovación; fijar objetivos de implantación que posibiliten las inversiones; establecer programas de financiación a medida, y que el regulador incluya la electrificación en la planificación de la red y facilite el acceso de las empresas a la misma. Hoy, tres cuartas partes de las emisiones que genera la industria europea es por la quema de combustibles fósiles en la producción de bienes del sector químico, acero, papel, alimentos y bebidas.

te a estas dos potencias. “La paradoja ahora es que si quieres ir rápido y barato en la transición tienes que comprar producto chino y eso puede generar un problema laboral e industrial en Europa; lo vemos con el coche eléctrico”, alerta. Aun así, ante la geopolítica actual y los problemas de competitividad europea, cree que la UE bascula de hiperambiciosa a ambiciosa. “Está matizando algunos objetivos. Tanto la renovada política industrial como el mecanismo de ajuste en frontera por carbono son las dos herramientas para rebalancear el equilibrio entre industria y medio ambiente”, sostiene.

De hecho, la incertidumbre global y el cambio de prioridades en la UE ha provocado que la inversión en hidrógeno renovable y captura de carbono se desplomara el año pasado con respecto a 2023, resalta Natalia Luna, analista sénior de Investigación Temática en Columbia Threadneedle Investment. En la primera, la caída fue del 14%, hasta 3.000 millones de dólares (unos 2.660 millones de euros), y en la segunda fue de casi el 90%, de 6.000 a 700 millones de dólares (5.320 a 600 millones de euros), detalla con cifras de Bloomberg. Luna cita incluso algunos proyectos de hidrógeno verde ya cancelados por los altos costes y falta de demanda: el de 10

gigavatios (GW) de Equinor y Shell en Noruega, la construcción de una planta de dicha tecnología y amoníaco por parte de la química noruega Yara, o la instalación que planeaba la química estadounidense Dow.

Fundición de acero en la planta de ArcelorMittal en Avilés (Asturias).

Factores de ralentización

Los altos costes de electricidad, que supera los 65 euros por megavatio-hora (MWh) en España; la inseguridad regulatoria y fiscal; la saturación de los puntos de acceso y conexión a la red eléctrica, y la carencia de una tecnología viable ralentizan la electrificación de la industria química, enumera Juan Antonio Labat, director general de la Federación Empresarial de la Industria Química Española (Feique). “Sin un precio asequible, de unos 40 euros MWh, no podrá prosperar porque implica inversiones de capital muy elevadas y un alza significativa de los costes operativos”, insiste. Esto hace que sea inviable competir con EE UU, China, Francia o Alemania. Por eso demanda un fondo nacional para la descarbonización y la competitividad industrial, independiente de los mecanismos europeos.

Precisamente, otro obstáculo que preocupa es el acceso y conexión a la red de distribución, cuando la electrificación requiere contratar elevados volúmenes de potencia eléctrica, aduce Labat. La Asociación de Empresas

Preocupa el acceso y la conexión a la red de distribución cuando se requiere contratar elevados volúmenes de potencia

de Energía Eléctrica (Aelec) revela que más de la mitad de las peticiones realizadas por la industria en 2024, unos 10.715 MW de un total de 19.000, fueron rechazadas por falta de capacidad. “El 83% de las solicitudes corresponde a nuevas industrias, principalmente electrointensivas, que quieren asentarse en el país, y el 17% restante atañe a las existentes que piden una ampliación de capacidad para electrificar su proceso productivo”, explica Marta Castro, directora de Regulación de Aelec. Las eléctricas están a la espera de que la CNMC publique los mapas de capacidad de demanda en los distintos nudos de sus redes, previsto para otoño, a fin de disminuir este cuello de botella.

Esther Martínez Arroyo, directora del sector Energía y Utilities en España de PwC, reconoce que está costando bajar a tierra los elevados objetivos europeos. “El foco es intentar cumplirlos, pero hay ciertas cuestiones que lo están retrasando”, observa. Lastra no solo el límite anual a la inversión en redes eléctricas (en el 0,13% del PIB), también el largo proceso de tramitación de plantas renovables o los cargos e impuestos que se incluyen en la factura de luz: en Europa un 40% de lo que se paga de media es fiscalidad frente al 11% en EE UU, esgrime. “Hay que hacer una reforma fiscal profunda, limpiar la tarifa para dar una señal de precio real”, reitera. Y cree que hay que favorecer a todas las tecnologías por igual. “Poner a disposición todos los desarrollos y que la industria elija la que más le convenga”, concluye.

Hacia el objetivo de almacenar las renovables

Baterías de estado sólido se suman a los avances tecnológicos que permiten sacar el máximo partido a la solar y la eólica, y paliar sus problemas de intermitencia

Ramiro Varea Latorre

Uno de los mayores desafíos a los que se enfrenta el desarrollo de las renovables tiene que ver con la manera de almacenar esa energía generada en paneles fotovoltaicos y aerogeneradores. No siempre —ni a todas horas— sopla el viento y brilla el sol, por lo que es vital acumular esa electricidad verde para cuando sea necesaria. Esa es precisamente la función de los sistemas de almacenamiento: compensar de forma parcial las ausencias e intermitencias de las fuentes renovables (en el corto, medio y largo plazo), y contribuir a la estabilidad de la red.

Sus beneficios son múltiples. En las horas diurnas y los fines de semana —cuando hay un exceso de producción renovable o la demanda es baja—, esa energía se guarda para liberarla a la red en los picos de demanda o cuando llegue un periodo de menor generación. Al evitarse el desperdicio de energía limpia, se reduce la necesidad de quemar combustibles fósiles como el gas. Todo esto ayuda, además, a equilibrar los precios del mercado eléctrico.

Progreso constante

En los últimos años, el avance en las técnicas de almacenamiento ha sido enorme. El bombeo hidráulico y la fabricación de baterías, sobre todo de litio, cada vez más baratas y eficientes, es una realidad. Una de las principales novedades que se esperan entre este año y 2026 es la comercialización de baterías de estado sólido, que destacan por una mayor densidad de energía y más ciclos de descarga. El sector reconoce que para aumentar la potencia de estos dispositivos es urgente una evolución de sus componentes, e incorporar ánodos y cátodos fabricados con materiales menos escasos como el grafito o el silicio.

Pero esto es solo el principio, porque ya se investiga con nuevas tecnologías —como baterías de flujo, hidrógeno verde, almacenamiento térmico en sales o en forma de gases, como aire comprimido, amoniaco y metanol, entre otras— que podrían complementar e incluso sustituir a los actuales acumuladores. “Su desarrollo debe ir asociado a su capacidad para dar respuesta a las nece-



sidades del sistema y del mercado eléctrico”, señala Juan de Dios López Leiva, director técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE).

El futuro del almacenamiento, apunta este experto, no va a depender de una única tecnología. Las baterías seguirán siendo cruciales, aunque otras soluciones —más sostenibles o adaptadas a distintos usos— ganarán terreno. “El *mix* tecnológico será clave para un sistema energético 100% renovable y resiliente”, añade. Coincide con esta opinión el director general de APPA Renovables, José María González Moya, quien aboga por avanzar hacia un sistema de almacenamiento diversificado. “Cada opción tiene su aplicación óptima según la duración del almacenamiento y el uso previsto, que puede ser de horas, días o semanas”, señala.

