

EL GOBIERNO SE PREPARA PARA NEGOCIAR EL FUTURO DE LAS NUCLEARES

La presidenta de Extremadura ha desvelado que el Gobierno prepara una reunión con las eléctricas para analizar el futuro de la central nuclear de Almaraz

CON OPINIONES DE:

PSOE:

Isabel Pérez, portavoz de Energía

PP:

Paloma Martín, vicesecretaria de Desarrollo Sostenible

VOX:

José M^a Figaredo, diputado y presidente de la Oficina Económica

SUMAR:

Verónica Barbero, portavoz parlamentaria en el Congreso

PNV:

Idoia Sagastizábal, portavoz en la Comisión de Transición Energética

ERC:

Jordi Salvador i Duch, diputado por la provincia de Tarragona

ENTREVISTA A ALFONSO ORTAL, CEO DE VERDIAN

“QUEREMOS ALCANZAR UNA CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DE 3 GW EN SOLAR Y BATERÍAS A FINALES DE ESTA DÉCADA”





Actualidad | P6

Los cogeneradores piden eliminar la obligación de autoconsumo del 30%

Entre las peticiones que el sector ha hecho a la propuesta de subastas de cogeneración, está ampliar hasta los 15 años la vida útil de las plantas.



Electricidad | P16

Gobierno y eléctricas deshojan la margarita del cierre nuclear

El debate sobre el apagón nuclear en España ha abierto la caja de pandora sobre un asunto que se zanjó hace seis años.

Eficiencia | P34

WindRunner, el avión que transporta palas eólicas de más de 100 metros

La aeronave tendrá un volumen doce veces superior a un boeing 747 y podrá aterrizar en pistas de tierra y grava, de solo 1.800 metros, ubicadas en el propio parque eólico.

Carburantes | P40

Bruselas propone un 'leasing' de vehículos para usuarios vulnerables

Esta es una de las medidas sociales del Plan de Acción que la Comisión ha lanzado para garantizar la prosperidad y competitividad de la industria europea de automoción.



Gas | P46

Comienza la carrera para digitalizar los contadores de gas natural

La medida afectará a cerca de seis millones de aparatos que han superado, o están a punto de superar, los 20 años de vida útil.



Entrevista | P56

Alfonso Ortal, consejero delegado de Verdian

"Queremos alcanzar una capacidad total instalada de 3 GW en solar y baterías a finales de esta década".

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.

Presidente Editor: Gregorio Peña.

Vicepresidente: Clemente González Soler. Director de Comunicación: Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora

Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller

Diseño: Pedro Vicente Infografía: Clemente Ortega Redacción: Concha Raso



Una transición ecológica sin riesgos y para el interés general

La seguridad energética, la estabilidad económica y el compromiso ambiental son objetivos clave que España no puede permitirse descuidar. La reciente reactivación del debate sobre la ampliación de la vida útil de las centrales nucleares no debería entenderse como un retroceso, sino como una oportunidad para abordar con responsabilidad una transición energética sin riesgos para ciudadanos, empresas y el medioambiente.

Es innegable que nuestro país avanza en la dirección correcta al potenciar las energías renovables, pero también es cierto que esta transformación no puede hacerse a costa de comprometer el suministro eléctrico. El informe presentado por PwC es claro: sin energía nuclear, España se enfrentaría a importantes riesgos de apagones, encarecimiento de la factura eléctrica e incluso aumentos significativos de emisiones de CO2 debido al mayor uso del gas natural.

■ **Mantener las centrales nucleares no implica renunciar al objetivo final de alcanzar una matriz energética sostenible**

■ Las cifras no son menores: más de 3,5 millones de hogares podrían quedarse sin suministro en escenarios extremos, y el coste para el consumidor promedio subiría un 23%. En un contexto inflacionista, esto supondría un impacto devastador para familias y pequeñas empresas, además de poner en riesgo inversiones estratégicas como los centros de datos, fundamentales para la digitalización y la competitividad económica del país.

Mantener operativas las centrales nucleares no implica renunciar al objetivo final de alcanzar una matriz energética sostenible. Al contrario, brinda el tiempo necesario para fortalecer la infraestructura renovable y garantizar que ésta pueda cubrir plenamente las necesidades del país, evitando saltos al vacío que ninguna economía avanzada puede permitirse. Sin embargo, esta ampliación debe ir acompañada de una revisión urgente y justa del régimen fiscal aplicado a estas instalaciones, que actualmente supone hasta el 40% de sus costes operativos. Un esquema impositivo equilibrado no solo haría más viable su operación, sino que también beneficiaría directamente al consumidor al contener la presión sobre los precios.

Asimismo, el impacto social derivado del cierre prematuro de centrales, como se observa en Almaraz, Ascó o Cofrentes, advierte sobre pérdidas de miles de empleos y daños considerables en economías locales. Mantener estas instalaciones operativas permitiría planificar un relevo industrial y económico ordenado, mitigando efectos negativos sobre la población y las regiones afectadas.

La política energética responsable requiere flexibilidad, visión estratégica y compromiso real con el interés general.

EL ILUMINADO



Joan Groizard
Secretario de estado de Energía

El secretario de estado de Energía, Joan Groizard, ha defendido las bondades competitivas de las renovables en el VI Foro sobre energías renovables de 'elEconomista.es'. Groizard acierta al decir que las energías limpias reducen los precios.

EL APAGÓN



Donald Trump
Presidente de EEUU

El presidente de EEUU, Donald Trump, ha iniciado una escalada de imposición de aranceles que supondrá un incremento de costes para las empresas españolas en su país. La política proteccionista de la Casa Blanca puede generar un retroceso del PIB

Energía

elEconomista.es

3

Evento:

Presentación Informes de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Organiza:

Club Español de la Energía.

Lugar:

Paseo de la Castellana, 257 (Madrid).

Contacto:

<https://www.enerclub.es/actividades/ieaen2025>

7

Evento:

Intersolar and ees Middle East 2025.

Organizan:

Solar Promotion y FMML.

Lugar:

Dubai World Trade Centre (Dubai).

Contacto:

<https://www.intersolar.ae/home>

8

Evento:

Energyear España 2025.

Organiza:

Energyear.

Lugar:

Hotel Riu Plaza de España (Madrid).

Contacto:

<https://energyyear.com/es/spain>

8

Evento:

WindEurope Annual Event 2025.

Organiza:

WindEurope.

Lugar:

Copenhagen (Dinamarca).

Contacto:

<https://windeurope.org/annual2025/?ref=WindEurope>

23

Evento:

Rebuild Expo.

Organiza:

Nebext.

Lugar:

IFEMA (Madrid).

Contacto:

<https://www.rebuildexpo.com>

24

Evento:

V Cumbre de Autoconsumo.

Organiza:

UNEF.

Lugar:

Hotel Princesa Plaza (Madrid).

Contacto:

<https://www.unef.es/es/evento/vcumbreautoconsumo>



Abril



appa
biomasa

Desde APPA Biomasa, llevamos más de 20 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables.

Únete a nosotros, entra en
www.appa.es/appa-biomasa

y averigua todo lo que podemos hacer por ti. ¡Te esperamos!



biomasa@appa.es 91 400 96 91



Trabajador ajusta una máquina.

Los cogeneradores piden eliminar la obligación de autoconsumo del 30%

Esta es una de las principales peticiones que el sector ha hecho a la propuesta de subastas de cogeneración, entre las que también se incluyen no exigir un ahorro de energía primaria superior al 10%, duplicar el número de megavatios a subastar y ampliar hasta los 15 años la vida útil de las plantas

Concha Raso. Fotos: iStock

El pasado 13 de febrero, el Ministerio de Transición Ecológica sacó a información pública el marco de las convocatorias para adjudicar una retribución regulada a un total de 1.200 MW de cogeneración. En total, se celebrarán tres subastas entre 2025 y 2027 para otorgar un régimen retributivo específico a este tipo de centrales, a razón de 400 MW por ejercicio. El plazo de alegaciones finalizó el 7 de marzo.

Desde Acogen y Cogen España señalan que el marco propuesto es “prácticamente el mismo que 2021, a pesar de que el mundo energético e industrial ha cambiado desde entonces” y avisan de que las industrias “no podrán concurrir a las subastas con las nuevas obligaciones que se han añadido”.

Respecto a los 1.200 MW de potencia a subastar, consideran que “la capacidad no será suficiente”, ya

que, para mantener el parque actual, “se necesitarán 2.400 MW de aquí a 2030”. Y aportan los siguientes datos: El 25% de las plantas de cogeneración (145 instalaciones de 1.100 MW) llegaron al final de su vida retributiva (25 años) en 2024, es decir, ya no reciben compensación alguna por su actividad. En 2025 serán 151 instalaciones con cerca de 1.200 MW las que alcancen el final de su vida útil y, para 2027, año de la última subasta, serán 2.000 MW con 200 plantas las que estén en esta situación.

Otra de las peticiones que ambas asociaciones consideran más relevantes es “no obligar al autoconsumo de electricidad (mantener las opciones actuales de venta) ni exigir suministrar el 30% de la electricidad generada a las industrias, ya que obligar a alcanzar un 30% de autoconsumo eléctrico –advierden– excluye a la mitad de las instalaciones de cogeneración del país de concurrir a las subastas”.

Otra de las alegaciones importantes se centra en “mantener la obligación de alta eficiencia de la directiva UE (10% de Ahorro de Energía Primaria, PES) y no exigir un 50% más en España (15% de PES) con sus penalidades asociadas”. La propuesta de subasta, explican ambas asociaciones, “exige que una industria con cogeneración en España tenga que

El sector cree que los 1.200 MW a subastar no serán suficientes y piden subir la cifra a 2.400 MW

ser un 50% más eficiente que la misma industria en Alemania, Chequia, Italia o cualquier otro país de la UE”; sin embargo, obligar a que el mínimo en España sea un 50% más que en Europa, afirman, “no es acorde a la realidad industrial del país y nos discrimina frente a nuestros competidores europeos”.

Mejorar la economía de las plantas es otra de las solicitudes, ya que la propuesta “reduce entre un 15% y un 25% la retribución a la operación actual de las plantas”, afirman. A este respecto, el sector pide “revisar las diferentes parametrizaciones empleadas para que resulte una retribución en consonancia con las retribuciones actuales y el progreso de la técnica acorde con los niveles asociados de competitividad y gestión que son factibles”.

Asimismo, ambas entidades consideran de vital importancia “incrementar la vida útil de las cogeneraciones de 10 a 15 años”. Argumentan que la transición energética “no va a ser rápida ni sencilla” y que las industrias requieren “un plazo mayor para adecuar los compromisos de transición energética con los de inversión, competitividad y mantenimiento de la producción industrial en Europa y, específicamente, en España”. Por otro lado, creen necesario



Fábrica de cerámica.

“incorporar mecanismos en la subasta que impidan que se especule con las industrias, exigiendo a los participantes que sus proyectos sean reales contando con las industrias asociadas”.

Sostenibilidad, innovación y seguridad

La Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER) también ha presentado sus alegaciones. Actualmente, hay alrededor de 28 instalaciones de cogeneración de gas natural de muy alta eficiencia que suman una potencia total instalada de 230 MW. A finales de 2025, habrán agotado su vida útil regulatoria 13 instala-



Trabajadores en una fábrica de papel.

ciones cerámicas de cogeneración, que representan en torno al 37% de la potencia total instalada y, en 2030, el porcentaje habrá alcanzado el 60%.

Desde la asociación se quejan de que la falta de un marco de inversión y de un marco de retribución obsoleto, "ha provocado que la producción eléctrica procedente de las cogeneraciones cerámicas haya disminuido en un 26% desde 2019", de ahí que el sector lleve tiempo demandando un marco que impulse y regule las nuevas inversiones, al mismo tiempo que proporcione una solución para las plantas que llegan al final de su vida útil, permitiéndoles continuar operando y abastecer la energía requerida por sus procesos industriales. Para lograrlo, afirman, "es esencial que las condiciones de acceso a las nuevas subastas no solo promuevan la eficiencia, la sostenibilidad y la innovación tecnológica, sino que también brinden seguridad sobre las condiciones de operación e inversión necesarias".

Entre sus peticiones -en línea con las de Acogen y Cogen-, destacan las referidas a las obligaciones de autoconsumo del 30% y del mantenimiento de las opciones actuales en vigor para la venta de la electricidad cogenerada. En el caso de la cerámica, la obligación de autoconsumo del 30% "resulta inviable por nuestra naturaleza de industrias calorintensivas con una baja demanda eléctrica", apuntan. Además, añaden, "cabe destacar que muchas de nuestras industrias han realizado también inversiones en autoconsumo con energías renovables". La

asociación también pide ampliar la vida útil de las cogeneraciones con gas de 10 a 15 años.

Aunque desde la Asociación Española de Fabricantes de pasta, papel y cartón (ASPAPPEL) valoran positivamente la consulta pública que ha abierto el Ministerio, también consideran, al igual que el resto de asociaciones, que hay aspectos clave en los que es necesario mejorar el texto actual "para asegurar que la subasta sea todo un éxito".

El sector ha llegado a tener más de 1.000 MW instalados, con un total de 57 instalaciones. A 2025, unas 21 instalaciones del sector habrían perdido la vida útil regulada, cifra que en 2030 crecerá a 30. En cuanto a la potencia, las últimas cifras hablan de 876 MW de cogeneración en el sector, si bien el último análisis de Acogen lo cifra por debajo. El dato anterior incluye también instalaciones que han perdido la vida útil, pero que siguen operando en autoconsumo.

Entre las principales peticiones de Aspapel a la consulta pública están eliminar la obligación de autoconsumir al menos el 30%; no exigir un ahorro de energía primaria superior al 10%; vincular la presentación de oferta e identificación de instalación consumidora de calor para evitar la especulación; incrementar la vida útil regulatoria de las plantas hasta, al menos, 15 años; que los parámetros empleados en el cálculo del régimen retributivo a percibir estén adecuadamente ajustados en

base a los valores actuales; aumentar la potencia a subastar, de manera que se subasten 1.200 MW en una sola convocatoria en 2025, otros 1.200 MW en 2026, y que se habilite una subasta adicional específica para biomasa, incluyendo *repowering* de los grupos b.6 y b.8.

Más apoyo para la biomasa

La Asociación Española de la Biomasa (AVEBIOM) también ha presentado sus alegaciones. Por un lado, señala que, de aprobarse la propuesta normativa en consulta, "una planta de cogeneración que quisiera modernizarse no podría acceder a los incentivos si la actualización implicase un cambio de clasificación". Esta rigidez, afirman, "podría resultar en un desmantelamiento innecesario de plantas", por lo que proponen que la adaptación tecnológica de las instalaciones "no obligue a mantener la clasificación original para seguir siendo consideradas elegibles para el régimen retributivo".

Por otro lado, recuerdan que existen dos grupos, b.6 y b.8, dentro del régimen retributivo de la cogeneración con biomasa: el primero incluye las plantas que utilizan biomasa de origen agrícola y forestal y el segundo aquellas que emplean biomasa de origen industrial. A este respecto, han solicitado que "el licor negro –subproducto de la industria papelera–, sea incluido en el grupo b.8 junto con las biomásas sólidas de origen industrial y pueda así participar en las subastas", ya que, a su juicio, "la valorización energética del licor negro es fundamental para garantizar la eficiencia energética en la producción de pasta papelera y, además, contribuye a los objetivos nacionales en energías renovables".

Respecto al tema del cálculo de los ingresos por aprovechamiento del calor útil, la asociación ha plan-

teado "que se aplique una ratio de 0,65 MWhe/MWht, en línea con estudios del IDAE, frente a la propuesta del borrador de 0,086 MWhe/MWht, valor que no refleja la realidad tecnológica de las plantas de biomasa y que podría comprometer su viabilidad al reducir de forma drástica la retribución".

Desde APPA Renovables valoran "positivamente" que se impulse la cogeneración de alta eficiencia, pero consideran que la propuesta actual "necesita importantes mejoras si realmente se quiere fomentar la participación de tecnologías renovables como la biomasa". A este respecto, en línea con las alegaciones de Avebiom, piden que "se dé prioridad a estas fuentes limpias en las subastas", tal como marca la normativa europea, "y que se corrijan elementos técnicos que hoy penalizan injustamente a las instalaciones de biomasa frente a otros combustibles fósiles como el gas". Por ejemplo, "el cálculo del calor útil que propone la orden subestima las capacidades reales de las plantas de biomasa, lo que reduce artificialmente sus ingresos y pone en riesgo su viabilidad, de ahí que propongamos ajustar este parámetro a valores más realistas, basados en estudios del propio IDAE".

Asimismo, reclaman que "se reconozca adecuadamente el tipo de biomasa más usado en España -la biomasa agrícola y forestal (grupo b.6)- como referencia para calcular los costes, ya que la actual propuesta se basa en la biomasa de residuos industriales (grupo b.8), mucho menos representativa". Además, solicitan que "se flexibilicen los requisitos para que instalaciones existentes puedan modernizarse y acceder a las subastas, y que se permita participar a instalaciones clave como las de licor negro, un subproducto reconocido como biomasa por la normativa europea".



Planta de biomasa en Cáceres.

Empresa

Naturgy lanza comercializadora digital y elimina el 90% de sus tarifas



Naturgy ha creado Naturgy Clientes, una nueva comercializadora para optimizar tanto los precios como el servicio al cliente, a la que ya ha trasladado a 6,5 millones de clientes, todos ellos residenciales, para hacer lo mismo con las pymes y clientes industriales. La compañía ha desplegado la plataforma Salesforce (en la que ha invertido 34 millones de euros) con la ayuda de Deloitte y ha encargado a IBM Consulting y SAP un nuevo sistema de factu-

ración. Asimismo, ha simplificado su oferta comercial y ha reducido su cartera de productos en un 90% para hacer más fácil la facturación y acelerar la capacidad de respuesta al cliente. Naturgy irá abriendo nuevos servicios, como un histórico de precios o sistemas de alertas de consumo, para que el cliente pueda tener la mejor experiencia, quien también podrá seguir en tiempo real sus gestiones abiertas con la comercializadora.

Nombramiento

Arantza Ezpeleta, nueva consejera delegada de Acciona Energía



Acciona Energía ha anunciado el nombramiento de Arantza Ezpeleta como nueva consejera delegada de la compañía, sustituyendo en el cargo a Rafael Mateo, quien finaliza su mandato tras una destacada trayectoria en la empresa y en medio de rumores de movimientos corporativos en la compañía.

