



Resumen de prensa 29/12/2025

29/12/2025

Índice

UNEF

Eventos, análisis y visión: así conectamos a los profesionales del sector eléctrico	4
Anuario 2025. Autoconsumo - La potente fórmula para disponer de electricidad fuera de la red	6
Lugo acogerá el Quinto Congreso de la Mujer Rural, un evento clave para el desarrollo económico y social del entorno rural en España // Entrevista	19

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

¿Quién dijo que en Irlanda nunca brilla el sol?	22
Científicos japoneses duplican la eficiencia de conversión de la energía solar en hidrógeno	23
La 'caza' de renovables a precios de saldo: fondos aprovechan la crisis y la presión bancaria sobre los promotores	25

LAS RENOVABLES

Venta histórica de renovables españolas por 25.000 millones	28
Acciona estrena en Cáceres su cuarta planta de biomasa	29
Vestas recibe dos encargos de 593 MW de turbinas por Navidad	30
Enhol prepara su expansión por Asia- Pacífico y Sudamérica con renovables	31
El gran apagón inunda de incertidumbre el sector energético español	32
Las eléctricas prevén operar con el cargo antiapagón en la factura de la luz casi todo 2026	33
El Gobierno lanza 292 millones en nuevas ayudas a la repotenciación eólica	34
El Gobierno lanza una nueva convocatoria de ayudas a la repotenciación eólica e hidroeléctrica con 292 millones	35
El freno del Gobierno a la cogeneración pone en riesgo la carrera por los centros de datos	37
Golpe de mil millones a Repsol, Endesa, Moeve, Iberdrola y Naturgy	39
Hidrógeno: tocado, pero no hundido	40
Francisco Reynés, CEO de Naturgy: "Mi trabajo es presidente ejecutivo de Naturgy, quiero hacer un plan para más allá de 2027"	41
¿Cuándo pensaremos en verde?	47
¿Una comunidad energética en medio del casco histórico?	54
Álava y su industria se llevan la mitad de los nuevos 'enchufes' para la red eléctrica vasca	56
Asturias es la región donde más parques de baterías logran permiso	58
Biometano en Castilla y León: el reto de la aceptación social	59
Biorrefinerías: los límites reales de la reconversión verde de la petroquímica	63
CAF aprobó 15.753 millones de euros en financiación para desarrollo sostenible en 2025, récord histórico	69
El microrreactor nuclear de Radiant, cada vez más cerca	72

El MITECO refuerza el papel de la bomba de calor con nuevas ayudas de 202,5 millones de euros	74
El petróleo y el gas se lo piensan mejor y desaceleran el ritmo de su transición energética	76
La Comunitat Valenciana encadena cinco años de parálisis en energía eólica	79
La infraestructura mundial de carga para vehículos eléctricos alcanzará los 11 millones de unidades en 2030	80
La patronal reclama modernizar las redes eléctricas en Galicia para atraer proyectos industriales	83
Las energías renovables dominarán la capacidad eléctrica acumulada de Sudáfrica para 2035	85
Los ministros Sara Aagesen y Óscar Puente, nuevas firmas de El Periódico de la Energía para 2026	87
Navantia Seanergies y Windar Renovables finalizan para Iberdrola los monopilotes de un parque eólico marino en Reino Unido	89
Polonia cierra con éxito su primera subasta eólica marina	91
Qair refuerza su cartera de energía eólica europea con la adquisición de la filial francesa de Eno Energy	92
Tres proyectos andaluces de hidrógeno renuncian a las ayudas de Bruselas	94
Urbanismo da luz verde a la hidrogenera de Endesa en Andorra	96

LAS OTRAS ENERGÍAS

El Gobierno ultima el plan para dismantelar Almaraz	98
BP vende el 65% de su marca Castrol a Stonepeak por 8.570 millones	100
El apagón cambia el paradigma del sector para volcarse en la seguridad energética	101
Las grandes energéticas deberán aportar 1.871 millones de euros al Fondo de Eficiencia en 2026	103
28A: España a oscuras y sin ningún culpable	104
La amnistía nuclear que abrió el apagón	106
Más consumo eléctrico con energía más sostenible: la demanda crece y las renovables alcanzan el 56%	107
Anuario ER 2025-El año de los ceros	109

LA ECONOMÍA

La tasa de paro a partir de 55 años ya rebasa la de jóvenes mayores de 25	126
El PIB per cápita cierra la legislatura de Sánchez congelado en el nivel de 2019	127
Fedea desvela una quita silenciosa a Cataluña de 8.000 millones desde 2010	128
Carlos Cuerpo se erige en escudo ante la ofensiva de Yolanda Díaz	130
El gasto en pensiones crece un 6,2% en el último año, hasta los 190.000 millones	131
El nuevo año traerá menos inflación, pero vivienda más cara	132
Teresa Ribera: La UE perderá una "carrera a la baja" en regulación	134
Un modelo de financiación común del que solo Catalunya pueda extraer el máximo	135
¿La economía va bien? Las más de 15 debilidades que frenarán el crecimiento	136



Eventos, análisis y visión: así conectamos a los profesionales del sector eléctrico

- Desde C de Comunicación, hemos vuelto a demostrar nuestro compromiso con los profesionales que conforman el sector eléctrico.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/199328/eventos-analisis-y-vision-asi-conectamos...>

Lola Sánchez

Viernes, 26 diciembre 2025

El **Área de Material Eléctrico de C de Comunicación** ha vuelto a demostrar su compromiso con los profesionales que conforman el sector. Nuestra labor sigue siendo la misma de siempre: ofrecer información sectorial de calidad para tomar las mejores decisiones. ¿Y cómo lo hemos hecho? A través de análisis, opinión, datos, criterio y eventos.

A lo largo de 2025, hemos organizado **distintas jornadas y mesas redondas** que han servido como punto de encuentro entre los profesionales que conforman la cadena de valor de la industria.

La iluminación, la movilidad eléctrica, la distribución profesional, los centros de datos y la electrificación han sido los ejes principales de estos debates que dejan una conclusión clara: **el sector tiene por delante un futuro prometedor, aunque enfrenta diversos desafíos** como el desarrollo de una red eléctrica más resiliente y estable, la búsqueda constante del margen, la falta de mano de obra cualificada, los cambios normativos, la expansión de la digitalización y la inteligencia artificial o la sostenibilidad ambiental.

Presentes en los encuentros clave del sector eléctrico

Por si esto no fuera poco, desde Material Eléctrico no hemos parado ni un segundo y hemos querido estar presentes en las **ferias y eventos más reseñables de la industria**, como The smarter E Europe, Solar & Storage, la Feria de Vehículos Eléctricos de Madrid (VEM), Efintec, Data Centre World Madrid o Genera + Matelec, entre muchos otros.

En esta línea, **hemos tenido la oportunidad de moderar interesantes coloquios** durante la celebración de la V Cumbre de Autoconsumo o el Foro Solar de la Unión Española Fotovoltaica (**UNEF**) , así como en la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, de la mano de la Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (**AFME**) y la Federación Nacional de Empresas de Instalaciones Eléctricas, Telecomunicaciones y Climatización de España (**FENIE**) .

Con el fin de año a la vuelta de la esquina, queremos dar las gracias a nuestros lectores, que nos impulsan a seguir mejorando día tras día. Desde *C de Comunicación* , confiamos en que 2026 llegará cargado de **novedades, nuevas oportunidades de negocio y eventos de calidad** para seguir conectando al sector a través de la información y el rigor periodístico.

Anuario 2025. Autoconsumo-La potente fórmula para disponer de electricidad fuera de la red

● Balance del año 2025 en autoconsumo



La potente fórmula para disponer de electricidad fuera de la red

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

La potente fórmula para disponer de electricidad fuera de la red

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/la-potente-f-rmula-para-disponer-de-20251225>

ER

Domingo, 28 diciembre 2025

3 de enero

El Miteco entra en 2025 por la puerta del autoconsumo

"Quería empezar el año con esta reunión porque para nosotros es prioritario seguir impulsando el autoconsumo". Lo ha dicho el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, que se ha reunido este viernes con las representantes de la Alianza por el Autoconsumo, plataforma compuesta por 61 entidades que engloba al sector energético, organizaciones ecologistas, consumidores, empresas y sindicatos mayoritarios. La reunión tiene lugar en el marco de la actualización del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

14 de enero

La primera comunidad energética que vio la luz en España se pone a mil

Ya son mil las familias de Crevillente (Alicante) asociadas a la comunidad energética Comptem-Crevillent, que pasa por ser la primera comunidad energética que se puso en marcha en España. Impulsada por el Grupo Enercoop, con el apoyo del Ayuntamiento, Comptem-Crevillent implementó en el trienio 2021-2023 sus primeras instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo colectivo (hasta 7) en el término municipal, instalaciones a las que ahora ha sumado otras 3, situadas en cubiertas cedidas por el Ayuntamiento.

16 de enero

Otra forma de hacer escuela

Grupo Enhol y GreenYellow han unido fuerzas para poner en marcha una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, aislada de la red y dotada de un sistema de almacenamiento, en las instalaciones del "espacio educativo" emyLearning, que está enfocado en las habilidades STEAM (Science, Technology, Engineering, Arts and Maths: Ciencia, Tecnología, Ingeniería, Artes y Matemáticas). El sistema solar, ubicado sobre el suelo, atenderá la demanda eléctrica de todo el centro

23 de enero

El autoconsumo sobre tejado cae más de un 30%

La instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo sobre los tejados y cubiertas de España ha vuelto a caer: hasta un 31%, según los datos que acaba de hacer públicos la Unión Española Fovoltaiica. El balance anual 2024 de UNEF concreta en 1.182 los megavatios de potencia en autoconsumos puestos en marcha en los doce meses del año que acabamos de dejar atrás (frente a los 1.716 de 2023). El parque nacional de autoconsumos queda así en los 8.137 megas acumulados a día de hoy.

28 de enero

Caixa Popular facilitará la financiación de comunidades energéticas

La Asociación Valenciana de Comunidades Energéticas (Avace) y Caixa Popular han firmado un convenio de colaboración para facilitar la financiación de las inversiones de las instalaciones de autoconsumo colectivo de las comunidades energéticas y que así puedan abordar los pagos derivados de la instalación de las placas fotovoltaicas, minimizando las aportaciones iniciales de las personas asociadas a la comunidad energética. Avace, por su parte, se encargará del asesorar a las comunidades energéticas que decidan solicitar esta co-financiación.

12 de febrero

A este ritmo no se alcanzarán los 19 GW marcados en el Pniec

En 2024 se instalaron 1.431 MW de autoconsumo fotovoltaico en España, una reducción del 26,3% respecto a los 1.943 MW que se instalaron en 2023. En total, España cuenta con 8.585 MW (6.304 MW industriales y 2.281 residenciales). Con el ritmo actual de instalación no se alcanzarán los 19 GW marcados como objetivo en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Es el principal mensaje del nuevo "Informe Anual del Autoconsumo Fovoltaiico" desarrollado por APPA Renovables. "Si marcamos unos objetivos a 2030 debemos poner las herramientas para alcanzarlos, si no lo hacemos, las metas no tienen ningún valor", advierte Jon Macías.

13 de febrero

El autoconsumo solar le ahorra a cada familia más de 700 euros al año

Las cuentas las ha hecho la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) en su último Informe Anual del Autoconsumo, que hace balance de la actividad del sector en 2024. El informe de APPA revela que hasta 73.398 hogares españoles han colocado sobre su tejado en 2024 una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo. ¿Tamaño medio de la instalación? 4,7 kilovatios. La Asociación estima que la producción de esas instalaciones le ha ahorrado a sus propietarios una media de 157 euros por kilovatio. ¿Resultado para una instalación de 4,7 kW? 736 euros.

14 de febrero

Viladecans ya tiene un "simulador de comunidades energéticas"

El Ayuntamiento de Viladecans (Barcelona), que aprobó en 2019 su "estrategia municipal de transición energética, Vilawatt", pone ahora, en ese marco, y "al servicio de ciudadanía y empresas", dos herramientas digitales: un mapa solar interactivo público y un simulador de comunidades energéticas. ¿Objetivo? "Favorecer los proyectos de energía comunitaria". Vilawatt fue elegida en 2016 por la Unión Europea "iniciativa urbana innovadora en energía", y Viladecans, designada Ciudad Verde Europea 2025.

19 de febrero

Tejados solares en España, 5%; en Alemania, más del 20%

Solo el 5% de los tejados residenciales españoles cuentan con una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, frente a cifras superiores al 20% en Alemania o Países Bajos. Además, menos del 1% de las instalaciones en nuestro país son colectivas. Son dos datos que han aflorado en la jornada "Presente y futuro del autoconsumo", organizada por la Alianza por el Autoconsumo en el Congreso de los Diputados. En el evento han participado diputados del PSOE, el PP, Sumar y Esquerra Republicana de Catalunya, y representantes de la Fundación Renovables, Som Energia, la Unión Española Fotovoltaica, o la Asociación de Municipios y Entidades por la Energía Pública.

25 de febrero

Andalucía quiere contar con mil comunidades energéticas en dos años

El Consejo de Gobierno de Andalucía acaba de anunciar que ha instado a la Consejería de Industria, Energía y Minas a "impulsar el autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas bajo un modelo de colaboración público-privada y con las entidades locales". El modelo será diseñado por la Agencia Andaluza de la Energía, organismo dependiente del Ejecutivo andaluz, que se ha marcado como objetivo a dos años vista ("hasta finales de 2026") la puesta en marcha de, al menos, 1.000 nuevas instalaciones de autoconsumo colectivo y comunidades energéticas.]

17 de marzo

Euskadi: más de 10 ayudas diarias al autoconsumo solar fotovoltaico

El EVE, la agencia energética del Gobierno vasco, ha registrado a lo largo del año 2024 un total de 9.687 solicitudes de ayuda para la ejecución de proyectos de "eficiencia, transformación del consumo de energía y apuesta por las diversas fuentes de generación renovable". Según el balance anual que acaba de publicar, el Ente ha resuelto y adjudicado 91,3 millones de euros en ayudas, lo que supone una subvención media de apoyo superior al 30% en cada proyecto. En autoconsumo, el Ente ha subvencionado hasta 3.890 instalaciones.

26 de marzo

Esta es la mayor planta de autoconsumo sobre cubierta de España

Con una potencia instalada de 18,3 MW y 33.000 paneles solares sobre una cubierta de 170.000 metros cuadrados, la nueva instalación de la fábrica de Stellantis en Vigo permitirá obtener 22,7 GWh/año de electricidad descarbonizada, suministrando el 15% de la energía eléctrica consumida en el proceso de producción de vehículos. Prosolia Energy ha construido la central de generación y la operará a través de un acuerdo de compraventa de energía PPA para suministrar energía eléctrica de origen renovable a la factoría.

28 de marzo

Sí, le puedes vender al vecino los excedentes de tu instalación solar

Las personas que posean una instalación de generación de energía renovable "deben tener derecho a compartir el exceso de producción, de forma remunerada o gratuita, y (...) a compartir la energía renovable generada o almacenada en instalaciones que posean, arrienden o alquilen colectivamente, hasta una capacidad de seis megavatios". Lo dice la Directiva UE 2024/1711, que está pendiente de trasposición a nuestro ordenamiento nacional. O sea, que, según Bruselas, sí le puedes vender al vecino los excedentes de tu instalación solar de autoconsumo.

3 de abril **Autoconsumo térmico, menos conocido pero igualmente efectivo** El grupo empresarial salmantino Limcasa ha logrado lavar el 60% de la ropa que pasó por sus instalaciones durante el pasado mes de marzo sin la necesidad de utilizar una caldera de gas para calentar el agua. En total, han sido 18.260 kg de ropa lavados con agua caliente generada con un sistema de autoconsumo térmico de H2 Fusión que produce agua caliente para calefacción y procesos industriales a partir de la energía fotovoltaica,

10 de abril

Este camping alcanza un autoconsumo del 80%... sin baterías

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo del camping San Vicente (playa de Xeraco, Valencia) está compuesta por 63 módulos Aiko, tiene una capacidad total de 37,8 kilovatios pico y aprovecha un espacio de cubierta muy limitado, ubicado en un entorno en el que la empresa se ha enfrentado a varios desafíos, como el del sombreado parcial o la cercanía de la costa. Gracias a la instalación solar, el camping logra un autoconsumo del 80% sin necesidad de baterías. Además, vende la electricidad generada a sus huéspedes, convirtiéndose en un pequeño proveedor de energía limpia.

15 de abril

Cargadores solares para cuando no hay acceso a la red

Pensados inicialmente para mantener los dispositivos electrónicos cargados cuando estamos en lugares sin acceso a la red eléctrica, los cargadores solares pueden ser también muy útiles para disponer de electricidad en situaciones de emergencia. Capacidad de la batería, eficiencia del panel solar, dimensiones y peso, número de conexiones y tiempo requerido para cargar los dispositivos son algunos aspectos que conviene tener en cuenta antes de decantarnos por un modelo u otro.

22 de abril

La Iberdrola que ideó el impuesto al Sol presume ahora de haber alcanzado las 1.000 comunidades solares

"Iberdrola alcanza las 1.000 comunidades solares en España y facilita así a más de 100.000 familias el acceso al autoconsumo". Así arranca la nota de prensa con la que Iberdrola anunció ayer las mil comunidades solares. "En 2015, la compañía fue pionera -sigue Iberdrola- en ofrecer autoconsumo a sus clientes (...) y, en 2019, lanzó las comunidades solares". La nota de prensa, que ya ha sido calificada por voces del sector como "ejercicio de greenwashing", obvia algunos detalles de la historia reciente del autoconsumo, cuyo primer hito quedó marcado en 2012 por el icónico impuesto al Sol.

24 de abril

La apuesta del ITE para proteger a las ciudades frente al cambio climático

El Centro Tecnológico de la Energía (ITE), un instituto de investigación concertado con la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) fundado en 1994, apuesta decididamente por la creación de comunidades energéticas para reforzar la independencia energética de los territorios, mejorar la gestión local de la energía y garantizar la continuidad del suministro en un contexto de emergencia climática que genera fenómenos meteorológicos extremos como la DANA registrada el pasado 29 de octubre en la provincia de Valencia.

15 de mayo

Som Energia se consolida como la mayor cooperativa energética de Europa

La cooperativa sin ánimo de lucro dedicada a la generación y comercialización de electricidad de origen renovable ha superado las 86.000 personas y entidades asociadas este mes de mayo, por lo que se mantiene como la mayor cooperativa de energía de Europa. Según explica en un comunicado, la cooperativa suma hasta el momento 86.248 asociados, comercializó en 2024 más de 306.000 MWh y facturó 69 millones de euros (cifra inferior a la del año anterior).

21 de mayo

Solaris moviliza 5 M€ para autoconsumos colectivos en Barcelona

Solaris MES Barcelona ECO 2024 es una iniciativa impulsada por el Ayuntamiento de Barcelona, junto a las empresas LC Ventures, Eco2Next y Cleanwatts, que combina inversión pública e inversión privada. Solaris va a destinar 5 millones de euros al desarrollo de instalaciones fotovoltaicas en la ciudad (el consistorio aporta un millón). Además, y como elemento innovador, esta sociedad abre también la puerta a la participación ciudadana a través de la plataforma Goparity. El modelo es de "pago por ahorro". El usuario de la electricidad solar no hace inversión alguna. Los financiadores de la instalación (a partir de 10 euros) le venden la energía a los propietarios del edificio (siempre a un precio menor al que estaban pagándole a su compañía suministradora) y, al acabar el contrato de venta, el activo pasa a pertenecer a los propietarios a coste cero.

26 de mayo

Solo el 15% de los autoconsumos en España cuenta con baterías

El despliegue de sistemas de autoconsumo en España (2.507 MW en 2022, 1.706 MW en 2023 y 1.182 MW en 2024) no está siendo acompasado por el almacenamiento (tan solo 155 MWh de capacidad instalados en 2024), ya que la tasa de adopción de baterías solares en los sistemas de autoconsumo nacionales oscila en torno al 15%. Estos sistemas de respaldo suponen un seguro para mantener la actividad al margen de la red ante incidentes como el apagón del 28 de abril.

2 de junio **Residuos tratados con electricidad solar**

La Diputación de Granada ha finalizado la instalación de una cubierta fotovoltaica en las dependencias de la planta de tratamiento de residuos Ecocentral Granada. La instalación está compuesta por un total de 1.812 paneles fotovoltaicos, que suman casi un megavatio de potencia. Se trata de una "actuación estratégica" -así la califica la Diputación- que ha contado con una inversión total de 700.760 euros, cofinanciada entre la propia Diputación y los Fondos Europeos

NextGenerationEU, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

4 de junio **Tras dos años de caída, el sector exige medidas para alcanzar sus objetivos**

Tras dos años consecutivos de reducción de la potencia anual, el ritmo instalador de autoconsumos aleja al sector del objetivo fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030 (19 GW) debido, principalmente, a los retrasos administrativos y burocráticos que ralentizan una tecnología que sigue encontrando limitaciones en el acceso a la red. Este ha sido uno de los titulares que ha dejado la jornada inaugural del VI Congreso Nacional de Autoconsumo de APPA Renovables, que este año tiene lugar en Toledo entre el 3 y el 4 de junio.

24 de junio

El Gobierno amplía a cinco kilómetros el radio del autoconsumo

Es una de las medidas estrella que incluye el Real Decreto-ley (RDL) que ha aprobado hoy el Gobierno en el Consejo de Ministros. Pero quizá la más destacada es la que hace alusión al control de tensión (la falta de control de tensión produjo el apagón y pasa por ser el germen de este RDL omnibus extraordinario). La historia es la siguiente: REE, el operador del sistema, ha señalado a las compañías eléctricas como responsables del apagón por dejación de funciones: no controlaron la tensión cuando estaban obligadas a hacerlo. Y, ahora, el Gobierno aprueba un RDL que establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia "evaluará periódicamente las obligaciones de control de tensión de los sujetos obligados a prestar el servicio"

29 de junio

¿Y si no llegamos a los 19 GW del Pniec?

APPA Renovables cifra en 1.431 los megavatios de autoconsumo fotovoltaico instalados en 2024 (una reducción del 26,3% respecto al 2023). Por su parte, la Unión Española Fotovoltáica (UNEF) recoge que fueron 1.182 megavatios de autoconsumo fotovoltaico los que se pusieron en marcha el pasado año (una caída del 31% con respecto al 2023). Al margen de la diferencia en las cifras, España necesita instalar alrededor de 2.000 megavatios por año para alcanzar el objetivo de 19 gigavatios marcado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec). Un objetivo, que con el ritmo de instalación actual, queda lejos.

30 de junio

Qué tiene que ver la computación cuántica con una comunidad energética

Los centros tecnológicos CTIC, Eurecat e ITG, que conforman la Red de Excelencia Cervera ARQA, han presentado los resultados de dos años de trabajo conjunto en torno a la computación cuántica, dos años "que demuestran -explican- el potencial de la computación cuántica para resolver tareas complejas, como el análisis y clasificación de imágenes satelitales, la detección de fraudes en firmas generadas con inteligencia artificial generativa o "la optimización del reparto energético". En concreto, el trabajo ha dado como fruto tres demostradores tecnológicos que aplican la computación cuántica a objetos como –por ejemplo- el reparto de la producción de electricidad solar entre los integrantes de una comunidad energética.

7 de julio

Crevillent se encarama al Top1 de las comunidades energéticas de España

La mayor comunidad energética de España (y una de las más grandes de Europa) está en un pueblo de la provincia de Alicante, Crevillent. El por qué hay que buscarlo cien años atrás, cuando un puñado de crevillentinos se dijeron "si la compañía no trae la luz, pues tendremos que hacerla aquí". Y eso

fue lo que hicieron. Montaron una cooperativa, y un salto hidroeléctrico y su propia red de distribución, y luego una comercializadora y luego... una enorme comunidad energética, "la más grande del país -presumen- y una de las más grandes de Europa". Hoy inauguran su último campo solar, de 3,4 megavatios.

11 de julio

El mejor escudo antiapagones

Ante la creciente incertidumbre energética y los temores relacionados con posibles apagones o saturaciones del sistema eléctrico, Bornay - empresa española especializada en minieólica y sistemas fotovoltaicos- refuerza su apuesta por soluciones de autoconsumo que permiten minimizar la dependencia de la red eléctrica mediante sistemas híbridos que combinan energía solar, eólica y almacenamiento en baterías, "una alternativa real para hogares, pymes e industrias", según señala en un comunicado.

14 de julio

Trinasolar escala hasta los 4.700 metros de altitud en América Latina

La compañía asiática, especializada en la provisión de soluciones integrales de energía solar y almacenamiento energético, y M4S, empresa peruana dedicada a realizar proyectos solares, acaban de anunciar "la exitosa puesta en marcha" de un proyecto de autoconsumo solar de 603 kWp en la Unidad Minera de Cochacucho, ubicada a una altitud excepcional de 4.700 metros sobre el nivel del mar en Puno, Perú.

15 de julio

Nueva plataforma para impulsar las comunidades energéticas en Vitoria-Gasteiz

One Stop Shop (OSS) nace con el objetivo de facilitar la creación, la gestión y la consolidación de comunidades energéticas en Vitoria-Gasteiz. OSS funcionará como una oficina virtual accesible a través de la página web de la Oficina de Transformación Comunitaria. Para poder acceder, es necesario completar el formulario de registro que aparecerá en pantalla. A la hora de rellenar los campos, la ciudadanía podrá vincularse a la comunidad energética que pertenece o pertenecerá y, así, llevar un seguimiento continuo de los avances que se produzcan en la misma.

17 de julio

Jon Macías, reelegido presidente de APPA Autoconsumo

"Lo que estamos viendo desde el sector, y nos transmiten las más de 100 empresas asociadas a APPA Autoconsumo, es que el interés por el autoconsumo con almacenamiento se ha reactivado. Las empresas quieren dotarse de mayor resiliencia ante posibles fallos en la red", ha compartido Macías, que volverá a liderar la sección de autoconsumo de APPA Renovables. Un segundo mandato que estará marcado por algunos retos como el impulso del autoconsumo colectivo, la integración del almacenamiento y responder a la necesidad de las industrias de conseguir mayor resiliencia gracias a estas instalaciones.

23 de julio

Tres kilómetros menos de radio y dos años de retrocesoEl Real Decreto-ley 7/2025, tumbado ayer en el Congreso por la alianza PP-Vox-Junts, incrementaba la distancia máxima entre la generación y el consumo desde los 2 a los 5 kilómetros (un autoconsumidor podía asociar su consumo a una

instalación solar que distara de él hasta 5 kilómetros). Pues bien, con el no al decreto, el autoconsumo pierde tres kilómetros de radio y retrocede dos años: regresa a 2023, que es cuando se aprobó esa distancia (2 kilómetros) que vuelve hoy a estar vigente. Según la cooperativa Som Energía, la ampliación a 5 kilómetros es "esencial para el crecimiento de los proyectos de autoconsumo colectivo en el territorio".

7 de agosto

Acciona Energía se alía con Bankinter para ofrecer servicios energéticos

Acciona Energía y Bankinter han suscrito un acuerdo de colaboración para ofrecer a las empresas clientes del banco una solución integral de servicios energéticos en sus instalaciones, en unas condiciones favorables de financiación. Las soluciones ofrecidas incluyen proyectos de autoconsumo fotovoltaico, baterías de almacenamiento, cargadores para vehículos eléctricos y aerotermia. Acciona Energía proporcionará un servicio llave en mano que engloba desde el asesoramiento, diseño y ejecución del proyecto hasta su mantenimiento y certificación energética. Bankinter facilitará la financiación de la inversión en condiciones favorables.

12 de agosto

El Miteco destina casi 37 millones para crear 27 comunidades energéticas

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) ha aprobado otros 35,6 millones de euros de fondos NextGenEU para la creación de 27 nuevas comunidades energéticas en toda España en el marco del programa de ayudas CE Implementa. Las propuestas seleccionadas suman 68 MW de nueva potencia de generación renovable, 13 MW de térmica y 56 kWh de almacenamiento, así como 57 nuevos puntos de recarga de vehículos eléctricos.

1 de septiembre

El CTRU de Albacete quiere ser 100% autosuficiente

El Consorcio Provincial de Medio Ambiente de la Diputación de Albacete va a emprender la construcción de una planta fotovoltaica de casi un megavatio de potencia (941 kilovatios) en el Centro de Tratamiento de Residuos Urbanos de Albacete (CTRU). Según la Diputación, el autoconsumo solar del CTRU hará posible que este centro sea "autosuficiente energéticamente en un 85% de sus necesidades, con la aspiración de alcanzar el 100%". La ejecución de la obra va a demandar una inversión de 679.043,60 euros.

15 de septiembre

La instalación de baterías para autoconsumo crece un 88% en seis meses

El cero energético del 28 de abril, el menor precio de los excedentes y la necesidad de seguridad de suministro han provocado un auge de baterías para autoconsumo: en los primeros seis meses de 2025 se han instalado 146 MWh de baterías—casi lo mismo que en todo 2024—, con un crecimiento del 88%. Muchas de estas operaciones se realizaron incorporando baterías a instalaciones ya existentes.

18 de septiembre

Pueblo Verde de Almonte, más de 3.500 hogares asociados

Pueblo Verde de Almonte es un proyecto de autoconsumo compartido de 1,45 megavatios a instalar

sobre las cubiertas de 20 naves industriales de Almonte (Huelva). Con una inversión de 1,1 millones de euros y puesto en marcha en tres fases, es el mayor proyecto de autoconsumo compartido en España por puntos de suministro. A diferencia de otros modelos, la electricidad se inyecta directamente en la red local, cubriendo hasta un 30% del consumo anual de cada hogar y negocio conectado.

22 de septiembre

Pieza clave para la transición energética

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha lanzado hoy una campaña de publicidad institucional (“Personas con energía propia”) centrada en el autoconsumo energético renovable. ¿Objetivo? Trasladar al conjunto de la ciudadanía las ventajas, tanto individuales como colectivas, de generar y consumir energía propia y limpia en los hogares, en las comunidades de vecinos y en las empresas de todo tipo y tamaño. Un mensaje en clave país, solidario y multidireccional.

30 de septiembre

Municipios que apuestan por mas sol

Según el informe 'Incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes', el 67% de los ayuntamientos bonifica el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) a quienes instalan placas solares; el 65% aplica descuentos en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y el 26% lo hace a través del Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE). Las diferencias, sin embargo, son notables: mientras algunas ciudades ofrecen rebajas de hasta el 50% durante diez años, otras no contemplan ningún tipo de ayuda.

9 de octubre

Doce medidas para reactivar el mercado

Para demoler las barreras (económicas, técnicas y administrativas) a las que aún se enfrenta el autoconsumo en España y para reactivar su mercado, el Gobierno acaba de presentar una nueva propuesta de Real Decreto de Autoconsumo. La propuesta incluye una docena de medidas, guiadas por la necesidad de facilitar y simplificar los trámites de puesta en servicio de las instalaciones de autoconsumo (en especial los colectivos) y ampliar las condiciones de distancia exigibles.

16 de octubre **Freno temporal**

Tras años de rápido crecimiento, miles de hogares, empresas y cooperativas generan hoy su propia energía limpia del sol y del viento. Pero en 2025, ese progreso se ha ralentizado. En el primer semestre del año la capacidad instalada en autoconsumo cayó un 14,6% respecto a 2024, especialmente en el sector industrial. Los cuellos de botella en la red eléctrica, las diferencias normativas entre comunidades autónomas y la falta de incentivos claros han frenado temporalmente el ritmo de nuevas instalaciones.

20 de octubre **LaPabloRenovable, reconocida con el Premio Solar Europeo 2025** LaPabloRenovable ha transformado un barrio residencial madrileño, ubicado en Rivas-Vaciamadrid, en un laboratorio ciudadano de energía solar y gobernanza compartida, convirtiéndose en referente para comunidades de toda España y Europa. Este trabajo ha sido reconocido por la Asociación Europea de Energías

Renovables Eurosolar con el Premio Solar Europeo 2025 en la categoría de organizaciones locales y regionales 21 de octubre

BlueSea Hotels inicia su plan de descarbonización

La cadena hotelera BlueSea Hotels ha puesto en marcha en Lanzarote su primera instalación fotovoltaica de autoconsumo, con una potencia de 191,7 kWp y una producción estimada de 314,7 MWh anuales. El proyecto, desarrollado junto a Edison Next Spain, marca el inicio de un plan de descarbonización que se extenderá a otros cinco establecimientos en España, con el objetivo de reducir más de 1.000 toneladas de emisiones de CO2 al año.

30 de octubre

Los líderes de la nueva ola de comunidades energéticas en España

Cataluña, Andalucía y Castilla y León concentran la mayor parte de los proyectos seleccionados en la quinta convocatoria del programa CE Implementa, impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). En total, el Gobierno ha aprobado 10,7 millones de euros en ayudas para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas, dentro del marco de los fondos europeos Next Generation EU.

12 de noviembre

2,5 millones anuales en ahorro

Siderúrgica Balboa ha inaugurado una instalación solar fotovoltaica, que tiene más de 25 MW de potencia y ha sido bautizada como El Corchito. Está integrada por 35.820 módulos bifaciales de 700. La compañía estima que podrá aprovechar aproximadamente el 90% de la producción de la planta, que no verterá a red. Gracias al autoconsumo de esa electricidad, Siderúrgica Balboa ahorrará unos 2,5 millones de euros al año.

18 de noviembre **Más ambición**

El nuevo Real Decreto de Autoconsumo impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) ha sido recibido con un tono de optimismo generalizado entre las principales asociaciones del sector energético nacional, aunque con demandas claras de mejora. El texto, actualmente en fase de consulta pública, pretende actualizar el marco regulatorio para facilitar el despliegue del autoconsumo, integrar el almacenamiento distribuido y reforzar las modalidades colectivas.

18 de noviembre

En qué punto estamos

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha abierto hoy en Ifema, en el marco de la gran feria anual de las energías renovables, el Foro Genera Solar. Lo ha hecho con una "jornada de análisis y debate sobre la situación del autoconsumo", jornada que UNEF ha decidido centrar en "cómo impulsar su crecimiento" y en los "inminentes cambios normativos" que vienen de camino. La asociación ha invitado para abrir la jornada al subdirector general de Energía Eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Carlos Redondo.

22 de noviembre

Las cárceles empiezan a aprovechar más la energía del sol

Patrimonio del Estado, a través de Segipsa (Sociedad Mercantil Estatal de Gestión Inmobiliaria de Patrimonio,) está licitando la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico con

almacenamiento y puntos de recarga para vehículos eléctricos en distintos centros penitenciarios de Andalucía, Comunidad Valenciana, Murcia y Baleares. En Andalucía, el grupo Cuerva informa de que ha resultado adjudicatario para desarrollar dos de los proyectos más relevantes licitados, uno en el centro penitenciario Puerto III (El Puerto de Santa María, Cádiz) y otro en el centro penitenciario Sevilla I.s

25 de noviembre **323 millones de ayudas en Canarias**

En concreto se han concedido ayudas para impulso al autoconsumo (27,1 millones), el desarrollo de comunidades energéticas (23,4 millones), o la movilidad integral sostenible en las islas. Con relación a las subvenciones del IDAE, se han concedido entre Moves y Autoconsumo un total de 22.700 subvenciones con el 82,52% del presupuesto de las ayudas de autoconsumo y el 92,08 % del Programa Moves III que corresponde hasta el año 2024.

26 de noviembre

La CNMC propone una ventanilla única digital para el autoconsumo

La apuesta por el autoconsumo ha convertido a España en uno de los motores europeos de la generación distribuida. Sin embargo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) advierte de que la jungla burocrática y la falta de coordinación entre administraciones ponen en riesgo el ritmo de crecimiento (que se ha estancado), por lo que pide reformas urgentes para que la energía solar llegue a todos los hogares y empresas, no solo a los que pueden sortear los trámites.

26 de noviembre

Paterna estrena comunidad energética

La instalación que va a suministrar electricidad a la recién montada Comunidad Solar de Paterna tiene una potencia de 115,5 kilovatios pico (kWp), ocupa una superficie de quinientos metros cuadrados y se encuentra sobre la cubierta de una nave industrial ubicada en el polígono de este municipio, situado a apenas diez kilómetros de la ciudad de Valencia. La empresa que ha desarrollado el proyecto estima que esos 115 kWp podrán abastecer el equivalente a unos 180 hogares o 20–25 empresas locales.

1 de diciembre de 2025

Ayudas de la UE para 20.000 hogares valencianos

El Ejecutivo valenciano ha gestionado más de 86 millones de euros en subvenciones de la UE para el autoconsumo residencial en la Comunitat, "lo que ha permitido -explica el Gobierno autonómico- que alrededor de 20.000 hogares se hayan beneficiado de estas ayudas". Además, la Generalitat acaba de anunciar para 2026 una nueva línea de ayudas al autoconsumo residencial, que en este caso será "financiada al 100% con fondos propios", sin que hasta el momento se haya concretado el presupuesto asignado a este fin.

5 de diciembre

Solidaridad, condición *sine qua non* para que la transición energética sea justa

INSTA Servicios Jurídicos Ambientales, cooperativa de trabajo sin ánimo de lucro especializada en Derecho ambiental (y con una fuerte trayectoria en el acompañamiento integral a comunidades energéticas), acaba de publicar un informe sobre el Proyecto Comunes (Comunidades Energéticas Solidarias, CES), informe en el que identifica las barreras (a las que se enfrentan las CES) y propone

una serie de "recomendaciones de política pública" para su impulso. Las autoras del informe destacan, por una parte, que la ciudadanía está cada vez más interesada "por modelos energéticos basados en la cooperación y la redistribución", y sostienen que "las Comunidades Energéticas Solidarias son una herramienta clave para lograr una transición energética verdaderamente justa, inclusiva y equitativa".

5 de diciembre

Así te ayudan las baterías a sacarle todo el jugo a tu instalación solar

Si tienes placas solares para autoconsumo, o estás pensando en instalarlas, probablemente te habrás preguntado si sería conveniente completar la instalación con baterías de almacenamiento, para así ganar la mayor autonomía energética posible. Escoger bien este componente, que ayuda a aprovechar al máximo un sistema solar, depende de una suma de factores. Potencia del sistema de acumulación, capacidad y compatibilidad con los inversores son los tres primeros a considerar.

9 de diciembre

Baleares reactiva las ayudas para el autoconsumo con dos millones de euros

Con una nueva convocatoria de ayudas, dotada con 2 millones de euros, el Govern balear reactiva las ayudas para fomentar instalaciones de autoconsumo con o sin almacenamiento en empresas y entidades con actividad económica de el archipiélago. Además, esta convocatoria permite recuperar inversiones que, en convocatorias anteriores, habían sido revocadas por la aplicación estricta del efecto incentivador, un requisito derivado de la normativa estatal en materia de subvenciones.