● Más ayudas para proyectos a gran escala

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contempla que el almacenamiento pase de los 3,3 gigavatios (GW) actuales a más de 22 GW en 2030. Para ello, el Gobierno ha duplicado las ayudas y recientemente ha lanzado otro paquete de subvenciones de 700 millones de euros procedentes de fondos europeos. El dinero servirá para cofinanciar entre 80 y 120 proyectos de almacenamiento a gran escala que deberán estar concluidos antes de finales de 2029. Según el Ejecutivo, este impulso “contribuirá a asegurar la transformación del sistema energético para que sea más flexible, robusto y resiliente”. Además, se logrará “una mayor penetración de las fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico español” y se reducirá la dependencia de España de los combustibles fósiles, lo que favorecerá la lucha contra la crisis climática.

En determinados tramos del día, el 80% de la generación de energía en España procede de fuentes renovables y se registran enormes diferencias de precio en el mercado eléctrico, con franjas horarias en las que la electricidad está a coste cero y otras en las que el megavatio-hora (MWh) alcanza los 200 euros. “El almacenamiento es hoy una necesidad estructural del sistema, no un complemento”, insisten desde la patronal de las renovables. Entre otras cosas, porque ayuda a equilibrar estas situaciones, a moderar los precios y a mejorar su previsibilidad a futuro.

Por eso, prosigue González Moya, es necesario “priorizar el almacenamiento como una infraestructura crítica”. Cuanta más energía se acumule y mejor funcionen estos sistemas, más renovable podrá incorporarse a la red eléctrica y antes se avanzará hacia las metas establecidas por la UE para 2030. Para esa fecha, el 45% de toda la energía producida por los Veintisiete debe ser limpia.

Instalar estas infraestructuras en determinadas localizaciones óptimas es esencial para aprovechar al

Estos sistemas deben instalarse en lugares óptimos y considerarse infraestructuras críticas

máximo todo su potencial. Esto incluye plantas fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas, subestaciones y nodos de la red. “Dentro de la congestión de acceso en muchos de esos nodos se dispone de suficientes solicitudes de acceso de proyectos de almacenamiento con baterías y bombeo”, explica el presidente de la Comisión de Energía del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid (Coim), Jaime Segarra. Pero mientras los relacionados con las baterías se pueden ejecutar en menos de dos años, los de almacenamiento por bombeo requieren un mínimo de seis.

Pese a los esfuerzos, este ingeniero advierte que España “va con retraso” en relación con los países más avanzados como China, EE UU, Australia o Reino Unido “debido a la falta de regulación de los mercados de capacidad que establezcan las oportunidades de inversores”. Para que todas estas inversiones sean rentables, desde el Coim urgen a establecer con claridad cuáles son las reglas del juego. “Hay que adaptar la regulación y normativa del mercado de capacidad, en otros países ya funciona”, comenta Segarra. La suma de todos estos sistemas de almacenaje implicará una mejor gestión de la energía. “Ayudarán a cubrir las carencias de las tecnologías renovables, su intermitencia, su falta de inercia y su incapacidad para regular frecuencia-potencia y tensión”, remacha.



Solo con el programa

Mi  **Iberdrola**

Ahorro en
Mi factura

Experiencias
Mi ticas

Mi les
de sorteos

Pásate a Iberdrola y ahorra.
900 24 24 24 iberdrola.es





FRANCESCA VOLPI / BLOOMBERG / GETTY IMAGES

Redes digitales, la clave de la transición limpia

La actualización del sistema es fundamental para avanzar en la seguridad y eficacia de un *mix* energético sostenible

Oscar Granados

Hasta hace no mucho, finales del siglo pasado, la electricidad era como un cauce de agua que avanzaba en una sola dirección. Viajaba de las grandes centrales a los hogares, escuelas y centros de trabajo. Era un sistema previsible, centralizado. Pero hoy, en plena electrificación de la economía —con paneles solares en los tejados, coches que se enchufan por la noche y electrodomésticos que se encienden o apagan según su necesidad de energía—, el flujo se ramifica, se mezcla y se retroalimenta. Así que su gestión requiere de sistemas digitalizados e inteligentes que puedan ayudar a estabilizar y aprovechar todos los recursos distribuidos.

De esta necesidad surge el concepto de red inteligente (*smart grid*). “Es una red eléctrica que emplea tecnologías digitales avanzadas, como sensores, automatización, inteligencia artificial (IA), y que permite la supervisión y operación dinámica del sistema eléc-

trico, facilitando la integración eficiente de generación renovable distribuida, el despliegue de almacenamiento, la gestión activa de la demanda y la participación del consumidor como agente energético”, explica Eduardo González, socio responsable de Energía y Recursos Naturales de KPMG en España. Se trata de la combinación de equipos eléctricos tradicionales con la incorporación de tecnologías digitales avanzadas. “Por ejemplo, contadores inteligentes, sensores y análisis de datos, que facilitan el intercambio de información y energía de forma que estas redes pueden responder de forma dinámica a los cambios en la oferta y la demanda”, abunda Marta Castro, directora de regulación de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec).

Si una red tradicional ofrecía una vista tipo “radiografía”, la digitalización proporciona el equivalente a una resonancia magnética: una visión mucho más detallada, dinámica y útil del estado y comportamiento de la red, comenta Claudia Blanco, *Innovation & Customer Partnerships officer* en GE Vernova. “Más allá de la visibilidad, la digitalización transforma el modelo operativo de la red, pasando de decisiones centralizadas dirigidas por humanos a inteligencia autónoma y basada en datos en los extremos de la red”, dice esta especialista. Esta evolución es clave para enfrentar los retos actuales, como la integración de renovables, la congestión y las fluctuaciones de demanda.

La digitalización habilita la gestión masiva de datos en tiempo real, la coordinación entre múltiples actores y

la interacción automatizada en la red. “Organismos como la Agencia Internacional de Energía Renovable (Irena) señalan que la digitalización desempeña un papel clave, especialmente, en sistemas cada vez más descentralizados: permite coordinar millones de recursos distribuidos, como generación distribuida, baterías, vehículos eléctricos, consumos flexibles, mediante el intercambio de datos en tiempo real”, explica González, de KPMG. “Gracias a ello, los operadores pueden tener una visibilidad completa del estado de la red, mejorar la previsión; por ejemplo, anticipar producción renovable con pronóstico meteorológico más preciso, y optimizar la operación”. La red europea, sin embargo, no está evolucionando al ritmo de transformación que lo están haciendo las renovables. “La planificación obsoleta y los mandos anticuados están frenando la modernización y expansión de las autopistas eléctricas del continente”, advierten los expertos de Beyond Fossil Fuels E3G, Embeber y el Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA).