Ezpeleta es Ingeniera de Telecomunicaciones por la Universidad Pública de Navarra, con un Executi-

ve MBA de la Universidad de Deusto y formación en el IE Business School. Cuenta con una trayectoria de 27 años dentro del grupo. Actualmente, es directora de Operaciones (COO) de Acciona Energía y ha ocupado previamente diversas posiciones de liderazgo, entre ellas directora de Desarrollo de Negocio Internacional, directora Internacional, directora de Tecnología e Innovación y directora Financiera y de Sostenibilidad de la compañía.

Empresa

Ecoener recibe en Galicia la visita de un pueblo indígena de Canadá



Representantes de la Primera Nación Lheidli T'enneh, uno de los pueblos indígenas de Canadá, han visitado la sede de Ecoener en A Coruña, donde fueron recibidos por el presidente de la compañía, Luis de Valdivia, quien también les enseñó las centrales hidroeléctricas de la compañía. El encuentro refuerza su alianza estratégica para la construcción y operación de un parque eólico de 140 MW en la provincia canadiense de la Columbia Británica.

Esta instalación, la primera de Ecoener en Canadá, cuenta con un acuerdo de venta de energía a 30 años con la empresa pública BC Hydro y comenzará a construirse en 2029 con una inversión de 290 millones. La región de la Columbia Británica ha puesto en marcha un ambicioso programa para aumentar la producción de energía renovable con el objetivo de cubrir su demanda futura y avanzar en la descarbonización.

Eventos

A3E celebra el 25 de junio en Madrid el I Congreso sobre CAEs



La Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética (A3E) ha convocado el primer Congreso CAE dedicado a dar a conocer las novedades en torno al sistema de Certificados de Ahorro Energético y fomentar la relación entre ahorradores y los diferentes agentes que participan en el proceso. El evento tendrá lugar el próximo 25 de junio en la sede del Colegio de Arquitectos de Madrid (COAM), en horario de 9:30 a 18:00 horas y se estructurará en torno

a cinco grandes bloques temáticos. La cita contará con tiempos reservados al *networking*, con espacios acondicionados para reuniones y el establecimiento de relaciones profesionales entre todos los asistentes, y finalizará con una cena cóctel para seguir fomentando el encuentro entre todos aquellos que quieran prolongar la jornada o se sumen tras el evento. Los interesados podrán inscribirse a partir del próximo 7 de abril.

¿Cómo pasar a un futuro sin SF6 antes de su prohibición?

Descubre las celdas de MT: **SM AirSeT**



Life Is On

Schneider
Electric

Saber más

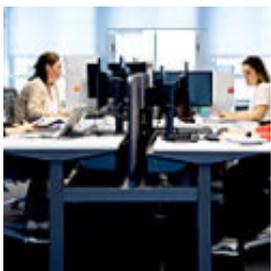
Operación

Iberdrola adquiere el 88% de Electricity North West

La Autoridad de Competencia y Mercados del Reino Unido (CMA) ha aprobado la adquisición de la participación del 88% en el operador de la red de distribución eléctrica Electricity North West (ENW) por parte de Iberdrola, a través de su filial Scottish Power. La adquisición forma parte de la estrategia de Iberdrola de fortalecer su negocio de redes en países con altas calificaciones crediticias, como Reino Unido. Iberdrola, a través de Scottish Power, se convierte

en el segundo mayor operador de redes de distribución del país, suministrando electricidad a unos 12 millones de personas a través de una red que abarca más de 170.000 kilómetros. Los planes de Iberdrola en Reino Unido apuntan a invertir 30.000 millones de libras para finales de la década, de los que dos tercios serán en redes de transporte y distribución y un tercio en energías renovables, principalmente eólica marina.

Formación

EDP lanza una convocatoria mundial para hacer prácticas remuneradas

EDP ha lanzado la octava edición del EDP Trainee Program, un programa global de nueve meses para candidatos en las cuatro regiones en las que opera la empresa: Europa, Norteamérica, Sudamérica y Asia-Pacífico, cuya solicitud se puede presentar hasta el 11 de abril. Las personas seleccionadas se integrarán en la compañía en septiembre. A lo largo del programa, tendrán la oportunidad de realizar dos rotaciones cuatrimestrales entre distintas áreas

o empresas del grupo. Al finalizar las prácticas, que serán remuneradas, tendrán la oportunidad de integrarse en cualquier empresa del grupo EDP en los diferentes mercados donde opera. El objetivo de este programa es mejorar la experiencia profesional de las personas, animándolas a participar activamente en la creación de soluciones innovadoras para el sector energético y a reforzar sus competencias personales y profesionales.

Acuerdo

X-Elio cierra seis PPAs en Estados Unidos por 172 MW

X-ELIO y el Net Zero Consortium for Buyers (NZCB) han anunciado la firma de seis acuerdos de compraventa de energía virtual (PPAs) con una capacidad total de 172 MW en EEUU. La energía de estos acuerdos, de 12 años de duración, provendrá de los proyectos Star Dairy y Rosebud de X-Elio en Texas, que se espera comiencen a operar en 2027, suministrando aproximadamente 367.000 MWh al año. Los dos acuerdos de Cisco respaldan su objetivo de

alcanzar emisiones netas cero en toda su cadena de valor para 2040. Biogen, que opera con un 100% de energía renovable desde 2014, da un nuevo paso en su liderazgo en sostenibilidad con dos PPAs. IDEXX Laboratories, que aspira a suministrarse de electricidad 100% renovable para 2030, ha asegurado un acuerdo de 20 MW. Por su parte, Waters Corporation avanza en su estrategia hacia operaciones más sostenibles con un PPA de 17 MW.

Alianza

Velto Renewables y Q ENERGY se alían en renovables en Europa

Velto Renewables ha anunciado un acuerdo de colaboración con Q ENERGY Solutions, con el objetivo de adquirir una cartera de proyectos de energía renovable a gran escala en diferentes países europeos en los próximos años. Como primer paso, Velto ha completado la adquisición de tres proyectos fotovoltaicos (uno de ellos flotante) y dos eólicos, actualmente en construcción, con una capacidad total de unos 130 MW en Francia.

Se espera que estos cinco proyectos entren gradualmente en operación entre la primavera de 2025 y principios de 2026. Una vez que estén en pleno funcionamiento, estos activos producirán más de 210.000 MWh al año, el equivalente a electricidad limpia para abastecer a más de 50.000 hogares.

En las próximas semanas, los socios esperan sumar 400 MW en España y Portugal.



GLN: Energía sostenible y eficiente.

¡Infórmate aquí!





Juan Luis Cantón
Country Head Lightsource bp España

Renovables: motor del crecimiento y competitividad industrial en Europa

El pasado 26 de febrero la Comisión Europea presentó el Clean Industrial Deal, la primera gran iniciativa política de este ciclo legislativo europeo que describe medidas concretas para convertir la descarbonización en un motor de crecimiento para impulsar la industrialización y la competitividad industrial en Europa.

Entre las iniciativas más significativas, destaca la apuesta de la Comisión para fomentar los Acuerdos de Compra de Energía (PPAs) mediante la creación de un proyecto piloto del Banco Europeo de Inversiones (BEI), que estará dotado de 500 millones de euros para garantías respaldadas por el BEI para la firma de PPAs y que contribuirá a impulsar el mercado de PPAs.

Asimismo, la CE revisará su orientación sobre este tipo de garantías para asegurar la claridad y accesibilidad de los estados miembros que apliquen estos esquemas de financiación y desarrollará una guía sobre la combinación de proyectos híbridos de contratos por diferencias a través de subastas y PPAs.

Lo cierto es que, en los últimos años, los PPAs han emergido como una herramienta clave para impulsar la transición energética. Estos contratos a largo plazo entre generadores y consumidores de energía ofrecen precios estables y predecibles para ambas partes a largo plazo.

Según los últimos datos de Red Eléctrica, la potencia solar fotovoltaica instalada en España ya supone cerca del 25% del total de la estructura, aportando alrededor de 32.043 MW. Esta tecnología cerró 2024 como el mejor año de su historia con una producción total de 44.520 GWh, el 17% del total nacional.

Con este crecimiento, España se consolida como el segundo país con mayor capacidad instalada de energía solar (térmica y fotovoltaica) entre los países europeos miembros de ENTSO-E.

Asimismo, según datos de WindEurope, en 2024 se firmaron 41 contratos PPA en España, incluyendo contratos de energía solar y acuerdos híbridos de solar y



eólica, por una capacidad total de 3.125 MW, lo que supone un incremento del 7,2% del volumen contratado respecto a 2023. En total, España concentra el 23,2% de los contratos PPA firmados en Europa.

Los PPAs no solo aseguran precios estables a largo plazo para generadores y compradores de electricidad renovable, sino que también actúan como una herramienta clave para reforzar la competitividad de las empresas.

Este tipo de acuerdos representan una oportunidad única para sectores tan diversos como *retail*, alimentación y bebidas, transporte o tecnológico, que son particularmente sensibles a los precios de la electricidad.

Estos sectores pueden beneficiarse de precios estables a largo plazo sin necesidad de una inversión de capital inicial, acreditando el consumo de energía renovable mediante la certificación de las garantías de origen y, al mismo tiempo, reduciendo costes al acceder a suministros más asequibles.

Gracias a su recurso solar, los contratos de compraventa de energía vinculados a plantas renovables ubicadas en España se posicionan como unos de los más atractivos en precios a nivel europeo y, por lo tanto, como una herramienta clave para mantener la competitividad y la resiliencia de las empresas.



■

Los PPAs vinculados a plantas renovables ubicadas en España son uno de los más atractivos en precios a nivel europeo

■

Sin embargo, el desafío radica en cómo asegurar suficientes PPAs. Atraer a las industrias electrointensivas e impulsar la electrificación es prioritario, pero también es necesario un entorno regulatorio favorable que garantice la viabilidad de los proyectos renovables a gran escala y fomente una mayor inversión en el sector.

Frente a este reto, las energías renovables como la solar fotovoltaica se posicionan como una fuente de suministro especialmente competitiva para fomentar la industrialización del país y la consecución de los objetivos climáticos nacionales recogidos en el PNIEC (2021-2030) y, entre otros, para alcanzar el 42% del consumo total de energía a partir de fuentes renovables en 2030.

Por otro lado, la celebración de subastas del Régimen Económico de Renovables podría potenciar aún más la inversión en renovables, proporcionando estabilidad financiera adicional a los inversores, atrayendo financiación bancaria y aumentando la certidumbre en el mercado.

Finalmente, el debate sobre la reforma del mercado eléctrico en Europa ha puesto de manifiesto cómo los mercados de futuro pueden ser una herramienta para mejorar la liquidez y ofrecer productos adaptados a la generación renovable. Ampliar las opciones de contratación a largo plazo permitiría reducir la exposición a la volatilidad, fomentando una inversión más segura en energías limpias.

La combinación de PPAs, CfDs y mercados de futuro crearía un ecosistema más robusto para la financiación de renovables en España. Garantizar el acceso a estos mecanismos es crucial para que las empresas puedan beneficiarse de los acuerdos de compra de energía limpia y para que puedan seguir siendo competitivas.

Impulsar el crecimiento económico del país a la vez que impulsamos la transición energética requiere marcos regulatorios estables y rutas a mercados complementarias. Un mercado que combine PPAs sólidos, contratos por diferencias y mercados de futuro bien diseñados será clave para desbloquear nuevas inversiones en energías renovables y desarrollar un sector industrial más competitivo para España y para Europa.

Gobierno y eléctricas deshojan la margarita sobre el apagón nuclear

El debate sobre el cierre nuclear en España está en pleno apogeo. La posibilidad de que el Gobierno pueda llegar a contemplar la ampliación de la vida útil de las cinco plantas nucleares que aún están activas en el país, ha abierto la caja de pandora sobre un asunto que se zanjó hace seis años

Concha Raso. Fotos: iStock



Central nuclear de Almaraz.

El debate que está suscitando desde hace varias semanas el cierre definitivo del parque nuclear español, ha activado las llamas de un fuego que logró apagarse, después de mucha tensión y varios meses de negociaciones, hace justo seis años.

La posibilidad de que el desmantelamiento de los siete reactores nucleares actualmente operativos pueda poner en peligro el suministro eléctrico y, por tanto, aumentar el riesgo de apagones en el país, ha vuelto a poner sobre la mesa un asunto que se zanjó en 2019 cuando Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP, como propietarias de las centrales nucleares, y Enresa, acordaron un calendario para el cierre ordenado y progresivo de todas las plantas nucleares, que comenzará en noviembre de 2027 y finalizará en mayo de 2035. En ese momento, el coste de desmantelar las centrales nucleares se cifró en unos 4.200 millones de euros más otros 8.500 millones para gestionar los residuos.

Respecto al impacto en el suministro de electricidad, un informe reciente elaborado por la consultora PwC señala que éste se vería comprometido en situaciones de alta demanda y baja producción renovable, tal y como ha ocurrido en el pasado. Sin parque nuclear, recoge el documento, en 2024 hubiese habido 168 horas (equivalente a 7 días) con riesgo de suministro.

Concretamente, el 11 de diciembre de 2024, a las 20:00 horas, se produjo un pico de demanda en un momento de baja generación renovable que llevó a *mix* de generación a una situación límite, con 1.712 MWh en riesgo de no suministrarse, equivalente al consumo en una hora de unos 3.500.000 de hogares. Incluso cumpliéndose los objetivos del PNIEC, añade el informe, el cierre nuclear supondrá un aumento del precio de la electricidad a futuro de 13€/MWh, además de multiplicarse por seis las emisiones de CO2 y el consumo de gas natural.

En 2024 la nuclear ha sido la segunda fuente de energía del país, justo por detrás de la eólica. Los siete reactores nucleares generaron más de 52.000

GWh netos el pasado año, lo que representa el 20% de la demanda eléctrica nacional. Desde la Sociedad Nuclear Española (SNE) han señalado que "las centrales nucleares españolas están tecnológicamente preparadas para operar hasta 80 años".

Iberdrola y Endesa se han puesto a disposición del Gobierno para discutir el alargamiento de la vida útil de las centrales. Argumentan que, además de poner en peligro la seguridad de suministro del país, el cierre definitivo del parque nuclear podría disparar el recibo de la luz más de un 25%. El mismo informe de PwC indica que la energía nuclear supone un ahorro al consumidor medio en la factura de casi 8.000 millones de euros al año, de manera que sin el parque nuclear, la factura eléctrica aumentaría un 23% para el sector doméstico y las pymes, y un 35% para la industria.

El fin de las nucleares en España también provocaría un aumento del precio mayorista de la electricidad de unos 37 €/MWh, la emisión de 21 millones de toneladas de CO2 adicionales al año, así como la posibilidad de dejar en el aire las intenciones de inversión de muchas empresas que han elegido nuestro país para levantar sus centros de datos, que son grandes consumidores de energía.

Bajar las cargas fiscales

Pero, para sentarse a hablar, las eléctricas necesitan que se rebajen las cargas fiscales que soportan estas centrales, lo que desincentiva su explotación. Según explicó el consejero delegado de Endesa, José Bogas, durante la presentación de resultados, "de los 64-65€/MWh de coste total, hay unas cargas fiscales de 17 euros y una tasa para la gestión de los residuos –tasa Enresa– de 9 o 10 euros, lo que hace que su coste no sea competitivo".

La tasa Enresa tiene 20 años de antigüedad. El Gobierno de Zapatero la puso en marcha para cubrir

los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares. Y aunque cuando se fijó el calendario de cierre se aseguró que la tasa no subiría más del 20%, dicho aumento ya se alcanzó ese mismo año, cuando se pasó de 6,69€/MWh a 7,98€/MWh, señala un informe elaborado por LLYC, de manera que ya no había posibilidad de más subidas.

Sin embargo, a mediados de 2024, tal y como recoge el informe, el Gobierno incumplió el acuerdo firmado al incrementar la tasa Enresa un 30%, llegando a los 10,36€/MWh tras la aprobación del VII Plan General de Residuos Radiactivos. Incluyendo la tasa Enresa, señala el documento, el conjunto de todos los impuestos y tasas, tanto nacionales como autonómicos y locales, sitúan la presión fiscal en torno a los 28€/MWh, siendo un 40% de los costes totales de las centrales nucleares.

Durante todo este tiempo, el Gobierno se ha mantenido firme en su respuesta. La vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, ha afirmado en más de una ocasión que fueron las propietarias de las centrales las que fijaron un calendario de cierre. La presidenta de Extrema-

Eliminar el parque nuclear aumentaría el recibo de la luz un 23% a hogares y pymes

dura, María Guardiola, ha desvelado esta semana que el Gobierno prepara una reunión con las eléctricas para analizar el futuro de la central nuclear de Almaraz. Por su parte, Aagesen ha manifestado que se está reuniendo con las empresas titulares de las centrales, aunque ha precisado que no hay novedades con respecto al calendario de cierre.



Pareja mira preocupada un recibo.



Manifestación a favor de la continuidad de la central de Almaraz.

Almaraz I, la primera de la lista

Precisamente, la central cacereña de Almaraz, que cubre en torno al 7% de la demanda eléctrica nacional, es la primera del calendario que echará el cierre, programado para 2027 (Almaraz I) y 2028 (Almaraz II). En un informe reciente, la consultora Metyis señala que el fin de la central tendría un impacto negativo de 124 millones en el entorno más cercano de la central (Navalmoral de la Mata) y de más de 200 millones en Extremadura. Además, la pérdida total de puestos de trabajo asociada al cierre de la central superaría los 2.000 empleos en Navalmoral de la Mata, 3.800 en Extremadura y 15.300 a nivel nacional.

Cataluña también afrontaría graves problemas tras el cierre de sus tres reactores nucleares (Ascó I y II y Vandellós II). Según un informe de PwC, la región sería la más afectada del país, con un sobrecoste en su factura eléctrica de, al menos, 540 millones al año durante la próxima década. Las dos centrales cubren más de la mitad de la demanda energética de un territorio que lleva un gran retraso en la implantación de renovables, que no podrían suplir el hueco que dejan las dos plantas.