9 de diciembre

La farmacéutica Ferrer autogenerará con el sol la electricidad de su planta de Girona

Acciona Energía ha sido escogida por la empresa farmacéutica Ferrer para llevar a cabo la instalación y puesta en marcha de un sistema de autoconsumo fotovoltaico en sus instalaciones en Sant Feliu de Buixalleu (Girona). La planta tiene una potencia de 432 kW y se ha instalado sobre la cubierta del edificio de la compañía. Gracias a esta infraestructura, Ferrer cubrirá todo el consumo eléctrico de sus instalaciones con energía 100% renovable, reduciendo de manera significativa las emisiones de CO2 derivadas de su actividad industrial.

11 de diciembre

El autoconsumo solar produce ya más electricidad que la nuclear de Cofrentes

Red Eléctrica (REE) estima que la generación neta de autoconsumo fotovoltaico en el país en lo que llevamos de año supera los 10.000 gigavatios hora (el reactor nuclear de Cofrentes, el más potente de los que operan en España, produjo el año pasado 8.235 GWh). Además de aportar este dato, REE ha anunciado que, a partir de hoy, va a incorporar información de autoconsumo fotovoltaico en todas sus plataformas de datos "dada la relevancia que ha adquirido el autoconsumo en el mix".

11 de diciembre

El sol brilla un 25% más en los comercios

El autoconsumo solar avanza en España con un ritmo desigual. Las estimaciones de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) a cierre del tercer trimestre de 2025 apuntan que si bien pierde

impulso en los hogares (con una caída del 15% respecto al trimestre anterior), gana tracción en los comercios, donde las instalaciones crecen un 25%. La industria mantiene una línea estable. Desde el sector miran con esperanza a 2026, año en el que se espera un nuevo Real Decreto que devuelva al autoconsumo todo su vigor.

Este tema forma parte del Anuario 2025, publicado en **ER247** (diciembre 2025-enero2026)

Lugo acogerá el Quinto Congreso de la Mujer Rural, un evento clave para el desarrollo económico y social del entorno rural en España // Entrevista

[Reproducir](#) 

26/12/2025 18:07

[...] Comienza la voz de la micro empresa con Víctor Delgado . Pues bienvenidos un viernes más a la voz de la . microempresa aquí en Cultura Emprende . Radio de Radio Intereconomía . Hoy ponemos el foco en un territorio clave Lugo , porque está próximo . Este viernes 28 de noviembre , que se celebrará allí el Quinto Congreso de la Mujer Rural , un encuentro que ya es referente nacional y que impulsa , en este caso la Fundación UNEF con la organización de tu reponerlas y a M . Este congreso reúne a instituciones , asociaciones emprendedoras , expertas y agentes del territorio para analizar los retos y oportunidades del entorno rural y , sobre todo , el papel estratégico que desempeña la mujer rural en el desarrollo económico y social en España . Para esto ya nos escuchan y tenemos con nosotros . Por un lado , José Luis Cosigo , CEO de Turre Puebla y coordinador del área rural de la Asociación Española Multisectorial de Microempresas . José Luis Coital . Bienvenido , buenas tardes . , buenas tardes a todos y todas y también nos acompaña un comercio que es consejero de Agricultura , Pesca , Seguridad Alimentaria y Naturaleza en la Embajada del Reino de los Países Bajos , dependiente del Ministerio de Agricultura , Pesca , Seguridad Alimentaria y Naturaleza MARGIN , que tal como está . Buenas tardes , buenas tardes , encantado . Y por último , pero no menos importante , tenemos a Ana Belén tras Saira , que es la directora de un Lugo , Ana Belén , tal como estaba . Buenas tardes , buenas tardes , encantado de saludaros . Bienvenidos . Claro que si a los 3 es un honor teneros , hay aquí con nosotros en Cultura Emprende , en Radio Intereconomía , vamos a arrancar , me voy a centrar en Ana Belén en el contexto del Congreso y esos objetivos . Ana Belén Lugo vuelve a ser sede y además de este Congreso , que ya cumple cinco ediciones , qué significa Ana Belén para Lugo ? Para la Fundación Nunez ? acoger esta quinta edición y cuáles son los objetivos principales de este congreso del día 28 de noviembre . Bueno , pues para nosotros es un gran honor y también al mismo tiempo una gran oportunidad , porque como bien sabemos , Lugo es una provincia eminentemente rural y por desgracia estamos sufriendo por los problemas que tienen que ver con la España vaciada , muchos pueblos pequeños en los que cada vez viven menos personas y esto nos lleva a un despoblamiento que también al final es como la pescadilla que se muerde la cola , porque eso lleva a tener menos servicios y menos servicios , pues llevado a tener menos población y así ad infinitum . Qué queremos ? Pues de alguna manera el objetivo es promover un clima para promocionar el rural , para que se establezcan de alguna manera redes económicas entre las personas que están trabajando ahora mismo con las instituciones , con las entidades de formación . En este caso , pues la UNED . como no puede ser de otro modo , pues está ahí arequipe para lo que se pueda aportar a medida en materia de formación . Como sabemos , somos una universidad que no tiene barreras ni fronteras , en el sentido de que nosotros podemos trabajar desde la presencialidad hasta una actividad a nivel online en diferido , lo cual nos permite una

flexibilidad total en las formaciones . También hay que me parece muy interesante que de alguna manera pongamos en valor el papel de la mujer en el desarrollo rural y también en la recuperación de este rural , pero de una manera sostenible , de una manera actual y de una manera también moderna y que encaje con los estándares que tenemos en este momento . Y por supuesto , pues con todo este caldo de cultivo esperamos pues hacer o llevar a . cabo un Congreso que sea muy exitoso y donde podamos de alguna manera cumplir con estas iniciativas y estos objetivos que nos habíamos planteado bien gracias a José Luis voy contigo desde tu repoblada m sois impulsores directos de esta iniciativa . Qué novedades presentará este congreso esta quinta edición del Congreso ? Por qué es tan relevante celebrarlo en la provincia de Lugo , un territorio con enorme potencial rural ? Bueno , pues vamos a poner en contexto un poquito de todo ello . Bueno , este año llegamos a la quinta edición . En 2025 es un hito histórico . Es la primera vez que se celebran cinco congresos de la mujer rural en un mismo año y además lo hacemos por primera vez en una capital de provincia . Y muchos de vosotros ya sabéis lo que supone . Para mí no fue una decisión sencilla , porque siempre hemos impulsado municipios de menos de 5000 habitantes , pero la oportunidad que nos ofreció en este caso el centro de la UNED Lugo , en este caso a través de Ana Belén y de Alejandro , la mayor universidad pública de lengua española del planeta , para nosotros será irreplicable . gracias al centro asociado , como dijo Ana Belén y Alejandro , porque se ha convertido en un espacio que se va a convertir un espacio de un encuentro único que va a combinar sobre todo conocimiento , territorio y una gran sensibilidad extraordinaria hacia el mundo rural . Como decía Ana Belén en la respuesta anterior , qué novedades o es una estructura más ambiciosa ? Los seis bloques temáticos , que van desde incendios forestales y biodiversidad hasta el emprendimiento agua , ganadería , innovación , empresa , comunidad , la participación . Por supuesto , diríamos así internacional del Ministerio de Agricultura , a través de la Embajada , el gobierno del Reino de los Países Bajos aporta una visión inspiradora . En nuestro caso , destruyas rural y lo más importante , mujeres reales . Siempre hablamos de ello con proyectos reales que hoy están transformando Galicia , pero que dentro de todos los el resto de los congresos que hemos ido realizando en estas cinco ediciones lo hacen en toda España . El Lugo es un territorio con una enorme . potencial rural como anciana y creemos que va a ser sin duda el colofón a un año en el que nos va a permitir ser la más completa y la inspire más inspiradora de 2025 , no me cabe la menor duda . Efectivamente , me voy con Majul . Vamos a hacer una mirada más internacional . Como bien decía , estuvo José Luis desde esa experiencia de Países Bajos mayo Países Bajos es un referente europeo en agricultura sostenible , en innovación rural y políticas de equilibrio territorial . Qué enfoque Magill aportará la embajada en Lugo y qué paralelismos existen entre los retos del medio rural español y de los Países Bajos ? Desde una convicción personal muy firme , creo que creo en el proyecto de europea y en la cooperación europea mismo y en mi opinión y nuestro hoping opinión . Esto comienza en la práctica a un nivel base . Sabemos que . cambio climático o la despoblación son los retos que van a afectar a ambos países como España , Galicia y también a los Países Bajos . Y lo van a estos desafíos lo van a afectar ambos países muy fuertes , y esto no son desafíos triviales , pero que afectan a uno . Una de nuestras necesidades más básicas , lo que es la producción de alimentos y creo creemos que en la Unión Europea tenemos la responsabilidad conjunta de trabajar en ello y eso comienza por aprender unos de otros y éste con eso va a ser una oportunidad excelente para esto . Si es verdad , me quedo contigo todavía mayor . Por qué es importante participar en congresos como éste en Lugo ? Y qué crees desde tu perspectiva y experiencia ? Qué oportunidades ve en la colaboración con instituciones ? para fortalecer aún más si cabe la innovación y sostenibilidad en este entorno rural ,

sabiendo un poco también la experiencia que traéis vosotros de Países Bajos , si es que José Luis ya mencionó la colaboración de este verano o lo que tuvimos en GAL y CIA con los incendios forestales , es decir , Calvi y CIA ocupa un lugar especial en nuestros corazones por la presión de este verano , cuando 60 bomberos neerlandesas , luego de haber sido capacitados en Orense AQAP a , acompañaron a las brigadas españolas a sofocar los incendios . Entonces ya tenemos una relación fuerte con la región y conocimos a José Luis . Coció de octubre Pueblos y ángel a M . Hace algunos meses y nos entusiasmó mucho la idea de sumarnos al Congreso y . colaborar en el acceso tanto al Reino de los Países Bajos como la UNESCO . Hugo busca vincular los consecuentes los concepturió de los objetivos del desarrollo rural , usos del desarrollo sostenible y la mitigación al cambio climático con la inclusión femenina al medio rural . Para ello es . Para ello es indispensable proteger del patrimonio natural y fortalecer a la ciudad . Y también , y este enfoque fue aún más relevante este verano , cuando la colaboración de los bomberos , y creo , no sólo fue aparte . Por esto no sólo fue combatir los incendios forestales . también la preservación y la preservación de la biodiversidad y este creo que un enfoque integrado que permite preservar el ciclo del agua , la prevención y el fuertísima fortalecimiento de capacidades , y por eso nos gustó mucho contribuir a contribuir a esta creso , dando visibilidad , visibilidad de la cooperación . Lo que ya tenemos por esta vía principal creo que sí . El agradecimiento por el esfuerzo que estás haciendo por el idioma no para efectivamente hacerte entender . Vámonos . Vamos a hacer una breve pausa para publicidad , pero no se vayan [...]

¿Quién dijo que en Irlanda nunca brilla el sol?

- La puesta en marcha de tres parques solares ha duplicado este año la capacidad solar instalada en la isla Esmeralda.



¿Quién dijo que en Irlanda nunca brilla el sol?

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

¿Quién dijo que en Irlanda nunca brilla el sol?

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/ayqui-n-dijo-que-en-irlanda-nunca-20251224>

ER

Sábado, 27 diciembre 2025

Este logro ha sido posible gracias a la reciente puesta en marcha de tres parques solares desarrollados por la empresa nacional **BNRG**: Dunmurry (22 MWp), proyecto que ha sido premiado con el Irish Renewable Energy Awards 2025; Finnis (16 MWp); y Kerdiffstown (6 MWp). En conjunto, estas tres instalaciones han contribuido a que la capacidad solar instalada en Irlanda supere la barrera de los 2 GW.

Natural Power, consultora y proveedora de servicios de energía renovable a nivel mundial, actuó como ingeniería en los tres proyectos, apoyando a BNRG a través del diseño, la construcción y la puesta en marcha de las instalaciones.

Eoghan Tuite, director nacional de Natural Power en Irlanda, afirma que “alcanzar los 2 GW de energía solar instalada supone un hecho transformador para el sistema energético de Irlanda, y nos enorgullece haber contribuido a lograrlo”. El desarrollo y la ejecución de los proyectos de Dunmurry, Finnis y Kerdiffstown “demuestra cómo una colaboración sólida y la diligencia técnica pueden acelerar la creación de infraestructuras renovables de alta calidad”, añade.

“Este hito no es solo una cifra, sino que señala la madurez de la energía solar en Irlanda y abre la siguiente fase de crecimiento hacia un futuro energético más limpio y resiliente”, concluye.

Científicos japoneses duplican la eficiencia de conversión de la energía solar en hidrógeno

- Científicos japoneses del centro Science Tokyo han desarrollado un novedoso fotocatalizador basado en osmio que captura eficazmente la luz visible de longitud de onda larga, duplicando ...



Científicos japoneses duplican la eficiencia de conversión de la energía solar en hidrógeno

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/cient-ficos-japoneses-duplican-la-eficiencia-de-20251226>

ER

Domingo, 28 diciembre 2025

El proceso de conversión de energía solar en hidrógeno suele implicar el uso de fotocatalizadores que absorben la luz solar y utilizan esta energía para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. En la mayoría de los sistemas convencionales, los fotocatalizadores solo absorben una parte del espectro de luz visible, lo que significa que gran parte de la energía solar permanece sin utilizar.

Para abordar este reto y mejorar la eficiencia de la producción de hidrógeno, el profesor Kazuhiko Maeda y la estudiante de posgrado Haruka Yamamoto, del Instituto de Ciencia de Tokio (Science Tokyo), desarrollaron un nuevo fotocatalizador sensibilizado por colorante que puede absorber luz visible de longitud de onda larga de hasta unos 800 nanómetros.

Su estudio, publicado en ACS Catalysis este mes, informa de que la eficiencia en la conversión de energía solar en hidrógeno es hasta dos veces superior a la de los sistemas tradicionales.

Los fotocatalizadores sensibilizados por colorante son materiales producidos mediante la combinación de un catalizador con una molécula de colorante que absorbe la luz visible. La molécula de colorante actúa como una mini antena que captura la luz solar y transmite la energía a la superficie del catalizador.

Lo habitual, hasta ahora, es que estos fotocatalizadores utilicen rutenio como colorante. "Sin embargo, los complejos basados en rutenio suelen absorber solo longitudes de onda visibles más cortas, de hasta 600 nm", explica Kazuhiko Maeda.

Osmio, la clave

Centrándose en este factor, el equipo sustituyó el núcleo metálico del complejo, cambiando el rutenio por osmio. Este cambio amplió drásticamente el rango de absorción solar, lo que permitió al fotocatalizador aprovechar más energía solar y generar electrones adicionales excitados que contribuyen directamente al rendimiento de la evolución del hidrógeno.

"En nuestros esfuerzos por ampliar el rango de absorción de la luz, el osmio demostró ser un elemento clave para acceder a longitudes de onda que los complejos de rutenio no podían utilizar, lo que condujo a un aumento del doble en la eficiencia de la producción de hidrógeno", afirma Kazuhiko Maeda.

Maeda añade que el nuevo fotocatalizador convierte los fotones entrantes en energía química, incluso bajo una luz solar débil o difusa. Esto es especialmente beneficioso para tecnologías como la fotosíntesis artificial y los materiales de conversión de energía solar que funcionan en condiciones solares reales.

La ‘caza’ de renovables a precios de saldo: fondos aprovechan la crisis y la presión bancaria sobre los promotores

 elespanol.com/invertia/empresas/energia/20251228/caza-renovables-precios-saldo-fondos-aprovechan-crisis-presion-bancaria-promotores/1003744065690_0.html

Alba Pérez

28 de diciembre de 2025

Los inversores oportunistas encuentran terreno fértil en la crisis del sector renovable. El [desplome de precios eléctricos](#), la [pérdida de valor de los activos](#) y la **tensión financiera** de numerosos promotores han transformado un mercado que durante años fue de vendedores en un terreno dominado por compradores con liquidez.

Se trata de un ajuste que ha sido especialmente duro con la [tecnología fotovoltaica](#), donde muchos proyectos han visto cómo sus valoraciones se desplomaban en poco tiempo, obligándolos a replantear planes de negocio y calendarios de inversión.

Este entorno abre la puerta a **fondos *distressed* y de deuda oportunista**, inversores con una alta tolerancia al riesgo que buscan oportunidades allí donde otros ven dificultad. Según coinciden los expertos del sector, su presencia empezará a notarse con mayor claridad a lo largo de 2026.

“El mercado ha pasado de ser claramente vendedor a ser uno de comprador”, resume Lucía González, socia de Energía en Ontier. “Los precios han bajado de forma significativa. En muchos casos, **el vendedor ya no aspira a obtener la rentabilidad inicialmente prevista, sino simplemente a no perder más dinero**”, añade.

La coyuntura ha llevado a muchos desarrolladores a una situación límite, justo cuando sus proyectos necesitan más inversión para avanzar hacia la fase de construcción.

Muchos de ellos comenzaron entre 2017 y 2018 y coinciden ahora en etapas críticas, en un entorno financiero mucho más exigente y con una **banca cada vez menos dispuesta a refinanciar**.

“Esto crea ventanas para adquisiciones con descuento, reestructuraciones de financiación, búsqueda de coinversores y ventas aceleradas de carteras no estratégicas”, explica Patricia Figueroa, asociada senior de Mercantil y M&A en A&O Shearman.

A un nivel más estructural, desde Montero Aramburu & Gómez-Villares Atencia, los socios Miguel Cuesta y Ana Beatriz Gamero coinciden en que este escenario desembocará en tres grandes movimientos: la entrada de fondos en proyectos en construcción y operativos, la consolidación del sector y reestructuraciones operativas y de deuda para garantizar la viabilidad de las empresas.

A su juicio, un número importante de proyectos "necesitarán **reducir su apalancamiento o acometer inversiones adicionales** en un entorno de escasez de capital, un terreno que sin duda aprovecharán los fondos especializados como una oportunidad única".

Un caso representativo de la tensión que vive el sector fue el de la planta termosolar de Guzmán Energía en Palma del Río (Córdoba), participada por Plenium (70%) y Mitsui (30%).

Ante sus dificultades financieras, la empresa logró en 2024 la homologación judicial de un plan de reestructuración de deuda con BBVA y varios bancos japoneses, evitando la insolvencia.

Los precios evidencian el cambio de ciclo. Según José de Santiago, socio de Corporate y M&A en Bird & Bird, “mientras que antes se pagaban entre 100.000 y 120.000 euros por MW, actualmente esos mismos proyectos se valoran, en algunos casos, en **apenas 20.000 a 30.000 euros por MW**”.

“Mantener un proyecto requiere seguir incurriendo en gastos, como avales y personal, incluso si se intenta minimizar el coste. Por eso, el incentivo de algunos desarrolladores no está únicamente en vender los proyectos en desarrollo, sino también en **quitárselos del balance**”, sostiene.

Más allá del ciclo

En paralelo a los fondos *distressed*, hay otro tipo de jugador que lleva tiempo ganando protagonismo en el mercado renovable español: el inversor estratégico de largo plazo.

“España atrae interés de inversores extranjeros, especialmente de **China**, que hace apuestas de largo plazo”, explica José de Santiago. “A diferencia de otros inversores más oportunistas, los inversores chinos planifican a 20 o 30 años, dispuestos a mantener su inversión, incluso si los precios actuales no son atractivos.”

El caso de **China Three Gorges**, [que compró en 2024 la planta de Mula \(Murcia\) y quiere duplicar su cartera de renovables en España](#). Su objetivo no es especular con el ciclo, sino consolidar un hub de producción energética y tecnológica estable hacia 2030.

El **capital de Medio Oriente** también se ha reforzado en el mercado español. El *gigante* emiratí **Masdar** [ha ampliado su presencia en proyectos solares y eólicos con varias adquisiciones](#), tanto de activos operativos como en desarrollo, como parte de su estrategia regional de diversificación energética.

Mientras tanto, algunos desarrolladores españoles más conservadores también han decidido esperar. “Existen clientes que no necesitan vender y están reteniendo los proyectos para ver si la situación mejora, confiando, por ejemplo, en que el almacenamiento les permita aumentar la rentabilidad y, con ello, el valor del proyecto”, apunta Lucía González, de Ontier.

El consenso entre los despachos es que los actores mejor colocados son aquellos con músculo financiero y flexibilidad.

“Los players con **balance robusto, liquidez disponible y capacidad para estructurar PPAs (contratos de energía a largo plazo)** o incorporar nuevas tecnologías están en mejor posición”, indica Patricia Figueroa, de A&O Shearman.

“Los fondos de infraestructuras con horizontes más largos y compradores industriales que integran almacenamiento o hibridación tienen ventaja”, añade.

Reestructuraciones: una vía para sobrevivir

La presión sobre las empresas también ha disparado las [operaciones de reestructuración](#).

“El equipo de reestructuraciones está viviendo un incremento de operaciones mediante las cuales las compañías buscan adaptar la estructura de su pasivo financiero y comercial, o incluso los **contratos que les resultan más perjudiciales** a la actual situación del mercado”, revelan los socios de Montero Aramburu & Gómez-Villares Atencia.

Y continúan: “Esto es muy relevante. La normativa actual en materia de planes de reestructuración es flexible y permite plantear, además de medidas financieras, **otras de carácter operativo y de reorganización**, ajustadas a las circunstancias específicas de la compañía. Lo recomendable es acometerlo cuanto antes, una vez detectada la situación de complicación, ya sea actual o probable.”

La estrategia resulta clave en un entorno que ya se perfila como el más selectivo de la última década: un mercado donde sobrevivir dependerá tanto del acceso a capital como de la capacidad de anticipar y adaptarse al cambio de ciclo.



Venta histórica de renovables españolas por 25.000 millones

IBERDROLA, ENDESA, ACCIONA, REPSOL, GREENERGY Y SOLARIA/ Las energéticas reorganizan sus negocios “verdes” por diferentes razones, como reducir deuda, salir de países, lograr plusvalías y tejer alianzas.

Miguel Á. Patiño. Madrid
Las compañías españolas con intereses en renovables –desde energéticas a fondos, pasando por bancos y holding empresariales– van a despedir 2025 con operaciones récord de compraventa de activos en ese negocio. Suman más de 25.000 millones de euros en una carrera sin precedentes que se inició hace apenas 20 meses.

Así se refleja en el análisis realizado por EXPANSIÓN con las mayores operaciones. Las transacciones siguen como un goteo incesante. Es la mayor reordenación de activos de la historia de las renovables españolas.

No hay ni una semana en la que no se anuncie una transacción. A veces son minúsculas, de apenas unos megavatios, como la compra por parte de Reganosa de unas instalaciones hidráulicas a Bankinter y Plenium, hace apenas unos días. A veces son operaciones récord, como la que ultima Qualitas Energy para adquirir Cubico por 7.000 millones.

En este frenesí, a veces también ocurre que una misma empresa aparece como compradora en algunas transacciones y vendedora en otras. El ejemplo más notorio es Endesa, que ha vendido fotovoltaicas a Masdar y ha comprado hidráulicas a Acciona.

La tormenta perfecta

El récord de transacciones se produce por la suma de múltiples factores. Como nunca había ocurrido en el sector, ahora se han juntado, de golpe, todas y cada una de las razones por las que una empresa es susceptible de rotar activos. Reducir deuda, conseguir nuevos socios para compartir riesgos, salir de un país, obtener beneficios para pagar dividendos o liquidar activos maduros ya exprimidos. Es la tormenta perfecta.

Acciona Energía ha rotado más de 2.600 millones de euros en lo que ha sido su mayor reorganización de negocios hasta ahora. ¿Su objetivo? Mantener las ratios financieras mientras obtiene recursos de activos ya maduros para desarrollar otros nuevos. En ese trasiego, ha salido de países como Costa Rica. Es lo



Ignacio Galán es presidente de Iberdrola.

IBERDROLA
Iberdrola ha protagonizado operaciones históricas como su salida de México, con la venta de negocios a Cox y el fondo MIP.



José Bogas es consejero delegado de Endesa.

ENDESA
Endesa ha vendido parte de sus proyectos a Masdar para incorporarlo como socio, y, al mismo tiempo, ha comprado activos a Acciona Energía.



Josu Jon Imaz es consejero delegado de Repsol.

REPSOL
Repsol está incorporando socios a sus proyectos de renovables. Destacan recientemente dos operaciones con el fondo americano Stonepeak.



José Manuel Entrecanales es presidente de Acciona.

ACCIONA
Acciona Energía puso en marcha un gran proceso de rotación de activos que ya tiene frutos con ventas a MIP, Opdenery y Endesa, entre otros.



Enrique Díaz-Tejero es presidente de Solaria.

SOLARIA
Solaria ha incorporado socios, como Stonepeak, a algunas filiales como mecanismo para reforzarse financieramente.

Giros históricos: Iberdrola sale de México, Acciona de Costa Rica y Zelestra de Latinoamérica

mismo que ha hecho Iberdrola, al vender sus negocios en México a Cox en una operación de 3.700 millones de euros que, de paso, le reportará plusvalías multimillonarias.

También las obtuvo Elecnor al traspasar su filial Enerfin a Statkraft por 1.800 millones –casi el doble de lo que barajaba el mercado–.

Nuevo ‘fitness’ empresarial
Más allá de obtener ganancias, de lo que se trata es de compartir riesgos y esfuerzo económico en los proyectos sin ceder el control. En definitiva, ganar músculo y perder grasa. Es el nuevo *fitness* empresarial.

Es lo que ha ido haciendo Repsol en sucesivas operaciones para incorporar a inversores en algunos de sus grandes proyectos en EEUU y España. O lo que ha hecho Grenergy en su megaproyecto fotovoltaico y de baterías en el de-

EL GRAN BAZAR DE RENOVABLES ESPAÑOLAS

Operaciones más recientes.

Vendedor	Comprador	Fecha	Megavatios	Precio (*)
Elecnor	Statkraft	May-24	1.500	1.800
Endesa	Masdar	Jul-24	2.000	1.700
Grenergy	Contour Global (KKR)	Dic-24	2.951	915
Endesa	Masdar	Dic-24	446	850
Brookfield	Masdar	Dic-24	760	1.300
Qualitas Energy	Three Gorges	Dic-24	494	500
Solaria	Stonepeak	Mar-25	N.A.	125
Repsol	Stonepeak	Abr-25	629	675
Qualitas Energy	AMG	May-25	N.A.	200
Acciona Energía	Luz del Sur	Jun-25	135	218
Iberdrola	Cox	Jul-25	2.600	3.700
Acciona Energía	OPDenery (fondo Antin)	Jul-25	440	530
Bankinter/Plenium	Velto Renewables	Sep-25	260	1.000
Acciona Energía	Ecoenergía	Sep-25	50	71
Grenergy	DIF (CVC)	Sep-25	1.272	400
Acciona Energía	Endesa	Nov-25	626	1.000
Acciona Energía	Exxaro Resources	Nov-25	233	255
Grenergy	Allianz	Nov-25	297	273
Repsol	Stonepeak	Dic-25	777	650
Acciona Energía	Mexico Infrastructure Partners (MIP)	Dic-25	1.621	855
Zelestra	Promigas	Dic-25	2.100	1.000
Cubico Sust.Inv.	Qualitas Energy	Dic-25	11.000	7.000
Bankinter/Plenium	Reganosa	Dic-25	19	20
Total			30.210	25.037

(*) Valor empresa deuda incluida, en millones de euros.

Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas y estimaciones de mercado.

CVC, KKR, Masdar, China Three Gorges, Statkraft, Stonepeak y Velto (Québec) son otros protagonistas

sierto de Atacama (Chile). La avalancha de operaciones ha hecho emerger nuevos protagonistas en las renovables en España.

China, Abu Dabi y Québec

Es el caso de Masdar, el gigante del emirato de Abu Dabi; Velto Renewables, la plataforma impulsada por la canadiense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ); o la china Three Gorges.

Todos ellos tenían un papel muy discreto en España hasta que en los últimos meses protagonizaron operaciones millonarias con Endesa, Qualitas Energy y Bankinter-Plenium. También es el caso del fondo azteca Mexico Infrastructure Partners (MIP), que ha comprado activos a Iberdrola y Acciona.

La ambición de algunas compañías extranjeras por aliarse con socios españoles ha llevado a algunos a tocar

varios palos a la vez. El fondo norteamericano Stonepeak ha sellado acuerdos con Repsol en EEUU y al mismo tiempo ha llegado a acuerdos con Solaria para participar al 50% en su filial inmobiliaria de terrenos para renovables.

A veces, esa misma ambición está haciendo que grupos normalmente competidores en las inversiones de renovables internacionales convivan en el proyecto de un grupo español. Grenergy ha firmado pactos de codesarrollo de su emblemático Oasis, situado en Chile, con CVC, por un lado, y con KKR, por otro.

Cambios estratégicos

La llegada de fondos también ha motivado cambios de estrategia drásticos. Es el caso de Zelestra (antigua Solarpack). Tras ser comprada por el fondo EQT (vinculado a la acaudalada familia sueca Wallenberg), destaca su venta completa del área de Latinoamérica al grupo Promigas.

La Llave / Página 2

Expansión.com
Más información en la Newsletter
EXPANSIÓN Energía, en www.expansion.com



Acciona estrena en Cáceres su cuarta planta de biomasa

La energética posee una capacidad combinada de 111 megavatios (MW)

elEconomista.es MADRID.

Acciona Energía ya inyecta a la red energía renovable procedente de la planta de biomasa de Logrosán, en Cáceres. Con una potencia de 50 megavatios (MW), la planta producirá 380 gigavatios-hora (GWh) al año, evitando la emisión de más de 187.000 toneladas anuales de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

El consumo anual de la planta está estimado en 275.000 toneladas métricas de biomasa al año, procedente mayoritariamente de residuos forestales. Su recogida contribuirá a una gestión activa del monte, reduciendo la

780

GIGAVATIOS-HORA (GWh)

Es la capacidad de producción anual de las cuatro plantas de biomasa que controla Acciona

carga de combustible y, con ello, el riesgo de incendios en la zona y, sobre todo, su virulencia.

La energética fue adjudicataria de la construcción, operación y mantenimiento de la planta de Logrosán en la tercera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables convocada por el Ministerio para la Transición Ecológica, lo que garantiza un precio de venta de la electricidad que la planta produzca durante 20 años.

La compañía presume de ser pionera en el sur de Europa con la puesta en marcha de la planta de biomasa de Sangüesa (Navarra) en 2002, a la que siguieron las instalaciones de Briviesca (Burgos) y Miajadas (Cáceres).



Vestas recibe dos encargos de 593 MW de turbinas por Navidad

Los pedidos proceden de proyectos en Alemania y EEUU previstos para 2027

Sergio Guinaldo MADRID.

El fabricante de turbinas Vestas ha recibido en los últimos días contratos que suman una capacidad de 593 megavatios (MW) tanto en Estados Unidos como en Alemania. Según ha comunicado la compañía danesa con presencia en España,

esta cartera adicional se desglosa en un pedido de 320 MW para EEUU, del que no ha revelado detalles, así como de otro conjunto de siete pedidos de 273 MW para proyectos en Alemania.

De los siete pedidos alemanes, cuatro emanan de las compañías Juwi GmbH y de Iterra Energy.

Para la primera, la danesa construirá un total de 10 turbinas de entre 6 y 7 MW, que se destinarán a los proyectos Sanne de Arneburg y Reichenbach-Steegen, de 38 y 25

MW cada uno respectivamente. En ambos casos se prevé la entrega en el primer trimestre de 2027 y su puesta en marcha en el segundo trimestre. Además, Vestas operará y mantendrá las instalaciones durante 20 y 25 años, respectivamente.

En el caso de la segunda, serán 12 turbinas de 6 MW para dos proyectos, Frielendorf-Waltersberg y Frielendorf-Dorheim, de 48 y 24 MW correspondientemente. En estos dos casos, tanto la entrega como la entrada en operación se pre-

vé para el tercer trimestre de 2027, y el acuerdo implica el mantenimiento y la operación por 25 años.

El grupo Projekt y la empresa Windkraft Presen-Burgstaaken también han contratado al fabricante la entrega de otras 13 turbinas de capacidades comprendidas entre los 5 y 7 MW, con los que desarrollarán los proyectos Presen-Burgstaaken y Oldenbroker Feld Niederrort, de 43 y 49 MW, que comenzarán a suministrar electricidad en el segundo trimestre de 2027, según

las estimaciones realizadas por la compañía danesa.

Por último, también ha recibido un encargo por parte de un cliente no revelado de 7 turbinas para un proyecto llamado "Günstedt 2", de 46 MW de capacidad, cuya entrada en operación se prevé para el último trimestre de 2027.

Hasta la fecha, Vestas ha suministrado aerogeneradores con una capacidad total de más de 159 gigavatios (GW) en proyectos repartidos por 88 países.



Empresas & Finanzas

Enhol prepara su expansión por Asia-Pacífico y Sudamérica con renovables

El grupo navarro mantiene reuniones para prospectar el desarrollo de nuevos proyectos

Sergio Guinaldo MADRID.

Grupo Enhol está buscando destinos internacionales en los que expandir una de sus cuatro ramas empresariales: la energética. Para ello, está manteniendo reuniones con representantes gubernamentales y empresariales de diversos países, tanto en Sudamérica como en Asia-Pacífico, en los que poder llevar a cabo desarrollos en renovables mediante nuevas inversiones. Según fuentes de la compañía, el grupo navarro ya ha mantenido encuentros para analizar oportunidades en Costa Rica, Colombia y Ecuador, y en Indonesia, Filipinas y Uzbekistán, además de algunos países de Europa Central. Y aunque las conversaciones se encuentran en una etapa muy inicial, tildan las primeras impresiones de esta fase de prospección como más que satisfactorias.

Desde la compañía explican que está analizando mercados todavía no saturados para conocer cómo se establecen sus diferentes marcos regulatorios de cara a atraer inversión extranjera, así como qué objetivos de implementación renovable poseen. También pretenden conocer cómo opera la industria nacional, con la que tendrían que trabajar mano a mano, en línea con su filosofía de apoyo a la industria local. La intención no solo se limita a asentarse en un único país, sino que, si encuentran las condiciones adecuadas, podrían invertir en más de un mercado.

El objetivo de estos encuentros es replicar, aunque sin comprometer una cantidad concreta, la operación que anunciaron el pasado mes de abril en Perú, donde la empresa desarrolla la planta fotovoltaica más grande del país mediante una inversión de 320 millones de euros. En concreto, su proyecto Central Solar Fovoltaiico Illa (CSF Illa), ubicada en Arequipa, tendrá una capacidad de 472 megavatios (MW) y una



Planta fotovoltaica construida por Grupo Enhol. EE

producción estimada anual de 1,2 teravatios-hora (TWh) gracias a los 742.000 módulos fotovoltaicos que lo integrarán. Para este parque, que se prevé su entrada en operación a finales de 2026, Enhol ha acorda-

do con Kallpa un contrato de compraventa de energía a largo plazo (PPA) a un precio fijo por 10 años. Este acuerdo ha permitido la financiación del proyecto mediante un *Project Finance* con el Grupo San-

tander, que contó con la participación de los asesores legales White&case, Garrigues, DLA Piper, Payet, Rey, Cauvi, Pérez Abogados y Milbank LLP.

“Este proyecto es un ejemplo de la colaboración entre distintas empresas para un fin común y supone un cambio de paradigma en el mercado eléctrico peruano”, señalaron entonces Diego y Gonzalo Oliver, directores generales del grupo Enhol.

Con este ejemplo en la retina, el grupo pretende llevar a cabo nuevos proyectos; no solo fotovoltaicos, sino también eólicos, fotovoltaicos híbridos con baterías, *stand-alone* e incluso de redes. De hecho, las mismas fuentes indican que la operación en Perú les ha abierto muchas puertas para invertir en otros países.

El grupo está presente en Guatemala, además de España y Perú

Si bien su proyecto CSF Illa, en Perú, es el de mayor envergadura, la compañía opera los parques eólicos Cabanillas II y Ablitas, de 50 y 40 MW respectivamente, en Navarra. También desarrolla para el Grupo Vall Companys la planta fotovoltaica de Numancia Solar I, de 26,2 MW de potencia, en Soria. En junio inauguró sus dos últimas plantas fotovoltaicas, Ebro I (de 52,89 MW) y La Nava (52,95 MW), en Navarra, que requirieron una inversión conjunta de 64 millones de euros, financiados parcialmente mediante un acuerdo con Rabobank.



El gran apagón inunda de incertidumbre el sector energético español

- Red Eléctrica ha tenido que cambiar su operativa y no se sabe cuándo volverá a la normalidad
- Ocho meses después todavía no se ha resuelto la asunción de responsabilidades sobre lo ocurrido

RAÚL MASA
MADRID



El pasado 28 de abril, a las 12.33 horas de la mañana, España se quedó a oscuras. La situación también afectó al sur de Francia y Portugal. Se trató de un cero energético absoluto. Nadie en la península ibérica tenía acceso al suministro eléctrico. Por fortuna, en poco más de 12 horas se pudo reponer todo el sistema, la única alegría en una jornada negra. Pero ese día ha marcado un antes y un después dentro del sector energético y, hasta el momento, nada ha vuelto a ser lo mismo. Quedan muchas dudas por resolver, que se irán despejando en 2026.

A falta de conocer por qué se produjo el apagón, al margen de asumir que la operación de Red Eléctrica pudo fallar, o que la penetración de renovables era demasiado alta para la capacidad que tiene ahora mismo el sistema; la única certeza a día de hoy es que se han tenido que modificar ciertos procedimientos y reorientar algunas políticas energéticas que ya se daban por descontadas.

Pocas horas después del evento, la compañía que preside Beatriz Corredor cambió la manera de operar el sistema. Red Eléctrica pasó de inmediato a lo que se ha denominado como 'modo reforzado'. Esto supone dos cosas: el reconocimiento de que quizá no se habían estado haciendo las cosas de forma correcta en abril, puesto que el sistema se empezó a sostener con ciclos combinados de gas para dar robustez; y la asunción de que las tecnologías renovables van a necesitar de respaldo durante un periodo de tiempo más largo del esperado.

Ese fue el primer gran cambio. Red Eléctrica elevó el coste de la factura con los servicios de ajuste del sistema eléctrico mediante la penetración de ciclos combinados para otorgar mayor estabilidad. Esta situación tuvo su

cénit el pasado septiembre cuando el propio operador del sistema solicitó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) modificar algunas operativas del sistema porque la red seguía presentando alteraciones inusuales de tensión. La situación sigue sin resolverse pese a que el regulador ha instado a todos los agentes a trabajar juntos, algo que no se he llevado a cabo.

Nucleares, gas y renovables

No ha sido el único zarandeo que se ha llevado el entramado energético español. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) del Gobierno, en sus predicciones de generación de electricidad y de reducción de emisiones contaminantes, daba por descontado el cierre progresivo del parque nuclear a partir de 2027, así como la reducción en el uso de ciclos combinados. Ambas cuestiones se han puesto ahora en revisión.