Desperdicio registrado

En un informe, los expertos de estos organismos han analizado a 32 operadores del sistema de transmisión eléctrica en 28 países y han concluido que el año pasado se han desperdiciado 7.200 millones de euros en electricidad renovable en siete países debido a limitaciones de la red. El informe indica que 1.700 gigavatios (GW) de proyectos de energía renovable están atascados en las colas de conexión a la red en 16 países (entre ellos España, con 36 GW). La cifra total de todas las naciones equivale a más del triple de la capacidad que se necesita añadir para cumplir con los objetivos climáticos de la Unión Europea para 2030. El reciente apagón en la península Ibérica recordó la importancia crítica de modernizar las redes y mejorar su gobernanza como piedra angular de la resiliencia energética, explican los especialistas del informe.

González señala que la digitalización de la energía en Europa se aborda de forma integral. La Comisión Europea puso en marcha en 2022 un plan de Acción de digitalización del sistema, con el objetivo de establecer un marco común que permita el intercambio seguro de información y la integración de tecnologías. Paralelamente, se promueve la colaboración entre los gestores de redes de transporte (TSO) y distribución (DSO) en proyectos conjuntos. ENTSO-E (organismo que agrupa a los TSO europeos) y la nueva entidad europea de DSOs (EU-DSO Entity) han firmado planes de trabajo conjuntos para coordinar temas como la flexibilidad, la operación de sistemas distribuidos y el empoderamiento del consumidor a través de la digitalización. “En España, la digitalización de las redes ha seguido una senda marcada por la innovación temprana en varios frentes”, asegura.

Un elemento destacado es la telemetría universal: España fue de los primeros países en completar la instalación de contadores inteligentes en prácticamente el 100% de los consumidores domésticos, proyecto finalizado hacia 2018 (27 millones de puntos de medida). El país “ha avanzado significativamente”, agrega Castro, de Aelec. Con datos de la Agencia Europea de Cooperación de Reguladores Energéticos (ACER), Castro detalla que el 99% de los puntos de

La falta de modernización de la distribución genera pérdidas millonarias en la cadena de la electricidad

suministro españoles disponen de contador inteligente (frente al 1% de Alemania o el 35% de Bélgica). “El siguiente paso es impulsar una transformación más profunda y completa en todos los niveles de la red para consolidar este progreso”, añade Blanco, de GE Vernova. España es uno de los países más avanzados de Europa en la digitalización de la red de media y baja tensión, destaca Marta Sánchez Álvarez, socia responsable de Energía de EY España. “Especialmente gracias al despliegue masivo de contadores inteligentes y a la inversión en equipamiento y soluciones para monitorizar y automatizar la operación remota de la red”, agrega.

Respecto al transporte, Red Eléctrica de España (REE) también ha sido pionera en la adopción de modelos de red inteligente. “Ya en 2006 puso en marcha el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE), primero de su tipo en el mundo, para monitorizar y gestionar en tiempo real la producción eólica y solar fotovoltaica a nivel nacional”, dice el experto de KPMG. Otro modelo clave impulsado por REE es el de la subestación digital. La compañía ha desarrollado proyectos piloto de subestaciones plenamente digitalizadas, donde la tradicional “maraña de cables de control” se sustituye por fibra óptica y comunicaciones IEC 61850 (estándar internacional que define los protocolos de comunicación), logrando instalaciones más flexibles, seguras y eficientes. Estas subestaciones inteligentes mejoran la recopilación de datos en campo y permiten operaciones de maniobra automatizadas con mayor fiabilidad.

Naturgy 

EQUIPO AHORRO



TE AYUDA
A AHORRAR,
SEA CUAL SEA
TU ENERGÉTICA.

 **TEATRO REAL**
CERCA DE TI



¡Síguelos y empieza a ahorrar!



Economía circular a todo (bio)gás

España cuenta con un gran potencial de residuos agrícolas y forestales reutilizables para la generación de biometano, pero el alto coste del proceso, entre otros factores, lastra su despegue

Jordi Pastor

De residuo a recurso. “Es una frase muy manida”, reconoce Margarita de Gregorio, CEO de la Asociación Española de Biocircularidad (Biocirc), “pero eso no quiere decir que no esté vigente”, asegura en referencia a uno de los pilares básicos de la transición hacia una economía circular: la valorización de residuos para su reintroducción, como materia prima, en el sistema productivo, que implica transformarlo “mediante un proceso físico, térmico, químico, biológico o termoquímico para obtener otra cosa que, en parte o en su totalidad, tiene un valor, que puede ser utilizado o comercializado”, define De Gregorio.

Un factor acuciante si hablamos de sobrantes orgánicos procedentes de los sectores agrario, ganadero y forestal —así como de residuos urbanos y aguas residuales—, en cuya generación España es uno de los líderes europeos: el *Análisis del potencial de recurso de biomasa en España*, que Biocirc presentará próximamente, recoge

que nuestro país dispone de unos 159 millones de toneladas anuales de biomasa (materia fresca).

Pero tal y como señalan desde el departamento de Bioenergía y Residuos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), esta capacidad no se está traduciendo de momento en la cantidad de proyectos deseables para alcanzar los objetivos nacionales en transición energética y descarbonización. Sobre todo si nos referimos al biogás, fuente renovable y gestionable —pues no depende del sol o el viento— que se obtiene a partir de un proceso de digestión anaerobia (descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno), y especialmente al biometano.

“Tiene las mismas características que el gas natural, y eso nos ayuda a descarbonizar nuestros procesos productivos”, reconoce Adrien Souchet, director de Biometano de Moeve, compañía que a principios de año anunció una inversión de 600 millones de euros para, en colaboración con empresas como InproEner, Kira Ventures o PreZero, desplegar en España una treintena de plantas produc-

Al ser intercambiable por el gas natural, se puede inyectar directamente en la red nacional y contribuir a la desfosilización del sistema

toras de este biogás hasta 2030, que sumarían una cuota anual de cuatro teravatios-hora (TWh) anuales —equivalentes a la energía suficiente para 568.000 hogares— y permitirían valorizar hasta 10 millones de toneladas de biorresiduos cada año, compensando hasta 728.000 toneladas de CO₂, cifran desde la energética.

Reducción de importaciones

Al ser intercambiable por el gas natural fósil, el biometano se puede inyectar directamente en la red gasista nacional, “que es el uso prioritario de quienes entran en el negocio ahora”, asegura De Gregorio, aplicándose a la producción de energía térmica y eléctrica para consumo industrial y doméstico, e incrementando la desfosilización del sistema —el objetivo actual ronda el 35%, menciona la experta—, así como la soberanía energética, al reducir la necesidad importadora desde Rusia o Argelia.

Aunque para la CEO de Biocirc lo sustancial está en su contribución al cierre de ciclos productivos de base biológica, “creando una actividad económica que es positiva para el medio ambiente en España”, esgrime, y que facilita la fijación de población en el territorio debido a la descentralización inherente a la gestión de biorresiduos. “En estas plantas [de biogás], al digerir residuos procedentes de agricultura o ganadería, obtenes otro subproducto que es el digestato o digerido”, desgrana Adrien Souchet, que puede valorizarse después como fertilizante “y vuelve al sector agrícola para permitir un enriquecimiento del suelo sin los problemas de contaminación que tiene el uso directo de purines o estiércoles”, argumenta.