Desde Valencia y Guadalajara también reivindican la continuidad de las plantas de Cofrentes y Trillo. La primera dejará de estar operativa en noviembre de 2030 y la segunda en mayo de 2035. El encarecimiento de las facturas y la falta de autosuficiencia energética, son los argumentos esgrimidos.

Debate político

El posicionamiento de los distintos partidos políticos sobre el tema nuclear no es desconocido y, a raíz de la apertura del debate sobre el cierre nuclear, todas las formaciones políticas han aprovechado cualquier resquicio para reivindicar sus posturas.

El Pleno del Congreso aprobó a mediados de febrero una Proposición no de Ley presentada por el Grupo Popular sobre el cierre programado de la gene-

2035

Es la fecha en la que se apagará la central de Trillo, la última en dejar de funcionar

ración nuclear en España, en el que se insta a ampliar la vida útil y mejorar la seguridad en las centrales nucleares. La iniciativa salió adelante por 171 votos a favor, 164 en contra y las 14 abstenciones de los diputados de *Junts per Catalunya* y *Esquerra Republicana de Catalunya* (ERC).

Las formaciones políticas PSOE, PP, Sumar, Vox, PNV y ERC, han accedido a colaborar con nuestra publicación, con una tribuna de opinión firmada por sus representantes. Desde *elEconomista Energía* les damos las gracias a todos ellos por su participación.

EXPO Biomasa

6.7.8 MAYO 2025

VALLADOLID - SPAIN

FERIA INTERNACIONAL
DE LAS TECNOLOGÍAS
DE LA BIOMASA

EXPOBIOMASA.COM

aveBiom
Asociación Española
de la Biomasa



VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO
MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO



SOMACYL
SOCIEDAD PÚBLICA DE INFRAESTRUCTURAS
Y MEDIO AMBIENTE DE CASTILLA Y LEÓN

Junta de
Castilla y León

IdeVa
AGENCIA DE INNOVACIÓN
Y DESARROLLO ECONÓMICO
DE VALLADOLID

Ayuntamiento de
Valladolid



Bienergy
EUROPE

FERIA DE
VALLADOLID

**Isabel Pérez**

Portavoz de Energía del Grupo Parlamentario Socialista

El futuro es renovable

España tiene una hoja de ruta energética basada en la lucha contra el cambio climático y la descarbonización, en contaminar menos, y en ser más autosuficientes. Esto último, dada las circunstancias geopolíticas mundiales, ha quedado probado que debe ser una de las prioridades, aprovechando además el potencial renovable que tiene nuestra localización. Todo esto, sumado al trabajo por reducir la factura de la luz y garantizando el suministro en todo momento.

España es uno de los países con mayor radiación solar de Europa y el segundo país europeo con mayor potencia eólica instalada. Al igual, la energía hidroeléctrica tiene gran importancia en la capacidad instalada y de almacenamiento. En la actualidad España se abastece, según informe de Red Eléctrica (REE), con un *mix* energético en el que la participación de las renovables fue a finales de 2024 del 56%, unos seis puntos porcentuales por encima del registro obtenido en 2023, que ya fue máximo, y la participación nuclear de un 19%. Hay que tener en mente que ese 56% tiene que seguir creciendo para conseguir en 2030 el objetivo del 81%.

No es la primera vez que sobre la energía nuclear se hace un cuadro de pros y contras, datos en los que fundamentar una elección. No se trata de hablar bien o mal de la energía nuclear, sino de enumerar las fortalezas y debilidades de la producción de energía mediante centrales nucleares.

Podemos valorar que la energía nuclear tiene como puntos positivos su estabilidad y eficacia. Es constante y planificable. Podemos valorar también como ventaja que no emite CO₂, si no entramos en la realización de las centrales o en la elaboración de su combustible (que sí generan CO₂). Al igual se valora como aspecto favorable su alta producción con poco combustible y su menor ocupación en el territorio para igual producción renovable.

En cuanto a los contras, lo primero de la lista podría ser los residuos que deja, que deben ser tratados y vigilados en lugares especiales dada su peligrosidad durante cientos, miles de años algunos de ellos: esto amplifica los costes de las centrales nucleares, algo muy cuestionado, pero está claro que tiene que ser un deber de las explotadoras propietarias, basado en el "quien contamina paga", usado ya por la OC-



DE en 1972. Esto sumado a lo costosas que son de por sí dado los altos controles de seguridad y constantes tareas de mantenimiento por el riesgo que implican estas instalaciones.

Como otro punto negativo situaremos que no es una energía renovable; el uranio, su combustible, no lo es. Y que este combustible es importado, lo que nos hace dependientes del exterior. Una de las fortalezas (ser constante y planificable) podría llegar a convertirse en un contra porque, dado el puzzle del *mix* energético nacional, lo ideal es contar con una producción flexible e inmediata y esto no es un fuerte de la energía nuclear.

Además de cara, no flexible, con residuos peligrosos y no renovable, las centrales nucleares tienen otra desventaja en el tiempo de construcción: un proyecto de energía renovable puede estar en funcionamiento en 4-5 años frente a los 20 que necesita un proyecto nuclear. Con la misma inversión, las renovables pueden generar entre 3-4 veces más energía que la nuclear, construirse en la cuarta parte del tiempo que las nucleares y con precios más baratos. Es decir, producen 4 veces más energía y se realizan en la cuarta parte de tiempo.



Estas ventajas e inconvenientes tienen que valorarse con la dirección energética del país: buscar una energía limpia, renovable, que nos ayude a descarbonizar, que nos haga más autosuficientes y que abarate la producción eléctrica.

■

Está más que probado que apoyar la energía nuclear choca frontalmente con el deseo de desarrollo renovable

■

Si hablamos de energías renovables, no podemos hablar de la energía nuclear. El combustible usado en estas instalaciones es el uranio enriquecido, que se importa de otros países, un 40% de Rusia, lo que además nos aleja de ser autosuficientes. En la actualidad tenemos una dependencia energética de aproximadamente un 70%, pero se espera que haya bajado al 50% en 2030. Y para que cada vez nuestro país sea menos dependiente del exterior es imprescindible utilizar energías renovables que podamos producir en España, al igual que produzcamos tecnología renovable. España cada vez más exporta tecnología renovable, más que aceite o vino.

La energía renovable nos hace más autosuficientes y abarata la producción eléctrica, cumpliendo con los requisitos que hemos formulado son imprescindibles. Por contra, la energía nuclear nos hace menos autosuficientes y tampoco puede considerarse limpia debido a sus residuos.

En España hay siete reactores nucleares en explotación en la actualidad, pero antes había diez. La realidad en las centrales nucleares que ya han cerrado en nuestro país es que el factor económico ha jugado un papel primordial, decisivo, junto a las razones de seguridad. Un dato a valorar es que donde más energía nuclear se usa, el desarrollo renovable es inferior. Y si queremos ser más autosuficientes hay que trabajar en la penetración renovable y dejarle espacio, haciendo que tienda a cero la producción que nos hace más dependientes. La apuesta debe ser clara y está probado que apoyar la energía nuclear choca frontalmente con el deseo de desarrollo renovable, aunque es cierto que el impulso renovable es foco de atracción de inversión.

Lo que debe quedar claro es que los lugares donde existen centrales nucleares cuyas empresas tienen un calendario de cierre acordado, no pueden abandonarse. Hay que enfocar la transición energética como una oportunidad de industrializar nuestro país desde la autosuficiencia, atrayendo desarrollo industrial que sirva para la transición energética y que además cree una apuesta de futuro en los territorios de las centrales que les hagan pasar de una producción energética que tiene fecha de caducidad (todas las centrales nucleares tienen una vida útil pautada) a una apuesta de futuro que haga mejorar la vida de la gente con una nueva hoja de ruta que mire hacia adelante.

**Paloma Martín**

Vicesecretaria de Desarrollo Sostenible del Partido Popular

Sobran los motivos

Estamos en tiempo de descuento y el Gobierno va a cerrar la energía nuclear sin que exista alternativa alguna, más allá de quemar más gas que no tenemos ni en España, ni en ningún otro Estado miembro de la Unión Europea.

Cuando muchos países están trabajando para que sus instalaciones de generación nuclear sigan operando y algunos dotarse de sistemas modulares pequeños (SMR), la ceguera del Gobierno conduce a España hacia el apagón.

El cierre de la nuclear será un error de difícil reversión que incrementará nuestra dependencia de terceros países y perjudicará nuestra autonomía estratégica. Tener garantizada la producción de energía limpia y barata en nuestro país, como tenemos hoy, nos hace más fuertes. Privarnos de ella nos hace más vulnerables.

Hemos vivido en los últimos años acontecimientos que nadie había previsto: la pandemia, la invasión rusa de Ucrania, la crisis del transporte de mercancías a nivel mundial o el encarecimiento de materias primas. La geopolítica ha irrumpido de forma abrupta y la coyuntura actual marcada por la nueva administración Trump nos exige reaccionar a tiempo y liderar los cambios.

La autonomía estratégica se ha situado entre los debates más necesarios y urgentes, que nos conduce a repensar cómo de competitivos somos en Europa. Hablar de autonomía estratégica es hablar de tomar las riendas de nuestro destino, para que el peso de Europa crezca en materia de defensa, en ciencia, tecnología y comercio, pero también en materias primas y en producción de energía.

¡Abre los ojos! Son muchos los motivos para contar con la energía nuclear.

En primer lugar, la energía nuclear nos da seguridad en el suministro, porque su producción es predecible y estable, generando energía de manera regular la mayor parte de los días del año.

El cierre nuclear se planteó junto a un plan de inversiones en almacenamiento de energía y renovables que se ha incumplido de forma clamorosa. El despliegue de almacenamiento de energía es un fracaso absoluto. La eólica no alcanza ni de lejos los objetivos



previstos y la energía solar va lenta. El escenario de posibilidad de cierre ha cambiado radicalmente.

Lo más grave es que se incrementará el riesgo de apagones en España. En 2024 se ha tenido que obligar a la industria a parar su actividad en cuatro ocasiones para mantener el suministro a los hogares españoles. Según los últimos datos oficiales de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, España es el país con mayor riesgo de apagón de toda la UE, riesgo que se intensificará especialmente en un escenario de cierre de nucleares.

Otro de los importantes motivos para mantener la generación de energía nuclear es garantizar precios asequibles. No podemos permitirnos un incremento del precio medio de la electricidad cuando tenemos datos máximos de pobreza energética, que el gobierno está empeñado en ocultar.

Las familias no pueden calentar su casa por los elevados precios. Hay más de cuatro millones y medio de personas que no pagan a tiempo la factura de la luz y diez millones de españoles con una temperatura inadecuada en el hogar.



Un motivo para mantener la nuclear es garantizar la competitividad de la industria en el proceso de descarbonización

Con el cierre de la nuclear el respaldo de producción eléctrica con gas se multiplicará y tendremos una mayor volatilidad en el precio. El gas natural fijará el precio en un mayor número de horas, lo que incrementará el coste de la electricidad y lo pagarán las familias.

Un motivo estratégico para mantener la nuclear también es garantizar la competitividad de la industria en el proceso de descarbonización. Una energía barata y limpia como la nuclear es una ventaja competitiva para la industria que con contratos a plazo se protege de la volatilidad de los precios.

No se puede tampoco obviar el impacto económico de las instalaciones nucleares sobre el territorio, donde crean empleo, pagan impuestos y generan valor añadido. La industria nuclear impacta sobre las comarcas en las que se asienta y aporta un alto valor por la especialización y conocimiento técnico del sector.

Son muchos los motivos para prolongar la vida útil de la generación nuclear. No hay razones objetivas que justifiquen su cierre. Detrás de la decisión del gobierno de España sólo hay ideología y sectarismo. La mejor muestra es que la Sra. Ribera planificó su cierre en España, pero tardó un minuto en defender la nuclear en otros países europeos para garantizarse su puesto en la vicepresidencia de la Comisión Europea.

Mientras los países de nuestro entorno están ampliando la vida útil de la nuclear existente, nuestro Gobierno mantiene su plan de cierre, incumple su obligación de elaborar la Estrategia de Seguridad Energética y ha propuesto una renovación del Consejo de Seguridad Nuclear para poner el futuro nuclear de España en manos de quienes quieren desmantelarlo. El gobierno por cerrazón ideológica juega con la seguridad nuclear de todos con el único fin de controlar el organismo que más independiente y profesional debería ser.

El gobierno español va a contracorriente del criterio generalizado de extender la vida de las nucleares y de las recomendaciones en el mismo sentido del reciente informe Draghi. Cuando Europa ha incluido la nuclear en su taxonomía de mitigación y adaptación al cambio climático y trabaja para reducir nuestra vieja dependencia energética y garantizar nuestra autonomía y seguridad, las decisiones del Gobierno agravan nuestra dependencia.

Urge en España un cambio de rumbo. Sobran los motivos. De lo que hagamos o dejemos de hacer dependerá que nos deslicemos sobre la pendiente de pérdida de competitividad, autonomía estratégica y seguridad de suministro.

Abre los ojos. Sobran los motivos para garantizar la producción de energía nuclear limpia y barata en nuestro país.

**José María Figaredo**

Diputado nacional y presidente de la Oficina Económica de VOX

La industria nuclear que España necesita

Para España, la industria nuclear es claramente un activo que debería ser potenciado. El cierre nuclear que el PSOE ha promovido activamente y el PP ha tolerado culpablemente, es una pérdida para España que trasciende la cuestión energética.

La industria nuclear genera en España un impacto amplísimo que va más allá de la cuestión meramente energética. En todos estos ámbitos de influencia despliega un efecto positivo para la nación.

El primer aspecto es claramente el energético. Hoy las centrales nucleares españolas producen un 20% de la energía eléctrica que se consume. Operan una media de 8.000 horas al año (el año tiene 8.700 horas). Así pues, es la tecnología que disfruta de más horas de aprovechamiento. Piensen que la eólica opera unas 2.000 horas al año y la fotovoltaica unas 1.500. Los ocho reactores operativos actuales producen el 20% de la energía eléctrica que consume España.

Esta energía eléctrica de origen nuclear confiere al sistema la estabilidad y frecuencia que necesita. La energía de respaldo del sistema eléctrico español es, a día de hoy, de origen nuclear. Y, para esta sustitución que pretende el Gobierno, sólo existe en la actualidad una tecnología disponible: el gas, porque para garantizar la estabilidad del sistema es necesaria una fuente de energía que produzca en la frecuencia necesaria y de forma constante.

Para el PSOE, sin embargo, parece que las únicas fuentes de generación admisibles son la eólica y la fotovoltaica. Pues bien, no existe hoy ninguna tecnología que permita aprovechar estas energías más de esas 2.000 y 1.500 horas al año. Así pues, cada megavatio de nuclear que desaparezca será reemplazado por otro de gas. De hecho, así ha sido con los cierres de Zorita -cuya decisión se adoptó en 2002 con mayoría de Aznar, y el de Garoña, que finalizó su operación en 2013 con mayoría de Rajoy.

El siguiente aspecto esencial de la nuclear es la soberanía energética. Esta cuestión está profundamente ligada con la anterior. Así, cada megavatio de generación eléctrica con gas será necesariamente importado. Además, en esta generación la mayor proporción del gasto final es el propio combustible. Al contrario, en la generación nuclear la



mayor proporción del coste final es la tecnología aplicada al proceso. Así, depender de la energía nuclear ofrece a España una menor dependencia de las importaciones. Y España cuenta con reservas de uranio, una gran baza que deberá explotar más pronto que tarde, aunque la regulación socialista impide hoy su explotación.

Así pues, la generación eléctrica nuclear garantiza a España mayor soberanía que la generación con gas. Además, esta segunda opción está sometida a la volatilidad de precios del mercado. Dado el sistema marginalista de fijación de precios de la electricidad en España por las importaciones de gas, hemos tenido algunos de los precios récord históricos.

El tercer ámbito de influencia de la nuclear, y probablemente el más relevante para España, es la cuestión tecnológica. La generación nuclear exige un desarrollo tecnológico elevadísimo. Su mera existencia promueve la existencia de un ecosistema de ingenieros, técnicos, investigadores y académicos que de ninguna otra forma existiría en España.

España cuenta con varios programas académicos centrados en la energía nuclear, repartidos por las universidades técnicas de España, que son punteros a nivel mundial.

Así, los ingenieros nucleares españoles forman parte de la élite mundial. Se han formado y perfeccionado sus conocimientos en las centrales nucleares españolas. Y, a raíz de ellas, han surgido una serie de compañías de capital público (en origen) o puramente privado, que también prestan servicios punteros a nivel mundial. Una compañía española puramente privada se ha especializado en la ingeniería de plantas nucleares. Ese saber hacer les permite colaborar en la investigación para la aplicación práctica de variantes de la nuclear tradicional: reactores modulares o fusión nuclear.

También la industria de servicios para la operación nuclear es puntera en España. Algunas empresas que nacieron como capital público (algunas se mantienen como tal, otras han salido al mercado) son punteras a nivel internacional. En España somos capaces de producir elementos esenciales de una central nuclear tales como la propia vasija, acumuladores de calor o evaporadores. Son tareas de calderería que pocos competidores a nivel internacional son capaces de reproducir. La elaboración del combustible nuclear también es fruto de la ingeniería nacional.

Pues bien, toda esta riqueza nacional irá poco a poco languideciendo con el cierre nuclear. Si bien esta industria no depende al 100% de la generación nuclear española, sí justifica su existencia por ella. No tendría sentido producir combustible nuclear en Salamanca si exclusivamente se va a dedicar a la exportación. Dicho todo esto, debemos recordar que, en España, la energía eléctrica producida sin gas es aproximadamente un 30% de la energía total consumida. El otro 70% depende del gas o de otros combustibles fósiles. Pienso en el gasoil para el transporte o el gas para la generación de calor. Y la nuclear representa un 20% de ese 30%.

Estas cifras nos pueden provocar desesperanza. Pero no debe ser así. La nuclear precisamente puede promover la sustitución de estas fuentes energéticas: España tiene hoy 8 reactores operativos. Sin embargo, España llegó a tener en construcción hasta 18. Y estos proyectos podrían recuperarse. Esa energía eléctrica producida de forma constante durante 8.000 horas al año supondría para España un tremendo apoyo. Podría dedicarse al almacenamiento hidráulico nocturno (como estaba planeado en su día). Podría también dedicarse a la investigación para la generación de hidrógeno en horas valle y ese hidrógeno (llamado "rosa") precisamente podría ser una de las respuestas a la dependencia de los hidrocarburos.