Por lo que respecta a la energía nuclear, la decisión de cumplir el calendario de cierre se ha visto alterada. Las empresas propietarias han solicitado prolongar su vida útil tres años más, hasta 2030. El cambio de paradigma ha llegado porque el Gobierno no tenía por qué tramitar esta petición. Sin embargo, desde el Ministerio para la Transición Ecológica han decidido elevar la situación al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y, ahora, si este organismo da su visto

La percepción sobre la energía nuclear y el gas ha cambiado este año, y eso deberá verse reflejado en las próximas políticas

Los afectados del sector energético asumen que tendrán que pasar por tribunales para resarcir las pérdidas del apagón

Impacto en la factura de los ciudadanos

Una de las principales consecuencias directas que ha tenido el apagón es la subida de la factura de la luz. Con la entrada en escena del 'modo reforzado', el operador del sistema ha usado mucho las centrales de ciclo combinado para los servicios de ajuste. Esto se hace al margen del mercado mayorista, y el objetivo es ofrecer estabilidad al sistema. Pero tiene un impacto directo en el recibo final. Los que tienen tarifa regulada sufren mayor impacto, pero quienes estén en el libre mercado lo notarán cuando vayan renegociando sus contratos. En definitiva, todos los usuarios sentirán las consecuencias del apagón en primera persona.

bueno, no habría motivo para cerrar Almaraz. En cuanto a los ciclos combinados, su utilidad se ha convertido ya en una necesidad para apuntalar el sistema. Con esta tecnología no había dudas sobre su potencia instalada de cara a 2030, pero ahora se debe conseguir que su viabilidad económica sea la mejor posible puesto que deben estar siempre disponibles.

La otra tecnología que ha sufrido un cambio de percepción ha sido la renovable. El 'boom' verde desatado en los últimos años, y que venía plasmado en los planes estratégicos del Gobierno, se ha dado de bruces con la realidad. El sistema necesita mejorar su infraestructura para integrar la potencia prevista. Desde el sector asumen esto como una necesidad urgente: no puede seguir creciendo el volumen de energía fotovoltaica y eólica sin que haya herramientas para que su integración sea la adecuada.

Futuro del apagón

Y por si esta ecuación no fuera suficientemente compleja ha entrado otro debate, en parte interesado –pero con posos de realidad– sobre el estado de las redes eléctricas. Las empresas distribuidoras, con el objetivo de conseguir mayor retribución por sus inversiones, han deslizado el mensaje de la existencia de carencias en la red.



La deuda es si realmente la situación es tan dramática como se dibuja.

Este cambio de paradigma llega sin que todavía se haya resuelto la asunción de responsabilidades sobre el apagón. En el marco español, ha habido un informe del Gobierno, que reparte responsabilidades entre Red Eléctrica y las compañías eléctricas; y también hay un informe del operador del sistema que lógicamente se exculpa de todo. También hay varios documentos de las empresas distribuidoras que ponen el foco en el gestor de la red.

Ahora falta por conocer lo que diga la CNMC, aunque tampoco hay que esperar un señalamiento concreto. De hecho, aunque el regulador pueda llegar a dar algún nombre concreto, está por ver qué tipo de repercusión legal tendría. En este contexto, también falta por salir a la luz –lo hará en el primer trimestre del año– el informe de Entso-e, el organismo que agrupa a los operadores de redes europeas, y que también debería señalar responsables.

En todo caso, dentro del sector energético, y sobre todo entre los principales afectados –las industrias–, se asume que habrá que pasar por los tribunales para poder resarcir las pérdidas que les originó el apagón.



Empresas / Finanzas

Las eléctricas prevén operar con el recargo antiapagón en la factura de la luz casi todo 2026

Las dueñas de las centrales térmicas de ciclo combinado, claves para la estabilidad del sistema, esperan que su uso sea similar o algo inferior al de 2025, por lo que el consumidor seguirá sufriendo el sobrecoste

JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

Las grandes compañías eléctricas ya están planificando el año 2026. Y de sus decisiones ya se pueden sacar algunas conclusiones. Según aseguran fuentes empresariales conocedoras, las previsiones que manejan para el ejercicio que entra contemplan que el sobrecoste que pagan los consumidores en la factura de la luz para evitar un apagón como el del pasado 28 de abril se mantenga aún durante muchos meses. Incluso hay fuentes del sector que prevén que el denominado recargo antiapagón pueda prolongarse todo 2026.

Estas previsiones son corroboradas por fuentes al tanto de la operativa de los ciclos combinados de gas, las plantas que dan estabilidad al sistema. Estas centrales producen electricidad a partir de gas natural. Y los dueños de las mismas pronostican que su actividad, que se disparó desde la desconexión masiva de la pasada primavera en toda la península Ibérica, pueda ser en 2026 similar a la de este año.

Una fuente próxima a los operadores señala que su previsión es que el consumo de gas para los ciclos combinados sea igual o algo inferior. Otra de las fuentes consultadas, también conocedora de la situación, detalla que habrá una cierta disminución, compatible con que se mantengan los aumentos de costes que conlleva la operación reforzada. "Habrá una cierta disminución tanto de la producción como lógicamente del consumo de gas por efecto de la nueva capacidad renovable que entra en el sistema y por la moderación de REE en su utilización", subraya. Su previsión es que la producción eléctrica de ciclos combinados pase de 44,3 teravatios por hora (TWh) a 38,4 TWh. En cuanto a consumo de gas en



estas plantas, el pronóstico es que pase de 96,2 TWh a 80,0 TWh.

Estos guarismos son coherentes con las cifras que publica Enagás, gestor del sistema gasista. La previsión de demanda de gas para generación eléctrica para 2026 es de 82 TWh, algo mayor que la que se hizo para 2025 (antes del apagón) pero inferior a la demanda real (entre 95 y 100 TWh). Para ver la diferencia entre 2026 y 2024, el último año sin operación reforzada por el apagón, la subida del consumo de gas en centrales eléctricas será de casi un 10%, lo que revela que se prevé que la operación reforzada continuará aún por muchos meses y, por lo tanto, los consumidores todavía seguirán sufriendo el sobrecoste.

Centrales renovables

Desde el Ministerio para la Transición Ecológica evitan hacer previsiones y se remiten a Red Eléctrica, ya que es el operador del sistema quien aplica la opera-

ción reforzada desde el 29 de abril de 2025. Fuentes de REE se limitan a señalar que "la previsión del operador del sistema es reducir progresivamente la llamada operación reforzada en los próximos meses, a medida que entre en vigor el nuevo procedimiento de operación 7.4 y que se acredite su efectivo cumplimiento e impacto".

El procedimiento de operación 7.4 actualizado fue aprobado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el pasado junio. Su objetivo es habilitar a centrales renovables para que hagan control dinámico de tensión a un menor coste. Esto evitaría que entraran tantos ciclos combinados de gas para estabilizar el sistema y de esa manera ir rebajando el coste de las medidas en el recibo de los consumidores.

Sin embargo, varias fuentes empresariales aseguran a este diario que el proceso de homologación de plantas para que puedan

Postes eléctricos en Barcelona. EP

El consumo de gas en centrales eléctricas subirá casi un 10% entre 2024 y 2026

REE estima reducir progresivamente la llamada operación reforzada en los próximos meses

entrar en el procedimiento de operación 7.4 está yendo mucho más lento de lo que se preveía en un inicio. Esa es precisamente la razón que les está llevando a prever que las plantas de ciclo combinado de gas seguirán siendo casi tan necesarias como este año para dar estabilidad al sistema.

La cuestión no es baladí, ya que la operación reforzada que aplica Red Eléctrica está suponiendo un encarecimiento del recibo de todos los consumidores. El mayor uso de los ciclos combinados supone un mayor coste de los servicios de ajuste del sistema. En semanas posteriores al apagón, hubo comercializadoras que incrementaron el recibo a sus clientes alrededor del 7%, alegando precisamente las mayores cargas que soportan desde el 28 de abril. La CNMC prohibió actualizar tarifas, pero eso no aplica a las renovaciones de contratos, donde sí se están trasladando estos incrementos. Otra comercializadora independiente

confirmaba recientemente el extracoste del 7% que trasladan a sus consumidores en las renovaciones anuales de contratos.

Iberdrola y Endesa, las dos mayores comercializadoras de luz en España, aseguraban en su última presentación de resultados que esta operación reforzada les había supuesto un impacto en su negocio de comercialización de 360 millones de euros entre ambas, que suman alrededor de 20 millones de clientes. Las dos eléctricas aseguraron que para 2026, ya habrían traspasado el coste al 100% a sus usuarios.

Medidas extraordinarias

En el caso de los casi nueve millones de clientes de tarifa regulada (PVPC), esa operación reforzada se paga desde el mismo día 29 de abril. Red Eléctrica resta peso a este coste y señala que "de mayo a noviembre, ha supuesto un coste de 486 millones de euros". Según sus cálculos, "la operación reforzada ha tenido un coste en noviembre de 4 céntimos al día (usuario sujeto a PVPC con consumo medio mensual de 300 KWh)". No obstante, cuando más se nota este coste es en momentos de elevada generación y baja demanda, que es cuando más se desestabiliza el sistema. Esto coincide con los meses de abril y octubre, tal y como se ha podido constatar en esos periodos de este mismo 2025.

Todo esto lleva a concluir que más de un año después de que se produjera el apagón del 28 de abril, será necesario mantener medidas extraordinarias para la estabilidad del sistema que tienen un impacto en el recibo de la luz. Ocho meses después del histórico incidente, se siguen sin conocer los responsables del apagón, a los que se espera que se reclamen miles de millones de euros por los daños ocasionados ese día.



El Gobierno lanza 292 millones en nuevas ayudas a la repotenciación eólica

Expansión. Madrid

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través del IDAE, ha aprobado la segunda convocatoria de los programas Repotenciación Circular (*Repoten 2*) de ayudas a la renovación de parques eólicos antiguos e instalaciones hidroeléctricas de hasta 50 MW, dotada con 292 millones de euros de fondos NextGen EU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). De la cifra total, 252 millones irán al programa de

repotenciación de parques eólicos y los 40 millones restantes al programa para plantas hidroeléctricas, pudiendo trasvasarse excedentes entre ambos, en su caso.

Esta línea de ayudas busca dotar de mayor eficiencia energética y menor impacto ambiental al parque eólico y

252 millones irán al plan de parques eólicos y 40 millones para plantas hidroeléctricas

modernizar un número significativo de centrales hidroeléctricas, dando continuidad a la adecuación tecnológica en estos ámbitos impulsada por la primera edición, a la que se dieron 222,5 millones.

El plan incluye incentivar las inversiones para sustituir viejos aerogeneradores por otros de última generación, así como la renovación tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas. En ambos casos, se incluye el almacenamiento híbrido como subvencionable.

Se prevé que este nuevo plan permita repotenciar al menos 750 MW eólicos y modernizar 115 MW hidroeléctricos, además de sumar 130 MWh de capacidad de almacenamiento.

Además de elevar el presupuesto, esta convocatoria incorpora novedades significativas, ya que flexibiliza las condiciones para incentivar que las actuaciones subvencionables incluyan almacenamiento híbrido, tanto en los proyectos de repotenciación eólica como en los de



Dreamstime

Las ayudas buscan dotar de mayor eficiencia a los parques eólicos.

mejora tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas y, en estas últimas, eleva de 10 MW a 50 MW la potencia de las plantas susceptibles de recibir ayudas.

En la anterior edición, recibieron subvenciones seis iniciativas para levantar las primeras plantas industriales de reciclaje y tratamiento de pallas eólicas en España.

El Gobierno lanza una nueva convocatoria de ayudas a la repotenciación eólica e hidroeléctrica con 292 millones

- Se incentivarán las inversiones para sustituir viejos aerogeneradores por otros de última generación y para la renovación tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas de hasta 50 MW.



Repotenciación de los primeros parques eólicos a cargo de EnergyLoop en Albacete.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-lanza-una-nueva-convocatoria-de-ayudas-a-la-repotenciacion-...>

Redacción

Viernes, 26 diciembre 2025

Se incentivarán las inversiones para sustituir viejos aerogeneradores por otros de última generación y para la renovación tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas de hasta 50 MW

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través del IDAE, ha aprobado la segunda convocatoria de los programas **Repotenciación Circular (Repoten 2)** de ayudas a la renovación de parques eólicos antiguos e instalaciones hidroeléctricas de hasta 50 megavatios (MW), cuyas solicitudes pueden presentarse entre el 15 de enero y el 24 de febrero y que está dotada con 292 millones de euros de fondos NextGenEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

Según informó el Ministerio en un comunicado, esta línea de ayudas busca dotar de mayor eficiencia energética y menor impacto ambiental al parque eólico español y modernizar también un número significativo de centrales hidroeléctricas, dando continuidad a la adecuación tecnológica en estos ámbitos impulsada por la primera edición, a la que se destinaron 222,5 millones de euros.

Así, se incentivarán las inversiones para sustituir viejos aerogeneradores por otros de última generación y para la renovación tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas de hasta 50 MW. En ambos casos se incluye el almacenamiento híbrido como subvencionable.

Se prevé que este nuevo plan renove permita repotenciar al menos 750 megavatios (MW) eólicos y la modernización de unos 115 MW hidroeléctricos, además de sumar 130 megavatios hora (MWh) de capacidad de almacenamiento.

Además de más presupuesto, la presente convocatoria de ayudas incorpora novedades significativas, ya que flexibiliza las condiciones para incentivar que las actuaciones subvencionables incluyan almacenamiento hibridado, tanto en los proyectos de repotenciación eólica como en los de mejora tecnológica y ambiental de instalaciones hidroeléctricas y, en estas últimas, eleva de 10 a 50 MW la potencia de las plantas susceptibles de recibir ayudas.

Más de 250 millones a eólica

Del monto total dispuesto ahora se destinarán 252 millones de euros al programa de repotenciación de parques eólicos y los 40 millones de euros restantes al programa para plantas hidroeléctricas, pudiendo trasvasarse excedentes entre ambos, en su caso.

En la anterior edición recibieron subvenciones seis iniciativas para levantar las primeras plantas industriales de reciclaje y tratamiento de palas eólicas en España. Esta segunda convocatoria de Repotenciación ya no incluye ayudas a esta tipología de proyectos, porque el IDAE ya lanzó un nuevo programa específico de ayudas al impulso de la economía circular de bienes de equipo para energías renovables (Renocicla), dotada con 100 millones de euros, en curso y cuyo plazo de recepción de solicitudes finalizó a mediados de septiembre.

El IDAE gestionará la convocatoria en régimen de concurrencia competitiva. Los proyectos seleccionados deberán respetar el principio DNSH de "no causar un daño significativo" al medioambiente.

En la valoración de los expedientes se ponderarán criterios de reducción de ayuda solicitada, viabilidad administrativa, grado de innovación en el apoyo al sistema eléctrico, ubicación en zonas de Transición Justa y Reto Demográfico, así como criterios de resiliencia en apoyo de la cadena de valor nacional y europea.

Las iniciativas que resulten beneficiarias deberán estar ejecutadas antes del 30 de junio de 2030, con posibilidad de ampliación hasta el 31 de diciembre de 2030, según lo establecido en la reciente Orden ministerial del Ministerio que adapta las bases reguladoras de varios programas de incentivos del PRTR de acuerdo con los criterios del esquema de ayudas definido por la Comisión Europea.



El freno del Gobierno a la cogeneración pone en riesgo la carrera por los centros de datos

►Un informe internacional señala que España ignora este potencial, frente al colapso de las redes eléctricas

H. Montero. MADRID

La expansión de los centros de datos ha abierto una grieta cada vez más visible entre las necesidades reales del sistema energético y la política que lo gobierna. Un nuevo informe internacional vuelve a poner el foco en esa brecha y señala a la cogeneración como una solución inmediata y probada para sostener el crecimiento de la infraestructura digital. Sin embargo, en España esa vía permanece bloqueada por la inacción del Gobierno, que mantiene paralizado el marco regulatorio del sector y frena un impulso clave para atraer

inversiones ligadas a la inteligencia artificial.

El estudio, elaborado por la Cogeneration World Coalition (CWC), alerta de que el despliegue acelerado de centros de datos está llevando a las redes eléctricas a un «punto crítico» en numerosos países avanzados. El documento subraya que la demanda energética asociada a la IA crece a un ritmo muy superior al de las infraestructuras de red y advierte de que, sin soluciones de generación firme y eficiente, «los cuellos de botella se multiplicarán». Frente a ese diagnóstico, la cogeneración aparece como una tecnología madura capaz de aportar estabilidad, flexibilidad y seguridad de suministro. En España, sin embargo, el Ejecuto-



Los centros de datos suponen inversiones multimillonarias que necesitan seguridad jurídica



tivo sigue retrasando las decisiones necesarias para que ese potencial se materialice.

«La computación impulsada por IA está estresando los sistemas eléctricos mucho más rápido de lo previsto», señala el informe, que insiste en que la cogeneración debería considerarse una herramienta estratégica para el ecosistema digital. No se trata de una tecnología experimental ni marginal, sino de una solución ampliamente implantada en entornos industriales avanzados. Aun así, el Gobierno español mantiene una regulación obsoleta, con subastas pendientes que mantienen 1.300 millones de euros de inversión paralizados y un marco inversor caducado que ha provocado el

desplome de la producción de cogeneración y ha dejado al sector en una situación de inseguridad jurídica permanente.

El informe parte de un dato revelador: la capacidad global de los centros de datos ha pasado de unos 30 GW en 2017 a más de 110 GW en la actualidad. Aunque la eficiencia de los procesadores mejora, el crecimiento exponencial de la IA (entrenamientos masivos, inferencias continuas y enormes cargas térmicas) hace que el consumo total siga disparándose. En muchos países europeos, esta presión ya se traduce en retrasos en conexiones, límites administrativos y proyectos paralizados. La generación local mediante cogeneración permitiría aliviar esas

turas tardarán años en llegar. En España, con un elevado porcentaje de nodos saturados y retrasos estructurales en la red, esta capacidad sería especialmente valiosa. Sin embargo, el Gobierno mantiene un enfoque ideológico que prioriza otras tecnologías y deja fuera soluciones híbridas y complementarias.

España reúne condiciones objetivas para convertirse en un polo de centros de datos: recursos energéticos, posición geográfica estratégica y experiencia industrial. Pero la falta de visión regulatoria y el bloqueo a la cogeneración han restado atractivo al país frente a competidores como Irlanda, Alemania o los Países Bajos. Allí, las soluciones de generación local se integran en los proyectos digitales desde su diseño; aquí, se descartan por ausencia de un marco legislativo claro.

Desde la patronal que representa al sector (Acogen) se insiste en que el informe internacional confirma lo que llevan años advirtiendo: que la cogeneración no es una tecnología del pasado, sino un elemento clave para el futuro digital. Su director general, José Javier Rodríguez Morales, subraya que la parálisis normativa ha reducido la producción de cogeneración cerca de un 50% en los últimos años y ha dejado sin respuesta un vacío de potencia firme que la intermitencia de las renovables no puede cubrir por sí misma.

«La inteligencia artificial avanza a ritmos de proyecto tecnológico, mientras que las redes lo hacen a ritmos de obra civil pesada», advierte Rodríguez Morales. En ese desfase, añade, la cogeneración podría actuar como puente inmediato. Pero para ello hace falta voluntad política. El informe de CWC es claro: sin un marco estable que permita invertir, operar y utilizar gases renovables, la oportunidad se perderá.

El mensaje final del documento es inequívoco. La eficiencia energética ya no es un complemento, sino una condición para el desarrollo digital. España dispone de la tecnología y del conocimiento, pero el bloqueo regulatorio del Gobierno amenaza con dejar al país fuera de la carrera por los centros de datos y la nueva economía digital.

Por tanto, el hidrógeno, las baterías y los centros de datos esperan el impulso eléctrico definitivo anunciado por Sánchez para desarrollar un horizonte de inversión estable y seguro.

El Gobierno mantiene un enfoque ideológico que prioriza otras tecnologías

La eficiencia energética ya no es un complemento, sino una condición de desarrollo digital

tensiones, pero en España esa opción sigue sin respaldo político.

Uno de los aspectos más destacados del estudio es el aprovechamiento del calor residual. Los centros de datos intensivos en IA generan grandes cantidades de calor que, en los esquemas actuales, se disipan a costa de un elevado consumo eléctrico. La cogeneración permite convertir ese calor en un activo energético, ya sea para producir frío por absorción o para alimentar redes térmicas urbanas e industriales. El resultado es una mejora sustancial de la eficiencia global y una reducción simultánea de costes y emisiones. Pese a ello, la política energética nacional continúa ignorando esta ventaja competitiva.

En el contexto europeo, donde la falta de capacidad eléctrica amenaza el desarrollo de nuevos proyectos digitales, la cogeneración se perfila como una palanca para desbloquear inversiones. El informe destaca su capacidad para operar de forma autónoma, iniciar servicio sin depender plenamente de la red y aportar potencia firme allí donde las infraestruc-



SPAIN DC



Golpe de mil millones a Repsol, Endesa, Moeve, Iberdrola y Naturgy

PARA FINANCIAR EL FONDO DE LAS RENOVABLES/ Las cinco grandes energéticas cubren el grueso de los 1.800 millones que el Gobierno extraerá de las empresas este año para pagar subvenciones a las renovables.

Miguel Á. Patiño, Madrid

Las comercializadoras de gas y electricidad y los operadores de productos petrolíferos y de gases licuados de petróleo (como el propano y el butano) deberán aportar 1.871 millones de euros al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (el denominado FNEE) en 2026. Esta cantidad representa casi un 83% más con respecto a los 1.023 millones de euros de 2025.

El FNEE se creó en España en 2014 para cumplir con los objetivos europeos de ahorro energético. A las empresas que por alguna razón tienen emisiones contaminantes se les asigna una cuota de reparto, a modo de derrama en función de sus ventas. Esas cuantías pueden ser aminoradas si demuestran la compra de certificados verdes.

En la práctica, cada año es un golpe fiscal a cientos de empresas, pero sobre todo a las cinco grandes: Repsol, Endesa, Moeve, Iberdrola y Naturgy. Repsol y Moeve por ser petroleras, y Endesa, Iberdrola y Naturgy por operar centrales de gas.

Como una derrama

En la derrama para este año, prácticamente se ha repetido el guión, pero con partidas mayores. Repsol, con más de 440 millones de euros, será la mayor contribuyente, seguida de Endesa, con unos 223 millones de euros; Moeve,



Josu Jon Imaz es consejero delegado de Repsol.

Repsol
440 millones

Aunque Repsol es la cuarta eléctrica en España, se trata del primer operador de productos petrolíferos. Es lo que más le pesa a la hora de fijar lo que debe aportar al fondo FNEE: 440 millones de euros en 2026.

con unos 220 millones de euros; Iberdrola, con más de 163 millones de euros; y Naturgy, con más de 161 millones de

El tasazo para pagar el fondo verde del FNEE se dispara en 2026 un 83%, hasta 1.871 millones



José Bogas es consejero delegado de Endesa.

Endesa
223 millones

Endesa es una de las dos mayores eléctricas en España, pero entre sus instalaciones de generación de luz tiene centrales que funcionan con gas (ciclos combinados). Deberá aportar 223 millones al FNEE.

euros. En total, las cinco grandes suman unos mil millones.

Galp, Disa y BP también

Entre los contribuyentes al FNEE, también figuran Galp, con unos 96 millones de euros; Disa, con más de 41 millones de euros; y BP, con más de 100 millones de euros.



Maarten Wetselaar es consejero delegado de Moeve.

Moeve
220 millones

Moeve (la antigua Cepsa) es la segunda mayor empresa en España que opera productos petrolíferos. Deberá aportar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética 220 millones de euros en el ejercicio 2026.

La otra cara de la moneda es que esos mismos grupos se pueden beneficiar del fondo si tienen renovables adscritas

Las empresas de productos petrolíferos son las más perjudicadas: deben pagar el 46%



Ignacio Galán es el presidente de Iberdrola.

Iberdrola
163 millones

Iberdrola es la mayor eléctrica en España, pero al igual que Endesa, la otra gran eléctrica, opera centrales de ciclo combinado (de gas), para producir luz. Deberá aportar 163 millones al FNEE, en dinero o en CAE.

al régimen de subvenciones. En todo caso, los grandes pagadores son las empresas con productos petrolíferos. Deberán aportar casi la mitad (46%), con 864 millones; mientras que otros 578 millones –el 30,9%– serán para las eléctricas; y 383,7 millones –el 20,5%– para las gasistas.

Para el año 2026, se esta-

'CAE' O DINERO

La aportación al fondo por las energéticas puede ser en efectivo o hasta un 92% comprando certificados de ahorro energético ('CAE').

blece un objetivo de ahorro de energía final del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética de 810 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), lo que supone en torno a 9.420,28 gigavatios hora (GWh).

Audiencia: 16 de enero

Así consta en la propuesta de orden lanzada a audiencia pública hasta el próximo 16 de enero. Además de subvenciones (primas) a las renovables, el FNEE permite la puesta en marcha de otros mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información, u otras medidas que "permitan aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores y ayudar a conseguir el objetivo de ahorro establecido", dice el Gobierno.

Los 'bitcoins' de la energía

Desde 2024, en lugar de realizar una aportación económica, las compañías pueden también cumplir su obligación comprando y liquidando Certificados de Ahorro Energético (CAE). Para 2026, la cuota de aportaciones se eleva al 92%, frente al 85% de 2025.

De esta manera, las energéticas podrán compensar un máximo de 1.721 millones de euros con aportaciones de certificados de ahorro energético, popularmente considerados como los *bitcoins* de la energía.



Imagen de la nueva línea piloto de fabricación del IREC

Hidrógeno: tocado, pero no hundido

A pesar de la cancelación de proyectos, se espera que este vector energético crezca con fuerza en los próximos años

Lorena Farràs Pérez

A pesar de los titulares que hablan de la explosión de la burbuja del hidrógeno, la Agencia Internacional de la Energía concluye en su último informe sobre este vector energético que “los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones crecerán con fuerza pese a la ola de cancelaciones y los desafíos persistentes”. Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno (AEH₂), se muestra igual de optimista: “Hemos tenido 24 meses en los que los proyectos se han reordenado. Algunos de ellos no tenían sentido ni económicamente ni tecnológicamente. Gracias a ello, ahora tenemos una cola de proyectos que tienen mucho más sentido”.

Marc Torell Faro, investigador del Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC), hace un llamamiento a la calma y señala que la situación actual no tiene nada que ver con la de inicios de este siglo, “cuando sí hubo una burbuja y todo se hundió porque la tecnología aún no estaba preparada”. “Quisimos correr demasiado”, añade el investigador, quien a modo de anécdota recuerda que Barcelona ya contaba con un autobús de hidrógeno en el año 2000. “A diferencia de entonces, ahora sí está preparado tecnológicamente el hidrógeno”, asegura el experto. Torrell achaca la cancelación de proyectos a la finalización de las ayudas de las que se ha beneficiado este vector energético hasta ahora. “Esta

gran inyección de dinero ha llegado a su fin y la inversión se está normalizando. Además, hay que tener en cuenta que estamos ante una transformación compleja y que será lenta, pero el mercado va llegando poco a poco”, asegura.

Para el presidente de AEH₂, la mejor muestra del interés que sigue despertando el hidrógeno es el anuncio por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de una segunda contribución al sistema europeo de subastas como servicio del Banco Europeo del Hidrógeno, destinado a impulsar proyectos nacionales de producción de hidrógeno verde o renovable. La nueva aportación, de 415 millones de euros, se suma a los 3.077 millones aportados por el

Gobierno central en la primera subasta.

“Hay apoyo institucional y las empresas apuestan por el hidrógeno, pero falta que se cree un mercado y el mercado viene de la mano de la regulación”, advierte Brey. En esta misma línea, Torrell afirma que “la clave está en tasar la quema de metano fósil (o gas natural) para que el hidrógeno pueda ser competitivo en precios frente al gas”. El investigador del IREC explica que “ya hay capacidad tecnológica para generar hidrógeno con un precio de venta de 3 €/kg” y recuerda que “los primeros proyectos estaban en torno a los 10-11 €/kg”. Según el experto, con 1 kilo de hidrógeno se podrían recorrer 100 kilómetros en coche.

El hidrógeno es un viejo conocido, especialmente para el sector industrial, pero el que se consume hoy en día se genera a partir de combustibles fósiles. La apuesta es por el que se conoce como hidrógeno verde, que es generado a partir de electricidad de origen renovable. En este sentido, Torrell explica que “el gran coste es el precio del kW”. El hidrógeno no se considera una energía, sino un vector energético. Su principal ventaja es que no conlleva la emisión de gases de efecto invernadero ni de contaminantes atmosféricos, pero también cabe destacar la independencia energética que proporciona al permitir a los países dejar de depender de las potencias gasistas y petroleras.

La Agencia Internacional de la Energía estima que la producción de hidrógeno de bajas emisiones podría multiplicarse por cinco hacia el 2030, hasta 4,2 millones de toneladas (Mt), y alcanzar 6 Mt si se aplican políticas que estimulen la demanda.

DATO

La producción de hidrógeno de bajas emisiones podría multiplicarse por cinco hacia el año

2030

●●
===== **Pioneros en el mundo**

El IREC ha puesto en marcha una nueva línea piloto de fabricación de dispositivos cerámicos mediante impresión 3D para la generación y uso de hidrógeno verde o renovable. Se trata de un proceso de fabricación disruptivo, que no tiene precedentes en el mundo, por lo cual numerosos medios de comunicación internacionales se han hecho eco de este logro que posiciona al IREC y a Catalunya como pioneros en el mundo.



14 | **Tip@s de interés**

“

**Mi trabajo es
presidente
ejecutivo
de Naturgy,
quiero hacer un
plan para más
allá de 2027”**

FRANCISCO REYNÉS

Su ‘autoopa’ ha devuelto liquidez a la cotización y armonía a los accionistas en un curso en que Naturgy ha sido capital para estabilizar el sistema tras el apagón

Por **Francisco Pascual**
Fotografías de **Carlos García Pozo**





16

Tip@s de interés

Francisco Reynés, presidente de Naturgy

A

los miembros de su equipo Francisco Reynés (Palma, 1963) les suele decir que apliquen una particular regla de tres, que se sustancia en que todo se debe poder explicar en tres frases. En esta entrevista verán que esa forma de estructurar el razonamiento se expresa en la mayoría de las respuestas.

Sus consejeros le definen como una persona de cor-

tenacentista por su formación como ingeniero, su destreza para las finanzas y su afición a la filosofía y a las matemáticas profundas. Pero, además de ello, se trata de un hombre de acción en el ámbito de la empresa. Presidente ejecutivo y CEO de Naturgy, *Actualidad Económica* le ha reconocido como empresario del año 2025 tras culminar una audaz autoopa que ha devuelto la liquidez a la cotización de la compañía y mantiene la acción, los resultados y las perspectivas en métricas de récord.

Pregunta. ¿Sabe ya por qué se produjo el apagón?

Respuesta. Darle una causa raíz a una cosa tan importante sería una simplificación. Nosotros tenemos el conocimiento de la red que nos da nuestra zona de influencia, que es el 20%. El único que tiene la visión global es el operador del sistema.

P. ¿Y no se le ha trasladado?

R. No.

P. ¿Ha transformado ese apagón la gestión de la energía?

R. Sí, nos estábamos centrando más en un lado del triángulo que conforma el trilema energético. La seguridad de suministro ha pasado a ser otra vez parte relevante de la ecuación. Intentar equilibrar en todo momento seguridad con descarbonización y con precios asequibles no es fácil y no hay una solución mágica. No es que la seguridad de suministro se hubiese dejado de lado, pero sí se había supeditado a las otras dos variables. Ha cambiado la forma de operar la red.

P. ¿Le beneficia a Naturgy que haya más generación de gas para prevenir nuevos apagones?

R. El mix energético no lo determina Naturgy, sino la política energética del Gobierno. El operador [Redeia] gestiona el sistema de forma coherente con las necesidades de cada día y con una política energética. Los tres actores fundamentales del sistema eléctrico tenemos una fisonomía diferente. Uno [Iberdrola] empezó muy pronto con el mix renovable. Otro [Endesa] tiene un mix donde hay un peso importante de la energía nuclear. Y nosotros empezamos más tarde el desarrollo de la energía renovable y en cambio tenemos un parque de más ciclos combinados de gas. El equilibrio de las fuentes de generación no es igual y en estos momentos la necesidad de las turbinas de gas es más evidente. Puede parecer que alguien podría deducir de que estamos siendo beneficiados. Rotundamente no. Nosotros tomamos la decisión de mantener en primera línea de revista todas nuestras instalaciones para poder estar disponibles cuando fuera

necesario. A veces las hemos tenido que usar y otras veces las hemos utilizado muy poco. Ahora las estamos utilizando más. Las turbinas ocupan una parte de la generación base que era atribuida antes al carbón, más la reacción puntual necesaria para llenar huecos.

P. En las recientes elecciones de Extremadura, las fuerzas políticas que se oponen al cierre de la central nuclear de Almaraz han logrado el 60% de los votos. ¿Qué lectura le da?

R. La concienciación en torno a Almaraz es muy local y tiene que ver con que la planta, de la cual nosotros participamos como accionistas, genera una economía muy relevante para esa zona. La energía nuclear tiene que ver con un horizonte de más largo plazo. Se concreta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que es de verano de 2024. En el último plan se seguía apostando por mantener el calendario de cierre pactado en 2019 y han pasado suficientes cosas como para que lo revisemos. Primero, el nivel de inversión en energías renovables no se está manteniendo. Puede haber un cuestionamiento de que se llegue a la potencia instalada que se había previsto. Dos, el nivel de sistemas de almacenamiento, baterías y bombeo puede tener un desfase desde el punto de vista de los permisos y de la disponibilidad de la tecnología. Tres, la nuclear puede tener que jugar un rol—y digo, puede, no tiene— para estabilizar.

P. ¿Usted qué propone?

R. Los que no saben creen que la posición de Naturgy siempre ha sido de mantener el compromiso del calendario porque cerrar la nuclear beneficia-

ba a las turbinas de gas. Pero la turbina de gas es un *backup* al sistema y la energía nuclear es una energía de base. Son complementarias. Mi propuesta es llevar Almaraz hasta 2030 y

P. El consumo de electricidad ha aumentado 1,6 veces en el mundo desde 2000, pero en Europa ha caído un 20%. ¿Qué nos está diciendo esto?

R. La energía mayoritariamente se consume en el ámbito industrial. Una sociedad donde baja tanto el consumo eléctri-

co puede tener un problema de competitividad de su industria. Yo creo que una sociedad de servicios sin una sociedad industrializada potente lleva a muchísimos problemas. Una economía industrial requiere de una mano de obra más cualificada, eleva el nivel de formación y el nivel de salario. Es menos deslocalizable y más estable, porque no es lo mismo cerrar un despacho que cerrar una fábrica. Además, genera mucha más competitividad, lo cual significa una visibilidad de más largo plazo. Es una economía más resiliente. El consumo eléctrico nos dice que nuestra economía es cada vez menos industrial y es una preocupación.

P. ¿Una economía menos resiliente desemboca en una sociedad menos resiliente?

R. La economía de servicios es mucho más estacional y la resiliencia y la estacionalidad no cuadran muy bien. Hoy en día las temporadas turísticas se alargan más, pero no son de 12 meses. En cambio, la fabricación se planifica con muchísima más estabilidad a largo plazo.

P. El consumo de gas también sube en el mundo y está cayendo en Europa.

R. El consumo de gas sube en el mundo porque baja el consumo de carbón. Está sustituyendo a otros combustibles menos *friendly*, más contaminantes. Las fuentes de energía siguen siendo las mismas, otra cosa es qué porcentaje de cada una estamos utilizando. Pero vuelvo a lo mismo: muchos procesos industriales son hoy por hoy inelectrificables. Requieren una aportación de una fuente de calor importante para conseguir temperaturas donde se hacen los productos, como puede ser la *clinkerización* en el cemento, o una colada en una siderurgia.

P. El plan estratégico que han presentado amplía la inversión en España.

R. Nuestro plan estratégico tiene tres bases. Es un plan estratégico industrial que parte de la base de que el consumo energético en España va a estar donde está y nosotros tenemos la posibilidad de competir, incluso de ganar cuota de mercado. La segunda parte tiene que ver con las inversiones. Vamos a darle una categoría de, por un lado, visión y por otro lado, rentabilidad. Nuestra visión es seguir descarbonizando nuestras fuentes de energía, pero hacerlo de una forma que no vaya en contra de los intereses de los accionistas. Vamos a seguir apostando por las energías renovables, pero no contra la lógica económica, como ya está reconociendo Europa. Y

“

Hay que ampliar la vida de la central de Almaraz hasta 2030 y pensar qué pasa a partir de entonces”







18 Tip@s de interés

Francisco Reynés, presidente de Naturgy

➔ el tercero es que una compañía española no tiene por qué renunciar a España como país objetivo. Somos una compañía que lleva 180 años en España.

P. España tiene el reto de adaptarse a las infraestructuras a la inteligencia artificial y eso significa redes e inversiones.

R. Nosotros y nuestros competidores hemos rechazado muchas peticiones de inversión por falta de capacidad de evacuación, de conexión a la red o de infraestructura eléctrica. Eso no se resuelve de la noche a la mañana. Se necesita tiempo para los permisos, la fabricación de equipos y la instalación. Pero el *boom* de la inteligencia artificial y la necesidad del servicio asociado a estos centros de datos es casi inmediata. Es preocupante no tener capacidad de conexión.

P. ¿España tiene una buena situación?

R. Esta infraestructura, además de energía, necesita una latencia baja para poder responder rápido a la necesidad del usuario. Eso delimita mucho los corredores en donde se puede instalar. Competimos con otros sitios. Pensar que el que viene a España solo se está planteando venir aquí es un error, porque también podría instalar su centro en otro lugar.

P. ¿Hay suficiente red?

R. No podemos medirla en kilómetros y pensar que es suficiente. No está en el sitio donde tiene que estar, porque parte de la red de distribución y de transporte se invirtió en el momento en que las fuentes de generación estaban en una parte de España y ahora las fuentes de generación están en otro sitio. En kilómetros podrían ser los mismos, pero en ubicaciones son diferentes. Ahora se ha diseminado la generación fotovoltaica y la generación eólica, y esto requiere unas infraestructuras en un lugar. Antes, con el carbón, las infraestructuras estaban en otro lado. Si después viene el cierre nuclear, habrá que cambiar sus redes de evacuación.