La Hoja de Ruta del Biogás, lanzada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en 2022, establece, en consonancia con el PNIEC 2023-2030, una producción nacional mínima de 20 TWh anuales para 2030, que multiplicaría por siete la de 2020. Pero España apenas cuenta actualmente con 15 plantas de biometano en fase de explotación, según la asociación Gasnam. Frente a las más de 1.500 que operan en el resto del continente —cuyo objetivo productivo a 2030 según el plan REPowerEU de la Comisión Europea ronda los 409,5 TWh—, el biogás ha experimentado un desarrollo modesto en nuestro país hasta ahora.

Complejidad normativa

¿Por qué no despega el biogás en España? Un primer factor apunta a la complejidad normativa respecto a la valorización de residuos, así como a la lentitud en la tramitación de los permisos necesarios para ello, lastrando la iniciativa privada. Desde el IDAE subrayan el “desconocimiento por parte de los productores del recurso sobre las posibilidades que este les ofrece para mejorar su competitividad”, mientras Margarita de Gregorio tilda de “paradójico” que, ante la presión actual por cerrar ciclos productivos, existan tantas dificultades “por cómo se ha categorizado esa materia, o el tipo de gestión que tiene que hacerse con ella” para valorizarla. Obtener la condición de fin de residuo para reutilizarla (limitada siempre a un solo uso concreto), así como la Autoriza-

● Potenciar la divulgación ante la contestación social

En los últimos años subyace cierta oposición popular a la implantación de plantas de biogás que, aunque no es algo exclusivo de la bioenergía, pues se asocian habitualmente al despliegue de macrogranjas de cerdos, “sí tiene un impacto relevante en el despliegue de esta”, indican técnicos de Bioenergía y Residuos del IDAE. “El biometano está teniendo una contestación social que nos tiene bastante desconcertados”, confiesa Margarita de Gregorio, CEO de Biocirc, organización que reconoce la movilización de más de 70 platafor-

mas vecinales y ciudadanas en España contra la construcción de este tipo de instalaciones en Socuéllamos (Ciudad Real), Machacón y Babilafuente (Salamanca) o en Colmenar Viejo (Madrid), entre otros muchos lugares.

Malos olores; riesgos para la salud y el entorno por la contaminación atmosférica, debido a las emisiones, y del suelo, a causa de digestatos con gran cantidad de nitratos; un uso desmesurado de agua, así como falsas promesas de empleo y desarrollo local son algunos de sus argumentos habi-

tuales. Aunque De Gregorio cree que son fácilmente rebatibles, pues “son plantas con máximos criterios técnicos que buscan la excelencia y el mínimo impacto para los territorios” —como las que contempla la Hoja de Ruta del Biogás de Andalucía, cuyo desarrollo cuenta con el asesoramiento de Biocirc—, reconoce que este rechazo ralentiza las inversiones. Adrien Souchet, director de Biometano en Moeve, apunta a “una falta de conocimiento general de este tipo de proyectos, que tienen una tecnología demostrada y se-

gura”, pero el que haya tan pocas en funcionamiento en España “puede crear incertidumbre en las comunidades locales”, asume. Para revertirlo, apuesta por una estrategia de divulgación sobre las soluciones que aportan en circularidad y tratamiento de residuos nocivos, “basada en un diálogo continuo con estas comunidades para que conozcan los proyectos, y en asegurar un impacto positivo a nivel local con beneficios que no sean puntuales al inicio, sino que perduren en el tiempo durante toda la operación”, concluye.

ción Ambiental Integrada (AAI) para nuevos centros de producción, “que tarda especialmente, retrasa mucho la puesta en marcha de estas plantas”, lamenta Adrien Souchet.

Aunque el directivo de Moeve valora positivamente la voluntad política desde Gobierno, comunidades autónomas e instituciones implicadas, advierte que cada “autonomía tiene su propia legislación y hace más complicado tanto el tratamiento del residuo como el uso posterior del digerido o digestato” que generan dichas plantas. En definitiva, que una aceitera o una cervecera puedan generar importantes ahorros “ya que

están convirtiendo [sus residuos] en algo que van a poder comercializar”, razona De Gregorio.

La falta de competitividad de estas iniciativas representa un gran escollo para su desarrollo, a pesar de que “la tecnología de digestión anaerobia tiene un nivel de madurez muy elevado”, asegura Souchet, “y es fácilmente integrable en industrias como depuradoras, ganadería o industrias alimentarias, añade De Gregorio. Aunque el directivo de Moeve estima en más de 300 los proyectos en fase incipiente de desarrollo en España —Naturgy anunciaba hace pocos días la compra de 20 plantas de biometano con

una inversión de 500 millones de euros—, reconoce que “las operaciones para producir biometano y digerido de alta calidad pueden resultar complejas y costosas”. Tampoco ayuda que para ser objeto de apoyo público los proyectos deban garantizar una reducción de emisiones de al menos un 80% respecto a su homólogo fósil, ni la ausencia de un mercado estructurado para recursos de biomasa procedentes del ámbito forestal y agrícola que complica la logística de suministro, señalan desde el IDAE. De esta forma, las alternativas fósiles al biogás continúan siendo soluciones menos arriesgadas.

Energía confiable
para un futuro descarbonizado



El ladrillo se resiste a abrazar los algoritmos



ANGEL GARCÍA (BLOOMBERG)

Pese al potencial para reducir emisiones, la digitalización y la cultura de la eficiencia no llegan a la mayoría de edificios empresariales

Elena Horrillo

Las personas pasan de media entre un 80% y un 90% de su vida en interiores, según la Organización Mundial de la Salud (OMS). Estos edificios, viviendas, oficinas, centros comerciales, colegios, hospitales o museos son los responsables del 40% del consumo energético a escala mundial —30% en el caso de España— y, en nuestro país, casi el 58% de ellos se construyó antes de que llegara la primera normativa que introdujo unos criterios mínimos de eficiencia energética. Por eso, la modernización del parque edificado y el avance hacia los edificios inteligentes y cero emisiones es un asunto capital.

Pero ¿qué es un edificio inteligente? Mariano Vázquez Espi, profesor titular en el Grupo de Investigación en Arqui-

tectura, Urbanismo y Sostenibilidad de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), rememora una conferencia de Francisco Javier Sáenz de Oiza en la que el ilustre arquitecto navarro reflexionaba sobre los edificios inteligentes y se preguntaba: “¿Los anteriores eran tontos?”. Más allá del *marketing* tras el término, lo que no tenían los anteriores era una serie de dispositivos y sensores que permitían recolectar, monitorizar y conectar datos, posibilitando activar automatizaciones destinadas a aumentar el confort y la eficiencia energética. Pero ¿esto lo tienen las construcciones actuales? “Hoy en día los edificios son uno de los sectores menos transformados digitalmente y existe un potencial enorme”, asegura Rubén André, director de la unidad de negocio Buildings de Siemens en España y Portugal.