En definitiva, la tecnología nuclear ha sido, es y debería seguir siendo para España un pilar fundamental en materia energética, para defender nuestra soberanía y como promotor tecnológico y de desarrollo.



■
La tecnología nuclear ha sido, es y debería seguir siendo para España un pilar fundamental en materia energética
■



Verónica Barbero
Portavoz parlamentaria de Sumar en el Congreso

Cerrar las nucleares, avanzar en soberanía energética

En el actual contexto geopolítico de polícrisis (conflictos armados, guerra comercial, crisis medioambiental y social y, por tanto, una urgencia cada vez mayor de llevar a cabo una transición ecológica justa), hay una cuestión que cobra cada vez más fuerza, la soberanía energética.

Es decir, la capacidad para tomar decisiones en cuanto a la producción, distribución y consumo de energía. Lograr esto debe ser una brújula que guíe la acción política. En España tenemos una gran oportunidad de avanzar en este sentido gracias a las energías renovables.

Ligado a esta cuestión, aparece recurrentemente el recurso a la energía nuclear. En Sumar, sin embargo, tenemos muy claro que el camino de la soberanía energética va, en realidad, unido al cierre progresivo y programado de las centrales nucleares.

Esto no es, ni mucho menos, algo en lo que España esté sola. De hecho, Europa ha cerrado en las últimas dos décadas 27 centrales nucleares y las pocas que se han puesto en marcha han resultado fracasos escandalosos.

¿Y por qué la energía nuclear no contribuye a la soberanía energética? Hay varios motivos. En primer lugar, porque los datos lo demuestran: el 40% del uranio enriquecido necesario para el funcionamiento de las centrales nucleares proviene de Rusia -España no dispone de yacimientos ni de capacidad de enriquecerlo-.

En segundo lugar, además, la energía nuclear es entre tres y cuatro veces más cara que la energía producida mediante fuentes renovables, según el informe de 2023 del Instituto Mundial de Seguridad Nuclear. Mientras que energías como la solar o la eólica son cada día más baratas y eficientes, la nuclear ha incrementado sus costes un 36%, derivado fundamentalmente de la gestión de sus residuos.

Y por último, las nucleares tampoco son garantía de suministro en escenarios de consumo pico. De hecho, la experiencia española demuestra que, incluso en



los días más críticos -aquellos con un consumo excepcional y una generación menor de renovables-, habríamos podido cubrir la demanda sin las centrales nucleares encendidas.

El modelo hacia el que avanzamos en toda Europa, incluida España, se basa en sistemas energéticos modernos y por tanto flexibles. Las nucleares representan el modelo contrario. Su producción no es capaz de ajustarse a la demanda, lo que genera rigideces e ineficiencias constantes.

No hay razones, por tanto, para aplicar el rescate nuclear que piden algunas formaciones políticas, especialmente la ultraderecha. Esto no solo sería costosísimo, sino que además lo tendría que asumir el Estado o la ciudadanía vía subida del recibo de la electricidad. En realidad, una vez más, en este caso quienes defienden políticas de austeridad en cuestiones sociales, piden una transferencia directa de dinero público a empresas privadas.

Insistir en prolongar la vida útil de las centrales nucleares sólo beneficiaría a un puñado de empresas a costa del erario público, al mismo tiempo que hipoteca la transición energética y encarece la totalidad del sistema. La energía nuclear no es el futuro: es una tecnología del siglo pasado que además no es competitiva.



■

La energía nuclear no es el futuro: es una tecnología del siglo pasado que además no es competitiva

■

Por supuesto, en Sumar somos conscientes de que el cierre de las centrales nucleares implica una transformación económica en las zonas donde están ubicadas ya que en estos momentos estas generan empleo, tanto directo como indirecto, en la producción, el mantenimiento, la seguridad y la gestión de residuos.

Por eso, defendemos que el proceso de cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares tiene que ir acompañado de un plan de transición justa que garantice oportunidades laborales para los y las trabajadoras, inversiones en infraestructuras y reindustrialización, y mecanismos de compensación y apoyo financiero que aseguren un desarrollo económico de los territorios afectados.

El mundo entero avanza hacia la desnuclearización. Y, como ya hemos dicho, esto es una oportunidad para España, uno de los países con mayor producción de renovables.

Por eso, en el Grupo Parlamentario Plurinacional Sumar defendemos una hoja de ruta clara: un cierre de las centrales nucleares seguro, socialmente justo y alineado con el desarrollo de un modelo energético más barato, sostenible y soberano. Un futuro renovable.



**Idoia Sagastizabal**

Portavoz del Grupo Vasco (AEJ-PNV)
en la Comisión de Transición Ecológica

El futuro energético pasa por las renovables

El debate de la energía nuclear ha resurgido en algunos foros y está cobrando protagonismo en el seno de Europa como consecuencia de la guerra de Ucrania, los altos precios de la energía, la incertidumbre acerca de la seguridad y la dependencia energética, o incluso la mayor demanda de energía que van a exigir los centros de datos, el almacenamiento eléctrico o la inteligencia artificial. Un debate que debe darse de forma particular realizando un análisis de las necesidades de cada país como los recursos autóctonos y las tecnologías de las que dispone para poder garantizar unos precios estables de energía, una mayor independencia energética con respecto a terceros e impulsar una reindustrialización sostenible. En este sentido, en Europa, la nuclear ha sido reconocida, junto con el gas, como una tecnología de transición dentro de la taxonomía verde.

Sin embargo, no podemos ignorar los problemas ni los mayores riesgos de la energía nuclear frente a otras tecnologías: los residuos radiactivos que se generan durante la operación de las centrales y después de su actividad. Además, la financiación necesaria para mantener las centrales en funcionamiento y los costes de una gestión segura de los residuos radiactivos son demasiado elevados. ¿Estamos dispuestos y dispuestas las consumidoras a pagar este mayor coste? ¿Quién asumirá los riesgos económicos de la gestión de los residuos? Asimismo, la energía nuclear es dependiente de países en muchos casos contrarios a los intereses de Europa en casi toda la cadena de valor; se tiene que importar el uranio que proviene en su mayoría de Rusia y Kazajistán, y la tecnología de las nucleares es foránea. ¿Estamos dispuestos y dispuestas a generar una nueva dependencia de terceras potencias?

Hay quienes piensan que se podría hacer uso de la energía nuclear como energía de respaldo de las renovables cuando estas no llegan a abastecer todas las necesidades, pero la energía nuclear no es flexible. Las centrales funcionan al máximo de su capacidad y apenas pueden adaptarse a las subidas y bajadas de la demanda. ¿Esto quiere decir que no se van a necesitar centrales nucleares en el corto plazo? No. Pero no hay que olvidar por un lado que el futuro del sistema eléctrico pasa por la flexibilidad y por otro que la retirada del parque nuclear se va a realizar de manera escalonada y que esta retirada se compensará con el aumento de la generación renovable, el desarrollo a gran escala del almacenamiento, el bombeo, el hidrógeno verde y la gestión de la demanda.



Por otro lado, las energías renovables avanzan de forma significativa. Su competitividad ha crecido exponencialmente en los últimos años, con costes que han hecho que sea la opción más estable. El MWh de las nucleares es más caro frente a otras fuentes renovables. Sin embargo, su principal reto sigue siendo la intermitencia: la dependencia de las condiciones climáticas impone la necesidad de contar con tecnologías de respaldo que aseguren un suministro energético estable. Actualmente, el gas desempeña ese papel a través de los ciclos combinados y aunque algunos apunten que el coste del gas es más caro que el de la nuclear, obvian que a más renovables se producirá un equilibrio entre ese sobre coste del gas y la bajada de precio de las renovables.

En cualquier caso, el futuro energético pasa por las renovables. Es donde tenemos clara ventaja competitiva. Sol y viento con un precio más económico. Y hay que trabajar para que en el futuro garanticen la soberanía energética. ¿Estamos dispuestos los consumidores y las consumidoras en un futuro próximo a pagar la energía nuclear por encima del precio de mercado?

El auténtico malabarismo de cada país reside en cuadrar la política energética para lograr más independencia frente a terceros y asegurando a su vez el suministro a un precio asequible que sea además compatible con la competitividad. Lograrlo requiere consolidar la penetración de las renovables creando marcos regulatorios estables y condiciones económicas y técnicas que permitan un ritmo de crecimiento acorde a la demanda. Habrá que desarrollar el almacenamiento, reforzar las redes a través de la inversión, y lograr un consenso social y político que hoy en día no existe para llevar a cabo una transición energética inteligente, sostenible, pragmática y que mira al futuro. La complejidad del proceso entorpece cualquier avance hacia una transición energética tan necesaria como demandada.



Si se prolongara la vida de las centrales nucleares en España, el coste acabaría recayendo en la ciudadanía

Si el objetivo real es alcanzar la neutralidad climática para 2050, resulta imprescindible apostar por nuevas tecnologías que aún están en fase de desarrollo o en estado emergente. No existen soluciones simples para un problema tan complejo. Nadie puede predecir con exactitud cuál es la solución, pero lo que está claro es que es necesario hacer apuestas, actuar con determinación y asumir ciertos riesgos.

A pesar de que ya hay voces advirtiendo del aumento de la factura en caso de cierre de la nuclear, lo cierto es que hoy en día ninguna central ha solicitado formalmente la ampliación de su vida útil, principalmente porque el mercado no les garantiza un precio justo por la electricidad que generan. Si se prolongara la vida de las nucleares, el coste acabaría recayendo en la ciudadanía y es que no hay que olvidar que en otros países esta energía está nacionalizada o subvencionada. Actualmente, la retirada progresiva de estas centrales ya está planificada y pactada con la industria nuclear, con un calendario que se verá compensado por el crecimiento de la generación renovable, el desarrollo del almacenamiento a gran escala y la expansión del hidrógeno verde. El proceso debe ser cauteloso y sin olvidar el impacto social y económico que tiene el cierre de una central nuclear en los territorios donde están ubicadas. No basta con clausurarlas. Es fundamental que el Gobierno y las administraciones locales trabajen en estrategias de reconversión para que el cierre de estas nucleares tenga el mínimo impacto económico y laboral posible.

Por lo tanto, al menos en un estado en el que hay claras ventajas competitivas con las renovables, la energía nuclear no es la solución al desafío energético, no resuelve el trinomio entre energía, cambio climático y seguridad ambiental, ni tampoco elimina el problema de la dependencia energética. La vía es seguir avanzando hacia un modelo basado en una combinación de menor consumo energético, mayor eficiencia y un predominio de fuentes limpias y seguras. La generación distribuida, la combinación de renovables con bombeo, almacenamiento energético y la innovación tecnológica serán los pilares de esta nueva era energética tanto para asegurar la seguridad del suministro como para lograr un precio reducido y competitivo. Pero, al mismo tiempo, es imprescindible que el cierre de las nucleares se realice de manera ordenada, pactada y con todas las garantías necesarias para no dejar a nadie atrás. La transición energética debe ser justa, sostenible, equilibrada y realista, sin caer en discursos demagógicos que poco aportan al futuro de la transición energética.



Jordi Salvador i Duch

Diputado de Esquerra Republicana de Catalunya por la provincia de Tarragona

Catalunya paga los silencios de un Estado que no planifica

En los últimos meses ha vuelto a la Cámara del Congreso un debate que interpela directamente a nuestro territorio, nuestra gente y nuestro modelo energético: la ampliación de la vida útil de las centrales nucleares.

La Proposición no de Ley presentada por el Partido Popular para prorrogar el funcionamiento de estas instalaciones, ha puesto sobre la mesa un montón de contradicciones, silencios e irresponsabilidades acumuladas durante años por parte de los gobiernos del Estado, tanto del PP como del PSOE/SUMAR.

Este no es un debate cualquiera. En la provincia de Tarragona hay tres centrales nucleares activas y una cuarta en proceso de desmantelamiento.

Hablamos, por lo tanto, de miles de puestos de trabajo, de la seguridad de la población, de la gestión de los residuos y de qué modelo energético queremos para el futuro. Por eso, es necesario abordar esta cuestión con una mirada honesta, rigurosa y, sobre todo, responsable.

Desde nuestro grupo siempre hemos defendido una salida ordenada de la energía nuclear. Somos antinucleares y lo seguiremos siendo. Pero también somos responsables. Y, por responsabilidad, no podemos hacer como si el cierre de estas centrales pudiera hacerse de un día para otro sin haber hecho antes el trabajo necesario.

Ese trabajo no se ha hecho: no se han impulsado planes de transición justa, ni se ha garantizado la reindustrialización de los territorios, ni se han desplegado las energías renovables al ritmo necesario. Y lo más grave de todo, tampoco se ha garantizado la seguridad exterior de las centrales.

Hace meses advertí en sede parlamentaria sobre la falta de garantías reales en materia de seguridad. Solo se ha hecho un simulacro completo de evacuación desde 1987.

Las piscinas de residuos están al límite. Los residuos siguen enviándose a Francia, mientras el Estado es incapaz de construir un almacén centralizado. Las comunicaciones en caso de emergencia son precarias, con puntos sin cobertura móvil. Y las vías de eva-



cuación no cumplen los estándares de seguridad. Esto no es serio.

Tampoco es serio que el PP presente una PNL para prorrogar las nucleares sin ni siquiera mencionar el territorio más afectado.

Tarragona es la provincia con más nucleares activas del Estado. Y, aun así, ni una sola referencia, ni una sola propuesta concreta para nuestra gente. Nada sobre la reindustrialización. Nada sobre los puestos de trabajo. Nada sobre el futuro.

Nosotros, en cambio, hemos actuado. Impulsamos el Fondo de Transición Nuclear de Catalunya para garantizar inversiones y proyectos que permitan una salida ordenada y con futuro. ¿Y qué hizo el PP? Llevarlo al Tribunal Constitucional para intentar tumbarlo. ¿Y el PSOE? No retirar el recurso. Una vez más, el Estado nos ha dejado solos.

Por otro lado, el gobierno del PSOE y SUMAR –y, en su momento, también el PP– nos abocan a un falso dilema. Si las nucleares no pueden cerrarse en el tiempo y calendario en que deberían hacerlo, no es porque Esquerra sea pronuclear o no, sino porque los diferentes gobiernos no han hecho su trabajo.



El cierre de las nucleares debe llegar bien. Con garantías, planificación, inversiones y respeto por el territorio y su gente

Son estos gobiernos los que han provocado que hoy el 60% de la energía eléctrica en Catalunya sea de origen nuclear; son ellos quienes no han hecho los deberes reindustrializando una zona que ha sido inmensamente solidaria acogiendo cuatro centrales nucleares; son ellos quienes no han planificado una transición laboral para todos los trabajadores y trabajadoras del territorio que dependen directa o indirectamente de estas instalaciones. ¿Quién ha apostado aquí por el modelo nuclear? ¿Esquerra o los distintos gobiernos del Estado? No seamos hipócritas.

Por todo ello, nuestro grupo optó por la abstención en la votación de esta PNL. No podemos votar a favor de una propuesta que perpetúa el modelo nuclear sin garantías.

Y tampoco podíamos votar en contra de manera automática cuando lo que está en juego es el futuro de miles de familias que hoy viven de las centrales nucleares y que aún no tienen una alternativa.

Nos abstuvimos por responsabilidad. Para exigir que el cierre se haga en condiciones. Y para denunciar que, si hoy estamos en esta situación, es porque PP y PSOE no han hecho los deberes. Ahora, además, quieren que sean los trabajadores y el territorio quienes paguen las consecuencias de su desidia.

El cierre de las nucleares debe llegar. Pero debe llegar bien. Con garantías, con inversiones, con planificación y con respeto por el territorio y por su gente. Todo lo que, hasta ahora, ha faltado.



iStock

Proyecto Rodas: tecnología avanzada para impulsar la industria de fusión nuclear

La iniciativa, de cuatro años de duración e integrada por cinco empresas y cuatro centros de investigación, cuenta con un presupuesto que supera los 7,5 millones de euros

elEconomista.es

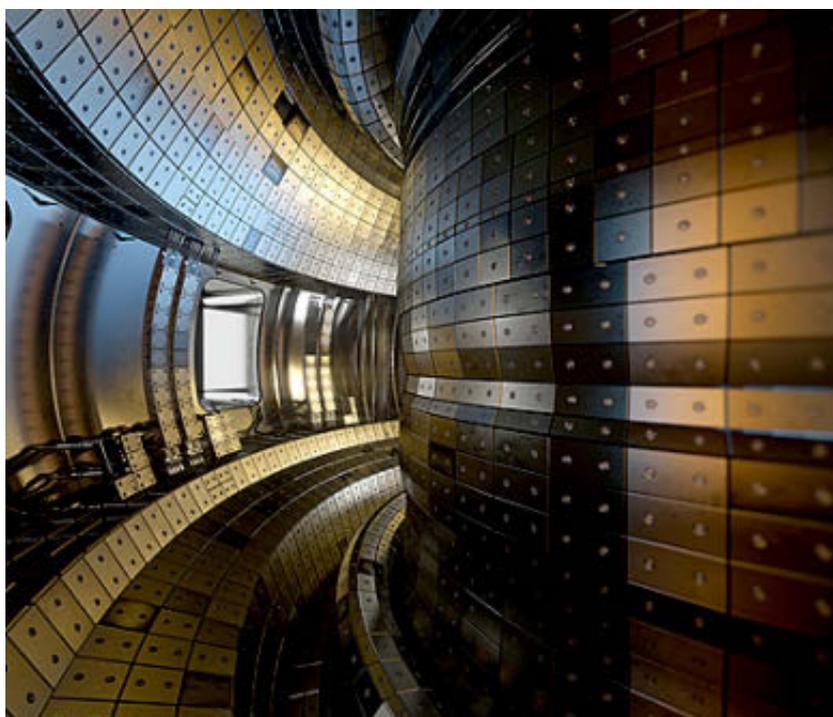
El pasado mes de enero se puso en marcha RODAS, un proyecto de cuatro años de duración, cuyo objetivo es el desarrollo de materiales e investigación de tecnologías de fabricación avanzadas que permitan obtener componentes para el desarrollo de la industria española de fusión nuclear, considerada una de las soluciones energéticas más prometedoras para el futuro, gracias a su seguridad y a la disponibilidad prácticamente inagotable de recursos.