P. ¿Cómo se podría resolver esto?

R. Uno, teniendo una visión a más largo plazo de dónde van a estar las fuentes de generación. Y dos, permitiendo que las empresas inviertan de una forma más libre que hoy. La inversión en redes tiene un límite: el 0,13% del PIB en el ámbito de la distribución y el 0,065% en el ámbito del transporte. Si en vez de limitarlo, lo dejas libre, pues acelerarás la capacidad de acceder a una infraestructura más preparada. Pero no se trata solo de permitir que se invierta. Los inversores no invierten si la rentabilidad supera su coste de capital. La segunda restricción tiene que ver con que esto se haga con la rapidez que se necesita. Para esto se requieren equipos, pero sobre todo permisos. Uno de los grandes cuellos de botella que hoy tiene el sector son los permisos.

P. ¿Cómo valora la operación de auto-ropa que puso en marcha?

R. Estoy contento porque ha permitido que estemos de nuevo en los índices MSCI. Naturgy goza de muchas ventajas y fortalezas, pero durante los últimos años había tenido una debilidad: siendo una empresa cotizada, tenía muy poca liquidez. Hemos sido capaces de volver a los índices en un tiempo récord. Si la auto-ropa se liquidó en el mes de julio, hemos vuelto en el mes de octubre, tres meses en vez de tres años. Una compañía cotizada no lo es verdaderamente si no tiene liquidez para permitir que los accionistas que quieran entrar o salir pue-

dan hacerlo con un descuento bajo o con una prima baja.

P. Ha pasado de tener mucha rigidez y tensión en el consejo a que se haya quitado ese corsé.

R. Había más tensión en el papel periodístico que en la realidad de la compañía. El plan estratégico fue aprobado por unanimidad y con el voto a favor de todos los representantes de los cinco grupos de interés en el accionariado: Critería, GIP-Blackrock, CVC-Alba, IFM y los minoritarios, porque votaron a favor los consejeros independientes que son representantes del *free float*. En la última semana hemos vivido tres efectos: una salida parcial de GIP-BlackRock, que no es inesperada porque iba para 10 años. Una confirmación de Critería en el proyecto de la compañía. Tenía un 26,7%, bajó a un 24 y ahora ha vuelto a un 26. Y el tercer movimiento ha sido un nuevo pacto de accionistas entre CVC y Alba, por el cual hacen más fácil una separación en caso de venta a mercado y más sólida una coordinación en caso de venta del bloque completo. ¿Cómo lo hemos entendido dentro de la compañía? En positivo, es decir, en esta compañía cada día se compran y se venden acciones, aunque no en bloques tan grandes. Si esto ocurre para darle más liquidez a la acción y más visibilidad, pues estamos más tranquilos.

P. ¿Cambiará el consejo?

R. En función de cómo se ha reestructurado el equilibrio de derechos políticos, tenemos que encajar las piezas.

P. ¿Cómo encaja su pieza de ser presidente y CEO de Naturgy y vicepresidente de Critería?

R. Mi trabajo es ser presidente ejecutivo de Naturgy. A esto le dedico el 90% de mi tiempo y de ahí obtengo mi único salario.

O sea que no hay ninguna duda. Ser vicepresidente de Critería es ser consejero de Critería con el rango de vicepresidente. Lo más agradable de todo esto es que al final no solamente participas en Critería, sino que participas en algo muy

superior, que es la Fundación Bancaria La Caixa, algo muy importante y de altísimo contenido de obra social.

P. ¿Su futuro está en Naturgy?

R. Tengo un plan estratégico comprome-



Los centros de la IA se necesitan de forma casi inmediata, si aquí no hay conexión se irán a otro lugar"



NATURGY, EN CIFRAS

Beneficio. La gasista ganó 1.668 millones en los primeros nueve meses del año (un 5,6% más). Ahora aspira a superar 2.000 millones de beneficio en 2025.

Estratégica. Sus 17 ciclos se han convertido en una pieza clave del sistema eléctrico desde el apagón, produciendo un 70,4% más hasta septiembre respecto a 2024.

Inversión. La firma ha invertido casi 1.390 millones hasta septiembre, un 3,8% menos que el año previo que se explica por un "enfoque selectivo" en renovables.

Plantilla. A nivel mundial, la energética emplea a más de 7.000 personas. Dentro del ámbito directivo, cuenta con más de un 40% de mujeres.

Bolsa. Incrementar la liquidez bursátil ha sido una prioridad para Naturgy, cuya capitalización supera actualmente los 24.300 millones de euros.

**19**

nado políticas industriales como la de Alemania. Wolfgang Munchau lo explica muy bien en un libro que se llama *Kaputt*: tanto los cancilleres Gerhard Schroeder primero, Angela Merkel después y ahora Merz no han sido capaces de salir de un modelo industrial que necesitaba costes energéticos bajos. Ahora se ven abocados a tener un gas americano que siempre estará por encima del precio del coste del gas en América, porque añade el coste de licuefacción, de transporte y de regasificación. Esto deja dependiendo su competitividad de la americana. Hemos sufrido un problema de concentración de riesgos. Un gestor de patrimonios te dice que no inviertas a una sola carta y aquí hemos invertido demasiado a una sola carta sin olvidar que los recursos naturales existen donde existen. Por otro lado, tenemos que mirar si existen soluciones tecnológicas para sustituir, si no todo, una parte. España tiene la solución del biometano, que no ha explotado lo suficiente.

P. ¿Por qué?

R. Alemania es el líder en producción. En España vamos lentos. Aspirábamos al estadio último, que es el hidrógeno verde, que tiene una longitud y una visibilidad de más largo plazo, sin un paso intermedio que se llama biometano. El hidrógeno puede ser perfecto en emisiones, no en costes.

P. ¿Cómo gestiona su relación con Argelia mientras hay vaivenes diplomáticos entre Estados?

R. Somos el ejemplo vivo de que, al margen de las tensiones diplomáticas, las relaciones comerciales se pueden mantener de una forma estable gracias a tener un acuerdo de muy largo plazo. Incluso en los momentos de más tensión entre España y Argelia, hemos mantenido esa relación de una forma impecable. Yo espero que a largo plazo continúe siendo lo mismo. Creo que hemos podido contribuir a normalizar relaciones de Argelia y España en momentos más tensos gracias a una buena relación comercial.

P. Usted tiene cinco hijos de diversas edades y ve la manera de comprender la realidad de las generaciones sucesivas, ¿qué le inquieta?

R. Ningún padre puede decir que no le inquieta el futuro de sus hijos y da igual que tengan 30 años o 10 años, como es el extremo de mi rango. Lo que más me preocupa es que, debido a la facilidad tecnológica por la inmediatez, se pierda, no sólo en la formación, sino en la conciencia, el entendimiento de la búsqueda de la verdad. En mi época, para entender y resolver teníamos que profundizar en

tido con Naturgy hasta 2027 y me gustaría hacer un plan más allá del 27. Lo hicimos hasta el 27 porque veíamos suficientes interrogantes como para hacer un plan de más largo plazo. Se han aclarado para mal, porque ahora vemos un mercado más volátil y en el que las regulaciones aún están encima de la mesa. Naturgy combina muy bien dos cosas para mi motivación. Es una compañía en el mundo industrial. Yo soy ingeniero y me siento cómodo. Y por otro lado, tiene un compo-

nente de gestión no solamente financiera, sino de gestión estratégica.

P. El mercado del gas se ha transformado por la guerra de Ucrania, ¿cómo ve el futuro del sector?

R. Es una lástima por el desastre humano. La vida es insustituible, el gas puede ser sustituible. Dicho esto, las reservas mundiales de gas y de petróleo están donde están. Desgraciadamente, han ido a caer en sitios de compleja gestión política. En algún momento la geopolítica ha dictami-

lectura y en procesos de deducción. Con la IA, pasamos de tener que resolver problemas a tener el problema resuelto y que la clave esté en la formulación del problema, porque la máquina responderá a nuestra pregunta. Tiene más gracia responder que preguntar, teniendo en cuenta que las preguntas siguen siendo la misma desde la época del ágora y los presocráticos. Todo el proceso de deducción, que es como el de la vida misma, de vivencia y de reflexión, puede acabar echándose a perder por esa obsesión con la inmediatez. No me preocupa desde un punto de vista laboral, sino del desarrollo como persona, de que no nos quedemos en la superficie de lo que es la vida. ■

¿Cuándo pensaremos en verde?

- Repasamos lo que nos ha dejado este 2025 en materia de bioenergía



¿Cuándo pensaremos en verde?

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

¿Cuándo pensaremos en verde?

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/aycu-ndo-pensaremos-en-verde--20251217>

Celia García-Ceca

Sábado, 27 diciembre 2025

8 de enero

30 plantas de biometano en 5 años

La compañía gasística Naturgy ha anunciado que ha firmado una “alianza estratégica” con Hispania Silva, compañía especializada en la valorización de residuos agroganaderos, “para la **construcción de un mínimo de 20 plantas de producción de biometano, que podrían llegar hasta 30**”. Las instalaciones, que está previsto estén operativas antes de 2030 y estarán repartidas “por toda la geografía española”, tendrán capacidad para generar hasta 2,5 teravatios hora anuales, el equivalente al consumo de 500.000 hogares.

10 de febrero

Naturgy aumenta en un 30% la capacidad de su red para suministrar gas verde

Nedgia ha elevado en más de un **30% durante el último año la capacidad de inyección de gas verde en su red**. En total son ocho plantas de biometano ya conectadas y en operación a las que se sumarán próximamente otras 53 que ya han contratado capacidad de inyección, sumando en su conjunto 3.365 GWh. En lo que respecta a la producción de este gas renovable, Naturgy gestiona una amplia cartera de proyectos en distintas fases de desarrollo y cuenta ya con tres plantas de producción propias en operación.

11 de febrero

Bruselas autoriza la alianza Repsol-Bunge en el sector del biodiesel

La Comisión Europea ha informado de su visto bueno al acuerdo de Repsol con la suiza Bunge para el control conjunto de la filial de esta en España, Bunge Ibérica (BISA), y que incluye la **compra de tres plantas de producción de aceites y biocombustibles** en Bilbao, Barcelona y Cartagena. Bruselas - informa Europa Press- ha concluido que la operación no planteará problemas de competencia por el

impacto limitado en materia de competencia que tendrá en los mercados en los que las compañías implicadas están activas.

19 de febrero

Magnon trabaja en la producción de combustibles renovables desde Mérida

La filial de energías renovables del Grupo Ence ha anunciado que va a promover otro proyecto destinado a la captura y valorización de CO2 biogénico para **convertir su actual planta de generación de energía eléctrica con biomasa en un centro de referencia en la producción de combustibles renovables**. La planta de Magnon Green Energy favorecerá la producción de metanol renovable a base de CO2 biogénico que podrá ser utilizado directamente como combustible marítimo o para su transformación en combustible de aviación sostenible.

21 de febrero

Aebig y Ainia impulsan la producción de biogás y biometano en España

El convenio firmado entre la Asociación Española de Biogás (Aebig) y el centro español especializado en el desarrollo del biogás y biometano (Ainia) se centrará en la **valorización de residuos orgánicos mediante digestión anaerobia**, la optimización de procesos para mejorar la producción de biogás y biometano, así como el tratamiento y aprovechamiento del digerido. También se explorarán nuevas aplicaciones del biogás, como su conversión en productos químicos de alto valor añadido a través del proceso Gas2Chemicals.

27 de febrero

El despliegue del biometano es clave para cumplir con el Pacto por una Industria Limpia

El informe 'Estado actual del biogás y el biometano en Europa' de Horizonte Europa analiza las brechas del mercado del biogás y biometano en Europa, además de proponer recomendaciones políticas para el sector. Los representantes del sector del gas renovable señalan que **el biometano es una fuente de energía renovable clave para cumplir con el Pacto Industrial Limpio**, cuyo propósito es acelerar la descarbonización y garantizar el futuro de la industria manufacturera en la Unión Europea.

27 de febrero

Pieralisi se adentra en el sector del biogás con su tecnología centrífuga

La separación centrífuga de Pieralisi permite gestionar correctamente el material digerido al extraer con precisión los componentes sólidos y líquidos, lo que favorece la sostenibilidad de las plantas, optimiza la gestión de residuos y ayuda a reducir la emisión de olores. **La compañía prevé completar una veintena de proyectos de biogás en España** en los próximos años, con ventas estimadas en 10 millones de euros, lo que impulsaría un crecimiento del 45 % en su volumen de ventas para 2030 respecto a 2024.

12 de marzo

La planta de biocombustibles 2G de Huelva recibe 299 millones de euros

Moeve, Exolum y la Autoridad Portuaria de Huelva han presentado **las nuevas infraestructuras de carga y descarga de la nueva planta de biocombustibles 2G** del Parque Energético La Rábida (Palos de la Frontera). Los proyectos representan una inversión de 299 millones de euros y se basan en la construcción de un nuevo terminal para productos energéticos, y en la sustitución del sistema de

tuberías que conecta las instalaciones industriales del Parque Energético con el Muelle Torre Arenillas, respectivamente.

12 de marzo

Japón suma una planta de biogás de 250 kilovatios

Weltec Biopower ha recibido un pedido de una planta de biogás de 250 kilovatios en la prefectura de Yamagata. Se dispone de dos digestores para **alimentar las 80 toneladas diarias de estiércol bovino**, que se utiliza exclusivamente para generar electricidad y calor en la planta de 250 kilovatios. El suministro de Weltec incluye también dos tanques de almacenamiento, un contenedor de bombeo, una unidad de separación y la planta de cogeneración.

20 de marzo

Llegan a España las plantas herméticas de biometano sin emisión de olores y gases

Dentro de su plan de expansión en España, **BelEnergía ya ha iniciado el desarrollo de dos plantas en Aragón** de su revolucionario modelo de plantas herméticas de biogás. La tecnología de BelEnergía destaca por su diseño cerrado y hermético, una solución que evita la emisión de olores y gases de efecto invernadero. Además, capturan y valorizan más del 99% de los gases generados, convirtiéndolos en biometano y CO2 reutilizable, a la vez que producen enmiendas orgánicas y fertilizantes naturales de alto valor agronómico.

28 de marzo

El BEI aprueba una financiación de 445 millones para La Robla Green

Este **proyecto pionero estará ubicado en el polígono industrial El Crispín**, en el mismo municipio de La Robla (León) y contará con una planta de e-metanol verde, una planta de hidrógeno verde, una planta de generación por biomasa de origen agrícola y una planta de captura del CO2. La financiación del Banco Europeo de Inversiones conlleva haber conseguido una financiación de prácticamente el 50% del total, ya que el coste total asciende a 893 millones de euros.

2 de abril

El diésel renovable podría contener aceite de palma fraudulento

Los biocarburantes europeos **contienen casi el doble de efluentes de aceite de palma (Pome)**, un residuo de la producción de aceite de palma, que los disponibles en todo el mundo. El ya mencionado Pome es un lodo acuoso que se produce durante la producción de aceite de palma y que podría haber representado una cuarta parte de todos los biocombustibles HVO consumidos en la UE en 2023. Oficialmente, en 2023 se consumieron más de 2 millones de toneladas de aceite de Pome en biocombustibles europeos.

14 de mayo

Nace el Clúster Empresarial Andaluz del Biometano

Esta iniciativa, promovida por AGR Biogás, Ence, Inerco, Magtel, Moeve, Naturgy, Nortegas Renovables, Redexis y Vorn, **proyecta la implantación en Andalucía de más de 100 plantas en los próximos cinco años**, con una inversión asociada superior a los 2.500 millones de euros y una creación de hasta 1.500 puestos de trabajo directos. La creación del Clúster “responde a una necesidad urgente: estructurar un ecosistema empresarial y tecnológico sólido en torno al biometano”.

22 de mayo

El impulso de los biocombustibles agravará la crisis climática y de biodiversidad

Así lo señala un **nuevo informe de Ecologistas en Acción**, en el que señalan la necesidad de reducir la demanda energética del transporte; reforzar las políticas europeas y de los Estados miembros para que eliminen los biocombustibles de cultivos, especialmente los de palma y soja; restringir las importaciones, centrándose únicamente en la disponibilidad doméstica de los residuos; y mejorar la regulación y la trazabilidad para evitar fraudes.

9 de junio

Ya están aquí las calderas domésticas de biometano

Innova proyectos inmobiliarios XXI SL, constructora de referencia en el País Vasco, y Nortegas, segunda distribuidora de gas natural a nivel nacional (solo por detrás de la gigantesca Naturgy), acaban de **anunciar una alianza para impulsar la instalación de calderas de última generación en viviendas de obra nueva**. Las calderas, que han denominado Bioboilers, están preparadas para operar con gases renovables como el biometano y van a ser incorporadas en 86 viviendas de obra nueva en Vitoria.

12 de junio

Nace una nueva plataforma para impulsar el biometano en España

Formada por una alianza diversa de actores comprometidos con una transición energética justa y real, **la plataforma 'Gas Verde, Sí'** nace con el objetivo de promover el desarrollo del biometano como una alternativa energética renovable sostenible, estable y asequible, con un enorme potencial para el futuro del país. Las plantas de biometano pueden reutilizar 120 millones de toneladas anuales de residuos orgánicos, pueden generar más de 21.000 empleos directos y pueden atraer más de 40.000 millones de euros en inversiones.

20 de junio

Pasarse al biometano es gratis y no requiere cambiar la caldera

'Gas Verde, Sí', lanza su **primera campaña** poniendo en valor una de las principales ventajas del gas verde para los consumidores: permite utilizar una energía limpia en el hogar sin necesidad de realizar reformas ni asumir costes adicionales en instalaciones. El coste de instalación del gas verde es de 0 euros en hogares que ya tienen caldera, mientras que el coste de instalación de otras soluciones puede llegar hasta 20.000 euros. Este cambio permitirá tener un parque de viviendas totalmente descarbonizado antes de 2040.

27 de junio

España supera los 3.300 millones en inversiones para nuevas plantas de biometano

Según el **último informe de la Asociación Europea de Biogás (EBA)**, la capacidad de producción instalada creció un 9% en 2024, alcanzando los 7.000 millones de metros cúbicos (bcm) anuales. Además, señalan que España, considerado uno de los mercados más prometedores de Europa, ha experimentado un impresionante aumento en la inversión, superando los 3.300 millones de euros durante el mismo período del año anterior. En cuanto al número total de plantas de biometano en Europa, éste también ha aumentado de 1.548 a 1.678.

23 de julio

Ambar se suma al biogás para elaborar una cerveza “más verde”

La fábrica de la **cervecera española Ambar en Zaragoza** luce desde hace unas semanas un gasómetro de biogás de 19,3 metros de diámetro y 14,8 metros de altura que puede guardar hasta 3.000 metros cúbicos de biogás generado durante el proceso de depuración de las aguas residuales que produce la propia fábrica. El mismo almacena la energía que servirá para seguir elaborando cerveza, pero “una cerveza más verde y, a la vez, más Ambar que nunca, porque mantiene su esencia artesana mientras reduce su huella de carbono”.

29 de julio

APPA reclama priorizar el biogás y biometano para avanzar en la descarbonización

España debe **actuar sobre el 75% del consumo energético que aún no es eléctrico** y el biogás y el biometano son fundamentales para sustituir ese gas fósil en usos térmicos, industriales y domésticos. Así lo señalan desde la Asociación, que recuerdan que las instalaciones de biogás resuelven un problema ya existente en el territorio, a la vez que generan empleo rural, valorizan residuos y aportan soberanía energética. APPA Biogás reclama un marco regulatorio y retributivo claro, homogéneo y estable que desbloquee su desarrollo.

19 de agosto

La mayor planta de biogás de España comenzará a construirse en 2026

La planta de biogás Cobirgy, promovida por Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) y la desarrolladora catalana Connect Bioenergy en **La Sentiu de Sió (Lérida)**, ha recibido la Autorización Urbanística de la Comisión de Territorio de Cataluña y se prevé que se su construcción arranque durante 2026. La planta llegará a producir hasta 200 GWh al año de gas natural renovable y reutilizará como fertilizante los subproductos generados en la que será la mayor fábrica de biometano de España.

18 de septiembre

APPA reclama cambios sustanciales en el proyecto de combustibles renovables

El proyecto de **Real Decreto de combustibles renovables en el transporte** presentado por el Miteco permite que los combustibles renovables de origen no biológico que se utilicen o destinen a sectores diferentes del transporte, como, por ejemplo, la industria, puedan computar para el cumplimiento de los objetivos en el transporte infringe claramente lo previsto en la DER III. Otras reclamaciones son que el traspaso de certificados de combustibles renovables entre subsectores del transporte debería eliminarse o limitarse al 20%.

29 de septiembre

Cádiz producirá 80 GWh de biometano al año

Bioreciclaje de Cádiz y Enagás Renovable han anunciado un **proyecto de generación de biometano en el Depósito Controlado de Medina Sidonia**, en la provincia de Cádiz. Waga Energy instalará y operará su tecnología en una planta de producción de biometano que entrará en operación en 2027 y permitirá la generación de aproximadamente 80 GWh al año, equivalente al consumo de energía de 16.000 hogares. La nueva planta evitará la emisión a la atmósfera de alrededor de 21.000 toneladas anuales equivalentes de dióxido de carbono.

12 de octubre

Más de un millar de gasolineras en España ofrecen ya biodiésel

A 31 de agosto, se comercializaba biodiésel en algo más de 1.100 estaciones de servicio

peninsulares, según datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). De acuerdo con la información de la CNMC, prácticamente el 97% de las estaciones de servicio con diésel renovable eran de Repsol. Las provincias con más puntos de suministro eran Madrid, Barcelona, Murcia y Zaragoza, y las que menos Castellón y Zamora, con dos instalaciones, y Pontevedra y Ourense, con tres.

22 de octubre

España ya tiene Guía del Biogás y el Biometano

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y la Asociación Española de Biogás (Aebig) han publicado la '**Guía de Buenas Prácticas para la Implantación de Proyectos de Biogás y Biometano**'. El objetivo de esta Guía es facilitar la implantación de centrales de bioenergía en el territorio que se traduzca en "beneficios tangibles para el medio ambiente y para las comunidades que las acogen". En esta publicación se han evaluado experiencias reales de funcionamiento de plantas en los últimos años.

5 de noviembre

Laureano Parrilla, primer presidente de APPA Biogás

La Asamblea General de APPA Biogás ha elegido a Laureano Parrilla, consejero delegado de Pretium Renovables, como **primer presidente de la sección**. Con su nombramiento, APPA Renovables refuerza su apuesta por los gases renovables para que pasen del actual 0,15% del consumo nacional a convertirse en una pieza clave de la descarbonización. La nueva Junta Directiva de APPA Biogás estará integrada por empresas líderes del sector como Acciona, Edison Next, ENCE Biogás, ENGIE, IAM Carbonzero, Biocaribe, PreZero, Urbaser y Veolia.

20 de noviembre

Manifiesto internacional en apoyo a los combustibles renovables

El **documento propone cuatro ejes de actuación**: la creación de un sistema de clasificación global basado en la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida del combustible; el establecimiento de certificaciones transparentes gestionadas por entidades independientes; el reconocimiento de estos combustibles al mismo nivel que otras tecnologías de descarbonización bajo el principio de neutralidad tecnológica, y el impulso de la educación y sensibilización sobre sus beneficios.

21 de noviembre

La nueva edición del Salón del Gas Renovable 2026 ya tiene fecha

La Asociación Española de la Biomasa (Avebiom) ha anunciado que la **sexta edición del Salón del Gas Renovable** se celebrará los días 29 y 30 de septiembre de 2026 en la Feria de Valladolid. En su última convocatoria, más de 270 firmas y marcas presentaron sus soluciones tecnológicas, servicios y proyectos, y miles de profesionales acudieron a Valladolid para generar contactos, alianzas y acuerdos que ya se están traduciendo en nuevas plantas e inversiones reales.

28 de noviembre

Bruselas presenta la nueva Estrategia Europea de Bioeconomía

En el documento presentado, la **Comisión Europea adopta medidas clave** para desbloquear el despliegue de estos gases: simplificación regulatoria, creación de un foro europeo para acelerar autorizaciones, uso de regulatory sandboxes, nuevos instrumentos financieros para proyectos first-of-a-kind y revisión de las metodologías que evalúan la sostenibilidad ambiental de estos gases renovables. La Estrategia reconoce que la bioeconomía es una "oportunidad estratégica del siglo XXI".

9 de diciembre

Nace la Mesa de Diálogo Social y Medioambiental del Biometano

Un lugar de encuentro entre desarrolladores de proyectos, plataformas, asociaciones vecinales y rurales, organizaciones agrarias y ganaderas, empresas y entidades de gestión de residuos, representantes de las administraciones públicas, ONG ambientales, organizaciones de consumidores y comunidad científica. **Así presentan desde APPA Biogás** la puesta en marcha de este espacio estable y estructurado que nace con el objetivo de escuchar, dialogar y construir soluciones compartidas en los territorios.

- Este contenido puedes encontrarlo en nuestro **Anuario 2025 (edición de papel, ER247)** , que puedes así mismo descargar, gratuitamente, **en formato PDF**

- Y este es el **editorial** de nuestro **Anuario 2025**

¿Una comunidad energética en medio del casco histórico?

- La Oficina de Transformación Comunitaria de Extremadura (gestionada por la Agencia Extremeña de la Energía) impulsa la primera comunidad energética de Cáceres



¿Una comunidad energética en medio del casco histórico?

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

¿Una comunidad energética en medio del casco histórico?

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/ayuna-comunidad-energ-tica-en-medio-del-20251226>

Antonio Barrero F.

Viernes, 26 diciembre 2025

"La ciudad de Cáceres -adelanta Agenex en un comunicado- contará muy pronto con su primera comunidad energética". Tras varios talleres informativos impulsados por la Oficina de Transformación Comunitaria (OTC) de Extremadura, entidad gestionada por Agenex, "un grupo de vecinos -informa la Agencia- ha decidido dar el paso y comenzar el proceso de constitución de la comunidad". La primera comunidad energética de Cáceres empleará, por acuerdo de sus promotores, la figura jurídica de asociación. La comunidad en cuestión nacerá con alrededor de treinta familias cacereñas, "aunque se prevé que la cifra aumente a medida que avance la iniciativa y se pongan en marcha los primeros proyectos, que arrancarán con instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo compartido". Durante el proceso de génesis de esta iniciativa, la OTC de Extremadura -explican desde **Agenex**- ha ofrecido "difusión, asesoramiento y acompañamiento gratuito para ayudar al grupo promotor a comprender el modelo, organizarse y definir sus primeras líneas de actuación".

Joan Pons, representante del grupo promotor : "es una excelente noticia. No solo facilitará que la ciudadanía pueda compartir la energía que ellos mismos generen gracias al autoconsumo colectivo, sino que además permitirá trabajar en múltiples ámbitos: movilidad sostenible, eficiencia energética, ahorro, energía térmica o incluso fomentar la cultura energética de la población"

Uno de los retos a los que se ha enfrentado y enfrenta esta comunidad es la condición del centro urbano de Cáceres, un conjunto histórico-artístico de gran valor: "barrios como la zona monumental tienen ciertas limitaciones para instalar placas solares. Poder hacerlo colectivamente en ubicaciones fuera de esa zona -explica Pons- agilizará las cosas".

La OTC de Extremadura, que ha acompañado al grupo promotor desde el inicio, "facilitando espacios de encuentro, dinamizando las reuniones y resolviendo dudas técnicas, jurídicas y organizativas", destaca que la creación de esta comunidad energética no solo "marca un hito para la ciudad" sino que, además, señala el horizonte de promoción de este modelo en toda la región.

La Oficina de Agenex adelanta en ese sentido que (1) quiere convertir la CE de Cáceres en "un ejemplo de participación ciudadana en materia energética y un referente para otras localidades extremeñas" y que (2) ya ha firmado en ese sentido acuerdos de colaboración con los ayuntamientos de las siete localidades extremeñas con más de 20.000 habitantes: Badajoz, Cáceres, Mérida, Plasencia, Don Benito, Almendralejo y Villanueva de la Serena.

Agenex recuerda que todas las personas o colectivos interesados en formar una comunidad energética pueden visitar **la página de la Oficina de Transformación Comunitaria de Extremadura** o ponerse en contacto con la OTC a través del correo electrónico .



Álava y su industria se llevan la mitad de los nuevos 'enchufes' para la red eléctrica vasca

El Ministerio plantea crear dos puntos de conexión en Gojain y Barrundia e intervenir en siete más «ante el crecimiento de la demanda en Vitoria»

JOSÉ MANUEL NAVARRO



VITORIA. El territorio más industrializado de España se prepara para una revolución en las conexiones de sus fábricas. El Ministerio para la Transición Ecológica ha publicado ya el borrador del plan con el que quiere renovar la red eléctrica de aquí a 2030. El documento de actuaciones que plantea Madrid, a cuyo contenido ha tenido acceso EL CORREO, confirma lo pactado entre los Ejecutivos central y vasco: habrá intervenciones en 24 subestaciones –los ‘enchufes’ de los que las empresas absorben energía y donde las renovables inyectan kilovatios al sistema– de Euskadi para incrementar en un 40% la potencia de la red vasca.

El detalle de las intervenciones, cuyo plazo de alegaciones ha concluido, plantea una serie de inversiones concentradas, fundamentalmente en Álava. El territorio, por ejemplo, acogerá dos de los cuatro nuevos enchufes que plantea el Ministerio para la comunidad autónoma en Barrundia y en Gojain. Pero la cuestión no quedará ahí: habrá refuerzos en enclaves como la conexión de Mercedes, la subestación de Vitoria y pulmones industriales de la capital como Ali, Gamarra o Jundiz.

El Ministerio contempla una inversión global de 13.600 millones para toda España. Sin embargo, la cifra en Euskadi todavía no se ha concretado. Hay dos capítulos dedicados específicamente a actuaciones en la comunidad autóno-



ma que, juntos, sumarían un montante de algo más de 150 millones. Pero hay muchas más fuera de estos dos epígrafes, por lo que la inversión final será muy superior a esa cifra.

Lo que está más detallado son esos 150 millones, que están vinculados a medidas orientadas a dar entrada a consumidores industriales vascos. Aquí Transición Ecológica incluye un amplísimo abanico de actuaciones en distin-

tos puntos de los tres territorios, pero cuando justifica estas intervenciones sólo hace mención a uno: Vitoria. El Ministerio estima necesario invertir en la red eléctrica vasca para «asegurar el suministro ante el crecimiento vegetativo de la demanda» en la capital alavesa y hace referencia a «demandas singulares» como las que requiere Mercedes, que ya se ha llevado el nuevo hueco en la subestación pegada a la fábrica, con

LA CLAVE

«DEMANDAS SINGULARES»

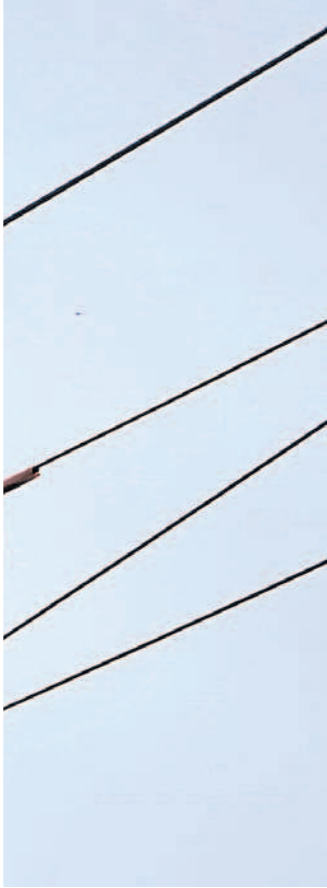
En Mercedes ya se han empezado los trámites para mejorar su estación con 7 millones de euros

una inversión de unos 7 millones que ya está tramitándose y que se espera culminar para 2027.

No será la única actuación prevista en este ámbito. Habrá nueva subestación en Barrundia –que será ampliada inmediatamente–, otra más en Gojain prevista para 2030, extensiones en los enchufes de Mercedes, Jundiz, Ayala y Ali y una renovación para el de Gamarra destinada a «mejorar la seguridad del suministro» de luz



▼ La repotenciación de unos 300 kilómetros de líneas eléctricas vinculadas a Álava también está prevista en la planificación del Ministerio. IGOR AIZPURI



EN SU CONTEXTO

7

subestaciones serán mejoradas a lo largo del próximo lustro en Álava según el borrador con el que trabaja Transición Ecológica.

Con nombre y apellido

La industria de Vitoria será la protagonista

El crecimiento de la ciudad y las «demandas singulares» de empresas como Mercedes han sido factores considerados por el Ministerio, que acometerá mejoras en los enchufes industriales de la propia multinacional, Ali, Jundiz y Gamarra, entre otros.

13.600

millones de euros quiere movilizar el Gobierno central en toda la red de España. Algo más de 150 millones están destinados específicamente a Euskadi, pero hay varios capítulos nacionales más con inversiones en Álava y que no están desglosados por territorios.

«Generación y almacenamiento»

Se dará encaje a las nuevas renovables

Parte de las intervenciones proyectadas en Álava se dedicarán a reservar espacio para los nuevos parques eólicos y fotovoltaicos que se están tramitando, así como las macrobaterías para guardar su producción energética.

a empresas y particulares. Además, las conexiones más viejas de Ayala –que se identifican con una ‘T’ en la planificación– se convertirán en otra subestación nueva en Artziniega, que llegará en 2027 y será ampliada en 2028. Aparte de las inversiones destinadas a la industria también hay un amplio capítulo de actuaciones para integrar las renovables. 153 millones quiere dedicar el Gobierno en toda España entre asun-

tos pendientes de ejecutar y nuevos planes. Parte de ese monto también llegará a Álava, donde Red Eléctrica reservará espacio en las subestaciones de Jundiz, Barrundia, dos posiciones más en Vitoria –una de alta tensión y otra de muy alta– y en la nueva infraestructura que se hará en Artziniega. Se trata de intervenciones que buscan asegurar que haya espacio tanto para «tecnologías de generación» –es decir,

parques eólicos y fotovoltaicos– como de «almacenamiento», una referencia clara a las baterías. En la actualidad, según el recuento que maneja este periódico, Álava tiene en trámite un total de 106 proyectos de renovables sobre la mesa de las distintas instituciones: 89 instalaciones de placas y 17 de molinos. Aunque muchas de ellas, especialmente paneles solares, no saldrán adelante por incompatibilidades urbanísticas o por su impacto medioambiental. Solaria, por ejemplo, se ha encontrado con informes negativos en Vitoria y una fuerte oposición de las diputaciones de Álava y Bizkaia a la autopista eléctrica para conectar plantas alavesas a enchufes de Santurtzi y Zierbena. Además, hay cuatro proyectos de macrobaterías para almacenar energía renovable en el territorio. La última conocida, una que quiere instalar el grupo Arena Power en Ayala. Repotenciación de tendidos Sobre los tendidos eléctricos que ya existen también se anticipan nuevas inversiones. Habrá cambios en casi 300 kilómetros de cable para renovarlos o repotenciarlos, de modo que haya cabida para un mayor ‘tráfico’ de energía y se puedan integrar más renovables y más consumidores. También se producirán repotenciaciones en las conexiones entre Abadiño y Vitoria, pero el grueso se centrará en las conexiones de la nueva estación de Artziniega. Ésta verá reforzada su unión con Ayala, Güeñes y los municipios burgaleses de Poza de la Sal y Villatoro. Lejos de Aiaraldea, en Vitoria se sumarán una serie de intervenciones «para poder asegurar su poder de corte ante situaciones con elevada potencia de cortocircuito» y alejar la amenaza de apagones como el del 28 de abril. También habrá inversiones en el enchufe de la capital destinadas a renovar la red que transporta la electricidad.

Miranda busca más inversión en plena competencia con Arasur

La planificación sólo contempla inversiones para renovables, pero el Ayuntamiento ya se ha reunido con el Gobierno para arrancarle más actuaciones

J. M. NAVARRO

VITORIA. La competencia para captar inversiones en la red no es exclusiva de Euskadi. Miranda de Ebro, que ha emergido en los últimos años como un competidor de Álava para atraer a empresas industriales, también tiene un problema con sus enchufes. Tanto es así que el Consistorio, la Diputación burgalesa y la Junta de Castilla y León han hecho frente común con esta causa desde septiembre. Por el momento, lo cierto es que la planificación del Ministerio sólo contempla una ampliación de la subestación de Miranda, pero para encajar a las renovables. Además, se plantea reforzar las líneas existentes entre las subestaciones de Santa María de Garoña, Puentelarrá y polígono de Bayas a 200 kilovoltios. Sin embargo, la propuesta no satisface al municipio vecino a Álava. Y es que hay al menos cuatro empresas electrointensivas que quieren instalarse en suelo burgalés y no pueden hacerlo por la saturación de los enchufes. Generarían hasta 600 puestos de trabajo, según las estimaciones del Ayuntamiento. Para pelear por esas inversiones, la alcaldesa de Miranda Aitana Hernando, el concejal de Promoción Económica Miguel Ángel Adrián y el gerente de la oficina municipal para captar inversiones, Roberto Martínez de Salinas, se reunieron hace unos días con Joan Groizard, el secretario de Estado de Ener-



La ETAP de Araca.

gía. ¿Qué pretende arrancar Miranda de Madrid? Que el ‘enchufe’ de Puentelarrá se conecte a la muy alta tensión de 400 kilovoltios para poder dar energía a esos grandes consumidores industriales que buscan hueco en los polígonos vecinos: Bayas e Ircio, fundamentalmente. Dos informes Groizard ha pedido a Miranda un informe detallado de las necesidades inmediatas de suministro de la ciudad para poder atender las peticiones de proyectos que no requieran de un gran consumo eléctrico. Sin embargo, a ese estudio se le sumará otro documento con aquellas inversiones que tienen intenciones reales de instalarse en el municipio pero que requieren para poderlo hacer una elevada disposición de energía, por estar dentro de las consideradas electrointensivas. Esos dos análisis se emplearán también para las alegaciones que presentará el Consistorio al desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica de cara a los próximos cinco ejercicios.



Las inversiones para la transición energética

Asturias es la región donde más parques de baterías logran permiso

El Principado concentra la mitad de los 198 MW de almacenes de electricidad autorizados en España a pesar de la moratoria en el suelo no urbanizable

PABLO CASTAÑO
Oviedo

Asturias es la región donde más proyectos de parques de baterías obtienen autorizaciones de construcción y ello a pesar de los límites que ha impuesto la administración autonómica para frenar la proliferación de estas instalaciones de almacenamiento energético en los suelos no urbanizables de la región. Durante el tercer trimestre de este año, 13 proyectos de almacenamiento energético obtuvieron autorización de construcción en España y 12 de ellos son parques de baterías con una potencia instalada prevista total de 198,8 megavatios (MW). Casi la mitad de esa potencia se instalará en Asturias. En concreto 97,3 MW. El resto de la potencia se reparte entre Cataluña (42,5 MW), Andalucía (26,4 MW), País Vasco (26,3 MW) y Baleares (6,3 MW), según un estudio elaborado por Observatorio de Energías Renovables para la Economía Digital y Opina 360 a partir de la información publicada en los boletines oficiales.