Datos como aval

Precisamente los datos le dan la razón; según un informe de Johnson Controls, apenas el 13% de las empresas tienen sistemas integrados para que sus edificios sean espacios inteligentes capaces de lograr niveles de consumo energético óptimo. “Hay razones varias. Una es falta de información; otras, la falta de incentivos económicos o fiscales; otras es que la gente no percibe cuál es el beneficio económico y el retorno, y luego que, en vez de haber

una integración de responsabilidades sobre lo que es hacer edificios que funcionen bien, hay una dispersión entre un montón de agentes, explotadores, mantenedores, promotores, etcétera”, reflexiona Luis de Pereda, director del Instituto Europeo de Innovación y Desarrollo Tecnológico (EIT).

De Pereda apunta a la fragmentación de responsabilidades, algo que aparece varias veces en las distintas conversaciones mantenidas con los expertos. “El promotor no quiere meter más de lo estrictamente normativo. La persona que explota el edificio prefiere ir a unos sistemas reglados, aunque consuman más, pero de menos inversión inicial y que le compliquen menos los procesos de explotación. A los mantenedores se les contrata con criterios que no están basados en el rendimiento del mantenimiento y los usuarios desconocen los beneficios que podrían tener si gestionan bien”, explica el director del EIT. En definitiva, si todos no reman en la misma dirección, el resultado no será todo lo óptimo que podría ser.

Baste un ejemplo. El RP11, un edificio de oficinas situado en Azca (Madrid), está considerado como uno de los *smart buildings* más avanzados de Europa. “La fachada de doble piel pasiva respirante es la primera vez que se construye en España. Lo que hace es recuperar el calor que se genera entre dos capas

de vidrio de 20 centímetros. Tiene unos filtros que, por inducción y por el cambio de temperaturas, van soltando el calor al exterior, no necesitas de sistemas adicionales”, explica Enrique Tazón, director del proyecto en Fenwick Iribarren Architects.

En cuanto a la parte *smart*, Tazón señala que el edificio cuenta con sensores asociados a las luminarias que ofrecen más de una decena de lecturas, además de tener una “duplicidad de servicios y de sistemas para asegurar, al menos, un *buffer* de horas de autonomía del edificio”. Algo que ha adquirido relevancia tras el apagón general en la península Ibérica del pasado 28 de abril. Y la clave para conseguir todo esto es que los intereses de todos los agentes confluyan, desde el promotor hasta el usuario final. “Desde un inicio sabían que su público ob-

Falta de información y de incentivos económicos o fiscales retrasan la modernización sostenible de grandes inmuebles

jetivo iban a ser tecnológicas”, apunta Tazón, que sentencia: “No eres capaz de hacer un edificio así si la propiedad no está conforme o empuja para tenerlo”.

Pero la necesidad de sinergias no acaba ahí. Cuanto mayor sea el encaje entre el edificio, los sistemas de gestión y el entorno, más sostenible será. Lo primero, el edificio. Para Beatriz Arranz, profesora de la Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Madrid de la UPM y miembro del grupo de investigación HEAT (Hábitat, Energía y Arquitectura en Transición), trabajando esta parte se puede conseguir mucho: “Con una geometría adecuada, una orientación adecuada, aislamiento térmico, protección solar, reducimos bastante la energía”. A ese trabajo se suma el diseño de las redes de climatización, de iluminación y una buena selección de equipos que asegure la eficiencia. “Integrar desde el principio los niveles de inteligencia y gestión en la concepción de un edificio permite una economía de medios enorme”, incide De Pereda.

El entorno es vital

Y por supuesto, el entorno. Como apuntan desde GCA Architects, artífices del Smart22@ en el barrio de Poblenou (Barcelona), “un edificio inteligente no solo es aquel que incorpora tecnología, sino que ha sido diseñado de manera inteligente para adaptarse al entorno y a las particularidades del lugar”. Porque no es lo mismo las condiciones de climatización ni las limitaciones de construcción que tiene un edificio en Azca, dentro de la isla de calor en el centro de Madrid, que en un terreno abierto lejos de otras edificaciones. El problema, señala Arranz, es que las simulaciones energéticas con las que trabajan, teniendo en cuenta los archivos climáticos que son una media de los 10 últimos años, están ofreciendo unas proyecciones que probablemente sean más optimistas de la cuenta.

Modernos edificios de oficinas en Jardins de Ca l'Aranyó, en el barrio barcelonés de Poblenou.



ELECTRIFYING A SUSTAINABLE FUTURE

Tenemos la oportunidad de lograr electrificar un futuro más sostenible en equipo.

Aintzane Angulo, Ander Etxebarria
Product Management



WESTERSDOE (GETTY IMAGES)

Lluvia de petrodólares sobre paneles solares

Las monarquías del golfo Pérsico y otros Estados árabes invierten en generación renovable para reducir su propia dependencia de la fósil

Begoña Barba de Alba

Ahmed Zaki Yamani, ministro de Petróleo de Arabia Saudita en 1970, acuñó la frase “la Edad de Piedra no terminó por falta de piedras”. Con ella quiso ilustrar el concepto de que la influencia vinculada a los petrodólares no terminaría aunque disminuyera el poder del crudo. Este pensamiento sustenta los movimientos corporativos de las monarquías del golfo Pérsico, centrados en diversificación del riesgo como país en telecomunicaciones, alimentación y en el negocio de la generación energética no petrolífera; básicamente, en renovables.

“Cuando se acabe el petróleo los que más se alegrarán serán los países árabes”, asegura en tono jocoso Massimo Cermelli, profesor de Deusto Business School, recordando su presencia ya en Iberdrola, Endesa, Naturgy o Moeve. España batió un récord de captación de inversiones de fondos extranjeros estatales entre 2023 y 2024, con más de 7.000 millones de euros, según el último informe de IE elaborado en base a datos del ICEX, organismo integrado en el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

“Es una buena noticia porque refuerza el equilibrio financiero y el potencial internacional de nuestras compañías. Del mismo modo, este empuje accionarial puede ayudar a impulsar la apuesta definitiva por las

energías renovables”, avanza José Donoso, director general de la patronal fotovoltaica (Unef).

Si hace una década los grandes capitales estadounidenses y europeos protagonizaban casi el total de las compras de empresas españolas, ahora son los fondos soberanos de Oriente Medio y Próximo los que dominan la escena de fusiones y adquisiciones. Entre los grandes actores ya destacaban hace más de dos años los investigadores del IE a los fondos árabes.

Europa les interesa y han crecido exponencialmente en España. Nuestro país está bien conectado, con mejores redes eléctricas que el centro de Europa, como demostró la invasión de Ucrania. “España les garantiza estabilidad política, buena logística y alta rentabilidad”, resume Cermelli.

Tipología de compras

Sobre el tamaño de las empresas, están invirtiendo tanto en compañías cotizadas como en divisiones de empresas bursátiles, activos operativos gestionados por estas compañías o empresas no cotizadas con una demostrada trayectoria en el sector y con capacidad para seguir creciendo en distintas geografías, destaca Antonio Martínez Mozo, líder de Energía Renovable en E&Y Latam e Iberia.