El proyecto, integrado por cinco empresas (Leading Metalmechanical Solutions, Hiperbaric, Rovalma, Innomaq21 y Novadep NDT Systems) y cuatro centros de investigación (Centro Tecnológico CEIT, CIE-MAT, Fundación IDONIAL y Universidad de Granada), busca resolver los retos técnicos actuales para obtener componentes críticos, de grandes dimensiones y geometrías complejas para reactores de fusión nuclear, combinando tecnologías de fabricación aditiva y prensado isostático en caliente (HIP).

El desarrollo de estas tecnologías tendrá un impacto significativo en la industria, la ciencia y la sostenibilidad, contribuyendo al desarrollo de la fusión nuclear como fuente de energía. "Con los resultados obtenidos, se capacitará a las empresas en conocimientos y tecnología para abordar futuros proyectos y licitaciones relacionadas con fusión nuclear", indica Nerea Ordás, directora de Fabricación Aditiva de CEIT.

Gracias a la optimización de procesos de fabricación avanzada, se espera reducir los tiempos de producción de componentes clave de ocho a dos semanas y minimizar el desperdicio de material en hasta un 80%. Además, el uso de los nuevos materiales permitirá mejorar la duración y eficiencia de los reactores de fusión.

Asimismo, se generará un efecto tractor del tejido industrial español, fomentando la capacitación de las empresas en áreas temáticas relacionadas con materiales con propiedades avanzadas, permitiendo a estas compañías posicionarse en el sector de industria de la ciencia, facilitando su acceso a licitaciones públicas de IFMIF-DONES (Instalación In-



Reactor termonuclear ITE. eE

ternacional de Irradiación de Materiales de Fusión - Fuente de Neutrones DEMO orientada a la demostración) o ITER (Reactor Termonuclear Experimental Internacional).

RODAS, que cuenta con un presupuesto de 7,78 millones de euros, ha recibido una financiación de 5,54

RODAS ayudará a resolver los retos para obtener componentes de reactores de fusión nuclear

millones procedentes del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (CDTI) y de la Agencia Estatal de Investigación (AEI) en el marco de la iniciativa TransMisiones 2024.

Solar

Plenitude inicia la construcción de una nueva planta solar en Murcia



Plenitude ha celebrado el acto de colocación de la primera piedra de la nueva planta solar La Flota, de 90 MW de potencia, que la compañía ha comenzado a desarrollar en el municipio murciano de Fortuna, cuya construcción corre a cargo de Grupo Negrátin.

La nueva instalación se desarrollará sobre una extensión de alrededor de 120 hectáreas y se conec-

tará mediante una línea subterránea de media tensión de 6 km a 30 kV y una subestación de 30/132 kV. La planta contará con unos 150.000 módulos bifaciales y tecnología de seguimiento solar, que se espera que asegure una producción de más de 185.000 MWh al año. Además de esta planta solar, la compañía financiará la construcción de plantas fotovoltaicas con una capacidad de 200 KW en los tejados de tres edificios públicos.

Acuerdo

Factorenergía y CIRSA renuevan su acuerdo hasta 2030



Factorenergía y CIRSA han vuelto a renovar, por un periodo de seis años, un nuevo acuerdo de colaboración para el suministro de energía eléctrica renovable que estará vigente hasta 2030.

El acuerdo, en vigor desde el 1 de enero de este año, abarca todos los puntos de suministro de la multinacional líder en juego y ocio a nivel nacional, incluyendo ubicaciones en Baleares y Canarias.

Factorenergía garantizará que la mayor parte del consumo eléctrico de CIRSA provenga de una central solar fotovoltaica, cubriendo así casi la totalidad de su demanda durante las horas solares. Para las horas nocturnas y otros periodos en los que no sea posible utilizar la energía solar, la electricidad se adquirirá en el mercado, asegurando siempre que provenga de fuentes de energía 100% renovables.

Aniversario

Fenie Energía celebra su décimo quinto aniversario



Fenie Energía cumple 15 años. La compañía nació en 2010 con el objetivo de destacar en el sector, uniendo a instaladores de toda España para ofrecer un servicio cercano, transparente y personalizado. Lo que comenzó siendo una idea audaz entre un grupo de instaladores en el seno de la Federación Nacional de Empresas de Instalaciones Eléctricas, Telecomunicaciones y Climatización de España (FENIE), hoy se ha convertido en una de las comercia-

lizadoras de energía más reconocidas de España. Actualmente, Fenie Energía, compañía de capital 100% español, cuenta con más de 400.000 clientes, 3.200 accionistas y un equipo de más de 2.400 agentes energéticos y 220 empleados. Además, desde hace 8 años y a través de su Fundación, contribuye con acciones concretas de carácter social y trabaja por la formación en eficiencia de las generaciones más jóvenes.

Nombramiento

Julio César Nieto, nuevo presidente de ACIE



Julio César Nieto, que actualmente ocupaba el cargo de vicepresidente primero de la Asociación de Comercializadores Independientes (ACIE), ha sido nombrado nuevo presidente de la entidad para el próximo año. Con más de dos décadas de experiencia en el ámbito energético, Nieto inició su carrera en OMIE como operador de mercado. Desde 2005 ha formado parte del grupo Engie, donde ha desempeñado diversas responsabilidades, como la ges-

tion de energía para optimizar los activos del grupo en el corto plazo y el desarrollo de productos energéticos para clientes de electricidad y gas, entre otras funciones. Desde finales de 2021, ocupa el cargo de responsable de asuntos regulatorios en Engie. El nuevo equipo de ACIE está formado por Antonio González como primer vicepresidente, Pablo Fernández-Aller como segundo vicepresidente y Víctor Hernández como tercer vicepresidente.

WindRunner, el avión más grande del mundo diseñado para transportar palas eólicas de más de 100 metros

Tendrá un volumen doce veces superior a un boeing 747 y estará preparado para aterrizar en pistas de tierra y grava de 1.800 metros de longitud del propio parque eólico

Concha Raso. Fotos: Radia



WindRunner, la aeronave que construirá la empresa energética Radia.

La empresa energética Radia, fundada en 2016, está inmersa en un innovador proyecto que podría cambiar el alcance y la escala de la industria eólica terrestre en un futuro no muy lejano.

La compañía, con sede en Colorado (EEUU), está desarrollando WindRunner, la aeronave más grande del mundo diseñada para transportar palas de turbinas eólicas marinas de gran tamaño –algunas de longitud equivalente a campos de fútbol– y otros componentes directamente a los terrenos donde se construirán los futuros parques eólicos, muchos de ellos ubicados en lugares de difícil acceso.

Actualmente, el transporte por carretera de algunos modelos de palas eólicas en Estados Unidos se torna extremadamente complicado. Las turbinas eólicas se vuelven más eficaces y eficientes cuanto más grandes son, pero el tamaño de las palas, muchas de las cuales ya superan los 70-80 metros de

longitud, son extremadamente difíciles y costosas de mover por carretera debido a que la infraestructura terrestre, con obstáculos como puentes, túneles y curvas, se interponen en el camino. WindRunner permitirá superar estos obstáculos, ayudando así al despliegue de las actuales turbinas eólicas terrestres y las futuras: lo que Radia llama GigaWind.

El resultado será energía disponible más limpia y de bajo costo, en más ubicaciones y a escala industrial para la red eléctrica y para usuarios comerciales de energía como centros de datos y empresas de hiperescalado, así como la producción de combustibles verdes, incluyendo combustible de aviación sostenible (SAF).

Con turbinas más altas y palas más largas, GigaWind maximizará la producción energética con hasta un 30% menos de costo con un menor número de turbinas, lo que reduce el impacto ambiental y

visual, además de minimizar los niveles de ruido. Se estima que el mercado de eólica terrestre alcanzará los 10 billones de dólares para 2050, lo que equivale a un millón de aerogeneradores.

Estas turbinas más grandes también pueden operar con vientos mucho más bajos. Una turbina típica requiere una velocidad promedio de viento de siete metros por segundo para ser económicamente viable, pero con turbinas más grandes se puede reducir a cerca de cinco metros por segundo, liberando mucho espacio de terreno, un aspecto muy importante en algunas zonas de Estados Unidos, limitadas por la transmisión y las interconexiones.

Características y funcionamiento del avión

WindRunner tendrá 108 metros de longitud, una altura máxima de 24 metros y un volumen de 7.703 metros cúbicos, es decir, 12 veces superior al de un boeing 747. Asimismo, el peso máximo de carga útil será de 72.575 kilos.

El ala del avión será más grande, lo que le permitirá volar y aterrizar a menor velocidad, y la cabina estará prácticamente al mismo nivel que un edificio de cinco pisos. Debido a su envergadura -prácticamente idéntica a la de Airbus 380-, se utilizarán

El avión tendrá una autonomía de 2.000 kilómetros y podrá volar a una altura de 12.500 metros

motores a reacción estándar, los mismos que se usan en los aviones comerciales, solo que en lugar de los dos tradicionales, se usarán cuatro motores.

Las palas serán introducidas por la puerta de carga delantera de la aeronave, utilizando un sistema patentado por la compañía, lo que reducirá los tiempos de carga y garantizará una colocación adecuada. Una vez en el aire, el avión tendrá una autonomía de 2.000 kilómetros de distancia y podrá volar a una altura de hasta 12.500 metros.

Gracias a su innovador diseño, la aeronave solo necesitará una pista de aterrizaje de tierra o grava semipreparada de 1.824 metros en el propio parque eólico para depositar su carga, una circunstancia que también le permitirá aterrizar en prácticamente cualquier aeropuerto comercial del mundo.

Para la construcción del WindRunner, la compañía fundada por Mark Lundstrom, emprendedor e ingeniero aeroespacial del MIT y titular de 25 patentes, utilizará tecnología ya existente, empleando materiales, componentes y técnicas de fabricación probadas en la industria aeronáutica, lo que garantizará una flota de aviones eficiente y segura.



Imagen del avión aterrizando en los terrenos de un parque eólico.

Aunque aún faltan algunos años para realizar el primer vuelo, la compañía ya ha superado la primera mitad del proceso para la construcción de la aeronave. Actualmente, han completado todas las etapas principales del diseño y están entrando gradualmente en la fase de fabricación.

Para avanzar en el desarrollo del proyecto, Radia se ha asociado con empresas aeroespaciales para diseñar y construir estas aeronaves movilizadas con combustible sostenible. Es el caso de la italiana MAGROUP Magnaghi Aerospace, que desarrollará el sistema de aterrizaje del WindRunner.

Esta empresa se une a la lista de proveedores que desarrollarán diversos sistemas de a bordo para el WindRunner, como la española Aernnova, que colaborará con Radia en el desarrollo de los pilones de ala y motor de la aeronave; la italiana Leonardo, que desarrollará el fuselaje; y AFuzion, que brindará servicios de consultoría de seguridad y certificación.

Radia también se ha asociado con fabricantes de aerogeneradores para desplegar grandes turbinas terrestres y apoyarles en sus planes de transición energética. Asimismo, colaborará con promotores de parques eólicos para construir nuevos emplazamientos, ayudándoles a expandir su mercado a nuevas regiones ubicadas en zonas inaccesibles o económicamente inviables y con poco viento, mejorando así la rentabilidad de los proyectos.

Certificar una aeronave de estas características requiere de una inversión de capital milmillonaria. A lo largo de estos ocho años de operaciones, la com-

pañía ha logrado recaudar dinero gracias al apoyo de una combinación de oficinas de alto patrimonio neto, capitalistas de riesgo, grandes socios estratégicos en el mundo de la energía y también de fondos de cobertura.

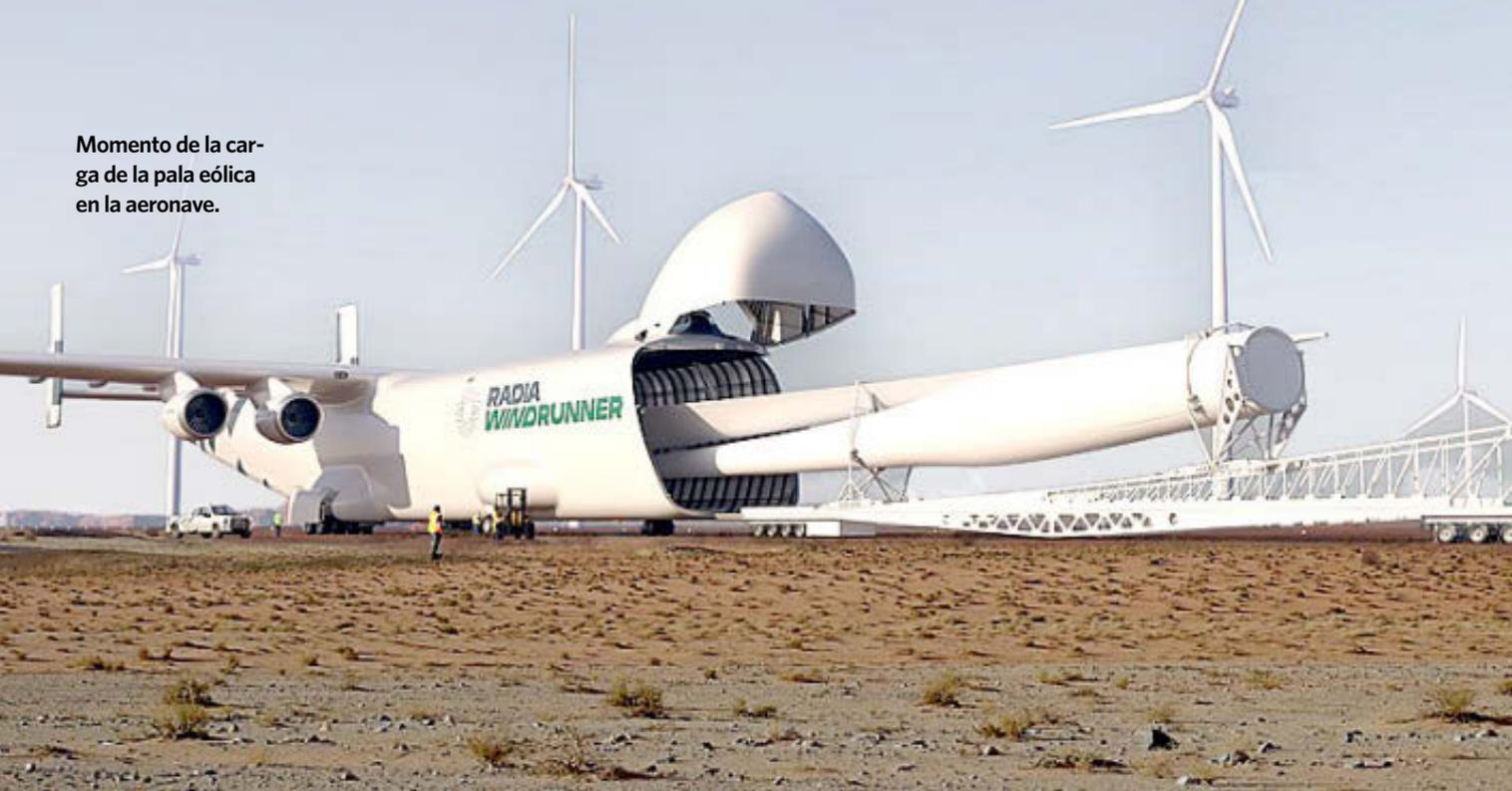
No obstante, la empresa confía en que la mayor parte del capital necesario para el proyecto pueda obtenerlo de fuentes de financiación de proyectos de diversos gobiernos. Además, para lograr capital de inversión pura y capital para acuerdos estratégicos, la compañía está trabajando con algunos de los principales bancos de inversión para obtener la próxima ronda de financiación significativa.

Radia se ha asociado con empresas aeroespaciales para diseñar y construir la aeronave

Radia será propietaria y operadora de esta flota de aviones, que también podrá utilizarse para otras aplicaciones además del transporte de turbinas eólicas. Dentro de la empresa, también cuentan con una organización de desarrollo eólico.

Operativamente, la compañía se centra en dos aspectos: entregar grandes turbinas y desarrollar grandes parques eólicos. Su intención es preparar los proyectos para su ejecución, pero no poseer ni operar las instalaciones eólicas; simplemente se encargarán del desarrollo en fase inicial y de preparar la cartera de pedidos para GigaWind.

Momento de la carga de la pala eólica en la aeronave.





A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible
Actúa sostenible

 **Contigo**
Energía



Jesús Heras
Director Técnico de Wattkraft España

La seguridad, el factor clave sobre el que construir el almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se han convertido en una pieza clave para gestionar la energía renovable de forma eficiente.

Estas instalaciones no solo maximizan el rendimiento y la rentabilidad de la energía, sino que también son fundamentales para avanzar hacia una sociedad más sostenible. Sin embargo, con su creciente proliferación, especialmente en el sector comercial e industrial (C&I), es esencial centrarse en un aspecto crítico: la seguridad.

A principios de 2025, dos incidentes relacionados con sistemas BESS llamaron la atención. El más relevante ocurrió en Moss Landing, California, en una de las mayores instalaciones de almacenamiento del mundo, que utilizaba baterías de níquel-manganeso-cobalto (NMC).

Durante el incidente, se liberaron gases y se produjo un prolongado incendio. A pesar de la activación de protocolos de seguridad y la ausencia de heridos, el suceso evidenció los riesgos inherentes de las baterías de alta densidad energética y su susceptibilidad a sufrir embalamientos térmicos en caso de fallos. Además, la ubicación en un entorno interior agravó las consecuencias, provocando el colapso del edificio.

El segundo caso ocurrió en España, en el Puerto de Gandía, donde un sistema de almacenamiento de 1 MWh sufrió un incidente similar, aunque de menor escala. Las medidas de seguridad evitaron daños mayores, aunque un bombero resultó levemente herido. La instalación en un contenedor en un entorno exterior minimizó los daños materiales y facilitó la extinción del fuego, que, no obstante, se prolongó durante horas.

Estos incidentes no deben generar alarmismo, sino servir como aprendizaje para mejorar el diseño de los sistemas BESS y las normativas de seguridad. Además, ambos casos ocurrieron presuntamente con bate-



rías NMC, una tecnología que está siendo progresivamente reemplazada por alternativas más seguras como las baterías de fosfato de hierro y litio (LFP).