Asturias es la comunidad donde más parques de baterías superan el trámite administrativo (con la autorización de construcción que otorga el Ministerio para la Transición Ecológica o el Principado en función de la potencia instalada) y ello a pesar de que el Gobierno regional ha establecido limitaciones para obtener los permisos urbanísticos.

Ante las polémicas surgidas por la proliferación de proyectos de parques de baterías en Asturias, la consejería de Ordenación de Terri-



Parque de baterías Revilla de Iberdrola.

torio, Urbanismo, Vivienda y Derechos Ciudadanos ha iniciado la elaboración de unas directrices sectoriales de ordenación del territorio para el almacenamiento de energía eléctrica en el suelo no urbanizable de la región. Además, en paralelo, ha acordado la suspensión temporal de licencias en suelo no urbanizable de toda Asturias para la implantación de parques de baterías. No obstante, la disposición del Principado incluye una excepción con los suelos no urbanizables en los que se estén desarrollando actividades mineras, industriales o energéticas o en los que se hubieran desarrollado ese tipo de actividades y que actualmente se encuentren en

situación de desuso, abandono o degradación, y no hayan culminado su proceso de restauración.

Espacios degradados

El Principado ha firmado un convenio con la Universidad de Oviedo y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) para la elaboración de un inventario de esos espacios degradados del área metropolitana central de Asturias y el listado provisional arroja un total de 224 espacios de los cuales 208 tienen más de una hectárea de superficie, dimensiones que se ajustan a las necesidades que demandan las solicitudes de almacenes de electricidad con baterías.

La mayoría de los proyectos que están avanzado por la vía administrativa en Asturias se sitúan en áreas industriales o en esos espacios degradados. Entre los promotores hay algunas grandes multinacionales. Destaca, por ejemplo, el proyecto de Iberdrola para construir un parque de baterías en el polígono de Lloreda, en Gijón, con una potencia de 5 MW. Este proyecto acaba de obtener una ayuda de 2,14 millones de euros para una inversión subvencionable de 5,41 millones en la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético cofinanciada con fondos europeos FEDER. Otros dos proyectos de almacenes energéticos con

Almacenes de electricidad

12
almacenes

obtuvieron autorización de construcción en España en el tercer trimestre

198,8
megavatios

es la potencia instalada prevista en los 12 parques de baterías autorizados

97,3
megavatios

es la potencia prevista en los parques autorizados en Asturias

8,56
millones

de ayudas de fondos Feder para tres parques de baterías en Asturias

baterías en Asturias han obtenido ayudas en la misma convocatoria. Son el de Tag Energy para Corvera (denominado Bess Pixín y con una potencia de 5,5 MW), que obtiene una ayuda de 1,97 millones para una inversión subvencionable 3,99 millones, y el de Broadview Corporate Services también para Corvera (denominado BROA-TRAS y con una potencia de 40 MW) que obtiene una ayuda de 4,45 millones de euros para una inversión subvencionable de 15,60 millones de euros. ■

el reto de la aceptación social



elespanol.com/castilla-y-leon/opinion/20251227/biometano-castilla-leon-reto-aceptacion-social/1003744068498_12.html

27 de diciembre de 2025



Biometano en Castilla y León: el reto de la aceptación social

Joan Batalla Presidente de Sedigas

Publicada

Castilla y León es el corazón agroganadero de España. Las actividades tradicionales del sector primario no solo siguen teniendo un peso extraordinario en su economía, sino que, en pleno siglo XXI, abren, además, una oportunidad de futuro tan estratégica como inesperada: el desarrollo del biometano. No en vano, esta comunidad autónoma es, con gran diferencia, la que presenta un mayor potencial para la generación de este gas renovable en nuestro país: cerca de 38 TWh anuales, una cifra que permitiría cubrir hasta el 177 % de la actual demanda de gas natural de Castilla y León. Su aprovechamiento supondría, por un lado, un paso decisivo hacia la autonomía energética regional y, por otro, una respuesta eficaz a uno de los grandes desafíos estructurales del territorio: la gestión sostenible de los residuos agropecuarios.

La tecnología empleada en las plantas de gases renovables está ampliamente contrastada. La experiencia acumulada en Europa, donde ya operan unas 1.700 instalaciones de este tipo, avala sobradamente la seguridad, fiabilidad y madurez de estas instalaciones. A ello se suma la disposición de los promotores a acometer las elevadas inversiones que requieren estos

proyectos y a comprometerse a largo plazo con los territorios en los que se implantan. ¿Qué falta, entonces, para que el biometano reciba el impulso definitivo que merece?

Probablemente, el factor más determinante hoy en día: la aceptación social.

En los últimos meses, vecinos de distintas localidades de Castilla y León han expresado públicamente sus dudas sobre algunos proyectos en tramitación y, en determinados casos, su rechazo frontal. Estas movilizaciones parecen contradecir lo que reflejan de forma reiterada los estudios demoscópicos: que una amplia mayoría de la población española apoya medidas orientadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que las consecuencias del cambio climático figuran entre las principales preocupaciones ciudadanas. ¿Cómo se explica, entonces, esta aparente paradoja entre una sensibilidad ambiental creciente y la oposición a proyectos de energía renovable que constituyen ejemplos paradigmáticos de economía circular?

Resulta difícil responder a esta cuestión sin reconocer un error colectivo. Promotores, organizaciones sectoriales y administraciones públicas hemos dado por supuestas las ventajas del biometano para la región, hasta el punto de considerar innecesario explicitarlas con el detalle y la pedagogía necesarios. Durante demasiado tiempo, quizás no hemos sabido atender ni responder adecuadamente a las inquietudes legítimas de la ciudadanía.

Ese vacío comunicativo ha sido ocupado por quienes alimentan la confusión, difundiendo informaciones erróneas y generando una alarma social injustificada. Especialmente infundadas —y particularmente dañinas— son las afirmaciones que aluden a supuestos riesgos para la salud de las poblaciones cercanas a estas instalaciones, careciendo de cualquier respaldo técnico o científico.

La ausencia de una comunicación más proactiva se ha interpretado como falta de transparencia, y esta percepción ha terminado por erosionar la confianza ciudadana. Hoy sabemos que debimos haber explicado con mayor claridad las exigencias que imponen la normativa europea, nacional y autonómica para la autorización de estos proyectos; las garantías ambientales que deben acreditar y los rigurosos controles administrativos a los que están sometidos antes y durante su operación.

También habría sido imprescindible un ejercicio de divulgación tecnológica que mostrase, de forma accesible, cómo funcionan los sistemas logísticos de transporte de los residuos, los procesos de tratamiento en las plantas de biometano y las medidas implantadas para evitar la generación de olores. Del mismo modo, se deberían haber explicado con mayor detalle los procedimientos destinados a prevenir emisiones a la atmósfera, las estrictas condiciones de operación y los mecanismos permanentes de supervisión y control.

Tampoco se realizaron quizás los esfuerzos necesarios para poner en valor los beneficios ambientales, sociales y económicos que la producción de biometano aporta a los territorios. Porque estas instalaciones son mucho más que simples proyectos energéticos.

Por un lado, permiten abordar de forma sostenible la gestión de los residuos agropecuarios, un desafío estructural de enorme magnitud para Castilla y León. Conviene recordar que los vertidos incontrolados de residuos y purines, junto con el uso intensivo de fertilizantes

nitrogenados, constituyen prácticas altamente perjudiciales para el medioambiente y la salud pública. La dimensión del problema queda reflejada en algunos datos elocuentes: más del 20 % de la superficie agraria útil de la comunidad está declarada zona vulnerable por contaminación de nitratos. Según el Ministerio de Sanidad, 144 municipios de Castilla y León —el 14 % de los analizados— superaron los niveles máximos de nitratos en el agua de consumo humano, lo que sitúa a la comunidad como la que concentra el mayor número de localidades afectadas en España, representando el 56 % del total nacional.

No es cierto, por tanto, que las plantas de biometano vengán a crear un nuevo problema en el medio rural. Al contrario: ofrecen una solución eficaz a una cuestión preexistente, la gestión de los residuos generados por las propias actividades agropecuarias, sin comprometer la viabilidad de un modelo productivo que constituye el pilar económico de numerosos municipios y comarcas.

Frente a una narrativa recurrente, tampoco es correcto hablar de “macroplantas”. Las dimensiones reales de las instalaciones que operan en España desmienten ese calificativo, utilizado con frecuencia con fines estigmatizadores. En 2024, el tamaño medio de las plantas españolas era de 364 m³/h, muy por debajo del registrado en la mayoría de los países de nuestro entorno, según el informe estadístico publicado este mes de diciembre por la Asociación Europea del Biogás, —de la que Sedigas forma parte— (EBA, por sus siglas en inglés): Dinamarca (1.468 m³/h), Ucrania (1.824), Suecia (927), Reino Unido (783), Italia (727), Alemania (605) o Portugal (440).

Otra distorsión habitual es la que alude a una supuesta proliferación incontrolada de plantas de biometano en España. Actualmente existen 22 instalaciones en operación. Es cierto que el número de proyectos en distintas fases de tramitación ha aumentado en el último año, pero seguimos muy lejos de nuestro verdadero potencial y a gran distancia de los principales países europeos. Francia cuenta ya con 760 plantas en funcionamiento. Dinamarca, con una superficie similar a la de Extremadura, dispone de unas 160 plantas de biogás y 58 de biometano. Su apuesta temprana por este gas renovable está dando frutos evidentes: hoy es el país con mayor porcentaje de biometano inyectado en la red, en torno al 40%, y aspira a alcanzar el 100% en el horizonte de 2030.

Por todo lo expuesto, en 2024 los miembros de Sedigas aprobaron el *Decálogo de compromisos, buenas prácticas y recomendaciones del sector para el óptimo desarrollo y operación de las plantas de producción de biogás y biometano en España*. Un documento que, junto con el manual para la aceptación social publicado este mismo año por la EBA, recoge compromisos claros orientados a garantizar la sostenibilidad ambiental, social y económica de los proyectos a largo plazo. La integración armónica de las instalaciones en el territorio y la construcción de relaciones de confianza con las comunidades locales constituyen elementos centrales de este enfoque.

El desarrollo de los gases renovables se sitúa en el núcleo de la estrategia de la Unión Europea para avanzar hacia una transición energética sostenible. Estas tecnologías contribuyen de forma decisiva a la lucha contra el cambio climático, impulsan el desarrollo

económico y social de los territorios y mejoran la gestión de los residuos. Además, el aprovechamiento de recursos locales permite reducir la dependencia energética exterior y reforzar la resiliencia del sistema energético.

Desbloquear el enorme potencial de España y, en particular, de Castilla y León en la producción de biometano exige un esfuerzo colectivo. Será imprescindible la implicación coordinada de promotores, administraciones, medios de comunicación y ciudadanía. Es crucial que las comunidades comprendan las oportunidades que estas tecnologías ofrecen en términos de sostenibilidad, competitividad energética y gestión eficiente de los residuos. Solo desde la información transparente y el compromiso con los más altos estándares de calidad será posible transformar el escepticismo inicial en un apoyo social sólido y duradero.

Hacer visibles los beneficios que estas instalaciones aportan al entorno en el que se implantan y diseñar proyectos alineados con las necesidades y expectativas locales constituye un compromiso irrenunciable. Es nuestro compromiso y la única vía para que el biometano se gane la aceptación social, un activo estratégico imprescindible para el arraigo y la viabilidad a largo plazo de los proyectos.

Biorrefinerías: los límites reales de la reconversión verde de la petroquímica

● Los retos son como ser eficientes y sostenibles sin disparar los aumentos de costes y de energía.



El complejo industrial de Repsol en Tarragona, en una imagen de archivo. FOTO: Repsol

<https://elperiodicodelaenergia.com/biorrefinerias-los-limites-reales-de-la-reconversion-verde-de-la-petroquimic...>

Joan Ramon Morante

Viernes, 26 diciembre 2025

Héctor Santcovsky

El cambio climático y la función de una petroquímica

En plena reconfiguración del orden global —con una China que consolida su hegemonía industrial, unos Estados Unidos que utilizan la política energética como instrumento de competencia geoestratégica y una Europa que lucha por no perder peso tecnológico e industrial—, la transición energética ya no es sólo un imperativo ambiental, sino una cuestión de seguridad económica y social. Las cadenas de suministro se vuelven frágiles, los costes y las soberanías energéticos condicionan la competitividad y las sociedades europeas afrontan simultáneamente los retos de la descarbonización, la cohesión territorial y la preservación de un modelo productivo propio.

Usualmente, tras la reducción de la temperatura que parece un hito ya no alcanzable, como temas más punzantes en la transición energética, surge el tema de qué hacer con las nucleares aunque en todos los discursos políticos ya están incorporadas las posiciones respecto a este punto. En este marco se dan posiciones absolutas a favor y en contra o posiciones relativas condicionadas a necesidades energéticas de los territorios o a la capacidad de contar con energía renovable disponible para sustituir las nucleares.

Sin embargo, a nivel mundial, tras las decepcionantes conclusiones de las últimas COPs, todo el mundo es ya consciente de que la lucha por el cambio climático a pasar sí o sí por dejar de consumir fuentes fósiles. Por lo tanto, es necesario pues indicar que la gran cuestión es realmente cómo

reemplazar los usos de los fósiles y concretamente cómo hacer reconversión industrial de un sector económico tan importante en la economía catalana como el complejo químico de Tarragona, la petroquímica, donde, aparte de los procesos de refinación, vía craqueo o vía reformado catalítico se producen todos los compuestos que entre etileno y propileno, benceno, tolón, chilenos superan **el millón de toneladas anuales** de estos productos finales

En el complejo petroquímico de Tarragona se procesa cerca de una tercera parte del petróleo consumido en Cataluña y sus actividades son casi el 1,5% del PIB español con unas emisiones declaradas de 4,7Mt de CO₂. Una parte muy significativa corresponde a los combustibles fósiles de la refinería (gasolinas, diésel, fuel, LPG), mientras que el polo petroquímico asociado concentra alrededor de la mitad de los plásticos producidos en el Estado. De la producción de poliolefinas se derivan en buena parte a las materias plásticas más utilizadas por la industria (polietileno de alta y baja densidad, PVC, poliestereno, fibras y cauchos sintéticos, etc....). De forma global, considerando un valor medio a grosso modo de 1500€ por tonelada, se confirma la enorme importancia de este sector de producción, muy por encima de los 1500M€ pero con un muy elevado coste ambiental.

Según los datos de media se emiten 2,5 toneladas de CO₂ por cada tonelada de plástico y luego 2,7 toneladas de CO₂ en su vía de reciclaje y/o de residuo. Aparte, en toda España, las empresas alrededor ya sea de la transformación, del reciclaje o de maquinaria asociada mueve más de 27.700M€ de los que casi 7.300 M€ corresponden a Cataluña que lidera este sector.

A pesar de esta relevante y significativa importancia y el papel que tienen en el sistema económico, las posiciones políticas y administrativas respecto al futuro de las petroquímicas debido a su falta de sostenibilidad no suelen ser motivos de debates y hay poca claridad de objetivos quedando en una indefinición mientras su actividad e impacto ambiental siguen yendo a más, sumado a un importante miedo social de que un descenso de este sector podría provocar un parón muy importante en la economía y concretamente en Tarragona Sería necesario un diálogo más claro y franco sobre el futuro de este sector, pactada socialmente y con todas las partes afectadas, y situando la transición como una oportunidad, no como una amenaza.

¿Qué se ha hecho en Cataluña respecto a la petroquímica?

Aunque la petroquímica no aparece en el centro del debate público, sí ha estado presente de manera transversal en las políticas recientes. Hay que ver tan solo los puntos de los pactos entre ERC y PSC por los presupuestos de 2023 o del programa para la actual legislatura, así como ver las actuaciones de los departamento de empresa y trabajo y del departamento de economía, los programas de ayudas y los esfuerzos para tener la potencia eléctrica asegurada por los planes de inversiones inmediatos de la petroquímica dentro del nuevo plan revisado de redes eléctricas en el PNIEC.

Se ha reconocido a la petroquímica como industria con emisiones de difícil abatimiento al igual que otras industrias como las cementeras por ejemplo. Se ha postulado la necesidad de captura las emisiones de CO₂ sin aclarar qué y cómo se hará con el CO₂ capturado y se ha creado en torno a la petroquímica un programa de descarbonización de la industria catalana extrapolando de forma muy dudosa la problemática de toda la industria a la específica de la petroquímica.

En documentos dinámicos como el PINECCAT30 o el PROENCAT 2050 que señalan la política oficial reconocen " El complejo petroquímico de Tarragona es uno de los polos industriales más importantes de Cataluña. El objetivo de la neutralidad climática, sin embargo, es incompatible con la utilización de combustibles fósiles por lo que hay que plantear la reconversión del actual complejo petroquímico de Tarragona en una alternativa que permita mantener una actividad industrial tan importante en el campo de Tarragona" pero aparte de este reconocimiento de la problemática se limitan a proponer una bio-refinería como solución de futuro sin entrar en ningún otro detalle excepto que habrá que abordar la reconversión de manera conjunta entre las empresas, las administraciones y la ciudadanía, que requeriría una gobernanza compartida y una visión estratégica de país ya que la transformación de un polo industrial tan crítico no puede plantearse sólo como un objetivo técnico, sino como un proceso político, social y territorialmente pactado.

¿Tiene sentido una bio-refinería?

Todos los sectores y subsectores tienen la problemática y el reto económico de la huella de carbono y de invertir en los planes estratégicos definidos para disminuir sus emisiones de CO₂ . En la mayoría de casos, la electrificación aporta opciones y en otras situaciones con emisiones de más difícil abatimiento hay que abordar otras soluciones como la captura de carbono.

En primer lugar, la captura del CO₂ emitido podría ser una opción. No obstante, hay que tener respuestas por diferentes aspectos antes de realmente apostar por la captura de carbonos de origen fósil:

¿Habrá energía verde suficiente para la captura, la presurización y la gestión del CO₂?

¿Qué se hará del CO₂ capturado? ¿Es una solución provisional a resolver en el tiempo o es estructural y definitiva? ¿El almacenamiento geológico es viable y socialmente aceptable?

¿Qué repercusiones económicas tendrá un proceso que hoy es más caro que el sistema ETS (Régimen de comercio de derechos de emisión)?

¿Cuánta energía adicional se necesitaría para la reutilización del CO₂ fósil y qué impacto tendría sobre el coste final de los productos?

¿Cuál es la estrategia de las empresas? ¿Quieren capturar carbono o redefinirse con materias primas no fósiles?

La química de estos procesos es conocida desde la segunda guerra mundial aunque el poco uso de estas rutas hace que la optimización de costes, la mejora de la eficiencia energética y minimización de impactos ambientales continúen siendo industrialmente puntos abiertos para incorporar los nuevos conocimientos científicos y tecnológicos desarrollados en la búsqueda de nuevos materiales para la energía y las nuevas tecnologías en reactores y sistemas para la transición energética.

No obstante, está claro que la propuesta expresada en los documentos oficiales se orienta hacia una dirección sostenible redefiniendo el futuro de la petroquímica como una biorrefinería. Es decir, la propuesta es hacer una reconversión pasando a utilizar carbonos verdes y definiendo las rutas por una economía circular del carbono imponiendo las vías para el reciclaje de los productos basados en

carbono y/o la captura forzada del CO₂ del ambiente o la captura natural por parte del reino vegetal con el objetivo de cerrar el círculo del carbono. Todas estas opciones son, hoy en día, complejas, costosas y energéticamente muy poco efectivas. No es solo comentar ni costes ni balances energéticos.

Nos preguntaríamos si hay suficientes estudios técnico económicos para validar este camino?. Además, hay que ser consciente de que las soluciones son en gran medida dependientes de las direcciones de las empresas multinacionales no ubicadas aquí y que contemplan las posibles soluciones de forma global para toda la empresa a nivel mundial dado que todo esto va ligado a su modelo de negocio, Por lo tanto se abren muchas cuestiones antes de poder indicar qué camino de futuro se prevé para una química del petróleo sin petróleo:

a) Carbonos verdes: ¿De dónde saldrán los carbonos verdes para producir las más de un millón de toneladas de productos, hoy en día, obtenidos por vía del craqueo o del reformado catalítico a partir de fuentes fósiles?

Obviamente, se puede hablar de importación de materiales biogénicos para disponer de carbonos verdes pero no basta a escala planetaria para satisfacer todas las demandas por todos los tipos de plásticos, por todos los tipos de combustibles líquidos, por biometano, por bio-metanol, Aunque se pueda imaginar una nueva geopolítica de las fuentes biogénicas, la falta de oferta impondría unas reglas de mercados muy limitativas.

Además, quien tenga un activo en carbonos verdes los querrá por él o se les hará pagar. Es necesario solamente seguir y analizar las vicisitudes en algunos ejemplos. Desde hace tiempo, ya es conocido el proyecto de la Eco planta de El Morell para hacer metanol por la que se prevén 400.000 toneladas de residuos orgánicos para producir hacia 250.000 toneladas de metanol. Habrá competencia entre producir combustibles verdes por la aviación, o por la marina o por el transporte pesado por carretera o para producir olefinas u otros derivados de la biomasa (etileno, propileno, butadiens,.... o para producir biogás/biometano... o fertilizantes orgánicos, o pellets de biomasa,.....)?

b) Carbonos neutros: Si no hay suficientes carbonos verdes, ¿qué otras fuentes de carbonos pueden haber? ¿En qué costes y en qué eficiencia energética?

Los carbonos o son fósiles, o son de origen biogénicos o están en el ambiente. Es decir en el aire o en el agua de los mares. Hace ya mucho tiempo que se trabaja en la captura del CO₂ del aire y mucho menos tiempo del agua de los océanos. Si la captura a nivel de una chimenea ya plantea serias cuestiones sobre consumo energético y costes, en los casos de carbonos neutro, con muy pequeñas concentraciones, estas cuestiones se ven muy agravadas y económicamente, con las reglas del juego económico actual, insostenibles.

c) Hidrógeno e infraestructuras:

Hace ya años que consta que el principal y prácticamente único usuario de hidrógeno en Cataluña era la petroquímica como elemento básico para los procesos de obtención de las diferentes cadenas de hidrocarburos. Estos hidrógenos no es verde, y las necesidades están en el rango por encima de las 80.000 toneladas anuales que implican la emisión suplementaria a las emisiones propias en la

producción de los productos de casi 500.000 toneladas de CO₂ . Aunque sea H2 azul, el problema de qué hacer con el CO₂ se hace aún mayor.

Por otro lado, la captura pide de infraestructuras para evacuar el CO₂ una vez gestionado y licuado en el caso de que se almacene o de inversiones en nuevas plantas por la conversión del CO₂ en diferentes productos finales o de inversiones para satisfacer las necesidades de demanda eléctrica por la captura y por la conversión del CO₂ que dependiente del producto pueden ser unos cuantos MWh por tonelada de CO₂ .

En cualquier caso, procede una detallada planificación de las infraestructuras y su encaje con la planificación de las capacidades de las redes eléctricas transporte y distribución, de las redes de gas (hidrógeno, CO₂), y en definitiva de la ocupación industrial del territorio.

Además, habría que asegurar que la producción de biocarbono no compite con el cultivo destinado a consumo humano o animal, evitando errores históricos como los asociados a los biocombustibles de primera generación.

Los planes de descarbonización y la petroquímica

Para todos queda claro la importancia del papel de la petroquímica en la economía del país tal y como se ha demostrado por su presencia en las acciones y en los documentos de acuerdos políticos entre partidos en las últimas legislaturas. Hay mucha sensibilidad en la esfera política europea para apoyar proyectos que ayuden a encaminar pruebas, ensayos, planteos pilotos y nuevas vías de producción hacia opciones más sostenibles para la petroquímica también denominadas "low carbon".

Pero, las emisiones de CO₂ están, 4,7 Mt, pero la refinación y la producción de plásticos, polímeros, disolventes, etc. a partir de fuentes fósiles también y su necesidad y consumo por parte de la industria sigue siendo vital en la economía del país. Mientras, no hay un plan de descarbonización definido ni tampoco queda claro cuál es la evolución esperable por la petroquímica. La propuesta de ser una biorrefinería se queda actualmente en una especie de utopía así que procede insistir en preguntar cuáles son los planes para el futuro de la petroquímica para satisfacer los presupuestos de carbono.

Los retos son como ser eficientes y sostenibles sin disparar los aumentos de costes y de energía. Si no se puede re-dirigir la sociedad en los usos de la gasolina y de los plásticos por ejemplo, son viables las rutas para producir "combustibles" y "plásticos" sostenibles pero más de tres veces más caros debidos a los costes de la captura y gestión del CO₂ y de los costes del carbono verde o neutro?

Hablar de captura de CO₂ sin hablar de las tecnologías de mercado disponibles, de los costes económicos, de la eficiencia energética y de los significativos incrementos en los consumos energéticos no tiene ningún sentido y menos lo tiene exponer sin más detalles que una biorrefinería es la alternativa a una petroquímica. Cómo hacer una química del petróleo sin petróleo sigue siendo el reto para la economía del país, por la industria del país y obviamente por toda la sociedad si realmente se quiere, como es debido, desfosilizar la economía.

Habría que defender con más valentía una verdadera soberanía tecnológica europea, porque tanto EEUU como China están avanzando rápidamente en hidrógeno y en captura y reconversión del CO2. Europa no puede limitarse a reaccionar: debe encontrar un papel propio e innovador que integre química, digitalización y nuevas cadenas de valor industrial previendo el futuro de los sectores críticos como la petroquímica.

Joan Ramon Morante, Catedrático de Física en la Universidad de Barcelona y director del IREC (Instituto de Investigación en Energía de Cataluña).

Héctor Santcovsky, sociólogo y politólogo, profesor asociado de la Universidad de Barcelona, especializado en desarrollo sostenible.

CAF aprobó 15.753 millones de euros en financiación para desarrollo sostenible en 2025, récord histórico

- El Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) cierra el 2025 habiendo aprobado 18.560 millones de dólares (15.753 millones d...



El presidente ejecutivo de CAF, Sergio Díaz-Granados.

<https://elperiodicodelaenergia.com/caf-aprobo-15-753-millones-de-euros-en-financiacion-para-desarrollo-soste...>

Redacción

Viernes, 26 diciembre 2025

El **Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF)** cierra el 2025 habiendo aprobado 18.560 millones de dólares (15.753 millones de euros) en financiación para el desarrollo sostenible, el montante más alto en sus 56 años de vida. Asimismo, el banco ha establecido un nuevo récord de 8.300 millones de dólares (7.045 millones de euros) en emisión de bonos internacionales.

De forma adicional, CAF ha consolidado su liderazgo en la acción climática al comprometerse a invertir 40.000 millones de dólares (33.957 millones de euros) para el financiamiento verde en los próximos cinco años. Entre los hitos de este año, el banco también ha destacado el hecho de haber aumentado su membresía a 24 países, haber fortalecido su solidez financiera con calificaciones "sin precedentes", haber articulado la voz de América Latina y el Caribe en grandes foros globales y haber "garantizado" su proyección al 2031 con la reelección de Sergio Díaz-Granados como presidente ejecutivo.

En concreto, CAF ha indicado que la financiación que ha aprobado durante 2025 se destinará a sectores estratégicos como el transporte, movilidad sostenible, transición energética, resiliencia climática, seguridad hídrica, pymes, sector agrícola, educación y salud, infraestructura, inclusión social y desarrollo urbano, incluyendo la transformación de barrios vulnerables y la modernización de sistemas penitenciarios.

40.000 millones en la COP30

Además, ha recordado que llevó a cabo el anuncio de 40.000 millones de dólares (33.957 millones de euros) para el financiamiento verde en los próximos cinco años en la Cumbre del Clima (COP30) celebrada en Belém (Brasil) en noviembre. A su vez, pactó aumentar el porcentaje de su financiación verde al 50% para 2030 en recursos se canalizarán hacia energías renovables, movilidad sostenible, economía circular, conservación de la biodiversidad y adaptación al cambio climático.

Al margen de ello y de manera complementaria a esta visión, el banco también ha indicado que en 2025 prometió una inversión de 2.500 millones de dólares (2.122 millones de euros) para impulsar la Economía Azul en la región, lanzó su Estrategia de Océanos y se comprometió a invertir 18.000 millones de dólares (15.282 millones de euros) en transporte sostenible.

En lo que se refiere a la emisión de bonos, CAF ha explicado que durante este año ha diversificado sus instrumentos y colocaciones para atraer capital hacia la región. En este sentido, el organismo ha destacado la primera emisión de Capital Híbrido por 500 millones de dólares (424 millones de euros), "un instrumento innovador que fortalece su capital base"; así como el primer Bono de Resiliencia para América Latina; y su primer Bono Sostenible en euros por 1.500 millones de euros.

"Estas operaciones reflejan la confianza de los inversores globales en la solidez institucional y la estrategia de CAF, y le permiten ofrecer recursos a costos competitivos", ha recalcado el banco.

Desde el punto de vista de CAF, esta "fortaleza institucional y gestión prudente" se han visto reflejadas en la confianza de las agencias calificadoras de riesgo. De esta manera, ha explicado que en 2025 logró un nuevo nivel "histórico" en sus calificaciones con S&P Global, Fitch, Moody's y JCR. En concreto, alcanzó en todas ellas el grado de inversión, lo que a su juicio subraya "su solvencia, robustez y capacidad para atraer y movilizar recursos a escala global".

Asimismo, el banco ha puesto en valor su expansión geográfica durante este año. De esta manera, ha subrayado que con el reingreso de Chile como miembro pleno, la incorporación de Costa Rica, El Salvador, Honduras, República Dominicana y Guatemala en Centroamérica, y la llegada de Barbados, Antigua y Barbuda, Bahamas y Granada en el Caribe, CAF se consolida como el banco multilateral con mayor presencia geográfica en la región.

"Esta ampliación multiplica su capacidad para impulsar la integración, el comercio y proyectos de impacto transfronterizo", ha recalcado.

Renovación de mandato

El banco ha detallado que para consolidar una voz unificada en la región durante 2025, impulsó el primer Foro Económico Internacional América Latina y el Caribe, un espacio de diálogo de alto nivel que se convertirá en una cita permanente para debatir y proponer soluciones a los retos regionales. Además, llevó la voz de la región a foros como la Cuarta Conferencia de Financiamiento para el Desarrollo (FFd4) en Sevilla, firmó acuerdos con el Grupo de Coordinación Árabe para promover inversiones sostenibles, apoyó activamente la Cumbre CELAC-UE, impulsó la reactivación ferroviaria como motor de desarrollo y organizó la Conferencia CAF sobre Ciudades Sostenibles e Innovación.

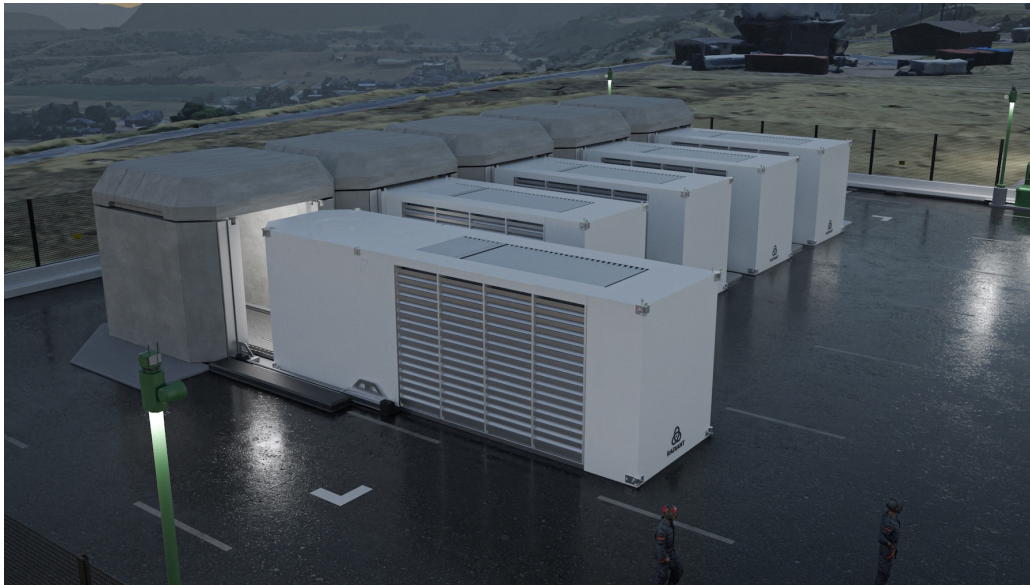
Por último, CAF ha incidido en el hecho de que su liderazgo en el escenario global ha recibido reconocimientos destacados. En este marco, ha recordado que el presidente ejecutivo de la

institución, Sergio Díaz-Granados, fue reelegido para un segundo período, del 2026 al 2031 y, "en un hecho sin precedentes", fue incluido en la prestigiosa lista de las 100 personas más influyentes del mundo de la revista TIME en 2025. "Este reconocimiento valora la labor al frente de una institución que se ha posicionado como actor clave en la discusión de los grandes desafíos globales", ha celebrado.

Por su parte, Díaz-Granados ha subrayado que los resultados de 2025 son "el fruto de una estrategia clara y del compromiso" de todo el equipo. "Hemos cumplido nuestras metas verdes antes de lo previsto, logramos la mejor calificación de riesgo en nuestra historia y movilizamos recursos sin precedentes para beneficio de todos los latinoamericanos y caribeños. Todo esto es una buena noticia para América Latina y el Caribe, que hoy cuenta con el apoyo estratégico, financiero y de conocimiento de CAF, uno de los bienes más preciados de la región", ha puesto en valor.

El microrreactor nuclear de Radiant, cada vez más cerca

- La compañía ha obtenido 300 millones en la última ronda de financiación para construir la fábrica y comenzar a producir en masa a partir de 2026.



El microrreactor nuclear de Radiant, cada vez más cerca

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-microrreactor-nuclear-de-radiant-cada-vez-mas-cerca/>

Ramón Roca

Sábado, 27 diciembre 2025

La compañía ha obtenido 300 millones en la última ronda de financiación para construir la fábrica y comenzar a producir en masa a partir de 2026

La startup estadounidense Radiant , pionera en microrreactores nucleares portátiles, ha anunciado que ha recaudado más de \$300 millones en una nueva ronda de financiación.

Esta última ronda de capital, que se produce apenas seis meses después del cierre de su Serie C que se realizó en apenas unas semanas, respaldará la ampliación de los esfuerzos de comercialización mientras Radiant se prepara para iniciar a principios del próximo año su recientemente anunciada fábrica R-50 en Oak Ridge, Tennessee.

Esta nueva ronda, liderada por Draper Associates y Boost VC, también incluye compromisos financieros adicionales de los inversores actuales, lo que refuerza su confianza continua en el posicionamiento de Radiant en el espacio de los microrreactores.

"La energía nuclear a microescala, producida en masa por primera vez en la historia, puede transformar la forma en que el público piensa sobre la energía nuclear", dijo Doug Bernauer, director ejecutivo y fundador de Radiant. "Esta financiación nos permite construir nuestra fábrica y cumplir con el cronograma de DOME, donde lograremos una reacción en cadena autosostenida en un reactor diseñado, construido, alimentado y operado por Radiant junto con nuestros socios del Laboratorio Nacional de Idaho".

Paso a paso

Radiant continúa cumpliendo hito tras hito a medida que sigue en camino para la puesta en marcha el próximo año de su primer reactor: la Unidad de Demostración Kaleidos (KDU), en las instalaciones de Demostración de Experimentos de Microrreactores (DOME) del Laboratorio Nacional de Idaho.

Los generadores nucleares transportables fabricados en la planta de Radiant están diseñados para proporcionar energía permanente para defensa, respuesta a desastres, industria remota e infraestructura crítica: aplicaciones donde los sistemas de energía tradicionales resultan insuficientes. Es la herramienta perfecta para sustituir los generadores diésel

"Radiant ha cumplido sus promesas en cada paso del camino", afirmó Tim Draper, fundador y socio director de Draper Associates. "La energía nuclear portátil proporcionará la mayor parte de nuestro incremento energético en los próximos años, y Radiant está trabajando con determinación no solo para poner en marcha su primer reactor, sino también para construirlos a gran escala en meses, no en años".

"La energía nuclear es la oportunidad más importante de nuestra vida, y ningún equipo está tan centrado en la ejecución como Radiant", afirmó Adam Draper, socio de Boost VC. "Son una fuerza de la naturaleza que alcanza cada hito a tiempo o antes de tiempo".

Como parte de esta última recaudación de capital, Radiant también recibió inversión adicional de Founders Fund, ARK Venture Fund, Chevron Technology Ventures y otros.

Cómo es el microrreactor Kaleidos

Radiant afirma que sus reactores, del tamaño de un semirremolque, llegan completamente ensamblados, cargados y probados dondequiera que se deban instalar como reemplazo de generadores diésel. Una vez descargados del camión de reparto, pueden comenzar a producir energía al día siguiente, junto con 1,9 MW de energía térmica para aplicaciones de calefacción industrial.

Además, un sistema de monitoreo de flota permite conectar cientos de unidades en cadena. Y cuando el combustible se agota después de cinco años de uso, el contenedor completo puede enviarse de regreso para su reabastecimiento y poder continuar funcionando en pocos días.

Radiant anunció la construcción de la primera fábrica del mundo para la producción en masa de reactores nucleares portátiles en Oak Ridge, Tennessee, donde nació la industria nuclear. La fábrica, llamada R-50, hace referencia al nombre histórico del lugar y a su ambiciosa misión de aumentar la producción a 50 reactores al año en pocos años tras el inicio de la producción en 2028.

El MITECO refuerza el papel de la bomba de calor con nuevas ayudas de 202,5 millones de euros

- El MITECO lanza una segunda convocatoria del programa RENOINN que impulsa la climatización renovable mediante bombas de calor.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/energias-renovables/152184/el-miteco-refuerza-el-...>

C de Comunicación

Viernes, 26 diciembre 2025

El Ministerio para la Transición Ecológica lanza una segunda convocatoria del programa RENOINN que impulsa la climatización renovable mediante bombas de calor.

Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha publicado la segunda convocatoria del programa de ayudas a proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento (RENOINN), una línea que vuelve a situar a la **bomba de calor renovable** como una de las tecnologías estratégicas

para avanzar en la descarbonización del sistema energético español.

Dotada con 202,5 millones de euros procedentes del **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia** y de los fondos Next Generation EU, la convocatoria está gestionada por el IDAE y financiará proyectos con un alto grado de innovación o con un valor añadido destacado por su integración en el territorio y en los sectores productivos.