“El objetivo de estos fondos es reducir la dependencia del petróleo, y por ello priorizan en negocios tales como la generación de gas y electricidad, especialmente vía fuentes renovables”, señala Leopoldo Torralba, director de Análisis y Consultoría de Arcano Research. De ahí el interés en compañías como Naturgy o Iberdrola.

“Diversifican hacia tecnologías distintas del petróleo con el objetivo de mantener su influencia en el sector energético bajo la transición hacia fuentes renovables”, comenta Martínez Modo. Los fondos soberanos de las monarquías del Golfo son financieramente muy fuertes y los precios están más contenidos que hace dos

años, lo que hace que puedan entrar al cumplir con sus requisitos de rentabilidad por activo, avanza un socio de una gran consultora.

“Su estrategia es de transacciones grandes, inversiones financieras y operativas, con capacidad de crecer y con equipos”, añade. Prueba de ello es la compra a Endesa por parte de Masdar, perteneciente al Gobierno de Abu Dabi, de una cartera solar de dos gigavatios (GW) en diciembre pasado, pero dejando la gestión a la eléctrica. El director ejecutivo de Masdar, Mohamed Jameel Al Ramahi, indicó en un comunicado que esta adquisición reflejaba “aún más el compromiso de Masdar con los objetivos de descarbonización de Europa y con la transformación global de la energía”.

A diferencia de los chinos, que suelen entrar en negocios de construcción para llevarse los proyectos y luego, al terminarlos, los venden, las monarquías del golfo Pérsico son inversores a largo plazo con vocación de entrada en energías limpias para descarbonización, puntualiza el socio.

José Donoso, director de Unef, recuerda que son viejos conocidos, pues “ya estuvieron en la primera fase de las renovables en termosolar, se marcharon con la caída de las retribuciones en tiempos del Gobierno del PP, y ahora han vuelto centrados en la fotovoltaica”.

Así, Masdar firmó una alianza con Sener en 2008 para desarrollar proyectos termosolares denominada Torresol. Los kuwaitíes se fijaron en el negocio exterior renovable de Naturgy desde 2018.

Respecto al negocio eólico, los expertos consideran que no han entrado porque no ha habido operaciones que les encajaran por rentabilidad, pero que podrían dar el salto en cualquier momento, en función de los precios.

Sobre la posible llegada de nuevos inversores, comenta Donoso que podemos esperar otros grupos árabes, aunque los principales ya están operativos y es probable que aumenten sus participaciones. “Es una presencia a medio y largo plazo, ya que buscan adquirir co-

En las últimas operaciones han apostado por precio en fotovoltaica, aunque no descartan otras fuentes

nocimiento y experiencia en tecnologías renovables y otras estrategias para trasladarlas a sus países y exportarlas a otros mercados emergentes”, concluye.

Este interés árabe en el mercado español contrasta con los antiguos debates sobre la “defensa de la españolidad” de las empresas estratégicas, discurso que parece haberse disuelto frente a la necesidad de capital. La recepción del Gobierno español hacia estas iniciativas ha sido más que favorable, especialmente tras la entrada de Arabia Saudí en Telefónica. El Ejecutivo sigue teniendo la última palabra si se pusiera en peligro la autonomía estratégica mediante la acción de oro.

● Los más interesados en el negocio

► Emiratos Árabes Unidos

(EAU): Abu Dabi participa en Moeve, antigua Cepsa, una de las energéticas con más historia de España. Mubadala Investment Company es el accionista mayoritario desde 2011, con un 60% del capital. También está presente en Enagás, donde ostenta el 3,1% del capital. Masdar, el gigante de las energías renovables de Abu Dabi, compró en diciembre pasado la cartera fotovoltaica de Endesa (49,9%) en una operación valorada en 850 millones de euros. En marzo de 2025 sumó cuatro

plantas solares Valle Solar en Valencia por 184 millones de euros. La familia Al Nowais, de Emiratos, son propietarios a través de AMEA Power del 3,76% de Cox Energy, empresa de renovables y tratamientos de agua. También han tanteado alianzas con Acciona.

► **Qatar**: a través de Qatar Investment Authority (QIA) son el primer accionista de Iberdrola, con un 8,69% desde 2011.

► **Marruecos**, mediante el grupo financiero Attijariwafa,

fue uno de los principales accionistas en la salida bursátil de Cox Energy; también participó la monarquía alauita a través del fondo de capital riesgo Al Mada. Actualmente su participación es inferior al 3%.

► **Argelia**, a través de la compañía estatal Sonatrach, posee el 4% de Naturgy. Es dueña del 51% de Medgaz, un gasoducto que conecta los yacimientos argelinos con la red española, y ostenta el 11% en Renagosa dedicado al almacenamiento y distribución de gas natural.

Renovables: motor económico, garantía climática y compromiso de futuro

En un mundo cada vez más consciente de los límites del planeta, actuar frente al cambio climático ha dejado de ser una elección: es una necesidad inaplazable. En este escenario, las energías renovables no solo representan una solución limpia y eficiente, sino que se han consolidado como el pilar esencial para una transición energética justa, sostenible y eficaz. Más allá de su impacto medioambiental, constituyen una potente palanca económica y social, capaz de generar empleo, fomentar la innovación y reforzar la soberanía energética de los países.

España avanza con paso firme en esta transformación. Según datos de Red Eléctrica Española (REE), en 2024 la generación renovable alcanzó un récord histórico de 148.999 gigavatios hora (GWh), lo que equivale ya al 56,8 % del mix eléctrico nacional. Este hito demuestra el potencial del país para liderar la transición energética y refleja también los frutos de una estrategia integral basada en condiciones meteorológicas favorables, impulso institucional, avances tecnológicos y un firme compromiso del sector empresarial.

Un país que avanza a buen ritmo

La evolución del sistema eléctrico español en los últimos años se refleja en cifras que marcan, sin duda, un antes y un después en la descarbonización del sistema energético. Este avance responde a múltiples factores. Por un lado, un contexto meteorológico particularmente propicio en 2024 —con un aumento del 35,5 % en la producción hidráulica y del 18,9 % en la solar fotovoltaica— ha tenido un impacto significativo. Por otro, ha sido clave el impulso de políticas públicas decididas, la notable reducción de los costes tecnológicos y, sobre todo, el compromiso cada vez mayor del tejido empresarial.

En este nuevo paradigma, las compañías energéticas no solo se limitan a generar electricidad, sino que se convierten en socios estratégicos en el camino hacia la sostenibilidad. Diseñan soluciones integradas, acompañan a empresas e instituciones en sus procesos de transformación energética y contribuyen activamente al bienestar de los territorios en los que operan.



ENGIE España, un socio estratégico en el camino hacia la descarbonización

Entre los actores que están marcando el rumbo del nuevo modelo energético destaca ENGIE España, una de las principales compañías del sector que forma parte de un grupo internacional líder en la transición hacia la neutralidad de carbono. Con más de 25 años de trayectoria en el país y un equipo de más de 1.700 profesionales, ENGIE ha consolidado un modelo basado en la sostenibilidad, la innovación y la cercanía con el cliente. Su estrategia gira en torno a dos pilares: por un lado, el desarrollo de capacidad propia de generación renovable; por otro, el acompañamiento a clientes industriales, institucionales y del sector terciario en la reducción de sus emisiones y consumos energéticos mediante soluciones a medida.