Éstas últimas presentan ventajas clave: mayor estabilidad térmica, menor riesgo de embalamiento térmico, ausencia de cobalto (un material tóxico y costoso) y una vida útil más larga gracias a su mayor resistencia a los ciclos de carga y descarga.

La seguridad de los sistemas de almacenamiento no depende solo de la química de las baterías, sino también de su integración en sistemas bien diseñados. La monitorización continua mediante sensores permite detectar anomalías en temperatura, voltaje o corriente, reduciendo la posibilidad de fallos. Además, los sistemas de refrigeración eficientes ayudan a disipar el calor y minimizar el riesgo de sobrecalentamiento.

Los mecanismos de extinción integrados juegan un papel fundamental en el control de embalamientos térmicos. Los diseños que permiten la evacuación controlada de gases combustibles evitan explosiones, y el uso de materiales de aislamiento reforzados previene cortocircuitos y contiene posibles fallos.



Un caso destacado de innovación en seguridad es el de una empresa líder que recientemente sometió su BESS a pruebas bajo el estándar UL 9540A pero simulando condiciones reales.

A diferencia de sistemas convencionales donde una sola celda puede liberar gases combustibles y generar incidentes graves, se indujo la fuga térmica en 12 celdas sin que se produjeran incendios ni explosiones gracias a un mecanismo de defensa con barrera de oxígeno a presión positiva y un conducto de escape de humos direccional.

En pruebas adicionales de resistencia, se simuló un escenario de combustión a gran escala logrando mantener la estructura intacta y temperaturas inferiores a 47°C en contenedores adyacentes. Además, se ralentizó la progresión de fallos, retrasando la ignición hasta 7 horas, lo que en un caso real permitiría una intervención temprana.

Para minimizar los riesgos, además de integrar innovaciones de diseño, es imprescindible actualizar la legislación y fomentar la concienciación. La instalación de estos sistemas en entornos interiores debería estar restringida a partir de cierta capacidad de almacenamiento, salvo que se trate de edificios dedicados con sistemas de extinción y extracción de gases y humos adecuados.

Así lo establece la normativa NFPA 855 de EEUU, que prioriza la seguridad al exigir condiciones estrictas para la instalación de baterías en espacios cerrados. En países como España, donde esta regulación aún no es obligatoria, su adopción contribuiría significativamente a reducir riesgos.

La combinación de normativas más exigentes, el uso de baterías LFP y la implementación de sistemas de gestión avanzados marcará la diferencia entre un almacenamiento seguro y uno vulnerable.

El futuro del almacenamiento energético es prometedor, pero su desarrollo debe ir acompañado de inversiones en tecnologías probadas y sistemas bien diseñados que prioricen la seguridad.

El almacenamiento energético debe ir acompañado de inversiones en tecnologías probadas

Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,517€	1,488€	1,547€	1,299€	1,402€	1,398€	1,505€	1,955€	1,571€
DIÉSEL	1,450€	1,518€	1,663€	1,291€	1,505€	1,382€	1,530€	1,767€	1,471€



Bruselas propone un 'leasing' de vehículos cero emisiones para usuarios vulnerables

La Comisión ha lanzado un Plan de Acción con medidas clave para garantizar la prosperidad y competitividad de la industria europea de automoción

Concha Raso.

Empleada hace entrega de las llaves de un coche. Alamy

El sector automovilístico europeo está experimentando una transformación de una magnitud y velocidad sin precedentes, no exenta de desafíos. Para garantizar la competitividad global de la industria europea de automoción y mantener una fuerte base de producción en el continente, la Comisión Europea ha presentado recientemente un Plan de Acción, basado en cinco áreas clave.

En materia de innovación y digitalización, el Plan recoge la puesta en marcha de la Alianza Europea de Vehículos Conectados y Autónomos para que las empresas europeas desarrollen *software*, chips y tecnología de conducción autónoma compartidos, con la intención de dar forma al desarrollo de la próxima generación de vehículos, lo que permitiría lograr un ahorro significativo de recursos.

Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,709€	1,340€	1,916€	1,446€	1,690€	1,454€	1,506€	1,518€	1,429€
DIÉSEL	1,713€	1,210€	1,698€	1,474€	1,584€	1,506€	1,483€	1,589€	1,516€

Asimismo, la Comisión establecerá, al menos, tres bancos de pruebas transfronterizos a gran escala, así como Corredores Europeos de Conducción Automatizada, para impulsar la preparación y comercialización de vehículos autónomos.

Por otro lado, destinará unos 350 millones de euros en apoyar el desarrollo de tecnología de baterías de próxima generación, incluyendo el reciclaje, con el apoyo de la asociación BATT4EU, a los que se añadirán otros 1.000 millones del programa Horizonte Europa para vehículos conectados y autónomos y baterías.

En materia de movilidad limpia, la Comisión se compromete a modificar los estándares de rendimiento de emisiones de CO2 para automóviles y furgonetas y hacerlos más flexibles, ampliando el plazo a tres años (hasta 2027), para poder cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO2 previstos para 2025 y evitar así multas que podrían alcanzar los 16.000 millones de euros.

El Plan anunciado por Bruselas también incluye medidas para los más desfavorecidos. En el primer trimestre de 2025, la Comisión adoptará una Recomendación sobre Pobreza en el Transporte, instando a los Estados miembros a implementar programas de *leasing* social para vehículos nuevos y de segunda mano de cero emisiones, dirigidos a usuarios vulnerables, como parte de sus planes nacionales en el marco del Fondo Social para el Clima.

La Comisión también ha iniciado los trabajos para lanzar una propuesta legislativa destinada a la descarbonización de flotas corporativas y adoptará en los próximos meses una modificación de la Directiva Eurovignette para extender, más allá del 31 de diciembre de 2025, la exención total de peajes para vehículos pesados de cero emisiones.

Además, con el objeto de apoyar el despliegue de infraestructura de recarga y repostaje de hidrógeno, se destinarán 570 millones (entre 2025 y 2026), a través del Fondo de Infraestructura de Combustibles Alternativos (AFIF), con un enfoque particular en vehículos pesados.

La Comisión también emitirá próximamente Directrices y Recomendaciones a los Estados miembros



Línea de fabricación de baterías de Volkswagen. Volkswagen

sobre cómo reducir los tiempos de espera para la conexión de puntos de recarga a la red y garantizar su tratamiento prioritario.

Apoyo a las baterías

Con el objetivo de proteger su soberanía económica y prepararse ante posibles crisis de suministro, Europa necesita una producción nacional competitiva de baterías y una cadena de suministro robusta.

**La Comisión destinará
1.800 millones para apoyar la
fabricación de baterías en la UE**

ta. Para apoyar la fabricación de baterías en la UE, la Comisión destinará 1.800 millones de euros en los próximos dos años procedentes del Fondo de Innovación.

Además, antes de que acabe el mes de marzo, la Comisión Europea presentará una lista de Proyectos Estratégicos que priorizarán toda la cadena de produc-

Energía

elEconomista.es

Precios de los carburantes



	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
GASOLINA	1,726€	1,736€	1,756€	1,488€	1,781€	1,782€	1,560€	1,452€	1,459€
DIÉSEL	1,631€	1,609€	1,559€	1,535€	1,764€	1,683€	1,541€	1,560€	1,436€

ción de materias primas para baterías. Dichos proyectos se beneficiarán de tres puntos: procedimientos de permisos más ágiles, acceso a financiación y facilitación de acuerdos de compra a largo plazo.

Por otro lado, explorará opciones para financiar la expansión de las líneas de producción europeas y analizará la posibilidad de brindar apoyo directo a la producción en la Unión, combinándolo con ayudas estatales.

Los recientes cambios en la producción y la demanda de la economía global, así como los choques económicos y los riesgos e incertidumbres geopolíticas, han afectado significativamente al empleo en el sector de la automoción de la UE.

Además, la escasez y desajuste de habilidades en esta industria son preocupaciones importan-

La Comisión protegerá a las empresas europeas frente a la competencia desleal

tes, junto con el envejecimiento de la fuerza laboral y la necesidad urgente de capacitar y atraer nuevos perfiles de trabajadores con habilidades adecuadas.

Para paliar este problema, la Comisión establecerá un Observatorio Europeo de Transición Justa para el seguimiento de las tendencias de empleo en el sector automovilístico, identificando posibles focos de pérdida de empleo para soluciones proactivas. Por otro lado, en 2026 se dispondrá de un apoyo a través de subvenciones Erasmus+ de hasta 90 millones de euros para impulsar la formación en la industria.

Finalmente, y con el objetivo de conseguir la igualdad de condiciones frente a la competencia extracomunitaria, Bruselas garantizará la protección de las empresas europeas frente a la competencia desleal y que las inversiones extranjeras en el sector automovilístico de la Unión beneficien a las empresas europeas y contribuyan a la competitividad a largo plazo de la industria.



Trabajador en una fábrica de coches. Reuters

**Energía confiable
para un futuro descarbonizado**



www.enagas.es



Inversión

Moeve y Exolum invierten 300 millones en el puerto de Huelva

Moeve, Exolum y la Autoridad Portuaria de Huelva han presentado en el puerto de esta ciudad las nuevas infraestructuras de carga y descarga, actualmente en construcción, con las que se mejorarán las capacidades operativas y se dará servicio a la nueva planta de biocombustibles 2G que Moeve y su socio construyen en el parque energético La Rábida de Palos de la Frontera. Los proyectos, denominados Muelle Sur y Poliducto, representan una

inversión de 299 millones de euros. El primero consiste en la construcción de un nuevo terminal para productos energéticos, que incluye la creación de un nuevo muelle de atraque para optimizar las operaciones de carga y descarga de buques. El segundo consiste en sustituir todo el sistema de tuberías que conecta las instalaciones industriales del parque energético y de Exolum con el Muelle Torre Arenillas por líneas nuevas y de mayor capacidad.

Empresa

bp anuncia su incorporación a CEOE

bp se ha incorporado como nuevo miembro de CEOE para abrir nuevas vías de diálogo y colaboración con el tejido empresarial español, así como para seguir impulsando iniciativas para un suministro de energía seguro, asequible y sostenible. En sus más de 70 años de presencia en España, bp ha desarrollado infraestructuras y ofrecido soluciones energéticas para el desarrollo económico y social del país. Su refinería de Castellón se está transformando en

un centro de energía integrada mediante la producción de h2 verde y combustibles tradicionales y renovables. Está impulsando el despliegue en la península ibérica de infraestructura eléctrica de carga rápida y ultrarrápida, además de comercializar combustibles renovables como HVO para la descarbonización del transporte pesado en carretera o SAF para la aviación, y es uno de los actores más importantes de los mercados de gas y renovables.

Descarbonización

Galp incentiva a 'startups' a descarbonizar la ciudad de Matosinhos

Galp, la Fundación Galp y el Ayuntamiento de Matosinhos han puesto en marcha la segunda edición de Colmeia, un programa de innovación colaborativa que alienta a *startups* de todo el mundo a implementar y escalar proyectos de descarbonización en la ciudad portuguesa de Matosinhos. El concurso cuenta con un presupuesto de 500.000 euros para apoyar proyectos que posicionen a esta ciudad costera del norte de Portugal como referencia interna-

cional en innovación y descarbonización. El programa arranca con una primera fase de aceleración rápida, seguida de rondas de mentoría en las que los emprendedores ponen a punto sus proyectos piloto. Posteriormente, se invitará a la comunidad a escuchar las propuestas y, finalmente, el jurado seleccionará los proyectos ganadores. Los resultados se anunciarán el 22 de mayo, con premios de 50.000, 30.000 y 20.000 euros, respectivamente.

Evento

Aeversu celebra en mayo su I Cumbre sobre valorización energética

La Asociación de Empresas de Valorización Energética de Residuos Urbanos (AEVERSU), celebrará el próximo 8 de mayo en el espacio Fundación Giner de los Ríos en Madrid, el primer AEVERSU SUMMIT: Encuentro Global de Valorización Energética. El evento, que contará con el apoyo de Acciona, FCC, Paprec, Prezero, Urbaser, Valoriza, Valtalia y Veolia como patrocinadores oro; así como de Kanadevia como patrocinador plata y Magaldi como

colaborador, tendrá espacios para el intercambio de experiencias donde representantes institucionales y empresarios hablarán de los retos y oportunidades que afronta la industria y pondrán sobre la mesa las claves para su desarrollo, incluyendo la mejora de procesos, la colaboración público-privada y la búsqueda de soluciones innovadoras. Paralelamente, en el AeversuTECH, se compartirán tecnologías, novedades y avances técnicos del sector.

es.edp.com

NOSOTROS
ELEGIMOS
LA TIERRA

Elegimos cambiar hacia una energía mejor. Elegimos ser 100% verdes en 2030 y producir energía solo a partir de fuentes renovables. Y lo vamos a hacer porque elegimos la Tierra. Elegimos la Tierra en las grandes decisiones, pero también en las más pequeñas. Elegimos la Tierra con palabras, acciones y certezas. Elegimos tener un impacto positivo. Elegimos aprender, experimentar, hacer y deshacer, lo que sea necesario para conseguirlo. No es solo un compromiso, es una elección. Elegimos la Tierra.





Contador de gas inteligente holandés con conexión inalámbrica al proveedor de energía. iStock

Comienza la carrera para la digitalización de los contadores de gas

El Gobierno prepara la normativa que permitirá sustituir los actuales contadores analógicos de gas natural por otros más inteligentes. La medida afectará a cerca de seis millones de aparatos que han superado, o están a punto de superar, los 20 años de vida útil

Concha Raso.

El 1 de enero de 2027 dará comienzo, oficialmente, la modernización de cerca de seis millones de contadores de gas natural, de los casi ocho millones que hay instalados en el país. En esa fecha, según el calendario aprobado por la Orden ITU/1475/2024, el 10% de los aparatos analógicos instalados con un caudal máximo igual o inferior a 25 m³/h que hayan superado (o estén a punto de superar) los 20 años de vida útil, deberán ha-

ber sido reemplazados por unidades inteligentes. El 45% deberán ser sustituidos antes del 1 de enero de 2030 y el 100% de los equipos antes del 1 de enero de 2034. El cambio supondrá para las distribuidoras una inversión de 800 millones de euros.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estima en 110 millones de euros el beneficio que supondrá para la sociedad la instala-

ción de los nuevos contadores, por la mayor eficiencia energética y la reducción del impacto medioambiental. Además, su implementación permitirá ponernos en línea con otros países europeos, como Italia y Francia, que ya han acometido su despliegue de forma exitosa. Actualmente, ya se han instalado en Europa más de 45 millones de contadores digitales.

Naturgy es una las cinco compañías que acometerá el cambio de contadores en los próximos años. A través de su distribuidora de gas Nedgia, instalará más de 5,5 millones de estos aparatos inteligentes de gas en el país. El Grupo ya ha puesto en marcha proyectos piloto que contemplan la instalación de más 30.000 dispositivos digitales en lugares como Valladolid, Barcelona, Badalona, Girona, Lleida, Pamplona, Logroño, Valencia, Alicante, Granada, Madrid, Getafe, etc., "con resultados muy satisfactorios", ya que, tal y como afirman desde la compañía, "les está permitiendo disponer del 99% del detalle diario de lecturas de los clientes, frente al sistema actual que fija lecturas bimestrales y una lectura mínima anual".

De los 1.081.000 dispositivos que conforman el parque total de contadores de Nortegas, 985.249 es-

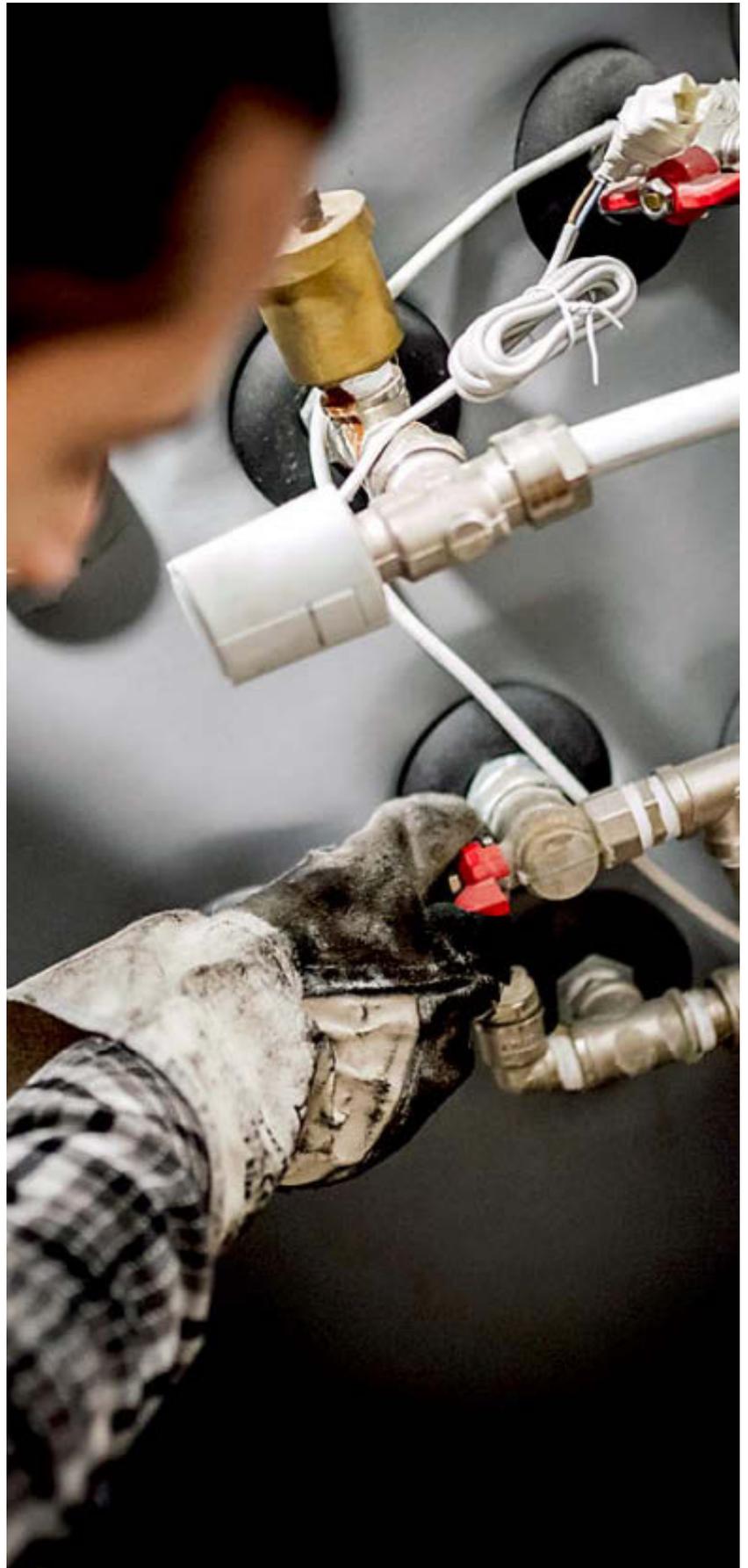
Naturgy ha puesto en marcha proyectos piloto para instalar más de 300.000 dispositivos digitales

tán afectados por la normativa, de manera que antes de que finalice 2033 habrán alcanzado el final de su vida útil de 20 años un total de 862.227 contadores, lo que representa más del 81% del parque actual. Redexis, por su parte, cuenta con más de 650.000 contadores de gas natural, de los que 409.689 deberán ser sustituidos antes de finales de 2033. Mientras que Gas Extremadura tiene 94.000 clientes con unos 4.000 contadores a sustituir por vida útil antes de final de 2026.