La bomba de calor, mayor relevancia en la descarbonización

Dentro de este marco, las **instalaciones de bombas de calor renovables** cobran especial relevancia como solución para sustituir tecnologías basadas en combustibles fósiles en calefacción, refrigeración y producción de agua caliente sanitaria. Esta tecnología permite avanzar en la

electrificación de los procesos térmicos, aprovechando fuentes renovables y mejorando la eficiencia energética de los edificios y de determinadas aplicaciones industriales.

Y en este punto, la nueva convocatoria mantiene un enfoque claramente incentivador: solo se admitirán proyectos cuya ejecución no se haya iniciado antes de la solicitud de la ayuda y que cumplan con el principio de “no causar un daño significativo” al medioambiente (DNSH), exigido por los fondos europeos. El plazo para la ejecución de las inversiones se extiende **hasta el 30 de junio de 2030**, lo que ofrece un amplio margen para el desarrollo de iniciativas de mayor complejidad tecnológica.

Las solicitudes podrán presentarse **entre el 14 de enero y el 19 de febrero**, en régimen de concurrencia competitiva. En la evaluación de los proyectos se tendrán en cuenta criterios económicos, el grado de madurez de la propuesta y las externalidades positivas, como la reducción de emisiones o el impacto social y territorial.

Otras ayudas incluidas en la convocatoria del MITECO

Además de las bombas de calor, el programa RENOINN contempla ayudas para otros proyectos innovadores en energías renovables y almacenamiento. Entre ellos se incluyen la agrivoltaica con almacenamiento, la fotovoltaica flotante en espacios artificiales, la integración de renovables en infraestructuras, y el autoconsumo colectivo con participación de consumidores vulnerables, una línea que busca extender los beneficios de la transición energética a hogares con mayor riesgo de exclusión.

En la primera convocatoria del programa se financiaron **199 proyectos con 148,5 millones de euros**, que aportarán cerca de 300 MW de nueva potencia renovable y más de 350 MWh de capacidad de almacenamiento, incluyendo iniciativas de climatización mediante bomba de calor renovable. Con esta segunda edición, el MITECO aspira a consolidar estas tecnologías innovadoras como pilares del nuevo modelo energético alineado con los objetivos del PNIEC y del plan europeo REPowerEU.

Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)

El petróleo y el gas se lo piensan mejor y desaceleran el ritmo de su transición energética

- Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía siguen alcanzando nuevos máximos, lo que subraya el predominio persistente de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial.



Logo de la energética bp.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-petroleo-y-el-gas-se-lo-piensen-mejor-y-desaceleran-el-ritmo-de-su-tran...>

José A. Roca

Sábado, 27 diciembre 2025

Ningún comentario

La industria del petróleo y el gas llega a 2026 afrontando un marcado cambio de ritmo en la transición energética. A pesar de las recurrentes catástrofes climáticas, como incendios forestales sin precedentes y olas de calor extremas, y los constantes llamamientos a la reducción de emisiones, el ritmo de la transición energética global se está estancando.

Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía siguen alcanzando nuevos máximos, lo que subraya el predominio persistente de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial, según la firma de análisis y datos **GlobalData**.

El petróleo y el gas ganan la partida: la Agencia Internacional de la Energía se rinde a la realidad. La institución que lideraba el discurso "verde" ahora se retracta, volviendo a su objetivo inicial, el que motivó su nacimiento: procurar un

El informe " *Transición Energética en el Petróleo y el Gas* " destaca que las principales compañías de petróleo y gas mantienen su compromiso de reducir su huella de carbono como parte de una transición hacia modelos de negocio con bajas emisiones de carbono. Sin embargo, aunque muchas empresas mantienen sus ambiciones de cero emisiones netas para 2050 y objetivos provisionales para 2030, sus estrategias se han vuelto cada vez más

sistema energético fiable,
barato y al alcance de todos.

cautelosas, condicionadas por la volatilidad del mercado y
las políticas.

Ravindra Puranik, analista de petróleo y gas de GlobalData, dice: “En los últimos 12 a 18 meses, el tan publicitado impulso de la transición energética de la industria se ha mantenido en gran medida en la fase inicial de debates y proyectos piloto limitados, en lugar de materializarse a gran escala. La disrupción energética posterior a 2022 y las preocupaciones relacionadas con el suministro han frenado el interés del sector por un cambio radical en la matriz energética”.

Decae el interés por un cambio radical

BP, por ejemplo, ha dirigido mayores inversiones a la exploración y producción de petróleo y gas, ha desinvertido en algunos de sus próximos proyectos de energía renovable y ha reducido los objetivos de emisiones a corto plazo”».

De igual manera, **Shell** detuvo la construcción de su planta de combustibles renovables en Róterdam, alegando un panorama de mercado débil. El renovado enfoque de **BP** y Shell en la disciplina financiera y el valor de los negocios convencionales refleja una tendencia más amplia en el sector.

Shell eleva su meta de
reducción de costes y la
apuesta por el GNL para
aumentar el retorno al
accionistaShell ha expresado
su voluntad de mejorar las
distribuciones para los
accionistas desde el 30-40%
del flujo de caja de las
operaciones hasta el 40-50%.

Las principales empresas del sector del petróleo y el gas siguen trabajando para alcanzar sus objetivos de descarbonización, a menudo recurriendo a tecnologías existentes y emergentes. La inversión en energías renovables, especialmente eólica y solar, continúa, pero con reservas.

Puranik añade: “El entusiasmo inicial en torno a la transición energética global se ha calmado en 2025. Los problemas de rentabilidad, la inflación y la retirada de los incentivos gubernamentales en mercados importantes, como Estados Unidos, han generado incertidumbre en

torno a los proyectos renovables”.

La captura de carbono se utiliza cada vez más para mitigar las emisiones, mientras que las empresas también exploran el hidrógeno, las energías renovables y los combustibles bajos en carbono como alternativas y se están investigando las baterías y otros sistemas de almacenamiento de energía como vías adicionales.

Ajuste estratégico

Sin embargo, 2025 ha marcado el comienzo de un período de ajuste estratégico. Las principales empresas están reduciendo las energías renovables, priorizando el petróleo y el gas tradicionales y priorizando la prudencia financiera. En lugar de acelerar los planes de transición, la mayoría de las empresas optan ahora por un enfoque mesurado para equilibrar el riesgo.

“La prudencia financiera y la seguridad energética guían las decisiones. Si bien la innovación continúa, la transición actual es más gradual y pragmática, y la implementación de proyectos a gran

escala con bajas emisiones de carbono sigue estando estrechamente ligada a la evolución del mercado y las políticas”, concluye Puranik.



La Comunitat Valenciana encadena cinco años de parálisis en energía eólica

Los 39 parques valencianos se estancan en 1.243 megavatios desde 2020, cuando se instaló la última explotación ● Avaesen exige una renovación urgente del plan eólico valenciano y mayor seguridad jurídica

BEGOÑA JORQUES
València

En los últimos cinco años, la implantación de energía eólica en la Comunitat Valenciana ha experimentado un estancamiento en comparación con otras regiones que han acelerado sus proyectos renovables. Esta paralización sucede en un momento de creciente demanda de energía limpia y en un mercado marcado por la transición energética y la descarbonización.

Según el último 'Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España', de la asociación Empresarial Eólica y elaborado por Deloitte, la Comunitat Valenciana cuenta en la actualidad con una potencia de 1.239 megavatios (MW) (1.243, según Red Eléctrica Española) instalados y 39 parques eólicos, lo que le convierte en la octava de España. Muy por encima están Castilla y León (7.127 MW y 291 parques) Aragón (5.480 MW y 206 parques), Castilla-La Mancha (4.928 MW y 164 parques), Galicia (3.920 MW y 186 parques), Andalucía (3.649 MW y 170 parques), Navarra (1.557 MW y 68 parques) y Cataluña (1.435 y 53 parques).

Este estancamiento es constante en los últimos cinco años, desde 2020, fecha en la que se instaló el último parque eólico en la región (en Cofrentes), que, además, fue el primero después de ocho años. Según datos de Red Eléctrica Española, la Comunitat Valenciana mantiene los mismos 1.243 MW de potencia instalada desde 2020 a 2025. Este valor representa apenas la mitad de lo que se proyectó en el Plan Eólico de la Comunitat Valenciana de 2001, que preveía unos 2.800 MW.

Además, esta evolución muestra un retraso significativo respecto a los objetivos actuales. La Generalitat Valenciana se ha propuesto alcanzar 4.000 MW eólicos para 2030, en línea con las metas nacionales de descarbonización. Esto implica que en los próximos cinco años debería instalarse más del doble de la capacidad eólica existente, un desafío considerable



Imagen de archivo de aerogeneradores en la localidad valenciana de Buñol.

La C. Valenciana ocupa la octava posición nacional, con Castilla y León (7.127 MW) a la cabeza

tras dos décadas en las que el desarrollo eólico estuvo prácticamente bloqueado al 50 % de lo previsto inicialmente.

Pese a todo, la energía eólica es actualmente la principal fuente renovable de electricidad en la Comunitat Valenciana, aunque su peso en el mix regional sigue siendo relativamente bajo debido a la prevalencia de tecnologías convencionales. En 2024 la eólica produjo en torno a 2.080 GWh en la C. Valenciana, lo que supuso el 13,7 % de la generación eléctrica total. El

conjunto de fuentes renovables aportó un 22,4 % de la producción eléctrica valenciana en 2024, de modo que la eólica representó más de la mitad de esa generación verde (siendo la renovable líder). No obstante, más de tres cuartas partes de la electricidad valenciana sigue produciéndose con fuentes no renovables, principalmente nuclear y gas, lo que coloca a la Comunitat entre las últimas del país en cuota renovable (22,4 % frente al 56,8 % de media nacional en 2024).

Obsolescencia e inseguridad

Según explica a *Levante-EMV* Pedro Fresco, director general de la Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía (Avaesen), existen «dos problemas fundamentales con el plan eólico actual de la Comunitat Valenciana». Fresco apunta a que «es un plan de

hace 25 años, que se hizo en unas circunstancias tanto tecnológicas como regulatorias totalmente distintas».

En primer lugar, recuerda que «se hizo por zonas eólicas, que se subastaron y tuvieron concesionarios. Esta es una forma totalmente contraria a las directivas europeas actuales y a la forma en cómo se desarrollan renovables en cualquier sitio. Ya no hay zonas de exclusividad para nadie». Al respecto matiza que «aunque diferentes decretos parecen abrir la puerta a otras empresas hay cierta inseguridad jurídica».

El segundo obstáculo que Fresco señala es que el plan eólico se planteó con la tecnología de 2001. «Con la tecnología que hay actualmente, zonas que están fuera del plan eólico, tienen viento suficiente para que tenga sentido desarrollar parques eólicos. Pero también

hay inseguridad jurídica en este aspecto. Aunque hay una puerta abierta para que se haga, es un proceso muy largo que desincentiva a promover fuera de las zonas eólicas. «Esa es la cuestión fundamental por la que la eólica de la Comunitat Valenciana está paralizada. Tenemos recurso eólico suficiente, pero las cuestiones burocráticas están impidiendo el desarrollo de la eólica», lamenta.

Sobre el objetivo de llegar a los 4.000 MW en 2030, Fresco considera que «con los plazos burocráticos actuales es imposible», pero apunta a que «tenemos que hacer el argumento al revés: si tenemos ese objetivo, vamos a ver cómo lo cumplimos. Hay que cambiar la regulación que tenemos ahora si queremos que se desarrolle algo más que la anécdota, que es lo que estamos viendo en los últimos años», concluye. ■

Fernando Bustamante

La infraestructura mundial de carga para vehículos eléctricos alcanzará los 11 millones de unidades en 2030

- Según GlobalData, se prevé que el mercado global de infraestructura de carga para VE crezca a un ritmo anual del 13,6%, y pase de 5,8 millones de unidades en 2025 a 11 millones en 2030.



Cargadores para vehículos eléctricos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-infraestructura-mundial-de-carga-para-vehiculos-electricos-alcanzara-los-...>

José A. Roca

Sábado, 27 diciembre 2025

Según GlobalData, se prevé que el mercado global de infraestructura de carga para VE crezca a un ritmo anual del 13,6%, y pase de 5,8 millones de unidades en 2025 a 11 millones en 2030

Con la adopción de vehículos eléctricos (VE) acelerándose, impulsada por regulaciones gubernamentales más estrictas sobre emisiones en todo el mundo, la demanda de una red sólida de carga para VE está aumentando rápidamente. Países como Estados Unidos y China han experimentado un crecimiento especialmente rápido en la adopción de VE, respaldado por una importante inversión pública en infraestructura de carga. Se prevé que el mercado global de infraestructura de carga para VE crezca a una tasa de crecimiento anual compuesta del 13,6%, pasando de 5,8 millones de unidades en 2025 a 11,0 millones de unidades en 2030, según **GlobalData**, una plataforma líder de inteligencia y productividad.

El último informe de GlobalData, *"Electric Vehicles in Power: Strategic Intelligence"*, revela que el aumento en la adopción de VE está intensificando la necesidad de más estaciones de carga públicas para mantenerse al ritmo de la creciente demanda de electricidad. Las inversiones se están orientando a fortalecer las capacidades de carga rápida, lo que destaca el énfasis de la industria en la expansión de la infraestructura para apoyar el crecimiento del mercado de VE.

Por ejemplo, en mayo de 2024, **Charge Zone** recaudó 19 millones de dólares de British International Investment para ampliar su infraestructura de carga para VE. Anteriormente, en julio de 2023, GLIDA anunció planes para invertir alrededor de 1,2 millones de dólares con el fin de expandir su red de estaciones de carga.

Rehaan Shiledar, analista sénior de energía en GlobalData, comenta:

“La perspectiva global para los vehículos eléctricos de batería (BEV) sigue siendo sólida, respaldada por el creciente interés de los consumidores, los rápidos avances tecnológicos y las políticas gubernamentales favorables. Se prevé que las ventas de BEV aumenten significativamente, ampliando la flota mundial de VE en los próximos años en línea con las políticas existentes e impulsando una mayor demanda de baterías. Aunque China continúa liderando el mercado, la demanda se está expandiendo de manera más amplia, con un crecimiento significativo tanto en economías emergentes como en mercados maduros como la UE y el Reino Unido.”

Liderazgo chino

China es líder en la producción de VE, representando más de la mitad de las ventas y la producción mundial gracias a un fuerte apoyo gubernamental, una inversión significativa en infraestructura y fabricantes nacionales avanzados. China entregó alrededor de 7,5 millones de unidades de BEV en 2024 y se espera que produzca aproximadamente 13,5 millones de unidades de BEV para 2032.

Se estima que Europa alcanzará 11,8 millones de unidades para 2032, mientras que América del Norte y el resto del mundo se estima que producirán alrededor de 5,9 y 5,8 millones de unidades de BEV, respectivamente, para 2032. La producción mundial de BEV fue de 11,4 millones de unidades en 2024 y se estima que alcanzará aproximadamente 37 millones de unidades en 2032.

Shiledar añade: “La tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) está ganando rápidamente impulso, impulsada por la creciente adopción de VE, la necesidad de estabilizar la red ante el aumento de las fuentes de energía renovable y las políticas gubernamentales de apoyo. Esta tecnología permite que los VE devuelvan a la red eléctrica la energía almacenada en sus baterías. El V2G forma parte del paradigma más amplio de integración vehículo-red y puede suministrar electricidad a hogares, edificios comerciales y cualquier carga conectada a la red. La expansión paralela de las flotas de VE y las capacidades de redes inteligentes ha impulsado el desarrollo del V2G, y se espera que la demanda de esta tecnología aumente junto con una mayor adopción de VE y el despliegue de redes inteligentes.”

Tecnología V2G

Numerosas empresas están avanzando activamente en soluciones V2G para capitalizar este crecimiento. Compañías como **Vattenfall**, **E.ON** y **Nuvve** están desarrollando e implementando tecnología vehicle-to-grid, utilizando vehículos eléctricos como activos móviles de almacenamiento de energía.

"Se espera que el mercado de VE crezca de manera constante en los próximos años, respaldado por fuertes incentivos gubernamentales, mejoras tecnológicas continuas y una creciente preferencia de los consumidores por un transporte más limpio. El impacto más inmediato de una flota de VE más

grande es el aumento de la demanda de electricidad, ya que más vehículos se conectan para cargarse y añaden nuevas cargas al sistema eléctrico. Para gestionar este crecimiento, las empresas eléctricas deberán fortalecer la red mediante la modernización de transformadores, subestaciones y alimentadores de distribución. La implementación de soluciones de red más inteligentes, como la carga inteligente y las tecnologías vehicle-to-grid, puede ayudar a alinear la carga con las condiciones de la red, reducir la demanda máxima, apoyar la estabilidad de la red y permitir una mayor integración de energías renovables”, concluye Shiledar.

[WWW.ELESPANOL.COM](#)

La patronal reclama modernizar las redes eléctricas en Galicia para atraer proyectos industriales

<https://www.elespanol.com/quincemil/economia/energia/20251226/patronal-reclama-modernizar-redes-electric...>

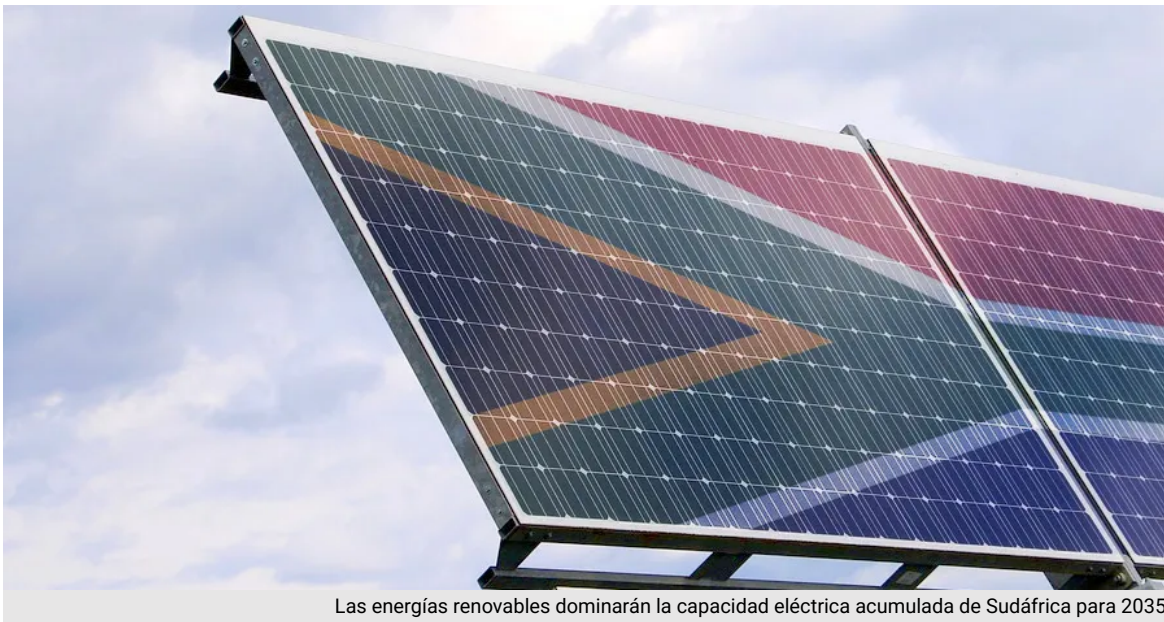
Viernes, 26 diciembre 2025

Infraestructura de red eléctrica en España. Invertia La CEG alerta de saturación y "falta de infraestructuras básicas" que debilitan el proceso de transición energética Te puede interesar: El absentismo, un reto de cara a 2026 para la patronal gallega: "Es un problema estructural" Alerta desde la Confederación de Empresarios de Galicia (CEG) : "Sin una red eléctrica suficiente y bien dimensionada, será imposible atraer nuevos proyectos industriales, retener inversiones y generar empleo". La advertencia es del presidente de la patronal gallega, Juan Manuel Vieites , y apunta a que "Galicia corre el riesgo de perder una oportunidad industrial clave ligada a la transición energética y a la reindustrialización" . La CEG expone que Galicia es una de las comunidades con mayor capacidad de generación eléctrica del país, "con un peso muy relevante de las energías renovables, que representan en torno al 70 % de la potencia instalada". Galicia produce de forma estructural más electricidad de la que consume y exporta al resto del sistema. Sin embargo, esta fortaleza contrasta con una red de transporte y distribución insuficiente, "que impide aprovechar plenamente ese potencial para atraer nueva industria", destaca la CEG. Los empresarios gallegos subrayan que, pese a contar con una industria preparada para avanzar en la descarbonización y con una posición estratégica como potencia energética, " el actual marco retributivo de las redes eléctricas no ofrece la seguridad ni la rentabilidad necesarias para acometer las inversiones que requiere el sistema". En un contexto nacional en el que el 87% de los nudos eléctricos se encuentran saturados y solo se concede una de cada diez solicitudes de acceso, la CEG muestra su preocupación por la propuesta de la CNMC de fijar una tasa de retribución del 6,58% para las redes eléctricas durante los próximos seis años. Una cifra claramente inferior, indica la patronal, a la de países de nuestro entorno, como Reino Unido (8%) o Portugal (7,4%), y también por debajo de la de otros sectores regulados en España. A ello se suma un recorte cercano al 37 % en los gastos de operación y mantenimiento, que pone en riesgo la calidad y seguridad del suministro. "Galicia no puede quedar al margen del proceso de reindustrialización y transición energética por la falta de infraestructuras básicas", insiste Vieites, que además califica de "incoherente" la falta de homogeneidad en los criterios de retribución de las redes eléctricas en comparación con otros países europeos. En el caso de Galicia, la CEG alerta de que "la limitada capacidad de evacuación y acceso a la red eléctrica está frenando desarrollos industriales vinculados a sectores clave como la industria electrointensiva, la automoción, la cadena forestal-madera, la industria agroalimentaria, la economía del hidrógeno verde y los nuevos proyectos asociados a las energías renovables ". Pese a ser una de las comunidades con mayor capacidad de generación eléctrica, especialmente renovable, Galicia se enfrenta a cuellos de botella en la red que impiden transformar ese potencial energético en valor industrial, empleo y competitividad empresarial. La Comisión de Energía de la CEG insiste en que resulta prioritario reforzar y modernizar las redes de transporte y distribución para evitar que proyectos industriales y energéticos, algunos con inversiones de cientos de millones de euros, acaben trasladándose a otras

comunidades o a otros países con mejores condiciones regulatorias. "Esta situación no solo limita el crecimiento económico, sino que también pone en riesgo miles de empleos directos e indirectos, especialmente en áreas industriales y rurales", advierte la patronal gallega.

Las energías renovables dominarán la capacidad eléctrica acumulada de Sudáfrica para 2035

- Según previsiones de GlobalData, la cuota de energía limpia se duplicará con creces, aumentando del 20,5% en 2024 al 48,5% en 2035.



Las energías renovables dominarán la capacidad eléctrica acumulada de Sudáfrica para 2035

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-energias-renovables-dominaran-la-capacidad-electrica-acumulada-de-su...>

José A. Roca

Viernes, 26 diciembre 2025

Según previsiones de GlobalData, la cuota de energía limpia se duplicará con creces, aumentando del 20,5% en 2024 al 48,5% en 2035

Sudáfrica está acelerando su transición energética, respaldada por políticas gubernamentales, un sólido potencial solar y eólico terrestre, y objetivos de sostenibilidad. Como resultado, se estima que la participación de las energías renovables en la matriz de capacidad eléctrica del país se duplicará con creces, aumentando del 20,5 % en 2024 al 48,5 % en 2035, según la firma de análisis y datos **GlobalData**.

El último informe de GlobalData, "*South Africa Power Market Trends and Analysis by Capacity, Generation, Transmission, Distribution, Regulations, Key Players and Forecast to 2035*", revela que se proyecta que las energías renovables representen el 31,3% de la generación eléctrica total del país para 2035, frente al 8,9% en 2024. La energía térmica representó el 72% de la participación total de la capacidad en el país en 2024.

Sudeshna Sarmah, analista de energía de GlobalData, comenta que "la Ley de Enmienda de la Regulación Eléctrica de 2024 en Sudáfrica señala un cambio decisivo hacia un mercado eléctrico más competitivo y sostenible. De forma paralela, el gobierno ha acelerado la incorporación de nueva

capacidad de generación, en particular de energías renovables, ampliando la integración de la energía solar y eólica para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia del carbón”.

Gran potencial renovables pero poca inversión

Sudáfrica cuenta con un importante potencial de energías renovables, pero la inversión insuficiente ha limitado su desarrollo. El progreso se ha visto ralentizado por retrasos en la apertura de rondas de licitación y por una planificación financiera, técnica y de adquisiciones deficiente. Incluso a medida que avanzan nuevos proyectos de generación, las limitaciones en la infraestructura de red de Eskom amenazan la seguridad energética y la fiabilidad del suministro. Por ello, la modernización del sistema eléctrico nacional es esencial para garantizar la estabilidad a largo plazo y apoyar el crecimiento económico.

El Plan Integrado de Recursos (IRP, por sus siglas en inglés) de Sudáfrica fija como objetivo alcanzar 6.000 MW de energía solar fotovoltaica y 14.400 MW de capacidad eólica para 2030. Para apoyar estos objetivos de energías renovables, se han introducido varias políticas e iniciativas, entre ellas el Plan Maestro de Energías Renovables de Sudáfrica (SAREM), lanzado en marzo de 2025 como un marco estratégico para fortalecer el sector de las energías renovables, y el programa Green Fund para financiar iniciativas verdes que respalden la transición hacia una economía baja en carbono.

Motor clave de la inversión

Además, el Programa de Adquisición de Productores Independientes de Energía Renovable (REIPPP) se destaca como un motor clave de la inversión del sector privado en energías renovables conectadas a la red, ayudando a diversificar la matriz energética de Sudáfrica mediante proyectos como solar, eólico y biomasa, y posicionando al país como un líder en energías renovables en África.

Sarmah concluye: “El sector eléctrico de Sudáfrica está experimentando una transición hacia la energía sostenible, equilibrando el retiro progresivo del carbón con la expansión de las energías renovables y la modernización de la red. Si bien el objetivo de 2030 sigue siendo ambicioso, la alineación continua de las políticas, la aceleración en la entrega de infraestructuras y una mayor inversión en respaldo y transmisión serán fundamentales para mantener el impulso de la energía limpia del país hasta 2035 y más allá”.

Los ministros Sara Aagesen y Óscar Puente, nuevas firmas de El Periódico de la Energía para 2026

- El medio especializado en energía referente en España ha conseguido que ambos ministros escriban artículos para el próximo año. La primera entrega será a la vuelta de vacaciones tras el Día de Reyes.



Aagesen y Puente, nuevas plumas de El Periódico de la Energía.

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-ministros-sara-aagesen-y-oscar-puente-nuevas-firmas-de-el-periodico-d...>

Ramón Roca

Domingo, 28 diciembre 2025

El Periódico de la Energía se congratula de anunciar a sus fichajes estrella como colaboradores para el 2026. Y no pueden ser más *top*. Se trata de la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, **Sara Aagesen** y el ministro de Transportes y Movilidad Sostenible, **Óscar Puente**.

Son los que dirigen las carteras de todo lo relacionado que informamos a través de nuestras páginas y hemos conseguido convencerlos para que escriban una serie de artículos en los que expliquen cuáles van a ser sus líneas de actuación en los consiguientes meses. Ambos se han comprometido a escribir un artículo al trimestre.

Aagesen, considerada la *Rosalía* de la Transición Energética, está especializada en todo lo relacionado con la energía, es la autora en la sombra pero real de la Biblia de la Energía, que no es otra obra que el PNIEC 2030 (más de 730 páginas).

"El objetivo de lanzarme a escribir en El Periódico de la Energía es tratar de explicar mejor todo lo que rodea a la transición ecológica. Es un gran reto", ha asegurado Aagesen a este diario. "Siempre he querido escribir en los medios, tengo algo de periodista en mí", afirma.

Una prueba de coche

Por su parte, el ministro Puente, considerado un revolucionario de la movilidad sostenible, cree que puede, a través de sus artículos, llegar a más gente que con su cuenta de Twitter (X) y asegura que

"me encantaría hacer una prueba de un coche eléctrico chulo y contar mi experiencia al volante. Me encantan esos coches", asegura.

Esta colaboración comenzará la primera semana a la vuelta de las vacaciones de Navidad, tras la celebración del Día de Reyes, cuando Aagesen y Puente expliquen en primicia lo que van a hacer durante todo el año a través de estas páginas.

"Es un honor para El Periódico de la Energía tener dos firmas de este nivel entre nuestros colaboradores. Me surgió la idea tras leer a Puente en Twitter, y vi que se quedaba con más ganas de escribir y se lo propuse a ambos y aunque ha costado convencerlos podemos asegurar que estarán el próximo año con nosotros", afirma Ramón Roca, fundador y director de El Periódico de la Energía.

"Creo que va a ser uno de nuestros éxitos para el próximo año", confía el editor del diario energético referente, José Antonio Roca.

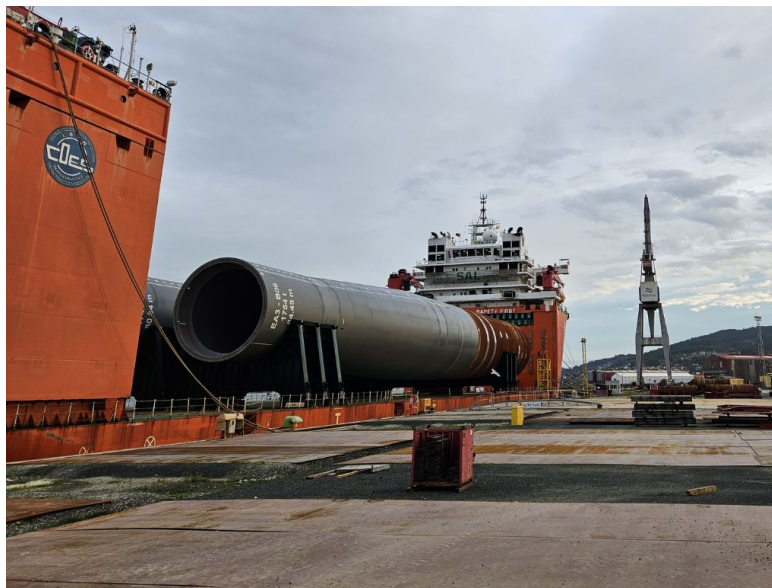
Nuevas caras

El Periódico de la Energía tiene 11 años de vida, nació un primero de julio de 2014 y se ha convertido poco a poco en un medio de referencia para los profesionales del sector energético.

Además de tener una buena retahila de colaboradores, El Periódico de la Energía siempre ha creído en las tradiciones y como no siempre ha apostado por el Día de los Santos Inocentes con sus múltiples y diversas inocentadas. Así que **sonría** y comparta esta *exclusiva* si le ha parecido graciosa.

Navantia Seanergies y Windar Renovables finalizan para Iberdrola los monopilotes de un parque eólico marino en Reino Unido - Energética 21

- El parque de East Anglia Three donde se instalarán los monopilotes contará con una capacidad de generación de 1.400 MW. Este nuevo proyecto se suma a los ya ejecutados previamente por ambas compañías para Iberdrola en Reino Unido, Alemania y Francia.



Navantia Seanergies Windar Renovables Iberdrola parque eólico marino East Anglia Three

[navantia](#)[seanergies](#)[windar renovables](#)[iberdrola](#)[parque eólico marino](#)[monopilotes](#)[east anglia three](#)

<https://energetica21.com/noticia/navantia-seanergies-windar-renovables-finalizan-iberdrola-monopilotes-parqu...>

Energética 21

Viernes, 26 diciembre 2025

El parque de East Anglia Three donde se instalarán los monopilotes contará con una capacidad de generación de 1.400 MW. Este nuevo proyecto se suma a los ya ejecutados previamente por ambas compañías para Iberdrola en Reino Unido, Alemania y Francia.

La alianza empresarial formada por **Navantia Seanergies** y **Windar Renovables** ha finalizado con éxito la fabricación de los **45 monopilotes** destinados al p **arque eólico marino East Anglia Three (Reino Unido)** , que **Iberdrola** desarrolla en aguas del **Mar del Norte**.

Este proyecto representa el segundo pedido de monopilotes completado para Iberdrola por la alianza Navantia-Windar y el tercero de este tipo de cimentación ejecutado conjuntamente hasta la fecha.

La fabricación de estas subestructuras se ha llevado a cabo en la fábrica de monopilotes que ambas compañías operan conjuntamente en el **astillero de Navantia en Fene (A Coruña)** . Cada uno de los 45 monopilotes tiene unas dimensiones máximas de 84 metros de longitud, 1800 toneladas de peso y 10,6 metros de diámetro.

Para este mismo complejo, en concreto para el parque eólico marino East Anglia One, Navantia Seanergies construyó previamente una subestación y junto a Windar 42 cimentación tipo jackets.

Cuando entre en operación en 2026, **el parque en el que se instalarán los monopilotes contará con una capacidad de generación de 1.400 MW**, suficientes para abastecer de energía limpia a 1,3 millones de hogares.

Este nuevo proyecto se suma a los ya ejecutados previamente por Navantia Seanergies y Windar Renovables para Iberdrola en Reino Unido, Alemania y Francia, en el marco de una colaboración estratégica que supera los 1.000 millones de euros en encargos durante los últimos diez años.

Asimismo, parte de la fabricación de este proyecto se ha desarrollado en paralelo al parque eólico marino Windanker (350 MW), también para Iberdrola, ya instalado en aguas del mar Báltico y para el que ambas empresas han fabricado 21 monopilotes

Polonia cierra con éxito su primera subasta eólica marina

- El resultado de la subasta (adjudicados 3.400 megavatios con contratos por diferencias) ha sido recibido con satisfacción por parte de la patronal WindEurope



Polonia cierra con éxito su primera subasta eólica marina

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Polonia cierra con éxito su primera subasta eólica marina

<https://www.energias-renovables.com/eolica/polonia-cierra-con--xito-su-primera-20251228>

ER

Domingo, 28 diciembre 2025

La subasta ofrecía Contratos por Diferencias (CfD) a largo plazo (25 años). Las ofertas ganadoras han oscilado entre los 113 y los 117 euros por megavatio hora, todas por debajo de los límites de precios ministeriales establecidos a principios de este año. Según WindEurope, esta subasta marca "el inicio de una nueva etapa para el sector eólico marino polaco". La asociación espera que los proyectos suministren su primera electricidad a la red en diciembre de 2032. WindEurope estima que las empresas nacionales representarán más del 40% de la cadena de suministro, "lo que contribuirá a desarrollar capacidad industrial y experiencia a largo plazo en las regiones costeras, impulsando la ambición del país de convertirse en un centro líder en energía eólica marina en el mar Báltico".

La hoja de ruta de Polonia para la energía eólica marina incluye nuevas subastas en 2027, 2029 y 2031. Si se mantiene el impulso actual -aventura **WindEurope** -, Polonia podría alcanzar los 18 GW de energía eólica marina para 2040 y potencialmente superar los 30 GW para 2050.

Europa se ha fijado como objetivo 2030 alcanzar los 120 gigavatios de potencia eólica marina en operación. Hoy hay 37 GW. WindEurope estima que, "en el mejor de los casos, Europa alcanzará los 70 GW" en esa fecha.

Qair refuerza su cartera de energía eólica europea con la adquisición de la filial francesa de Eno Energy

- Esta operación estratégica enriquece la cartera eólica de Qair y fortalece la diversificación de su mix energético.



Qair refuerza su cartera de energía eólica europea con la adquisición de la filial francesa de Eno Energy

<https://elperiodicodelaenergia.com/qair-refuerza-su-cartera-de-energia-eolica-europea-con-la-adquisicion-de-l...>

José A. Roca

Viernes, 26 diciembre 2025

Esta operación estratégica enriquece la cartera eólica de Qair y fortalece la diversificación de su mix energético

Qair, empresa europea independiente de energías renovables, anuncia la adquisición de EEF SAS, filial francesa de **Eno Energy**, así como de algunos de los proyectos de Eno Energy en desarrollo en Alemania. Esta operación estratégica enriquece la cartera eólica de Qair y fortalece la diversificación de su mix energético.

El éxito de esta operación pone de manifiesto la agilidad y la colaboración de los equipos de Qair en Francia, Alemania y en la sede central, garantizando la continuidad de los proyectos y los empleados. Las transacciones se llevaron a cabo con el apoyo de Capcora, quien actuó como asesor exclusivo de ventas de Eno Energy il.

Un trabajo en equipo

Qair adquirió una cartera de proyectos de aproximadamente 260 MW, con proyectos ubicados en Francia, Alemania y Bélgica, algunos de los cuales se espera que estén listos para su construcción a finales de 2026. El equipo de EEF SAS se incorporará a la oficina de Qair en París. La transacción subraya la capacidad de Qair para aprovechar oportunidades estratégicas, manteniendo la continuidad operativa y ampliando su oferta de energías renovables.

“Esta adquisición demuestra el excepcional trabajo en equipo que se lleva a cabo en toda nuestra organización”, afirmó Jochen Nussle, director de TI de Qair . “Nuestros equipos han demostrado una agilidad y experiencia excepcionales, lo que nos ha permitido aumentar nuestra capacidad eólica y mejorar la disponibilidad de energías renovables para nuestros clientes”.

Un futuro más diversificado y resiliente

Esta adquisición diversifica aún más la cartera de energías renovables de Qair, que ya incluye activos solares y eólicos. Los nuevos proyectos, ubicados en tres mercados europeos clave, reforzarán la capacidad de Qair para suministrar energía fiable, descarbonizada y disponible, a la vez que aprovecharán su experiencia en la gestión de proyectos multitecnológicos.

La transacción garantiza el desarrollo ininterrumpido de estos proyectos y mantiene sólidas relaciones con todos los interesados, reforzando así el crecimiento estratégico de Qair en Europa.



Tres proyectos andaluces de hidrógeno renuncian a las ayudas de Bruselas

► Ignis deja ir una subvención de 97 millones de euros para su planta de amoniaco del puerto de Sevilla

La compañía Ignis ha r
ELENA MARTOS
SEVILLA



subvención de 97,3 millones que le había concedido Bruselas para construir la planta de amoniaco verde que había planteado en terrenos del puerto de Sevilla. El desarrollo, bautizado como Armonia Green, era uno de los ocho españoles que había seleccionado el Banco Europeo de Hidrógeno, impulsado por la Comisión Europea. Y además, es uno de los mayores beneficiados en la segunda subasta de este órgano, que emitirá en unos días la resolución definitiva, concretamente 97 de los casi 300 millones que se han destinado a la producción de hidrógeno verde en España en esta convocatoria.