En cuanto a infraestructura, la compañía cuenta en España con una capacidad instalada cercana a los 3.700 megavatios (MW), de los cuales 1.700 MW proceden de fuentes renovables —como eólica, solar y minihidráulica—. Los 2.000 MW restantes corresponden a tecnologías flexibles y de bajas emisiones, que refuerzan la estabilidad del sistema. Además, ENGIE gestiona junto a sus clientes más de 300 MW en activos distribuidos, incluyendo instalaciones de autoconsumo, plantas de biomasa, termosolar y cogeneración.

La apuesta de ENGIE por las renovables se traduce en proyectos que

generan valor tangible para las comunidades. En Cádiz, por ejemplo, está construyendo dos nuevos parques eólicos con una potencia total de 37,2 MW capaces de abastecer a miles de hogares con energía limpia al tiempo que dinamizan el empleo durante su desarrollo. Asimismo, en 2023 puso en marcha un parque fotovoltaico en Huévar del Aljarafe (Sevilla), con 72 MW de capacidad repartida en dos plantas sobre unas 150 hectáreas. El proyecto, que supuso una inversión cercana a los 40 millones de euros, generó unos 350 empleos durante su construcción y permite evitar la emisión de unas 30.000 toneladas de CO₂ anuales.

Estos desarrollos evidencian que el despliegue renovable va más allá de los indicadores energéticos: es una herramienta determinante para combatir la despoblación rural, diversificar las economías locales, atraer inversión y mejorar la calidad del entorno.

Un modelo energético que avanza

El futuro del sistema energético será renovable, descentralizado, digitalizado y más participativo. Las tecnologías limpias, como la solar o la eólica, seguirán ganando peso, mientras que el hidrógeno verde, el almacenamiento y las redes inteligentes jugarán un papel clave para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema. En este contexto, empresas como ENGIE España lideran la transición energética haciéndola posible. Su capacidad para integrar soluciones, invertir a largo plazo y



colaborar con clientes y administraciones la convierte en un actor fundamental para acelerar la descarbonización del país.

No obstante, los retos siguen siendo importantes: el desarrollo de infraestructuras, la simplificación administrativa o la mejora de la planificación territorial son sólo algunos de ellos. Aun así, los avances conseguidos demuestran que la transformación ya está en marcha y que una energía más limpia, más justa y más segura no solo es deseable, sino también alcanzable.

La transición energética abre la puerta a un sistema más robusto, moderno y eficiente. España tiene las capacidades, el talento y los recursos para estar entre los países que lideren este cambio. Y compañías como ENGIE están contribuyendo a que ese liderazgo se traduzca en resultados concretos y en beneficios reales. El nuevo modelo energético no es una aspiración: ya está en construcción.

Premio para los que ahorran vatios

Los Certificados de Ahorro Energético (CAE) transforman en dinero la economía sostenible y aceleran el cambio total de una empresa hacia un modelo más ecológico

Miguel Ángel García Vega

Es una idea que llega desde Francia. “Pensemos en una de esas iniciativas donde importa más la *señal* que transmite que la magnitud del dinero que maneja”, reflexiona Roberto Scholtes, jefe de Estrategia de Singular Bank. Esa *señal* se llama Certificados de Ahorro Energético (CAE). Quizá, lo mejor sea empezar por un adverbio de negación. “No se trata de un impuesto tributario. Al contrario. Persigue el ahorro energético”, aclara César Cantalapiedra, socio de Analistas Financieros Internacionales (AFI). Para conseguirlo se ha levantado toda una arquitectura que mezcla economía y conciencia medioambiental.

El CAE es un documento que garantiza que se ha logrado un ahorro energético. Pero también es una moneda de cambio. Si estuviésemos en el siglo II antes de Cristo serían denarios verdes. El número de CAE generado equivale a los kilovatios-hora (kWh) ahorrados en un año. Escrito de otro modo: los CAE acreditan un ahorro de energía final equivalente a un kWh anual mediante la implantación de, por ejemplo, proyectos singulares. Además pueden funcionar al igual que palancas de financiación privada para la industria, el transporte, el sector residencial, el terciario o el agrícola, ya que incentivan las inversiones en eficiencia energética. Esto supone que los organismos podrían recuperar parte del coste invertido en eficacia recibiendo una contraprestación si vende los ahorros conseguidos.

Sujetos obligados

Otro requisito tiene que ver directamente con los mencionados denarios. España, con el propósito de reducir las emisiones de gases, creó en 2014 el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). La dotación es de 1.023 millones de euros. El 1% del consumo energético del país. Es la cantidad que las energéticas tienen que dotar al fondo. No llegó solo, sino acompañado de la figura del sujeto obligado. Son las grandes empresas energéticas, que están compelidas a aportar dinero y CAE. En el caso de los certificados no basta con una profesión de fe. Existen verificadores que trabajan porque el proceso sea correcto y puedan emitir ese CAE. En este intercambio existe, además, la figura del sujeto delegado. Se trata de las firmas que pueden co-

laborar con los sujetos obligados para conseguir un CAE. Este año se permite *pagar* hasta un 85% en CAE y el resto, en dinero. La verdadera filosofía —resume Roberto Scholtes— es que contribuyen a difundir una cultura de eficiencia energética en cualquier proyecto de cierta envergadura y esto tiene una capacidad malthusiana. “La mejor forma de no generar emisiones es ahorrar energía”, describe Enric R. Bartlett Castellà, profesor de Derecho Público de Esade Law School. Y apunta: “Legalmente se traduce en el principio ‘primero, la eficiencia energética’”.

El Gobierno poco a poco va subiendo la ambición. El objetivo de ahorro de energía final para este ejercicio es de 500 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) o sea, 5.815 gigavatios-hora (GWh). Este aumento supone un esfuerzo para las empresas obligadas, que deberán implementar medidas de eficiencia energética más ambiciosas para cumplir con estas nuevas metas. De hecho, la equivalencia financiera, recuerda César Can-

talapiedra, se ha fijado en 2,20 millones de euros por ktep economizado, lo que equivale a 189.165,95 euros por GWh ahorrado. Este ajuste refleja el coste promedio necesario para movilizar en todos los sectores de actuación las inversiones necesarias con el fin de alcanzar el objetivo anual de ahorro.

Y si, por ejemplo, el sujeto delegado consigue empresas o particulares que generen menos energía, la puede vender a las compañías obligadas. Es un

mercado. En 2023, Repsol fue el primer sujeto obligado. Liquidó el 80% en CAE durante ese año y aportó 8,78 millones de euros. El mayor volumen. Las compañías pueden generar sus propios CAE e incluso contar con su sujeto delegado. La mayor aportación al FNEE en CAE —indica Catalapiedra— se origina en actuaciones singulares en los sectores industriales y de transporte. Empresas, por ejemplo, que cambian todos sus sistemas antiguos, y contaminantes, para que sean sostenibles y verdes.