Desafíos y ventajas

El proceso de cambio de los contadores analógicos por equipos digitales no será sencillo. Consciente de ello, el Gobierno ha abierto una consulta pública previa (cuyo periodo de alegaciones finalizó el pasado 7 de marzo) para recabar la opinión del sector y de otros grupos de interés, para establecer un marco normativo eficaz para su despliegue.

Uno de los principales desafíos es el propio proceso de sustitución, de ahí que desde el sector propongan "disponer de información actualizada de contacto de los clientes (teléfono fijo, móvil y dirección de correo electrónico), así como facilitar el acceso al interior de las viviendas de los más de 2,5



Trabajador en pleno proceso de reparación. iStock

millones de usuarios que se estima que tienen los contadores en sus propias casas”, apuntan desde Sedigas.

El cambio de contadores también supondrá que se disparen las necesidades de nuevos equipos, pudiéndose llegar a multiplicar por más de diez la demanda de los nuevos aparatos. Actualmente, no hay una producción masiva en el mercado nacional y se necesitarían cerca de ocho millones de contadores en los próximos años, en el caso de que se abordara una sustitución completa del parque. También será clave disponer de personal suficiente y capacitado para la instalación de estas unidades. Además, las compañías distribuidoras deberán actualizar sus sistemas para integrar esta nueva tecnología, a la vez que será necesaria una infraestructura de comunicaciones adecuada para el funcionamiento de los contadores.

Respecto al tipo de tecnología de medición que debería emplearse, desde el sector esperan que “la normativa sea flexible y permita la convivencia de distintas soluciones, tal y como sucede con los contadores convencionales”, explica Sedigas. A su juicio, “debería dejar que sea el propio mercado y la madurez de la tecnología la que determinen, en cada caso, la toma de decisión más eficiente”.

El uso de la tradicional tecnología de membranas, con más de 175 años de madurez en el mercado, está evolucionando hacia medida de ultrasonidos, que es más estática y representa una ventaja en cuanto a la posibilidad de detección de caudales más pequeños. “Las empresas están realizando pilotos con ambas tecnologías y los resultados son satisfactorios”, afirman desde Sedigas.

El cambio de contadores también aportará al consumidor innumerables beneficios. Por un lado, el ac-

ceso a la lectura real del contador, de forma remota y digital, permitirá al usuario optimizar su consumo al obtener una información mucho más detallada de sus hábitos. Esta circunstancia podría suponer un ahorro de más del 4% del consumo nacional de gas, según el Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre. Por otro lado, permitirá eliminar definitivamente las estimaciones actuales de lectura, detectar situaciones de fraude, así como agilizar las altas, bajas o cambios de comercializadoras por parte del cliente. Asimismo, mejorará la seguridad de los usuarios al permitir cortes en remoto en caso de defectos en la instalación y facilitará la integración de los gases renovables.

Respecto a este último punto, desde el sector quieren dejar constancia de que los contadores inteligentes de gas natural ya son totalmente compatibles con el biometano, dado que tiene la misma composición que el gas natural tradicional, sin necesidad de ajustes en los equipos de medición.

De hecho, hoy en día, existe disponibilidad de equipos certificados en el mercado para medir hasta el 20% de hidrógeno en volumen. Con estas caracte-

El sector espera que la normativa permita la convivencia de distintas tecnologías de medición

rísticas, “los contadores inteligentes de gas natural ya están preparados para medir el fluido que circulará por las redes durante los próximos años favoreciendo el despliegue y la adopción de los gases renovables”, afirman desde Sedigas. Este porcentaje tampoco supondría modificaciones significativas en las instalaciones ni en los equipos de medida.



Persona revisa sus facturas energéticas. N. Martín

CEPSA se transforma en **moeve**

Estamos acelerando nuestra transformación estratégica para impulsar un futuro con más energías sostenibles basadas en moléculas verdes.

- › Venta de cerca del 70% de nuestros activos de producción de petróleo desde 2022.
- › Construyendo el mayor complejo de biocombustibles 2G del sur de Europa.
- › Desarrollando el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde con un objetivo de 2GW en 2030.
- › Creando una de las mayores redes de carga eléctrica ultrarrápida en el conjunto de España y Portugal.

Aún nos queda mucho camino por delante, pero seguiremos dando pasos para que en 2030 más de la mitad de nuestro negocio provenga de actividades sostenibles*.

**Este futuro
tiene futuro**

Descubre más en
moeveglobal.com



Moeve ha vendido cerca del 70% de sus activos de producción de petróleo desde 2022. Complejo de biocombustible que suma a las instalaciones que ya operan una nueva planta que construye Moeve y sus socios, con una inversión asociada de 1.200 M€. Nuestro objetivo es producir hidrógeno verde con una capacidad de 2.000 MW en 2030, el mayor proyecto presentado en Europa hasta la fecha. Más de 160 cargadores ultrarrápidos ya conectados con el objetivo de alcanzar 400 construidos en 2024.
*Según la taxonomía interna de Moeve para la clasificación de sus actividades sostenibles.

Aniversario

Enagás cumple 25 años como Gestor Técnico del Sistema



Enagás, con más de 50 años de historia, ha cumplido 25 años desde que asumió la función del Gestor Técnico del Sistema gasista (GTS) en España, con el objetivo de asegurar la continuidad, seguridad y coordinación del suministro de gas natural a hogares, servicios e industrias. Esta labor, que realiza en colaboración con todos los agentes del sector, permite que el sistema gasista funcione ininterrumpidamente las 24 horas del día, los 365 días del año.

En la actualidad, España es un *hub* clave de gas natural en Europa y un referente mundial en seguridad de suministro energético gracias a un sistema gasista robusto que cuenta con siete plantas de regasificación, más de 12.000 km de gasoductos de la Red Troncal, más de 70.000 km de distribución y cuatro almacenamientos subterráneos. Enagás coordina la operación de 233 comercializadores, 19 distribuidores y 10 operadores de infraestructuras.

GNL

Axpo suministra GNL en Málaga a la naviera MSC Cargo



Axpo ha realizado su primera operación de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) a un buque de mercancías en España desde otro barco (Ship-to-Ship) a la naviera MSC Cargo en el Puerto de Málaga. Durante este primer servicio, Axpo ha suministrado unas 2.800 toneladas métricas de GNL desde un buque que la compañía ha fletado a Avenir. El nuevo servicio de GNL propuesto por Axpo en España será facilitado en el futuro por dos bu-

ques de próxima construcción: uno de 7.500 metros cúbicos y otro de 12.500 metros cúbicos, ambos equipados con tecnología de vanguardia. Además de la operativa de *bunkering*, Axpo ofrecerá servicios de Gassing Up y Cool Down en el área mediterránea. Si bien esta actividad se ha iniciado en el Puerto de Málaga, Axpo también ofrecerá sus servicios en otros puertos españoles como Algeciras, Valencia y Barcelona.

Biogás

IQS promueve el uso de lodos residuales para generar biogás



El proyecto M-AD-NESS de IQS, ha obtenido el tercer premio a los mejores proyectos de I+D en el Water Innovation Day, cuyo objetivo es desarrollar digestores anaerobios bioelectroquímicos. Esta tecnología innovadora busca optimizar la producción de biometano *in situ*, con un contenido de metano del 90-94%, a partir de los fangos generados en las EDAR urbanas e industriales, mejorando a su vez la calidad del digestato.

Además, para minimizar la huella ambiental y optimizar las condiciones del proceso a partir de los datos experimentales obtenidos en los dos digestores, se establecerá un modelo predictivo basado en *Machine Learning* para optimizar el rendimiento de producción de biometano a partir de las condiciones de alimentación (fangos) y de proceso. El proyecto está financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Premios

Green Gas Mobility Summit abre la 4ª edición de los Premios Gasnam



Green Gas Mobility Summit, evento organizado por la plataforma tecnológica Gasnam-Neutral Transport el 25 y 26 de junio en Madrid, ha abierto el plazo para la presentación de candidaturas a la 4ª edición de los "Premios a la Innovación Gasnam", unos galardones que buscan reconocer e incentivar la excelencia e innovación en el ámbito de los gases renovables y transporte sostenible, que permanecerá abierta hasta el 13 de abril. Los aspirantes pue-

den postularse en siete categorías: mejor proyecto de producción de biometano e hidrógeno, mejor iniciativa empresarial, innovación en movilidad sostenible, impulso a la descarbonización del transporte marítimo, liderazgo en infraestructura de *bunkering* de nuevos combustibles y mejor profesional en el ámbito de los gases renovables. El 5 de mayo se abrirá la votación popular en la web del congreso y la entrega de premios será el 26 de junio.

Cuidamos del planeta empezando por la energía.

En Plenitude estamos comprometidos con la sostenibilidad y la transición energética.

Somos una compañía líder en el mercado energético europeo que suministra energía a **10 millones de hogares** y empresas gracias a un modelo de negocio único e innovador que integra la producción de energía renovable y la comercialización de servicios energéticos para **liderar el cambio hacia un futuro más sostenible.**

Somos la energía para cambiar.

Energía | Autoconsumo | Renovables

eniplenitude.es



plenitude



De izda. a dcha.: Rubén Esteller ('elEconomista.es'), Lidia Caba (Estabanel), Cristina Corchero (Bamboo Energy), Anna Casas (Octopus Energy), Carlos Gallar (Factorenergia), Juan Guerrero (Cuerva) Carlos Tallón (Deloitte Legal) y Alicia Latorre (Siemens).

Los agregadores de demanda eléctrica reclaman su regulación

La flexibilidad y la agregación de la energía ofrecen ventajas al sistema energético, a las compañías y a los consumidores; sin embargo, todavía falta un impulso para su adopción. Desde el sector señalan que el principal escollo para su implementación está en el marco regulatorio

Sergio Guinaldo. Fotos: A. Martín

En un contexto energético cada vez más demandante, la falta de capacidad de la red limita la concesión a nuevas inversiones y, sobre todo, la consecución de la transición energética. Y ahí, la flexibilidad y la agregación de la energía pueden desempeñar un gran papel a la hora de optimizar y mejorar el consumo energético, aunque para ello es preciso desarrollar regulación. Esta ha sido la principal conclusión de la Jornada de Flexibilidad y Agregación de la demanda de energía, organizada el pasado 6 de marzo por elEconomista.es, con el patrocinio de Bamboo Energy, Estabanel y Octopus Energy. En el evento, que también contó con la asistencia de Factorenergia, Cuerva, Siemens o Deloitte, los participantes expusieron las virtudes de fomentar tanto la flexibilización como la agrega-

ción, y manifestaron cuáles son, a su juicio, las principales barreras que impiden su desarrollo.

Según lo expuesto en la jornada, la flexibilidad y la agregación tienen la capacidad y el potencial de aportar beneficios al sistema, dado que con ellas se podría optimizar la demanda de energía e implicaría ventajas para los consumidores, quienes podrían ver rebajada su factura energética. Sin embargo, todavía falta un impulso para su adopción.

“En España somos unos privilegiados porque las redes españolas son ejemplo en muchos países. Pero estas redes, construidas hace cien años, van a tener que duplicar su capacidad en los próximos diez, y no va a ser viable de ninguna manera. Está

demostrado que la flexibilidad puede ahorrar hasta un 30% de inversiones”, señaló Alicia Latorre, Sales Director Siemens Grid Software Iberia en Siemens.

Una regulación más ágil

En opinión de los asistentes, el principal escollo para su implementación está en el marco regulatorio. Creen que debería ser más conciso y más ágil, sobre todo a la hora de otorgar una mayor claridad a los inversores interesados. “El campo de juego se está preparando, pero se necesita mayor agilidad. La directiva europea que establecía la figura del agregador de la demanda no fue suficiente, ya que en el texto no se establecieron obligaciones ni responsabilidades. Eso ha provocado cierta inseguridad jurídica. Urge que la normativa actualmente en tramitación salga a la luz y que sea ágil, dé seguridad jurídica a los sectores y señales de inversión, además de asegurar la seguridad del suministro con la actual alta penetración de renovables”, explicó Carlos Tallón, asociado principal de Deloitte Legal.

Sobre el marco regulatorio, Anna Casas, Spanish Flexibility Lead de Octopus Energy, señaló que, a pesar de que los mercados de agregación ya están abiertos, las comercializadoras no pueden participar en ellos por las enormes limitaciones que imponen los requerimientos actuales. “La limitación en la regulación se encuentra, sobre todo, en los requerimientos para participar en los mercados, ya que tenemos unos volúmenes mínimos para participar. Por ejemplo, en la subasta para la asignación del SRAD (Servicio de Respuesta Activa de la Demanda) solo podemos participar con CUPS (puntos de suministro) de más de 1 MW”, ejemplificó.

Para superar estos y otros obstáculos, la mesa expuso ejemplos que algunos países de nuestro entorno han implementado en sus mercados. “Podemos aprender de Europa. Hay países, como Francia o Portugal, en los que los agregadores independientes llevan años funcionando”, señaló Cristina Corchero, CTO y fundadora de Bamboo Energy.

Uno de los ejemplos internacionales lo trajo la ponente de Siemens. “En Italia, en 2023, el regulador Arera abrió el mercado local de flexibilidad a la media y baja tensión, lo que ayudó a los agregadores independientes a empezar a participar en estos mercados. En 2024, el regulador lanzó el proyecto RomeFlex y, en febrero, consiguió 3 MW de capacidad flexible a través de 70 participantes. No son grandes cifras, pero fue un buen comienzo. Un año más tarde, en febrero de 2025, su capacidad flexible es un 53% mayor respecto a octubre, y lo que van a conseguir de aquí a unos años es ahorrar un 45% de inversiones; es decir, 450 millones de euros”.

El cliente, en el centro

En cuanto a la flexibilidad, los integrantes de la jornada creen que en España se han dado pasos en la



“ El grueso de las comercializadoras tenemos tarifas relacionadas con el precio horario “

Lidia Caba Roset
Directora de la filial de comercialización del grupo Estabanell



“ Para ir hacia un mercado europeo, debemos ver qué está funcionando en otros países “

Cristina Corchero
CTO y fundadora de Bamboo Energy



“ Tenemos que ofrecer un producto fácil para el cliente, no hace falta que sepa de mercados “

Anna Casas
Spanish Flexibility Lead de Octopus Energy



“ Debemos dar a conocer al cliente los beneficios reales a través de tarifas flexibles “

Carlos Gallar
Director del Departamento de Transición Energética en Factorenergía



“ La agregación de la demanda evita unos costes que tienen que entrar en juego “

Juan Guerrero
Director de Regulación y Estrategia de Cuerva

buena dirección. “Si entendemos la flexibilidad como la capacidad de la demanda para estar pendiente del precio y ajustar su consumo, España está bien posicionada. El grueso de las comercializadoras tenemos tarifas que están relacionadas con el precio horario y el cliente ha aprendido a modular su consumo en base a ello. Esa parte la tenemos ganada”, manifestó Lidia Caba Roset, directora de la filial de comercialización del grupo Estabanell.

Ahora bien, su expansión se podría acelerar mucho más tanto por parte de la oferta como de la demanda. Por el lado de la oferta, los asistentes al debate consideran que sería útil la introducción de modelos retributivos. “Tenemos dos caminos: o construimos más infraestructura, para la que tenemos ciertas limitaciones, o ponemos los mercados locales de flexibilidad para que ayuden a la integración de esa nueva generación y demanda. Pero todo ello tiene que ir acompañado de una retribución atractiva. La flexibilidad evita unos costes de infraestructuras y debería traducirse en una retribución al comercializador”, manifestó Juan Guerrero, director de Regulación y Estrategia de Cuerva.

Por el lado de la demanda, la mesa aportó distintas ideas para incentivarla: desde el apoyo al Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) hasta la mejora del sistema de ayudas por parte de la Administración para adoptar sistemas energéticos más eficientes como la aerotermia, baterías o vehículos electrificados entre los consumidores con menos recursos económicos. “El CAE está pensado para la eficiencia y reducción de consumos, pero ahora mismo no aplica a toda la tecnología que digitaliza el activo y lo hace flexible, algo que desde Estabanell estamos pidiendo”, precisó la ponente.

Sin embargo, donde más hincapié hicieron es en la necesidad de promover la pedagogía, así como en fomentar la digitalización del sector. Respecto al primer punto, las entidades invitadas al debate creen que actualmente, y sobre todo desde la crisis energética provocada por la pandemia y por la guerra en Ucrania, el cliente está preocupado por su consumo energético y por cómo afecta a su factura; en consecuencia, cada vez adapta más sus hábitos en función del precio horario. Sin embargo, falta mucho por hacer. “Los usuarios en Alemania se han encontrado con el problema real [de seguridad energética], cosa que aquí, al margen de algún caso concreto en alguna zona remota, no estamos viendo. El usuario final no es tan consciente de esa congestión de redes que, tanto en Alemania como en algunos países, sí se está viendo en el día a día. Con lo cual, hay que fomentar esa pedagogía para que el usuario vea las ventajas de flexibilizar y permitir la agregación, ya sea en forma de beneficio económico o de eficiencia energética, y cómo le incentiva para participar en ello. Hace falta mucha pedagogía a nivel social e industrial para que entiendan qué está pasando”, apuntó Corchero.