La fábrica se iba a levantar por fases en el polígono de Torrecuellar, donde se encuentra el recinto original de la Zona Franca sobre una superficie de casi veinte hectáreas de terreno. Los promotores habían propuesto iniciar la actividad a lo largo del año que viene, siempre y cuando los plazos de la tramitación lo permitieran, y la concesión de esta ayuda suponía un espaldarazo al proyecto que contempla una inversión definitiva de mil millones de euros. El objetivo de creación de empleo también era ambicioso, situado en el horizonte de los 1.200 puestos de trabajo.

La noticia supone un mazazo para la Autoridad Portuaria de Sevilla, que

también está haciendo una importante apuesta por atraer a empresas que desarrollan esta actividad. De hecho, ha recibido una ayuda para mejorar la dotación energética y preparar el entorno de la Zona Franca para futuros proyectos industriales. Esta subvención, concedida a través de la Consejería de Industria, Energía y Minas, asciende a 1,9 millones de euros y tiene como misión disponer de una nueva infraestructura eléctrica para que las compañías tengan el suministro suficiente para desarrollar sus proyectos.

Ignis ha renunciado a las ayudas aprobadas en la esta segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno tanto para el proyecto de Sevilla como para el que tenía previsto en Galicia, concretamente en el puerto de Punta Langosteira de La Coruña. Ambos figuran como 'retirados' en el estado de tramitación de la convocatoria, según la documentación que publica la Comisión Europea en su portal.

Pero no son los únicos, otros dos proyectos andaluces han tomado el mismo camino. Se trata de Villamartín H2 y Puerto Serrano H2, ambos promovidos por Galena Renovables 7 SL, sociedad que pertenece al gru-

La fábrica se iba a levantar por fases en el polígono de Torrecuellar, donde se encuentra el recinto original de la Zona Franca

po Avalon Renovables. Entre los dos habían captado una subvención de 37,4 millones de euros para construir campos fotovoltaicos que alimenten una planta de hidrógeno verde.

Esta financiación se iba a distribuir de la siguiente manera: el proyecto Villamartín H2 recibiría 25,1 millones de euros y Puerto Serrano H2, un total de 12,3 millones. Los dos están destinados a alimentar uno de los grandes focos de Avalon Renovables que es el proyecto Bahías de Algeciras y Cádiz y que

tiene un objetivo de generación de 800.000 toneladas al año de amoniaco verde, que se utiliza para la producción de fertilizantes y para la industria química.

Tampoco ha cerrado aún la tramitación de esta subasta la compañía EDP que ha captado 169 millones para su proyecto H2 Brisa en el Campo de Gibraltar. Este sería la segunda fase del desarrollo Green H2 Los Barrios que permitirá transformar la actual central térmica de carbón de la localidad gaditana en una planta de hidrógeno renovable con una capacidad de electrólisis de 130 megavatios (MW).

El motivo de estas renunciadas es variado. El primero es que «la aceptación de las ayudas implica que los proyectos tendrían que estar produciendo hidrógeno en 2030 bajo riesgo de penalización millonaria», como aclaran a ABC fuentes del sector. Y este objetivo es complicado, pues «aunque hay una apuesta decidida del Gobierno y de Europa por esta transición energética».



Foto aérea de la Zona Franca de Sevilla donde se está proyectada la fábrica de amoniaco

La tercera subasta del BEH saldrá en el primer trimestre de 2026

Está prevista una tercera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) para el primer trimestre de 2026, con un presupuesto de hasta 1.000 millones de euros. La Comisión Europea también pondrá en marcha Hydrogen Mechanism en el marco de este mismo órgano. Esta plataforma en línea reunirá a compradores y vendedores y permitirá a los participantes en el mercado

compartir información y encontrar socios comerciales potenciales.

En esta segunda, que es la que se está cerrando actualmente se ha repartido un total de 992 millones de euros entre 15 proyectos seleccionados en cinco países. Los que se han retirado, siete en total, han sido sustituidos por los que habían quedado en reserva que actualmente inician la tramitación.



tica, todavía no existe suficiente demanda para producir este gas verde a escala industrial y garantizar así la viabilidad económica de las operaciones», continúan.

Las fuentes consultadas advierten de que «la falta de demanda y de visibilidad regulatoria está frenando inversiones en toda Europa, incluso en proyectos que cuentan con apoyo público. Los fondos son una palanca clave, pero sin un mercado sólido y reglas estables no son suficientes».

Moeve sigue adelante

Por suerte, otros grandes promotores siguen apostado por el hidrógeno a pesar de la incertidumbre. Ese es el caso de Moeve, que ve en esta actividad el futuro de la descarbonización de la industria. Su consejero delegado, Maarten Wetselaar, ha anunciado que la construcción del futuro Valle del Hidrógeno Verde comenzará en Huelva a principios de año. Está será la mayor fábrica de este gas pro-

ducido por fuentes renovables de Europa y dispondrá de un electrolizador de 400 MW.

La instalación, situada en La Rábida, alcanzará su plena capacidad en 2028 y se completará con otro desarrollo similar en el Campo de Gibraltar. Entre ambas comarcas, el grupo energético desembolsará unos 3.000 millones de euros destinados a transformar la producción energética y reducir de forma sustancial las emisiones en Andalucía.

Una de las dudas que planeaban sobre este desarrollo es que la infraestructura eléctrica tuviera la suficiente capacidad para poder llevarlo a término, pero el Gobierno central ha confirmado que este enclave industrial es prioritario y se contempla en la Planificación Eléctrica de los próximos cinco años.

En la zona se construirán las subestaciones y se lanzarán las redes necesarias para apuntalar la construcción del Valle del Hidrógeno.





Urbanismo aprueba la futura planta de hidrógeno verde de Endesa en Andorra

La Comisión de Urbanismo de Teruel ha aprobado el proyecto de Endesa para construir una planta de hidrógeno verde en la antigua central térmica de Andorra. La instalación, con una inversión de 50 millones, producirá 2.263 toneladas anuales y reutilizará infraestructuras existentes.

Urbanismo da luz verde a la hidrogenera de Endesa en Andorra

Ocupará 2,4 hectáreas de terreno en el que se ubicaba la antigua central térmica

Redacción
Alcañiz

La Comisión provincial de Urbanismo de Teruel ha informado favorablemente el proyecto de construcción de la futura planta de producción de hidrógeno verde que Endesa proyecta en 2,4 hectáreas de terreno de los que ocupaba la antigua central térmica en Andorra. La resolución, publicada en Boletín Oficial de Aragón este mes de diciembre y en camino del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (Inaga), se añade a un expediente que tomó velocidad de crucero hace prácticamente un año cuando el proyecto se sometió a publicación y tramitación ambiental, y da un paso más en el de momento lento pero progresivo caminar administrativo de las iniciativas vinculadas al Nudo Mudéjar.

El informe elaborado por Urbanismo repasa las normas urba-

nísticas municipales de los municipios a los que afecta la instalación, Andorra como base de la planta industrial, los vecinos Alcorisa y Alcañiz como suelo de provisión energética. Y recuerda las cuatro grandes unidades que dividirán la fábrica, fundamentalmente las dependencias logísticas, electrolizadoras, de almacenaje y de administración que ocuparán este complejo en el que Endesa pretende invertir cerca de 50 millones de euros. La hidrogenera habrá de establecerse en el solar en el que se levantaban las tres torres de refrigeración que servían a la antigua térmica.

Y, en este sentido y por ello, el informe de Urbanismo hace una referencia breve, pero precisa, a las infraestructuras que comunicarán todo este entorno de remodelación industrial en el que Endesa y otros operadores planean inversiones millonarias. Urbanismo recuerda que la ubi-



Imagen desde las alturas donde se ubicaba la antigua central térmica de Andorra. Endesa

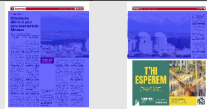
cación de la hidrogenera coincide con la antigua central de carbón, con lo que el cruce de acceso a esa planta térmica, que “se encuentra entre el punto kilométrico 14 y 15 de la carretera A-1407”, podrá vertebrar el espacio “por lo que no será necesario ningún acceso de nueva creación”. Eso sí, sí que será aconsejable “acondicionar el existente”.

Porque los suelos de la antigua térmica deberán volver a albergar vida, y transporte industrial que exigirá infraestructura adaptada. En el caso de la hidrogenera, la materia prima exigirá “varios sistemas auxiliares: agua de aporte, agua desmineraliza-

da, sistema de refrigeración, aire comprimido, sistema de almacenamiento y distribución de nitrógeno”... El informe de Urbanismo refiere que “la producción de hidrógeno verde se almacenará en la propia planta mediante tube trailers, desde donde se distribuirá a los consumidores, a pie de planta”. Está, en fin, preparada para una producción de 2.263 toneladas al año de hidrógeno verde, y para funcionar 8.400 horas al año tal y como Endesa planea.

Y estará llamada a convivir con otro proyecto de tipología similar, pero a mucho mayor escala, que es el que el fondo escandi-

navo Copenhagen Infraestructure Partners tiene en trámites para colocar en una pastilla de terreno vecina, de mayor tamaño en dirección al casco urbano de Andorra. También con el hidrógeno verde como producto acabado, pero con intención de poner en el mercado cuarenta veces más fabricación anual, sus dimensiones merecerán otra revisión por parte de la Comisión de Urbanismo turolense; de momento, para la hidrogenera de Endesa ya va haciendo falta acondicionar los accesos que tenía la antigua térmica en la carretera autonómica entre Andorra y Calanda.

**Energía nuclear**

El Gobierno ultima el plan para desmantelar Almaraz

Enresa ultima la contratación de Westinghouse para proyectar el desmontaje de la planta tras una accidentada licitación

DAVID PAGE
Madrid

El Gobierno ultima el paso definitivo para diseñar el cierre y desmantelamiento de la central nuclear de Almaraz, en Cáceres, y al mismo tiempo estudia la petición de las grandes eléctricas propietarias de la planta cacereña de aplazar su clausura y ampliar su funcionamiento hasta 2030, frente a la desconexión prevista de sus dos reactores en 2027 y 2028.

El Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Sara Aagesen, analizará la solicitud de Iberdrola, Endesa y Naturgy —que comparten accionariado en Almaraz— para prolongar la central, pero también tiene que avanzar en los trámites para preparar la clausura en las fechas previstas porque es el escenario actualmente vigente.

Contrato millonario

Enresa (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos SA), la sociedad pública encargada de gestionar los residuos radiactivos y la demolición de las plantas, puso en marcha la licitación del contrato millonario para diseñar los trabajos de desmontaje de la central nuclear. La sociedad pública buscaba empresas especializadas para realizar los estudios y la ingeniería de diseño, de los proyectos de obra y de preparación de la documentación para conseguir la autorización del desmantelamiento de la central de Almaraz.

Tras una accidentada licitación (con una prolongadísima fase de anuncio previo, con una ampliación de plazos para que no quedara desierta, con la exclusión de uno de los candidatos...), ahora el proceso ya ha quedado listo para dar el último paso. El grupo estatal ya ha aprobado el

informe final de valoración de la oferta del único candidato que quedaba y ha propuesto a la mesa de contratación que ejecute la adjudicación.

Está todo listo, y el cierre del contrato ya se realizará a principios de 2026, según confirman fuentes conocedoras del procedimiento a EL PERIÓDICO, por un importe final de 27,4 millones de euros (impuestos incluidos).

Una vieja conocida de Almaraz

Enresa, que depende del Ministerio para la Transición Ecológica, se dispone a concretar la adjudicación para pilotar la demolición de Almaraz al consorcio integrado por Westinghouse Electric, uno de los grandes grupos industriales históricos del sector nuclear, y la corporación española Empresarios Agrupados Internacional. La estadounidense Westinghouse es una vieja conocida de la central nuclear cacereña, tras haber participado con un papel protagonista en su construcción y en su puesta en marcha en la década de los 70 y los primeros 80 del siglo pasado.

El grupo norteamericano fue el encargado de diseñar y suministrar el corazón de la central cacereña, sus dos reactores, y también se ocupó de facilitar los alternadores y la primera carga de combustible nuclear para poner en marcha la central (Almaraz I en 1981 y Almaraz II en 1983).

Labores previas

El Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) establece que Enresa debe iniciar las labores previas a los desmantelamientos entre tres y preferiblemente cinco años antes de la fecha de cese definitivo. Y es conforme a estos plazos por los que la compañía pública arrancó las actividades para el desmantelamiento y la preparación de la documentación reglamentaria para la futura solicitud de autorización de des-



La central nuclear de Almaraz, en Cáceres, el cierre de cuyos reactores está previsto para 2027 y 2028.

montaje de Almaraz, dado que los cierres de los reactores están previstos actualmente para 2027 y 2028 (a la espera de saber si finalmente las eléctricas propietarias consiguen el ok del Gobierno un eventual aplazamiento de la clausura hasta 2030). Enresa ha estado trabajando con las propietarias de la central en la recopilación de la información necesaria para el diseño del proyecto, y ahora ultima la primera gran contratación de los servicios de ingeniería para el desmantelamiento.

¿Aplazar el cierre?

Las grandes eléctricas buscan salvar del cierre a la central nuclear de Almaraz. Iberdrola, Endesa y Naturgy enviaron al Gobierno hace dos meses la petición formal para aplazar hasta junio de 2030 el cierre de la central nuclear. Y el Ejecutivo reenvió la solicitud al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) como responsable de analizar las condiciones de seguridad nuclear que debe cumplir la planta para prolongar su funcionamiento. Primero debe pronunciarse el supervisor nuclear, y luego decidirá el Ministerio para la Transición Ecológica si aprueba la petición de las eléctricas.

El CSN de momento lo que ha hecho es pedir a Iberdrola, Endesa y Naturgy más información de

carácter técnico para estudiar la prórroga de la central nuclear de Almaraz, y les ha dado un plazo de solo dos meses para facilitarla.

El regulador dispone formalmente hasta finales de agosto de 2027 para emitir su informe sobre la solicitud de prórroga de la central cacereña, según el reglamento vigente. Pero algunas fuentes familiarizadas con el proceso apuntan a que previsiblemente el análisis del supervisor será rápido, dado que la última revisión periódica de seguridad (RPS) que superó la central se extiende hasta 2030, precisamente la fecha hasta cuando las plantas han solicitado ampliar la vida de la planta.

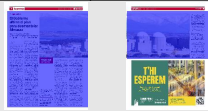
Justo a la vez que las compañías pedían posponer el cierre, también tuvieron que enviar de manera simultánea al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la documentación para ir preparando el cierre, para cumplir con los plazos legales del proceso oficial de cese de actividad según el calendario previsto.

Antes del 1 de noviembre

La normativa obligaba a las empresas a remitir la información al supervisor antes del 1 de noviembre (justo dos años antes de que la fecha programada de cierre para el primero de los reactores, Almaraz I). Tras meses de tira y afloja entre el Gobierno y las eléc-

El regulador dispone hasta agosto del 2027 para emitir su informe sobre la solicitud de prórroga

Enresa debe iniciar las labores previas a los desmantelamientos cinco años antes del cese definitivo



Europa Press



tricas, en los que las compañías buscaban garantías de que conseguirían una rebaja de impuestos para sus centrales nucleares (que nunca llegaron), Iberdrola, Endesa y Naturgy fueron retrasando la solicitud oficial de ampliar la planta. Una demora que ha hecho que finalmente las empresas hayan presentado a la vez la petición de salvar la planta y la documentación obligatoria para cerrarla.

El Consejo de Seguridad Nuclear, no obstante, en los próxi-

La americana Westinghouse fue la encargada de diseñar y suministrar los dos reactores de la central

mos meses solo estudiará la petición de ampliación de vida de la central nuclear de Almaraz y dejará aparcado de momento el expediente de cese de la planta, como adelantó este diario. El supervisor entiende que el encargo formal de que dispone actualmente del Gobierno es únicamente el de analizar los requisitos técnicos la prórroga de la autorización, tras reenviarle la solicitud de las eléctricas, y que son esos trabajos a los que les debe dar prioridad. ■



BP vende el 65% de su marca Castrol a Stonepeak por 8.570 millones

La petrolera destinará los fondos a reducir su deuda neta, de 22.145 millones

Rubén Esteller MADRID.

BP ha pactado la venta del 65% de Castrol al fondo Stonepeak por un valor de empresa de 8.570 millones de euros, según ha comunicado la petrolera. La operación incluye la constitución de una nueva 'joint venture' en la que Stonepeak tendrá el

65% y BP retendrá el 35%, manteniendo exposición al plan de crecimiento del negocio de lubricantes y, a partir de un periodo de 'lock-up' de dos años, tendrá la opción de desinvertir también su participación minoritaria.

El acuerdo valora Castrol en 10.100 millones de dólares (8.570 millones de euros) y supone un múltiplo implícito de alrededor de 8,6 veces el 'ebitda' de los últimos doce meses. BP estima unos ingresos netos totales de aproximadamente 5.091 mi-

llones de euros, que incluyen en torno a 679 millones de euros por el prepago de dividendos futuros de la participación del 35% que mantendrá en la nueva sociedad, además de otros ajustes habituales.

En términos de capital, BP sitúa el valor implícito del equity de Castrol en 6.788 millones de euros, tras descontar participaciones minoritarias en 'joint ventures' por unos 1.527 millones de euros y otras obligaciones asimilables a deuda de unos 255 millones de euros. La em-

presa espera completar la transacción a finales de 2026, condicionada a las autorizaciones regulatorias.

BP encuadra la desinversión dentro de su programa anunciado de 20.000 millones de dólares (16.969 millones de euros) y afirma que, con esta operación, los ingresos por desinversiones completadas o anunciadas se sitúan ya en torno a 11.000 millones de dólares (9.333 millones de euros).

La compañía destinará íntegramente los fondos a reducir deuda

neta, con el objetivo de llevarla a una horquilla de 14.000-18.000 millones de dólares (11.878-15.273 millones de euros) a finales de 2027; a cierre del tercer trimestre de 2025, la deuda neta ascendía a 26.100 millones de dólares (22.145 millones de euros).

BP precisa que la operación incorpora intereses minoritarios en Castrol en varios mercados y que, una vez cerrada, prevé contabilizar su 35% como inversión puesta en equivalencia.



Estación de Metro de Madrid iluminada con las luces de emergencia tras el apagón del 28 de abril. EP

El apagón cambia el paradigma del sector para volcarse en la seguridad energética

El incidente del 28 de abril aupó al gas o a las nucleares como tecnologías necesarias para el sistema

Sergio Guinaldo MADRID

El apagón del pasado 28 de abril ha supuesto un cambio de paradigma en el sector eléctrico a nivel nacional y ha puesto en alerta a toda la comunidad internacional. Hasta aquella caída del sistema, el país presumía de su excelente sistema eléctrico mientras avanzaba a velocidad de cruce conectando más y más generación renovable al mix. Sin embargo, con el incidente energético muchas de las tecnologías de las que más presumíamos fueron señaladas, mientras que otras que estaban en mayor o en menor medida denostadas comenzaron a recuperar protagonismo; términos como el 'control de tensión', las 'oscilaciones' o la 'operación reforzada' se adentraron en conversaciones cotidianas, y la seguridad de suministro, agravada por los conflictos bélicos al este de Europa, adelantó a la sostenibilidad en el orden de prioridades.

Ocho meses más tarde, todavía seguimos sin saber quién o qué fue el responsable en última instancia del apagón, más allá de saber qué concatenación de sucesos provocó el incidente, las señales de alarma que tuvieron lugar los días y las horas previas, y las limitaciones del sistema.

En este sentido, todas las miradas están depositadas en el segundo y definitivo informe que Entso-e, la organización de operadores de redes eléctricas europeas que analiza las causas del apagón, publicará a lo largo del primer trimestre de 2026. En ese documento, a diferencia del primer informe factual que vio la luz el pasado 3 de octu-

Se espera que el informe definitivo sobre las causas del apagón vea la luz en el primer trimestre

bre —y que 'únicamente' recopilaba la secuencia de los eventos ocurridos— debería analizar las causas, tanto del incidente del día 28 como de los sucesos previos al apagón. Su resolución, si bien debería ser la que más peso tenga en la opinión pública, no será la que 'dicte sentencia'; ese encargo recae sobre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), órgano regulador que deberá publicar su particular informe y del que todavía no hay una fecha pre-

vista, aunque no será antes de tomar las uvas.

Tal y como se ha configurado en el ámbito mediático, las responsabilidades podrían caer del lado del operador del sistema (Red Eléctrica) o de las compañías eléctricas. De la primera, y de manera muy resumida, por no planificar correctamente los servicios de ajuste necesarios para la jornada del 28 de abril, al disponer únicamente de una central de ciclo combinado para el control de tensión. "Lamentablemente, solamente hay un responsable, y ese responsable es el que tiene que garantizar la seguridad de suministro de este país, y además que tiene que garantizar que no haya ningún fallo en el control de tensión, y esa es Red Eléctrica", compareció en la Comisión de Investigación del Senado sobre el apagón Marta Castro, directora de Regulación de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec).

Y de las segundas —las eléctricas—, por que hubo generación que se disparó de manera incorrecta, incumpliendo la normativa para el control de tensión. "Podemos demostrar que la oscilación extraordinaria que empezó a las 12.03, de 0,6 Hz, provino de la mala gestión y de mal control de una planta fo-

tovoltaica de alta intensidad instalada en la provincia de Badajoz, que se comportó de forma indebida y que provocó que el sistema se sintiera mucho más vulnerable como consecuencia de esa doble oscilación", apuntó durante su respectiva comparecencia Beatriz Corredor, presidenta de Redeia, matriz de Red Eléctrica.

No obstante, la depuración de responsabilidades atravesará un largo camino judicial

No obstante, y sea cual sea el resultado de ambos órganos, parece prácticamente imposible que la depuración de responsabilidades se efectúe a lo largo del próximo curso, ya que casi con toda seguridad el debate se trasladará a los tribunales.

Auge gasístico y nuclear

Al margen de este debate sobre culpabilidades y responsabilidades, el apagón ha reconfigurado las prioridades del sector, antes, centrado

en la integración de cuanta más renovable, mejor, y ahora más preocupado por la seguridad del suministro. Aquí, a falta de que se tramiten y materialicen centenares de proyectos de almacenamiento mediante baterías, el gran beneficiado ha sido la tecnología de ciclos combinados, ya que se ha erigido como la gran garante del control de tensión gracias a su generación sincrónica. De hecho, Red Eléctrica comenzó justo tras reponer el servicio a operar de manera reforzada, ordenando a estas centrales de gas generar una mayor electricidad a través de los servicios de ajuste, mecanismo que garantiza la continuidad del suministro en todo momento a través de contraprestaciones económicas adicionales. Según los datos recopilados por la Asociación de Empresas de Energías Renovables (Appa), hasta el mes de noviembre los servicios de ajuste han aumentado un 24,6% respecto al mismo periodo del año anterior, con un coste promedio de 16,7 euros por cada megavatio-hora. Según publicó el propio operador, el sobre coste de este mayor uso de gas ascendió hasta noviembre a 486 millones de euros, representando el 2,34% del total de la factura eléctrica (18.000 millones de euros).



Otra de las tecnologías beneficiadas por el apagón han sido las centrales nucleares, ahora más cerca que nunca de conseguir su objetivo de posponer su cierre, previsto de forma escalonada entre los años 2027 y 2035. Tanto es así que uno de los grandes 'melones' del 2026 será la posible prórroga de la operación de la central de Almaraz, cuyos reactores deberían cerrar en 2027 y 2028. La relevancia de esta fuente de energía es tal que ha trascendido el sector energético para asentarse en el debate político, que utiliza la cuestión nuclear casi como arma arrojadiza. De hecho, Almaraz ha sido uno de los ejes sobre los que ha pivotado la campaña electoral extremeña, saldada con una victoria abrumadora de PP y Vox, partidos abiertamente pronucleares.

Más allá del apagón

Sin relación directa con el cero energético, el sector energético continúa digiriendo el nuevo marco retributivo aprobado por la CNMC para las inversiones de la infraestructura eléctrica, ya sea para nuevas instalaciones o para el mantenimiento y condicionamiento de las existentes. Una semana antes de vencer el plazo, el regulador aprobó las circulares que regirán la retribución y su metodología para los años 2026-2031. Finalmente, el regulador se mantuvo firme en su postura, aumentando la tasa de retribución financiera (TRF) del 5,58% actualmente vigente al 6,58% que entrará en vigor en unos días. Aunque se trata de una subida de 100 puntos porcentuales, el incremento se queda lejos de la horquilla reclamada por el sector, comprendida entre el 7% y el 7,5%, en línea con las tasas que ofrecen países del entorno.

La medida, que podría desencadenar otra batalla judicial, no tuvo una buena acogida por el sector. Desde Aelec, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica que agrupa a empresas como Iberdrola, Endesa o EDP, no tardaron en expresar su descontento, situando a España "en el vagón de cola de seguridad jurídica y atractivo regulatorio de la Unión Europea". "Se ha aprobado un recorte de los gastos reconocidos del servicio eléctrico sin precedentes. Desde nuestro punto de vista, habría sido positivo que la CNMC valorase también los costes futuros, como ciberseguridad o digitalización, en lugar de centrarse únicamente en la reducción de OPEX del 37% en el periodo, ya que esta medida puede afectar a los proveedores nacionales", señaló.

Meses antes, cuando aún se debatía la medida, empresas como Iberdrola y Endesa enfriaron inversiones en redes de hasta 5.000 millones de no adoptarse un marco atractivo, por lo que queda por ver si finalmente acometen dichas partidas en España o escapan hacia otros mercados. Y sin ellas, el colapso en redes no podrá atraer nueva demanda. Según los datos recopilados por Aelec, en 2025 solo se



Central nuclear de Almaraz, en Cáceres. ISTOCK

dio acceso al 12% de las solicitudes registradas.

De cara al 2026, el establecimiento de la retribución y los peajes para el gas será el próximo caballo de batalla para el sector. El punto de

partida aquí es similar al del sector eléctrico. La Asociación Española del Gas (Sedigas) ya ha advertido de que el sector gasista se encuentra en una posición de vulnerabilidad de cara a los próximos años, con

una caída estimada de 2.495 millones de euros en ingresos derivados de las actividades gasistas reguladas en el sexenio actual (2021-2026), de acuerdo con un informe elaborado por la asociación en colaboración con PwC. Y si bien es cierto que esta 'caída' se debe en parte a la inflación, otra parte se explica por una reducción de la retribución regulada, derivada de recortes efectivos superiores a los inicialmente previstos por la CNMC.

"De no corregirse este desequilibrio, el sector en su conjunto sufriría en el siguiente periodo un impacto adicional de 2.405 millones de euros, que vendría a mermar, aún más, su capacidad para mantener infraestructuras, garantizar la operativa diaria y, en definitiva, afrontar las imprescindibles inversiones que requiere su modernización para adecuarse a los retos del futuro", deslizó a finales de octubre Joan Batalla, presidente de Sedigas.

Deberes para 2026

También ha quedado pendiente para el primer trimestre del año la aprobación de la Planificación 25-

30, cuyo periodo de audiencia pública culminó el pasado 16 de diciembre. De ella se espera que los más de 13.500 millones de inversión prevista permitan avanzar en los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC), así como cubrir las nuevas necesidades de demanda eléctrica del país, como los centros de datos, nuevos desarrollos inmobiliarios, la electrificación de la movilidad, el impulso del hidrógeno. La interconexión con Francia será otro de los asuntos a tratar de cara al próximo año.

Aunque con menos repercusión mediática, en el tintero para el próximo año quedan cuestiones urgentes para el sector, como pueden ser la aprobación de los mercados de capacidad y de los contratos por diferencia, las subastas para la cogeneración o el despliegue de la eólica marina.

Tanto los mercados de capacidad como los contratos por diferencia se perciben desde el sector como herramientas que facilitarían la captación de inversión para nuevos sistemas de generación o de almace-

Las eléctricas tildan el nuevo marco retributivo como "insuficiente" para desarrollar redes

El sector espera en 2026 el desbloqueo de diversos mecanismos que faciliten la inversión

namiento. Son, además, mecanismos que ya funcionaban en muchos otros mercados, y que permiten percibir ingresos adicionales a las instalaciones con los que poder subsistir o maximizar beneficios.

La cogeneración, una de las grandes damnificadas en los últimos tiempos, continuará reclamando la promulgación de un marco de inversión mediante subastas para 1.200 megavatios (MW), la prórroga para las centrales que finalizan su vida útil regulada en 2029 y la modificación de la propuesta de orden retributiva para el periodo 2026-2031.

La industria eólica también seguirá peleando por el desbloqueo de proyectos en Galicia, con hasta 3.000 MW paralizados en los juzgados, espera que se produzca un fuerte impulso a la repotenciación de viejos parques y se mantendrá a expensas de que el Gobierno convoque finalmente la primera subasta para parques eólicos marinos. Esta subasta servirá como pistoletazo de salida para que se puedan desarrollar hasta 3 gigavatios (GW) de capacidad *offshore*.



Las grandes energéticas deberán aportar 1.871 millones de euros al Fondo de Eficiencia en 2026

Repsol, Moeve, Endesa e Iberdrola serán las que más contribuyan, con más de la mitad del total

Rubén Esteller MADRID.

Transición Ecológica ha puesto cifra y apellidos al esfuerzo que deberán hacer las energéticas en 2026 para cumplir con el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética. Sobre el papel, el “precio” total de la obligación asciende a 1.871 millones de euros: es lo que ingresaría el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) si todas las empresas optaran por pagar en metálico en lu-

gar de acreditar ahorros. La orden fija para el año que viene un objetivo de ahorro de 810 ktep, equivalente a 9.420,28 GWh, y convierte esa exigencia en euros con una equivalencia financiera de 198.624,25 euros por GWh ahorrado.

La gran novedad es que el sistema se apoya cada vez más en los Certificados de Ahorro Energético (CAE). Las compañías podrán cubrir con CAE hasta el 92% de su obligación, pero con una condición innegociable: al menos el 8% tendrá que ir, sí o sí, a caja del FNEE. Eso significa que el fondo tiene un suelo de ingresos asegurado. Si todas las empresas agotaran el máximo de certificados permitido, el pago

El diseño del fondo se apoya cada vez más en los Certificados de Ahorro Energético

mínimo agregado bajaría a 149,7 millones de euros, una cifra muy inferior a los 1.871 millones “teóricos”, pero que da visibilidad a la recaudación mínima.

¿Quién soporta el mayor peso? Los cuadros anexos a la orden permiten poner nombres propios. Si se suman las sociedades de cada gru-

po que aparecen repartidas por vectores (electricidad, gas, petrolíferos o butano), Repsol lidera con diferencia: su obligación agregada roza los 442,66 millones de euros. En un escenario de uso intensivo de CAE, su desembolso mínimo obligatorio se quedaría en 35,41 millones.

Detrás aparece Moeve, el grupo que ha reemplazado la marca histórica de Cepsa y que en los cuadros aún se despliega en varias sociedades. Al sumar las entidades del grupo que figuran como sujetos obligados, su obligación equivalente asciende a 227,76 millones de euros, con un mínimo de 18,22 millones si cubre el resto con certificados.

Endesa también está en la parte al-

ta. La suma de su comercializadora principal y de Energía XXI, su comercializadora de referencia, alcanza 223,61 millones de euros, con un mínimo obligatorio de 17,89 millones.

En el siguiente escalón, Iberdrola suma 163,68 millones de euros al agregar Iberdrola Clientes, Curenergía y su sociedad de servicios energéticos. Su mínimo obligatorio se situaría en 13,09 millones. Naturgy, por su parte, totaliza 161,12 millones al agrupar Naturgy Iberia, Naturgy Clientes, su comercializadora regulada y Gas Natural Comercializadora, con un mínimo de 12,89 millones.

Más allá del reparto por empresas, el Ministerio intenta aportar una mínima previsibilidad. La memoria de la orden incluye una senda orientativa para 2027 y 2028 y anticipa que el porcentaje mínimo que tendrá que pagarse en efectivo al FNEE se mantendría en el 8% en 2027 y bajaría al 5% en 2028.



28A: España a oscuras y sin ningún culpable

El año acaba sin que se disipen las dudas sobre el cero eléctrico que tumbó el sistema peninsular por la falta de previsión para cubrir a las renovables

POR H. MONTERO

El apagón del pasado 28 de abril ha pasado por todas las comisiones habidas y por haber. Ha sido destripado por múltiples informes independientes y por el operador del sistema Red Eléctrica, responsable de garantizar el suministro, sus homólogos europeos de Entso-e y por la patronal de las eléctricas Aelec. Casi no queda nadie por pronunciarse y los españoles aún se preguntan qué pasó realmente ese día para que la España peninsular y Portugal se fundieran hasta bien entrada la medianoche. Y lo que es más importante, España y sus industrias más afectadas siguen sin conocer quién fue el responsable último de lo sucedido. Todo sigue en el mismo limbo en el que situó el cero eléctrico el Ministerio de



GONZALO PÉREZ



La España peninsular y Portugal se quedaron sin luz pasado el mediodía del 28 de abril

La amnistía nuclear que abrió el apagón

Sánchez no está por la labor, pero el cierre de la central de Almaraz entre 2027 y 2028 es un riesgo para España

POR H. MONTERO

Aunque el conjunto de Europa ya había virado hacia la nuclear mucho antes de que se produjera el apagón del 28A, lo cierto es que ese día reabrió un debate en España que parecía enterrado casi por completo. Si no para los siete reactores operativos, sí para la que figura en primer lugar en el calendario de cierre: la planta cacereña de Almaraz. Y es que, a pesar de que esta planta abastece a cuatro millones de hogares, el 7% de la demanda eléctrica española, y genera más de 15.000 empleos, entre directos, indirectos e inducidos, y aporta más de 800 millones a la eco-

nomía española, se daba por «sacrificada» por la política energética antinuclear de la coalición socialcomunista que encabeza Pedro Sánchez. Al menos eso parecía hasta el 28A, en el que distintas voces incluso en el seno del propio PSOE y del «ala» socialista del Ejecutivo pasaron de evitar pronunciarse a dejar abierta la puerta a un «indulto» para Almaraz.

El hecho es que, si bien la eólica lidera el «mix» eléctrico un año más con un 22% de la generación, le siguen la solar y la nuclear (19%) y los ciclos combinados (17%), según los datos preliminares de Red Eléctrica para el cierre del año.

La nuclear sigue siendo crucial en el desarrollo «flexible» y abierto de las renovables, por lo que parece un contrasentido mantener un calendario de cierre de la nuclear tan rígido como el pactado en 2019. Y es que, además, desde entonces el panorama energético y geopolítico ha cambiado de pleno, con la invasión rusa de Ucrania cambiando el escenario energético previo. Se da la paradoja de que este despliegue de las renovables está condicionado al incre-

mento de la demanda. En este sentido, las previsiones del PNEC anticipan un crecimiento de la demanda del 35% para 2030 respecto a los datos de 2019, pero en 2024 esta creció apenas un 1,5% respecto al mismo periodo de 2023, y las últimas previsiones de Red Eléctrica del pasado viernes 19 apuntan a que el aumento de la demanda se situaría en un 2,6% con respecto a 2024.

Unas proyecciones cimentadas en la premisa de que en 2030 España contará con nada menos que 5,5 millones de coches eléctricos circulando, algo prácticamente imposible de lograr, más aún ahora que Bruselas ha levantado su veto a los motores de combustión. Además, si como se aventura desde el sector eléctrico, el almacenamiento no se despliega al ritmo esperado, la energía nuclear es la única fuente baja en carbono que puede cumplir una función de estabilizador similar al almacenamiento.

El «boom» nuclear es un hecho. Al menos 139 centrales han extendido su vida útil más allá de los 60 años y se construyen al menos 63 nuevos reactores por todo el planeta. Veremos si España se suma a tiempo.

La teoría de que fueron varias causas evita señalar a un único responsable a la espera de una judicialización

Red Eléctrica operó ese día con la menor capacidad de control de tensión hasta entonces, como admitió Aagesen

una de las centrales térmicas se declaró indisponible. El operador REE decide reprogramar, pero no sustituir esa necesidad de ese parque térmico en las horas centrales del día 28. Decide proseguir con una previsión de recursos de control de tensión para las horas centrales del día inferiores a lo que había calculado a principios del día 27», proseguía.

Ante este informe, la presidenta de REE, Beatriz Corredor, negó la mayor y cargó toda la responsabilidad en las eléctricas, que a su vez culparon al operador, el máximo responsable, al fin y al cabo.

De hecho, la patronal Aelec fue contundente al recordar algo reconocido por casi todos los actores: que el número de horas con sobretensión en la red de transporte ha aumentado de forma preocupante en los últimos años. Algo palpable los días 16, 22 y 24 de abril, con fluctuaciones de tensión significativas, especialmente el 22. Sin embargo, REE no sustituyó una unidad de ciclo combinado clave tras la indisponibilidad de un grupo en San Roque (Cádiz) el 27 de abril, reduciendo la capacidad de control de tensión en el sur de España justo antes del apagón a una única unidad de ciclo combinado en Arcos de la Frontera.

El coste de aquel día oscila entre los 3.000 y los casi 20.000 millones de euros, dependiendo de los informes, al que habría que añadir el de la operación reforzada en la que se opera desde entonces, que rondará los 500 millones (422 millones a sumar a 18.000 millones de los servicios de ajuste, que se anotan en los costes fijos de la factura, a fecha noviembre) con mayor disponibilidad de generación eléctrica por gas para evitar problemas.

responsable de la sociedad. El apagón generó el caos y costó incluso vidas, que merecen una respuesta y un responsable último, pero no desató el pánico, gracias en parte a que ese día la climatología ayudaba. La tercera lección fue que el sistema eléctrico es tan sumamente complejo que no se puede correr en busca de plusmarcas de generación verde y que se necesita un respaldo suficiente para cubrir las oscilaciones de fuentes de electricidad intermitentes como son las renovables hasta que no se disponga de la suficiente cobertura por el almacenamiento que esas mismas fuentes provisionen. La cuarta fue la importancia de las turbinas, para disponer de suficiente energía síncrona que equilibre la balanza. La quinta, derivada de la anterior, que el gas de los ciclos combinados y la nuclear siguen siendo pilares para blindarnos de eventos como el del 28A, más aún si se persigue el sueño de que el 80% de la generación eléctrica sea de origen renovable en 2030.

Pero al margen de todas esas carísimas lecciones aprendidas, que ya están pagando los consumidores en sus recibos, los españoles, los comercios, pymes o grandes empresas perjudicados ese día merecen una respuesta sobre lo que realmente llevó al sistema a su caída.

Aunque Aagesen dejó abiertas en junio todas las opciones, sí señaló la responsabilidad de Red Eléctrica como operador del sistema. «La causa del cero fue un fenómeno de sobretensiones. El número uno, el sistema no disponía de suficiente capacidad de control de tensión dinámica. El programa final del operador del sistema (REE) para ese día con grupos de capacidad de control de tensión fue el menor desde que empezó

el año», subrayó la ministra. A las 12:33 horas de ese 28 de abril «faltaban capacidades de controlar tensión bien porque no estaban programadas con suficiencia, bien porque los que estaban programados no proporcionaban adecuadamente lo que decía la norma o una combinación», añadió.