Línea tras línea llegamos a la pregunta básica. ¿Cuáles son las medidas de eficiencia energética? Una, la hemos visto; la actuación singular. La otra son las llamadas fichas. Hay 52. Son más sencillas de implantar y también generan CAE e ingresos. Un cambio de calderas, rehabilitación de edificios, sustituir el coche de combustión por uno eléctrico, rediseño de procesos industriales o el uso de iluminación LED.

Otra interrogante esencial lo plantea Repsol. ¿Cómo se consigue un Certificado de Ahorro Energético? En su web —de forma resumida— se puede

Estos títulos acreditan un menor o más eficiente consumo y suponen un instrumento de financiación

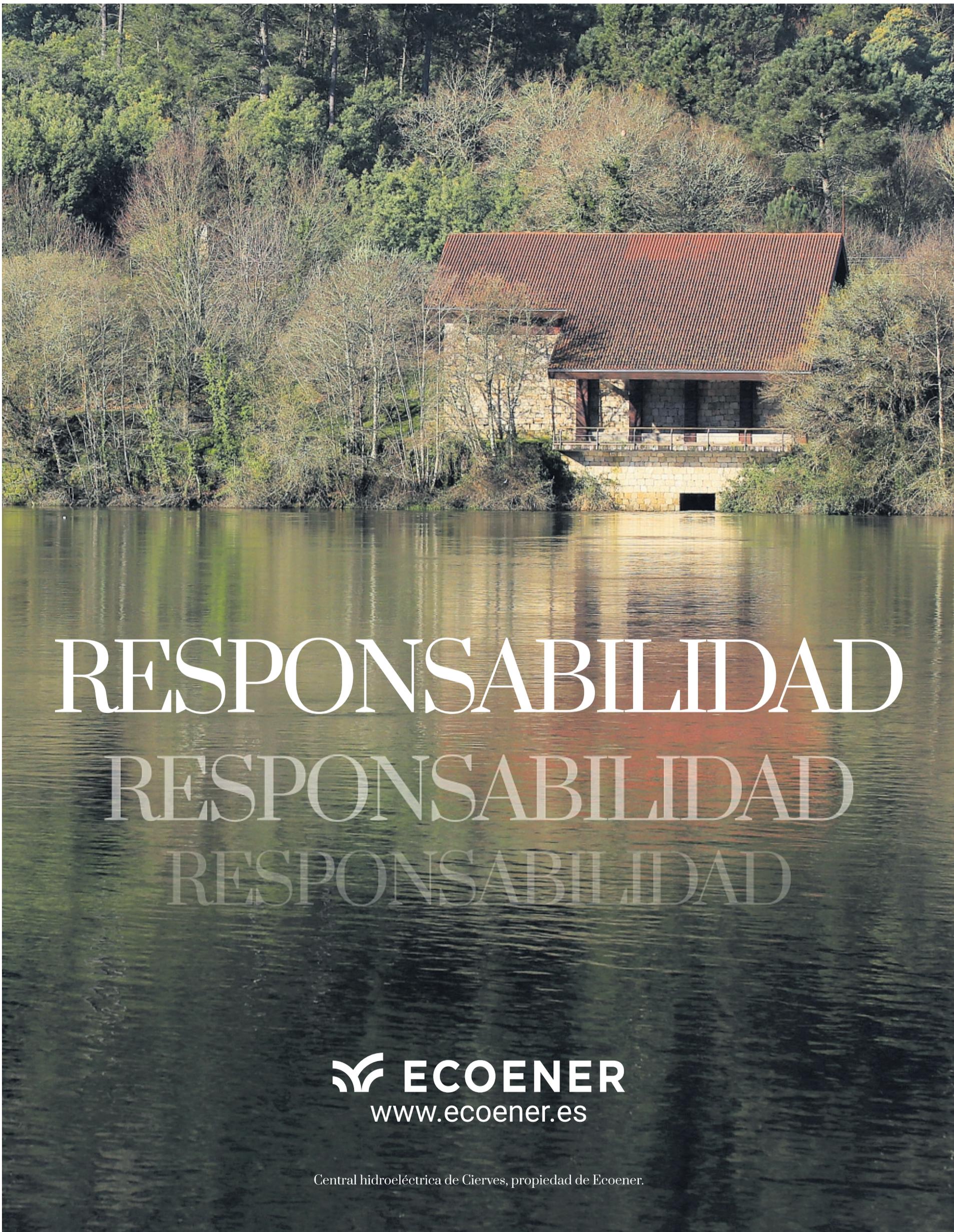
consultar una respuesta en tres “fases”. Tras efectuar una acción energética hay que verificarla. Para esto hace falta un informe con el ahorro energético logrado, más el presupuesto y la inversión. Más tarde, una firma con el plázet de la Entidad Nacional de Acreditación debe validar la información aportada. Esa comprobación pasa finalmente por el organismo autonómico responsable y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco). Posteriormente, la institución pública verificará y registrará el CAE.

Detalles importantes: los sujetos obligados pueden pasar inspecciones para controlar la veracidad de ese intercambio; si no cumplen serán sancionados. “Este sistema [lo hemos visto] posibilita un ingreso económico ágil y cierto para los particulares o compañías que afrontan la inversión necesaria para lograr ese ahorro energético, y aporta, también, otros beneficios como el impulso del empleo, la innovación, la productividad y la competitividad empresarial”, desgrana Javier Antúnez, director de Subvenciones y Certificados de Ahorros Energéticos (CAE) del Grupo Moeve. “Además de contribuir a que España alcance las metas marcadas de eficiencia”, ahonda. La energía es igual a la masa por la velocidad verde al cuadrado.

YEVHEN BORYSOV (GETTY IMAGES)

● Repsol alcanza los 150 expedientes

Repsol es uno de los grandes sujetos obligados. La compañía lleva años inmersa en un proceso de transformación y de diversificación de sus negocios. Entre 2021-2025 habrá destinado más de 400 millones de euros a proyectos de eficiencia energética en sus activos industriales, además de contribuir a las obligaciones de energía final a través del Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). De hecho, desde que en 2023 se pusieran en marcha los Certificados de Ahorro Energético (CAE), la firma, como sujeto obligado, aporta una quinta parte de las obligaciones al mismo. Y el año pasado fue importante. “Generó” —comentan desde la entidad— “sus primeros CAE en actuaciones singulares mediante proyectos ejecutados en complejos industriales, alcanzando más de 150 expedientes CAE”. Porque esas siglas son también las que España presenta en Bruselas para demostrar que estamos cumpliendo los objetivos.



RESPONSABILIDAD
RESPONSABILIDAD
RESPONSABILIDAD

 **ECOENER**
www.ecoener.es

Central hidroeléctrica de Ciervas, propiedad de Ecoener.



AHORRA, CRECE Y PROTEGE TU NEGOCIO.

Reduce costes y gana independencia energética gracias al autoconsumo. Impulsa tu negocio, sin inversión inicial con nuestras soluciones PPA.



Haz que tu energía
impulse tu negocio.