“Tiene que haber una normativa que brinde seguridad jurídica y señales de inversión”

Carlos Tallón
Asociado Principal de Deloitte Legal



“Está demostrado que la flexibilidad puede ahorrar hasta un 30% de inversiones”

Alicia Latorre
Sales Director Siemens Grid Software Iberia en Siemens

“Si queremos electrificar la demanda y cumplir el PNIEC tenemos que aportar esa señal de precio, pero dando a conocer al cliente todos los beneficios reales que tiene e implementarlos a través de tarifas flexibles”, dijo Gallar, director del Departamento de Transición Energética en Factorenergía.

En este sentido, la ponente de Octopus Energy señaló el camino para seguir ganando terreno entre los clientes flexibles. “Tenemos que hacer un producto fácil. No hace falta que el cliente sepa de mercados o de tarifas, sino que podemos ofrecerle una tarifa *low cost* o un pago por reducir su consumo a cambio de que nos brinden su flexibilidad”.

Sobre esta cuestión, Gallar cree que se debe fomentar la confianza que el cliente deposita sobre las comercializadoras. “Uno de los problemas que más nos encontramos es la falta de confianza, principalmente por malas experiencias previas. Esa falta de confianza y esa poca claridad a la hora de entender la factura se puede entender con la digitalización”.

Precisamente la digitalización fue otro de los asuntos tratados. Una mayor digitalización beneficiaría a toda la cadena: a la Administración, con una mejor toma de decisiones basada en una cobertura de datos más amplia; a las empresas involucradas, a la hora de innovar para ofrecer mejores soluciones a sus clientes; y a los clientes, quienes podrán modificar sus hábitos en base a la información en tiempo real. “El cliente ve que la humanidad va a llegar a Marte, pero a día de hoy no sabe cuánto consume su nevera”, señaló la ponente de Estabanell.



Formamos
talento para un futuro
Sostenible

El Programa Ejecutivo en Biometano
te prepara para:

- Diseñar, implementar y gestionar proyectos de producción de biometano.
- Comprender y adaptarse a un marco regulatorio en continua evolución y desarrollo.
- Explorar y estructurar de forma adecuada las oportunidades de financiación pública y privada.
- Desarrollar estrategias de aceptación social para facilitar la integración de proyectos de biometano en las diversas comunidades en las que se ubiquen.
- EOI complementa este aprendizaje mediante su Área de Carreras Profesionales proporcionando apoyo en la búsqueda de nuevos retos y oportunidades en el ámbito empresarial.



ALFONSO ORTAL

Consejero delegado de Verdian



“Queremos alcanzar una capacidad total instalada de 3 GW en solar y baterías a finales de esta década”

Alfonso Ortal acaba de aterrizar en Verdian. Su amplia experiencia en el sector le avala para consolidar a la compañía como líder europeo en generación de energía renovable. Presentes en España e Italia, uno de sus principales retos es expandir la empresa a otros mercados europeos con alta volatilidad y estabilidad regulatoria

R. Esteller / C. Raso. Fotos: Ana Morales

¿A qué se dedica Verdian y qué objetivos se han marcado para los próximos años?

Verdian es un productor independiente de energía, dedicado al desarrollo, construcción y operación de proyectos renovables. Somos propiedad del Fondo 4 de Energía Limpia de Nuveen Infrastructure, uno de los mayores gestores de fondos de renovables de Europa. Actualmente tenemos un pipeline de unos 2 GW en desarrollo en Italia y España, tanto en proyectos de solar fotovoltaica como de almacenamiento con baterías, con un tama-

ño medio por planta de entre 50 y 100 MW. El 80% de los activos en desarrollo están en Italia y el 20% en España, aunque a nivel tecnológico la cosa está equilibrada, con una proporción del 50% en ambos países, tanto en solar como en baterías. Nuestro objetivo es alcanzar una capacidad total instalada de 3 GW a finales de esta década, así como expandirnos a otros mercados europeos con alta volatilidad, gran penetración de renovables y buena estabilidad regulatoria. Asimismo, también estamos evaluando distintas

opciones de crecimiento y no descartamos, por ejemplo, la generación distribuida.

Electrificar la demanda no es tarea fácil, ¿qué hay que hacer para avanzar por este camino?

Si queremos alcanzar los objetivos de descarbonización y completar la transición energética necesitamos más renovables y, para eso, hace falta gestión flexible. A nivel mercado existen distintas palancas de gestión de integración de renovables. Una de ellas es la electrificación de la demanda, que supone una oportunidad muy buena de industrialización o reindustrialización en Europa, donde tecnologías avanzadas de almacenamiento, como las baterías, serán clave para equilibrar la oferta y la demanda. Un claro ejemplo es California, que abogó por una penetración de renovables, sobre todo de solar, pero donde también implementaron soluciones flexibles como las baterías, que dieran accesibilidad y estabilidad al sistema. Tenemos otras muchas soluciones

¿Qué diferencias hay entre el mercado italiano y el español?

Italia es un caso de aplicación de regulación rápida. Ha sacado unas subastas que crean las condiciones para atraer inversión con unos retornos mínimos para favorecer la construcción e integración de baterías en el sistema y, al mismo tiempo, tienen subastas también para solar y eólica. Esto convierte a Italia en un mercado muy atractivo. Por otro lado, y en líneas generales, el coste de la batería sigue reduciéndose por la curva de aprendizaje y cuando entren muchos proyectos de baterías habrá que ver cuál es la capacidad que tienen de absorber valor y que no haya canibalización. Ahora mismo no vamos a un mercado donde haya menor volatilidad de precio, vamos a un mercado donde la necesidad ya ingente es de flexibilidad. Y compaginar esa necesidad de flexibilidad con los objetivos de descarbonización de un país es complejo. Lo que tenemos que hacer es ver dónde queremos estar en cuanto a penetración de renovables y cuánto

“Si queremos alcanzar los objetivos de descarbonización necesitamos más renovables, hace falta gestión flexible”



“Las baterías dan estabilidad al sistema, pero la red de transporte debe adaptarse para adecuar la integración de renovables”



de flexibilidad, como los ciclos combinados, generación convencional, hidráulica, pero la batería va a representar, desde nuestro punto de vista, el mayor elemento de disrupción en cuanto al nuevo paradigma de los mercados y, por ello, nuestro posicionamiento está muy centrado en mercados que tienen buenos fundamentos para la batería.

Entonces, ¿el foco de inversión de Verdian va a estar centrado en baterías?

Enfocarse en una sola tecnología tiene riesgos, por eso queremos crear portfolios mixtos. Este tipo de proyectos favorecen la integración eficiente de renovables, al mismo tiempo que tienen eficiencia de costes por el tema de la colocación. Nosotros no tenemos puesto el foco solo en baterías. Como he comentado antes, estamos en un 50%-50% en cuanto a desarrollo, pero la idea es tener ese portfolio diversificado flexible, multitecnológico.

se va a construir en redes, porque las baterías ayudan a dar estabilidad al sistema, pero el propio sistema y la propia red de transporte tienen que adaptarse para adecuar la integración de renovables. En Alemania, por ejemplo, tienen que pasar de construir 400 kilómetros de red al año a 2.000 kilómetros. Yo creo que en España se están haciendo las cosas con la intención de favorecer y aumentar los presupuestos que se dedican al desarrollo de redes. Al final, hay que ver dónde queremos estar en 2030, qué objetivos tenemos y cómo vamos a llegar, porque estamos en un momento increíblemente interesante para inversiones en renovables. La oportunidad está ahí, los fundamentos están ahí, el camino de descarbonización es imparable, la electrificación de la demanda es imparable, podemos hablar de cómo de rápido o cómo de lento, pero en Europa estamos en un momento de vital importancia y de un posicionamiento muy fuerte con

el resto del mundo y España es un caso de éxito de adopción de renovables.

¿De qué manera puede afectar a sus planes de inversión el freno del presidente de EEUU al desarrollo de renovables?

Somos conscientes de que se están produciendo cambios geopolíticos muy importantes, pero creo que todo lo que está pasando va a crear mayor oportunidad para Europa, para posicionarnos de forma más fuerte y no perder la carrera con Asia. He trabajado muchos años en EEUU y creo que la industria de renovables va a seguir desarrollándose. Quizá tendrá que convivir con otros diseños de regulación y otras fuerzas en el mercado, pero eso puede abrir una puerta de oportunidad para un posicionamiento fuerte y para que grandes *players* que están en este país puedan reubicar su estrategia de inversión.

¿Tienen fecha para la primera decisión de inversión?

consolidarnos.

¿Tienen una cantidad de capital previsto o va a depender un poco del nivel de avance?

Es difícil dar una cifra porque primero va a haber *equity* de Nuveen y también financiación externa. En segundo lugar, de los 3 GW que tenemos de objetivo, una parte quizá sea en desarrollo y eso va a definir mucho el valor. Pero lo estamos mirando, porque parte del ejercicio estratégico es decir dónde queremos estar, en qué tiempo, cuánto y dónde.

¿Van a firmar algún tipo de acuerdo con algún proveedor?

Por lo que se refiere a la parte de proveedores, vamos a valorar en qué momento y cómo tiene sentido apalancarnos en acuerdos de esa envergadura. Estos acuerdos crean valor para las dos partes y es una buena práctica, pero nosotros tenemos nuestro propio camino y lo evaluaremos en su justa medida. Verdian quiere jugar un papel de acompañar

“Este año vamos a tener en ‘Ready to Build’ un mínimo de 150 MW entre España e Italia para tener operativos en 2026”

“Estamos definiendo un plan estratégico para empezar a expandir, crecer y consolidarnos”



Este año vamos a tener proyectos en *Ready to Build*. Diría que un mínimo de 150 MW entre España y Italia, para tener operativos en 2026. Actualmente estamos definiendo la estrategia de financiación para definir ese camino, a medio o largo plazo, muy alineados con Nuveen, que es un socio fundamental y con un respaldo fuerte. Otro de los elementos de la estrategia que valoramos es cómo vamos a sacar más valor para nuestros inversores de nuestros activos.

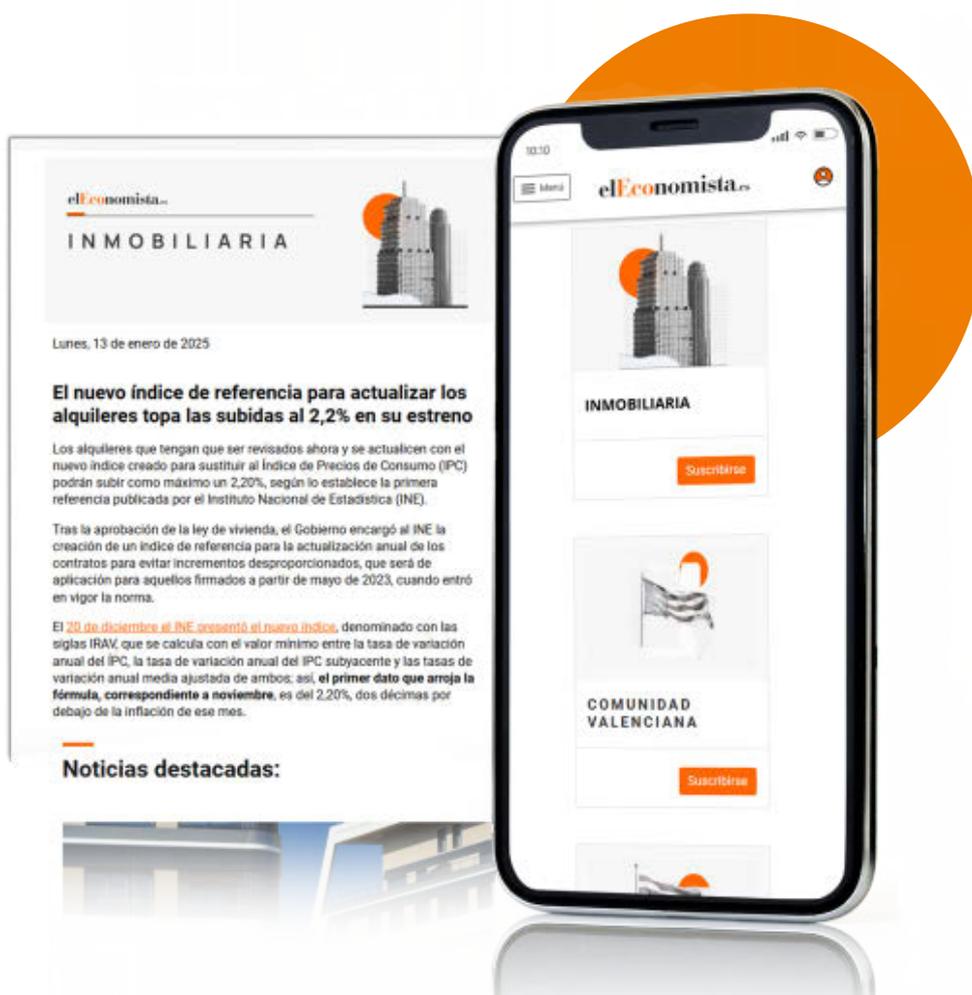
¿Tienen definida alguna estrategia de contratos PPA o Contratos por Diferencia para la venta de energía?

Es un tema que tenemos en el radar, pero es pronto para hablar de ello. La estrategia PPA depende mucho de los mercados, porque puedes monetizar un activo de distintas formas. Lo que sí estamos definiendo es un plan estratégico para empezar a expandir, crecer y

a nuestros propios empleados, inversionistas y *partners* en el camino de la transición energética. También hacia las comunidades, porque el tema de crear valor en una comunidad, más allá del proyecto renovable, para nosotros es fundamental. Lo que queremos es explorar opciones de financiación de comunidad (*community funding*), para crear ese valor integral de generación limpia, no solo con la creación directa e indirecta de puestos de trabajo, sino también participando en el propio desarrollo de la comunidad. Los proyectos van a estar ahí para mucho tiempo y hay que buscar la forma de beneficiar a la comunidad por tener un proyecto. La realidad es que los proyectos vierten a la red y favorecen la reducción de precios a nivel país. Estamos hablando de proyectos que desarrollamos mayormente muy lejos de la zona de macropoblación, zonas urbanas, y va muy con la tesis de creación de valor que queremos.

Nueva Newsletter Inmobiliaria

Porque las noticias vuelan, mantente al día con nuestras newsletters informativas



Suscríbete gratis

www.economista.es/registro/suscripciones.php

- **Inmobiliaria**
Reportajes, actualidad y análisis de uno de los mercados más estratégicos para la economía y sociedad española.
- **Andalucía | País Vasco C. Valenciana | Cataluña**
El mejor análisis de la actualidad económica y noticias empresariales por comunidades autónomas.
- **Resumen diario**
Un resumen de la jornada bursátil con todas las noticias destacadas.
- **Pensiones**
Recibe en tu email las entrevistas a los actores políticos, sociales y empresariales más relevantes en el área de las pensiones.
- **Las Claves de Mañana**
Todas las claves para comprender la actualidad.
- **elEconomista Exprés**
Las noticias que deberías conocer a primera hora y los temas que marcan la jornada.



Rubén Esteller
Director de elEconomista Energía

El Gobierno pide a las eléctricas una postura única sobre Almaraz

El Ministerio de Transición Ecológica ha abierto ya las negociaciones con el sector eléctrico sobre el futuro de las centrales nucleares. La propia vicepresidenta, Sara Aagesen, ha explicado que ha mantenido ya encuentros con el sector para analizar la situación de las plantas y, por el momento, no hay novedades al respecto.

El gran problema, en este momento, es la falta de unidad por parte de las eléctricas a la hora de plantear el futuro de las centrales. Mientras Endesa e Iberdrola respaldan una prórroga sin fisuras de la vida de las centrales, Naturgy mantiene una postura más tibia, ya que puede ser la gran beneficiada del incremento del uso de los ciclos combinados que se produciría con el cierre de esta planta.

Las espadas, por lo tanto, están en alto y la posición de la vicepresidenta es más que cómoda. Aagesen habría encargado a la agrupación de interés que gestiona Almaraz que les presente una propuesta por escrito para poder analizarla.

El Gobierno tiene claro que no quiere llevar a cabo una rebaja fiscal de las centrales, pero sabe también que si prorrogase la vida de las mismas automáticamente se podrían alargar los plazos de pago de los fondos que requiere Enresa para la gestión de los residuos nucleares.

Últimamente, además, ha cogido fuerza la opción de que el Gobierno pueda reclamar que si alarga la vida de estas centrales, la energía que produzcan deba venderse a la gran industria y los clientes vulnerables con un precio tasado, en un modelo que podría ser similar al planteado por Francia y que ayudaría a mejorar la competitividad de la industria española.



EL PERSONAJE



Rafael Mateo
Consejero delegado de
Acciona Energía

Rafael Mateo se retira de la primera línea de Acciona Energía. El directivo ha sido durante su mandato una de las voces con mayor intuición para adelantar los acontecimientos venideros en el sector energético. Sin duda, la capacidad de análisis del hasta ahora primer ejecutivo de la filial de renovables de Acciona ha sido envidiable. El presidente de Acciona, José Manuel Entrecanales, parece también tenerlo claro porque ha dejado las puertas abiertas a que Mateo siga vinculado al grupo.

LA CIFRA

700

millones

La Comisión Europea ha aprobado un nuevo esquema de ayudas que permitirá a España el despliegue del almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, tanto en hibridación con instalaciones de energías renovables como 'stand-alone' y térmico. Se trata de un programa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) que se dotará con 700 millones de euros y favorecerá el proceso de descarbonización del sistema eléctrico con la expansión de tecnologías fundamentales para la integración de las energías renovables.

LA OPERACIÓN



Endesa, a través de su filial Enel Green Power, ha firmado un acuerdo con Masdar, la compañía líder en energía limpia de los Emiratos Árabes Unidos, para la venta a esta última de una participación minoritaria equivalente al 49,99% del capital social de EGPE Solar 2, entidad íntegramente participada que agrupa cuatro activos fotovoltaicos de Endesa en funcionamiento en España, con una capacidad instalada total de alrededor de 446 MW. La operación prevé el pago por parte de Masdar de 184 millones de euros por la adquisición del 49,99% del capital social.