Aagesen explicó que el día previo al apagón REE programó 10 grupos para control dinámico de la tensión, repartidos por el territorio. «Se solicitó por el operador del sistema que esas centrales estuvieran disponibles a cambio de compensaciones económicas con la finalidad única de controlar tensión para absorber y generar energía reactiva», explicaba Aagesen. «Sin embargo, horas después a las 8 de la tarde de ese 27,

Transición Ecológica cuando calificó el «incidente» de «multifactorial», tirando del manido «entre todos la mataron y ella sola se murió». El departamento de Sara Aagesen repartía culpas y se lavaba las manos sobre un asunto en el que no tenía una responsabilidad directa. Aunque sí en la política energética y en los retos y pasos que el sistema eléctrico estaba dando para probar la capacidad de absorber generación renovable, disparada esos días en busca de un récord que se alcanzó a un coste millonario sobre el que tampoco hay una cifra concreta. Ese día España aprendió de golpe varias lecciones. La primera fue la fragilidad del modo de vida tecnológico, dependiente de los enchufes y de las conexiones. La segunda, la capacidad de respuesta pausada y



La amnistía nuclear que abrió el apagón

Sánchez no está por la labor, pero el cierre de la central de Almaraz entre 2027 y 2028 es un riesgo para España

POR H. MONTERO

Aunque el conjunto de Europa ya había virado hacia la nuclear mucho antes de que se produjera el apagón del 28A, lo cierto es que ese día reabrió un debate en España que parecía enterrado casi por completo. Si no para los siete reactores operativos, sí para la que figura en primer lugar en el calendario de cierre: la planta cacereña de Almaraz. Y es que, a pesar de que esta planta abastece a cuatro millones de hogares, el 7% de la demanda eléctrica española, y genera más de 15.000 empleos, entre directos, indirectos e inducidos, y aporta más de 800 millones a la eco-

nomía española, se daba por «sacrificada» por la política energética antinuclear de la coalición socialcomunista que encabeza Pedro Sánchez. Al menos eso parecía hasta el 28A, en el que distintas voces incluso en el seno del propio PSOE y del «ala» socialista del Ejecutivo pasaron de evitar pronunciarse a dejar abierta la puerta a un «indulto» para Almaraz.

El hecho es que, si bien la eólica lidera el «mix» eléctrico un año más con un 22% de la generación, le siguen la solar y la nuclear (19%) y los ciclos combinados (17%), según los datos preliminares de Red Eléctrica para el cierre del año.

La nuclear sigue siendo crucial en el desarrollo «flexible» y abierto de las renovables, por lo que parece un contrasentido mantener un calendario de cierre de la nuclear tan rígido como el pactado en 2019. Y es que, además, desde entonces el panorama energético y geopolítico ha cambiado de pleno, con la invasión rusa de Ucrania cambiando el escenario energético previo. Se da la paradoja de que este despliegue de las renovables está condicionado al incre-

mento de la demanda. En este sentido, las previsiones del PNIEC anticipan un crecimiento de la demanda del 35% para 2030 respecto a los datos de 2019, pero en 2024 esta creció apenas un 1,5% respecto al mismo periodo de 2023, y las últimas previsiones de Red Eléctrica del pasado viernes 19 apuntan a que el aumento de la demanda se situaría en un 2,6% con respecto a 2024.

Unas proyecciones cimentadas en la premisa de que en 2030 España contará con nada menos que 5,5 millones de coches eléctricos circulando, algo prácticamente imposible de lograr, más aún ahora que Bruselas ha levantado su veto a los motores de combustión. Además, si como se aventura desde el sector eléctrico, el almacenamiento no se despliega al ritmo esperado, la energía nuclear es la única fuente baja en carbono que puede cumplir una función de estabilizador similar al almacenamiento.

El «boom» nuclear es un hecho. Al menos 139 centrales han extendido su vida útil más allá de los 60 años y se construyen al menos 63 nuevos reactores por todo el planeta. Veremos si España se suma a tiempo.

El Confidencial

España

Más consumo eléctrico con energía más sostenible: la demanda crece y las renovables alcanzan el 56%

- Para el cierre de este año, la demanda aumentará un 2,6% con respecto a 2024 y logrará los niveles previos a la pandemia del covid. Las renovables incrementarán su producción eléctrica un 1,6%



El Confidencial

Foto: Foto: iStock.

ECBrands

Red Eléctrica de España (REE)

https://www.elconfidencial.com/espana/2025-12-27/balance-consumo-electricidad-2025-bra_4273848/

EC Brands

Sábado, 27 diciembre 2025

El consumo eléctrico en España, según las previsiones realizadas por Red Eléctrica, podría terminar 2025 con unas cifras que reflejan un crecimiento por segundo año consecutivo y experimenta **un alza de 2,6%** con respecto a la de 2024. Si se tienen en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas, se situaría en torno al 1,4%.

Baleares y Canarias siguen la estela marcada a nivel nacional y también prevén cerrar el 2025 con un incremento de la demanda eléctrica: un 3,9% y un 1,1%, respectivamente. Así pues, la demanda en su conjunto **ascendería aproximadamente a 256 TWh** y, si se añade la estimación de la energía generada por instalaciones de autoconsumo, alcanzaría valores similares a los registrados en los años anteriores a la pandemia del covid-19.

En 2025, a falta de los datos definitivos de cierre, **el instante de mayor demanda en el sistema eléctrico peninsular** se registró el 15 de enero a las 20:57 horas, momento en el que se alcanzaron los 40.070 MW.

Por su parte, la generación procedente de fuentes renovables subiría un 1,6% y con una previsión de más de 151 TWh, volvería a superar los valores récord de 2024. En este sentido, **la cuota de producción renovable** se situaría cerca del **56%**, cifra que se vería incrementada un punto si se tiene

en cuenta el impacto del autoconsumo. España culminaría este ejercicio con **una cuota cercana al 75%** en cuanto a producción de energía eléctrica **libre de emisiones** .

La eólica lideraría un año más el *mix* energético nacional (22%). Le seguirían **la nuclear** y la **solar fotovoltaica** (marcando un nuevo máximo anual), con cuotas cercanas al 19%. El **ciclo combinado** (17%), **la hidráulica** (12%) y la **cogeneración** (casi un 6%) ocuparían los siguientes puestos.

En lo que respecta a **l carbón** , se estima que aportará **un 0,6% del total** , reduciendo ese porcentaje a más de la mitad con respecto al 2024, lo que supone la menor cuota y producción de su historia en España. Esto se debe, fundamentalmente, a la reconversión en el mes de julio de la asturiana central térmica de Aboño II a turbina de vapor.

Tecnologías de almacenamiento, tales como el bombeo y las baterías conectadas a la red, habrían permitido durante el 2025 la integración de 9,4 TWh en el sistema eléctrico español, optimizando así el uso de renovables, según las previsiones de Red Eléctrica.

Red Eléctrica asegura que "el parque de generación español ha ido evolucionando y progresivamente incorporando nueva potencia renovable que, a falta de datos a final de año, ya supera los 93 GW, lo que representa más del 68% de la potencia de generación instalada en el país". Asimismo, si tenemos en cuenta a las instalaciones de autoconsumo, esta potencia instalada renovable se eleva por encima de los 100 GW y **representa el 70% del total** del parque de generación nacional. La solar fotovoltaica continúa líder, seguida de la eólica.

Finalmente, este 2025 será **el cuarto año consecutivo que nuestro país cierra con saldo exportador** , cuya cifra se ha incrementado un 26% respecto al 2024, hasta alcanzar casi los 13 TWh.

El consumo eléctrico en España, según las previsiones realizadas por Red Eléctrica, podría terminar 2025 con unas cifras que reflejan un crecimiento por segundo año consecutivo y experimenta **un alza de 2,6%** con respecto a la de 2024. Si se tienen en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas, se situaría en torno al 1,4%.

Anuario ER 2025-El año de los ceros

- Anuario 2025 de la revista Energías Renovables. Sección Panorama. Selección de las noticias más relevantes del año en materia de energías renovables y clima



El año de los ceros

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias. El año de los ceros

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-a-o-de-los-ceros-20251225>

Antonio Barrero F.

Viernes, 26 diciembre 2025

1 de enero

Uno coma dos no, 21 sí

El año 2025 comienza instalado en el fragor de una guerra fiscal sin piedad. Las grandes compañías energéticas (Endesa, Iberdrola, Repsol, Cepsa, EDP y Naturgy) han declarado en los dos últimos cursos (2022 y 2023) beneficios por valor de más de 25.000 millones de euros y, aunque están batiendo récords de reparto de dividendos entre sus accionistas, no quieren que el Congreso prorrogue el mediático “impuesto a las grandes energéticas” (1,2%), cuya vigencia expiraba ayer. Hoy sube el IVA de la luz hasta el 21%.

3 de enero

España consume hoy menos electricidad que hace 20 años

2024 ha cerrado con una demanda de 247.038 gigavatios hora. Esa es la cantidad de electricidad que ha usado el país para funcionar a lo largo de estos 12 últimos meses. **Menos energía eléctrica que la que usó en 2004**, es decir, hace 20 años: 249.242 GWh. Y ello, a pesar de que hoy viven aquí 5,5 millones de personas más que dos décadas atrás, es decir, que la población ha crecido un 12,9% y a pesar de que España ha recibido en este curso (2024) casi 95 millones de turistas extranjeros (+75% con respecto a 2004).

11 de enero

España importa hoy desde Rusia el doble de gas que antes de la guerra

Rusia no ha dejado de inyectar gas en las venas del sistema energético nacional, por muy mucho que haya muy muchas resoluciones europeas de “sanción” al régimen de Putin. Antes al contrario: las grandes compañías energéticas que operan aquí han incrementado las importaciones de gas ruso en

2024 en más de cien puntos (+103,6%). Iberdrola, Naturgy, Endesa, Repsol, EDP y Axpo operan decenas de centrales de ciclo combinado que queman ese combustible fósil para generar electricidad y/o lo venden para producir calefacción.

21 de enero

Trump ordena la retirada del Acuerdo de París

El magnate estadounidense, tras el acto de toma de posesión, y sin esperar siquiera a ocupar su lugar en el Despacho Oval, ha firmado ante los miles de seguidores que han abarrotado el Capital One Arena de Washington DC una serie de órdenes ejecutivas diseñadas para revertir las acciones de la Administración Biden en materia de cambio climático. Entre esas medidas ha habido dos particularmente significativas: la retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París y la paralización de los nuevos proyectos eólicos marinos.

23 de enero

¿Quién ha votado en contra del impuesto a las grandes compañías energéticas?

Han votado "no" el **Partido Popular, Vox, Junts per Catalunya, el Partido Nacionalista Vasco y el diputado de Unión del Pueblo Navarro** . Se ha abstenido la diputada de Coalición Canaria. No ha votado el diputado José Luis Ábalos. Han votado a favor de mantener en vigor el impuesto del 1,2% a las grandes compañías energéticas el **PSOE, Sumar, Esquerra Republicana de Catalunya, EH Bildu, Podemos y el Bloque Nacionalista Galego**. En resumen, 183 diputados han votado en contra del gravamen; 165 han votado a favor de mantenerlo.

23 de enero

PP, Vox y Junts votan en contra del "decreto omnibus"

El Boletín Oficial del Estado publica hoy la derogación de los dos Reales Decretos-ley que fueron tumbados ayer en el Congreso: el del gravamen energético y el llamado "decreto omnibus", en el que se contemplaban diversas medidas de impulso a la transición energética y a las energías renovables, como las desgravaciones para quienes adquieran un vehículo eléctrico, las ayudas al transporte público o beneficios fiscales para quienes inviertan en instalaciones de energías renovables. **Han tumbado este RDL PP, Vox y Junts** .

29 de enero

Naturgy, Repsol e Iberdrola, las tres empresas más contaminantes de España

El Observatorio de la Sostenibilidad (OS), colectivo de expertos en materia de medio ambiente referente en España, especializado en métricas de sostenibilidad, acaba de publicar la última edición de su Informe #CO2IBEX35, en el que repasa las emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas que integran ese índice bursátil. ¿Resultado del repaso? Las tres más "sucias" son tres energéticas: Naturgy, Repsol e Iberdrola, que son responsables de la emisión (entre las tres) de más de 140 millones de toneladas de CO2.

3 de febrero

La electrificación, la puerta de salida del atolladero

Dos son los retos a los que se enfrenta hoy en España la transición energética: la debilidad de la demanda y el fantasma de los precios cero (cuando brilla el Sol y todos los parques solares generan a la vez, el precio en el mercado mayorista se hunde), y, si no crece la demanda y lo que me pagan

por megavatio hora que vierto es cero, ¿por qué habría de invertir en montar nuevos parques solares o eólicos? APPA Renovables acaba de publicar un informe en el que propone una solución: es... “El Momento de la Electrificación”.

14 de febrero

¿Quién va a pagar los 20.000 millones de euros que va a costar la gestión de los residuos radioactivos?

¿Los pagarán las propietarias de las nucleares (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) o acabará pagando la ciudadanía? Es la pregunta que planteó ayer la ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, que ha recordado que quienes deben sufragar esa factura son las empresas, en virtud del principio “quien contamina paga”. La ministra se ha preguntado a continuación: “¿los que piden reducir la fiscalidad nuclear [en alusión a PP y Vox] quieren que esos 20.000 millones los paguen los españoles en lugar de las empresas?”.

26 de febrero

Bruselas quiere descarbonizar la industria de la UE para ganar la guerra de la competitividad

La Comisión Europea ha presentado hoy el **Pacto por una Industria Limpia**, que quiere independizar a la industria UE de los combustibles fósiles (de precios elevados y volátiles) para ganar la batalla global de la competitividad. ¿El cómo? A través de las tecnologías (y fuentes de energía) limpias, que ofrecen “seguridad y previsibilidad” a empresas e inversores y que acelerarán la descarbonización. El Clean Industrial Deal quiere movilizar más de 100.000 millones de euros (M€) para apoyar la fabricación limpia en la UE.

27 de febrero

Trabajar en Mantenimiento “es como ser funcionario”

Trabajo en España no va a faltar, porque ya hay mucha instalación que mantener: más de 40.000 megavatios de potencia solar, más de 30 gigas al viento... Y los que vienen por delante. Y los electrolizadores del hidrógeno. Y las baterías para almacenar la electricidad... Alberto Ceña, secretario general de la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer), lo tiene claro: “una persona que trabaja en una empresa de mantenimiento tiene trabajo durante 40 años. Es como ser funcionario”.

4 de marzo

Bruselas tiene un plan

Dícese **Plan de Acción para una Energía Asequible**, ha sido presentado por la Comisión Europea como “componente clave” del Pacto por una Industria Limpia y va a hacer posible –según la Comisión– un ahorro total estimado (para la ciudadanía y el empresariado UE) de 45.000 millones de euros en su factura energética de 2025, ahorro “que aumentará progresivamente –asegura la Comisión– hasta alcanzar los 130.000 millones de euros al año en 2030 y los 260.000 [millones de euros al año en ahorro] en 2040”.

13 de marzo

¿Se puede intervenir el mercado en tiempos de crisis?

El Tribunal General de la Unión Europea ha respaldado la legalidad de la excepción ibérica, mecanismo propuesto por España y Portugal (y al que Bruselas dio su visto bueno) que topaba de

forma temporal el precio del gas para contener el de la electricidad en plena crisis energética. La sentencia del TGUE rechaza los recursos planteados por varias empresas contra ese mecanismo, al que la Comisión Europea dio luz verde en 2022. La medida produjo un ahorro de más de 5.100 millones de euros, según el Gobierno.

17 de marzo

Iberdrola genera más electricidad en sus nucleares que en sus parques eólicos

La electricidad que ha generado el parque nuclear de Iberdrola en 2024 en España (más de 22.000 gigavatios hora, GWh) mucho más que dobla la producción de todos sus parques eólicos nacionales (9.626 GWh). La compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán es propietaria al 100% de la central nuclear de Cofrentes, del 52,687% de Almaraz, del 49% de Trillo, del 28% de Vandellós y del 15% de Ascó II. Los principales accionistas de Iberdrola son los fondos soberanos de Catar y Noruega y el fondo privado BlackRock.

18 de marzo

Renovables 56 - Nuclear 20

Red Eléctrica ha presentado hoy su Informe del sistema eléctrico español 2024, balance según el cual las fuentes renovables de energía (el Sol, el agua, el viento, la biomasa) produjeron el año pasado hasta el 56,8% de la electricidad que generó España: 148.999 GWh, un 10,3% más que en 2023. Se trata del mejor registro REN anotado hasta la fecha por el Operador del Sistema (OS). Por fuentes, el viento lideró la generación nacional (23,2%), seguido por el Sol (que produjo algo más del 20%) y el uranio (19,96%).

26 de marzo

Las renovables vuelven a batir todas sus marcas

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Irena) acaba de publicar Estadísticas de Potencia Renovable 2025 (Renewable Capacity Statistics 2025). El documento eleva hasta los 585 gigavatios la potencia REN instalada en 2024 en todo el mundo (bastante más de la mitad en un solo país, China). Irena estima un crecimiento interanual histórico (+15,1%). Así, el parque de generación renovable global ha alcanzado a diciembre de 2024 los 4.448 GW de potencia.

10 de abril

La demanda de energía de los centros de datos va a crecer más de un 100% en cinco años

Es la previsión que incluye la Agencia Internacional de la Energía en su informe "Energía e Inteligencia Artificial" (Energy and AI). La demanda de electricidad de los data centers en 2024 (415 teravatios hora) escalará hasta los 945 teras en 2030, según la AIE, es decir, que más que se duplicará en apenas 5 años. El informe señala que la demanda eléctrica global de los centros de datos ha crecido alrededor de un 12% al año desde 2017, crecimiento que ha cuadruplicado en ese lapso el de la demanda total de electricidad.

14 de abril

La demanda de electricidad comienza a crecer tras 15 años de estancamiento

El dato aparece en Electricity 2025, uno de los dos informes que acaba de presentar en Madrid la AIE. El otro es "La ruta hacia una nueva era de la energía nuclear", documento con el que la Agencia

postula la nuclear como parte de la solución a los incrementos de demanda que vienen. En todo caso, la propia AIE reconoce que el mundo en 2024 solo ha instalado 7 GW de nueva potencia nuclear (sobre todo en países de regímenes autoritarios), apenas nada en comparación con los 585 GW renovables que han visto la luz ese año.

16 de abril

Iberdrola, Endesa y Naturgy paran los dos reactores nucleares de la central de Almaraz

Las empresas propietarias de la central anunciaron ayer que pararían los dos reactores nucleares de Almaraz a partir de las 00.00 horas del 16 de abril (ya lo han hecho) “ **al no resultar casadas en el mercado eléctrico** ”. Ello quiere decir grosso modo que las eléctricas han decidido no producir porque el precio de mercado es demasiado bajo para que les resulte rentable generar electricidad con uranio. El uranio que alimenta las centrales nucleares de Iberdrola y compañía llega desde desde Kazajistán, Namibia o Rusia.

18 de abril

El país en Semana Santa: con 5 nucleares paradas y exportando electricidad a Francia

Se borra de la foto la nuclear, que no quiere perder dinero. La tecnología que presume de ser garante de suministro, de ser “imprescindible” para la estabilidad del sistema, se ha borrado casi por completo de la foto en este sábado de Semana Santa. 5 reactores (del total de 7 que aún operan en España) están parados. Precisamente en el día en el que el mercado diario mayorista nacional de electricidad registra el precio medio más bajo del año: 1,72 euros el megavatio hora (€/MWh). Con 11 horas a precio cero o negativo.

23 de abril

España ha incrementado en marzo sus exportaciones de electricidad en casi un 85%

Cada vez más electricidad de origen renovable (España nunca ha generado en un año tanta energía eléctrica con fuentes limpias como en 2024) y cada vez más exportaciones. El sistema eléctrico nacional exportó 833 GWh (el dato refiere saldo neto exportador) en marzo de 2024 y ha exportado 1.536 gigas hora (saldo neto exportador) en marzo del corriente: +84,4%. Todos los datos aparecen en el último Informe Mensual sobre Energías Renovables –Sistema Eléctrico– de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA).

29 de abril

REE no sabe aún ni qué centrales se han “apagado” ni por qué han parado

Y no lo sabe porque los centros de control de generación, 24 horas después de acaecido el mayor apagón de la historia del sistema eléctrico nacional, aún no le han enviado esa información a la empresa que oficia como “operador del sistema eléctrico nacional”. Red Eléctrica (grupo Redeia) lleva 24 horas trabajando en la reposición del servicio (y a esta hora –diez de la mañana– prácticamente toda España ha vuelto a la normalidad), pero aún no dispone de la información que necesita para saber qué ha pasado.

29 de abril

Greenpeace pide termosolar y “almacenamiento en todas sus versiones” para evitar futuros apagones

El sistema necesita “más flexibilidad, interconexión y almacenamiento, para amortiguar

desequilibrios imprevistos". Lo dice Greenpeace, que reclama, entre otras cosas, "sistemas de capacidad síncrona, como la solar termoeléctrica, el almacenamiento en todas sus versiones o sistemas de inversores de última generación que simulan la red". Además, la oenegé ecologista recuerda que, para restablecer el servicio, "se necesitan sistemas de generación de respuesta rápida, como son las renovables y no las nucleares".

[Bajo estas líneas, a la derecha, calendario de cierre del parque nuclear nacional acordado por el Gobierno y las compañías eléctricas en 2019].

30 de abril

La nuclear ha sido irrelevante en el apagón

Alianza Verde ha difundido hoy un comunicado en el que destaca que las nucleares ni han desempeñado un "papel preventivo" en el apagón, ni han liderado la recuperación del suministro (que ha conducido la gran hidráulica). "Fueron irrelevantes", sostiene el partido ecologista, frente a la corriente fake surgida tras el apagón, de noticias falsas (como que las renovables han sido las culpables del blackout) u opiniones interesadas (como las de quienes postulan ahora a la nuclear como garantía frente a futuros apagones).

6 de mayo

El Colegio de Ingenieros Industriales de Madrid considera "sumamente oportuno" reabrir el debate nuclear

Los ingenieros madrileños sostienen que, ante "la presión para cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030", resulta "sumamente oportuno" replantear el calendario de cierre de las nucleares. El argumento es compartido por el Partido Popular, que propuso en marzo en el Congreso prorrogar la actividad de las nucleares hasta los 80 años, y Vox, que se disputa con el PP de Extremadura la "defensa" de Almaraz (según el calendario acordado, debería ser la primera central en cerrar).

6 de mayo

CaixaBank estima que el impacto del apagón no alcanza los 400 millones de euros

El servicio de estudios de la entidad bancaria catalana publicó ayer un informe en el que estima que el apagón supondrá un impacto "puntual" sobre el PIB trimestral de menos de una décima porcentual, por debajo de los 400 M€. El cero del 28A habría sido compensado además por un "efecto rebote" el día 29, fenómeno que habría dejado como conclusión un "efecto neto" del impacto "reducido a una caída del 15% del gasto". El Ministerio de Economía rebaja el impacto del blackout: "en torno a los 200 millones de euros".

6 de mayo

El Ibex 35 vuela a máximos con las renovables a la cabeza

Ni el misterioso apagón del lunes anterior, ni el más misterioso aún robo de cobre al AVE, ni los aranceles Trump, esos que vienen y van... El selectivo índice bursátil, en el que se codean las 35 principales compañías del país, ha registrado este lunes su mejor marca de los últimos diecisiete años: 13.518 enteros (máximo desde mayo de 2008). En el podio de las mejor cotizadas, dos eléctricas (100% renovables) y un banco: Acciona Energía (+2,70%), Unicaja (+2,46%) y Solaria (+2,32%).

7 de mayo

“El futuro energético de España o es verde o no será”

Lo ha dicho el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, en el Congreso de los Diputados, en el marco de la Sesión de Control de hoy, que ha centrado el foco en el “cero energético” del pasado 28 de abril. Sánchez ha defendido sin tapujos las energías renovables (“el futuro energético de España o es verde o no será”), ha recalcado que no hay ninguna evidencia empírica que permita atribuir a las renovables el origen del blackout, y ha considerado “irresponsable” mezclar este asunto con el debate de las nucleares.

7 de mayo

Estas son las 5 herramientas que propone la Fundación Renovables para evitar futuros ceros

El think tank (en materia de Energía) más prestigioso del país propone **5 claves “para fortalecer el sistema eléctrico y acelerar la transición energética”**: (1) soluciones de almacenamiento para la FV; (2) interconexiones con Francia (hay que elevar el porcentaje de interconexión del 4 a, al menos, el 10%); (3) modernizar las redes, invirtiendo más y actualizando los procedimientos de operación (grid forming); (4) acelerar la electrificación de la demanda; y (5) avanzar en flexibilización de la demanda.

14 de mayo

El Gobierno coloca a las eléctricas en el foco del apagón

La ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, ha dicho hoy en el Congreso que los tres eventos de pérdida de generación previos al cero energético (ubicados en Granada, Sevilla y Badajoz) se produjeron por causas ajenas a la red de transporte (o sea, a Red Eléctrica). “El origen de estas desconexiones se podría situar **en las propias plantas de generación o en redes no gestionadas por Red Eléctrica**” (las redes no gestionadas por REE son las redes de distribución, que gestionan Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP).

16 de mayo

Alemania en 2024: primer año completo sin nucleares, bajada del 16,4% del precio de la electricidad

Es uno de los muchos datos que contiene el último Boletín Anual de Mercados a Plazo de Energía Eléctrica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Alemania ha cerrado su primer año completo sin nucleares –señala la CNMC– con una bajada del precio de la electricidad de más de 16 puntos en su mercado diario. En el otro plato de la balanza (alemana), destacan las renovables, cuya aportación al mix de generación ha crecido tres puntos: 56% en 2023; 59% en 2024 (además, cae un 10% la generación convencional).

19 de mayo

Taiwán inicia el desmantelamiento de su último reactor nuclear

El último reactor nuclear operativo de Taiwán ha sido desconectado de la red tras 40 años actividad en los que la oenegé Taiwan Environmental Protection Union no ha dejado de presionar para que la isla abandonara la energía nuclear, que en 2015 representaba más del 16% de su generación eléctrica. Aunque la era nuclear taiwanesa ha llegado a su fin, la descarbonización del país aún tiene retos pendientes, ya que se espera que el mix nacional dependa en un 84% de combustibles fósiles en 2025.

3 de junio

Entso-E denuncia falta de colaboración por parte de las eléctricas

Iberdrola, Endesa, Naturgy y compañía han sido señaladas por Entso-E, que es la entidad que integran los transportistas y operadores de los sistemas eléctricos europeos. Entso-E está investigando las causas del apagón del 28A, para lo cual solicitó en su momento información a las compañías, pero, tras varios días de espera, la asociación de los operadores europeos ha acabado remitiendo al Gobierno de España una carta pidiéndole que intermedie en el asunto ante la falta de colaboración por parte de las eléctricas.

12 de junio

La "operación reforzada" de REE tras el apagón duplica en mayo el coste de las restricciones técnicas

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc) difundió ayer un comunicado con el que viene a unirse a la asociación de comercializadoras en su preocupación "por el sobre coste de los servicios de ajuste, especialmente las restricciones técnicas, derivados de la 'operación reforzada' adoptada por Red Eléctrica tras el apagón". aelēc destaca que el coste medio de las restricciones técnicas en el mercado diario en mayo del 25 se ha incrementado en 200 millones de euros con respecto a mayo del 24.

16 de junio

La inversión global en energías renovables alcanzará los 780.000 millones de dólares en 2025

El dato aparece en la última edición (la décima) del informe World Energy Investment, documento en el que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) radiografía lo que ha sido la inversión en 2024 y hace una estimación de lo que va a ser en 2025. Tres claves para abrir boca: (1) la inversión mundial en energía va a aumentar un 2% en 2025, hasta los 3,3 billones de dólares; (2) el sector solar será el que más inversión recibirá; y (3) la inversión en redes "no está a la altura del gasto en generación y electrificación".

[Bajo estas líneas, a la derecha la inversión global en soluciones y tecnologías energéticas limpias (y combustibles fósiles) en el lapso 2015-2025. La Agencia Internacional de la Energía incluye en el capítulo de tecnologías limpias -clean energy- a la nuclear (estima una inversión de 82.000 millones de dólares para este año) y a los combustibles de bajas emisiones (que estima recibirán inversiones por valor de 40.000). Apenas nada en comparación con los números que maneja en lo que se refiere a la inversión en energías renovables (780.000 millones de dólares; eficiencia energética y usos finales (773.000 millones de dólares) o redes y almacenamiento (479.000). En total, 2,2 billones, de los que más de 2,1 corresponden a estas últimas].

17 de junio

El informe del Gobierno señala a las centrales de gas natural

REE solicitó a 10 centrales térmicas el 27 de abril (víspera del apagón) que estuvieran disponibles ("a cambio de compensaciones económicas") para su empleo en tareas de control dinámico de tensión. Pero no lo estuvieron. Lo dice el informe que ha presentado hoy el Gobierno: de las instalaciones que debían entrar por "restricciones técnicas" (así se denomina ese servicio de disponibilidad) "todas y

cada una de ellas” presentaban el 28A “algún grado de incumplimiento” con respecto a esa disponibilidad. ¿Resultado? Apagón.

17 de junio

La ministra para la Transición Ecológica reparte...

Sara Aagesen ha repartido responsabilidades durante la presentación del informe sobre el apagón. “Faltaban capacidades de controlar tensión, bien porque no estaban programadas con suficiencia [ahí señala a REE, responsable de esa programación], bien porque las que estaban programadas [ahí señala a Endesa, Iberdrola y compañía] no proporcionaban adecuadamente lo que decía la norma... O una combinación de ambas (...). Lo que sí afirmamos hoy es que había parque de generación disponible suficiente para responder”.

18 de junio

REE coloca en el foco del apagón a las compañías eléctricas

No fue la sobretensión, fueron varias **desconexiones “injustificadas”** detrás de las cuales estarían las eléctricas. “Hubo generación que disparó de manera incorrecta y otra que no cumplió con la normativa de control de tensión”. El diagnóstico de Red Eléctrica, que ha presentado hoy su **informe del apagón**, parece inequívoco: alude a varios errores y/u omisiones... que señalan en la misma dirección: Iberdrola, Endesa y compañía. La sobretensión no fue la causa. Fue uno de los efectos de operaciones que no debieron suceder.

18 de junio

aelēc descarga toda la responsabilidad del apagón en Red Eléctrica

La asociación que integran Endesa, Iberdrola y EDP considera que la “causa principal” del apagón fue “un problema de control de tensión, siendo que la responsabilidad de garantizar dicho control recae en REE, como operador del sistema”. Endesa, Iberdrola y EDP, que son propietarias de más de 600.000 kilómetros de redes de distribución de electricidad, acusan a REE de haber hecho un “reparto geográfico desequilibrado [de recursos de control de tensión], lo que dejó al sistema en una situación de vulnerabilidad”.

19 de junio

Iberdrola acusa a Red Eléctrica de propiciar el apagón por su gestión “temeraria y negligente”

La compañía apunta a una gestión “temeraria y negligente” de REE como principal causa del apagón. Según la agencia Europa Press, fuentes de Iberdrola a las que ha tenido acceso sostienen que el sistema eléctrico no contaba con una capacidad de control de tensión suficiente (lo cual es competencia de REE). Las mismas fuentes –continúa EP– aseguran que, en el momento del incidente, estaban acopladas todas aquellas centrales de generación de Iberdrola que habían recibido las pertinentes instrucciones por parte de REE.

19 de junio

PSOE, PP y Vox votan en contra de que la red de distribución sea de titularidad pública

Pinza PSOE-PP (+Vox) para tumbar la Proposición de Ley impulsada por la Associació de Municipis i Entitats per l'Energia Pública (AMEP) y llevada al Senado por el grupo parlamentario Izquierdas por la Independencia. AMEP reivindicaba y reivindica la titularidad y gestión pública de la red de distribución eléctrica para, entre otras cosas, hacer posible el “reconocimiento de la capacidad de las

Comunidades Energéticas para actuar como distribuidoras en régimen de servicio público”, tal y como permite ya la normativa UE.

24 de junio

Estas son las claves del decreto anti-apagones que ha aprobado el Gobierno

El Real Decreto-ley (coloquialmente conocido como “decreto ómnibus”) incluye **toda una batería de medidas para la aceleración de la transición energética**. Entre ellas, medidas de impulso del autoconsumo (ampliación del radio de 2 a 5 kilómetros), medidas para el despliegue de la bomba de calor (desgravaciones fiscales en el IBI y el ICIO), del almacenamiento (agilización de las tramitaciones), de las comunidades energéticas (el RDL recoge la figura del gestor de autoconsumo colectivo) o de los agregadores independientes.

27 de junio

La Asamblea General de APPA Renovables “aplaude” el decreto ómnibus del apagón

“La apuesta [del decreto ómnibus] por la electrificación, el almacenamiento, la hibridación y diversas reivindicaciones del sector renovable supone un apoyo claro a la Transición Energética”. Con esa frase, inequívoca, abre la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) el comunicado de prensa que ha difundido hoy, en el que da su visto bueno al oficialmente denominado “Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico”.

10 de julio

2025 podría acabar con un importante frenazo en el desarrollo de las renovables en España

“Si el ritmo de potencia autorizada no cambia en el segundo semestre, 2025 acabará con un importante frenazo en el desarrollo de las renovables en España”. Lo dice el instituto de investigación social Opina 360 en su último Observatorio de Energías Renovables. Un total de 137 proyectos renovables, con una potencia agregada de 2.349 megavatios, han conseguido autorizaciones administrativas de construcción a lo largo del segundo trimestre del año, “ni la mitad de lo permitido hace un año, cuando se rozaron los 4.900 MW”.

12 de julio

Asia gana por goleada la carrera de la transición energética

Irena acaba de actualizar sus Estadísticas 2025, documento en el que le toma la temperatura a la transición renovable, país por país, y tecnología por tecnología (eólica, hidro, biomasa, fotovoltaica, termosolar...). Pues bien, una vez hechas las cuentas, el dato primero que destaca la International Renewable Energy Agency en sus Statistics no deja lugar a la duda de por dónde va la transición: “más del 70% del crecimiento en la capacidad de energías renovables se ha producido [en 2024] en Asia”. (Y otro dato para enmarcar: las renovables han crecido diez veces más que las no renovables. Véase abajo el gráfico: 582 - 57).

17 de julio

Transición Ecológica saca a concurso 3.681 megavatios de acceso de demanda

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha publicado hoy en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la convocatoria de los primeros concursos de acceso de demanda a las redes eléctricas. Los concursos se celebran sobre ocho nudos de la red de transporte en Andalucía,

Aragón, Castilla-La Mancha, Cataluña, Galicia y País Vasco, sobre los que hay solicitudes de importantes desarrollos industriales, por una capacidad de acceso total de 3.681 MW.

17 de julio

Entso-E sitúa el origen del cero en la red de distribución

La Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad publicó ayer una nota en la que vendría a reforzar la hipótesis que planteó REE hace unos días en su informe. "The first event was due to the tripping of a generation transformer, due to a problem **in the lower voltage side, in the area of Granada**". Entso-E sitúa pues en Granada, en el lado de baja tensión de un transformador de generación, el primer evento de la sucesión de acontecimientos que acabó en blackout. La red en Granada es de Endesa.

22 de julio

PP, Vox y Junts reeditan alianza para tumbar el decreto antiapagones

Las tres formaciones (133, 37 y 7 diputados, respectivamente) ya tumbaron el Real Decreto-ley (RDL) 9 que aprobara el Gobierno el pasado mes de diciembre, otro "decreto ómnibus" que (como el hoy votado) incluía muchas medidas para acelerar la transición energética. Pues bien, ahora, seis meses después, reeditan alianza **para tumbar otro RDL, el coloquialmente conocido como decreto antiapagones**. La Fundación Renovables considera que el rechazo al decreto antiapagones " **no tiene base técnica ni ideológica**".

22 de julio

El no del PP al decreto antiapagones pone al sector renovable en "riesgo de colapso"

Lo dice APPA, que lamenta "profundamente" la no convalidación del Real Decreto-ley 7/2025, "que suponía una respuesta urgente y necesaria a los retos del sistema eléctrico actual". **APPA advierte** que la derogación del RDL (1) aumentará los desequilibrios en el sistema eléctrico; (2) va a provocar "un embudo en la integración de renovables en la red"; y (3) deja "en el limbo las inversiones en almacenamiento, autoconsumo y redes eléctricas" (el RDL 7 incluía una serie de medidas que daban certidumbre sobre las mismas).

24 de julio

La UE y China reafirman su compromiso con el Acuerdo de París

China y la UE han emitido una declaración conjunta de compromiso con el Acuerdo de París. El acuerdo, que llega tras la reciente reunión mantenida en Pekín entre la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, el presidente del Consejo Europeo, António Costa, y el presidente chino, Xi Jinping, ha sido anunciado justo un día después de que la Corte Internacional de Justicia dictara una sentencia histórica que refuerza la obligación legal de los Estados de proteger a la población de los efectos del cambio climático.

29 de julio

La UCO cifra en más de 670.000 euros los pagos de las gasistas al bufete de Montoro

"Los ingresos totales provenientes de las sociedades gasistas investigadas hallados en las cuentas bancarias –sostiene la Unidad Central Operativa de la Guardia Civil– ascienden a 673.500 € distribuidos en 29 operativas distintas". Cristóbal Montoro (ministro de Hacienda con Aznar y, posteriormente, hasta en dos ocasiones, con Mariano Rajoy) está siendo investigado por,

presuntamente, aprobar varias leyes que beneficiaban a empresas gasísticas que eran clientes de un despacho de abogados fundado por el propio Montoro.

31 de julio

El Ministerio para la Transición Ecológica elige la vía de urgencia para el nuevo RD antiapagones

El Gobierno ha iniciado la tramitación por la vía de urgencia del nuevo Real Decreto (RD) “por el que se aprueban determinadas medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico”. El proyecto contiene medidas incluidas en el Real Decreto-ley 7/2025 (el RDL “antiapagones” que tumbaron PP, Vox y Junts hace unos días). El nuevo RD, “en primer lugar –explica el Ejecutivo–, incorpora **medidas de supervisión y control** dirigidas al cumplimiento de las obligaciones por parte del conjunto de agentes del sector eléctrico”.

14 de agosto

Las temperaturas extremas disparan la demanda diaria de energía en Europa hasta un 14%

La ola de calor, con valores medios de 35°C en Alemania y con temperaturas por encima de los 40 en España, ha propiciado una subida del 14% en la demanda diaria de energía en España (por los aires acondicionados), del 9% en Francia y del 6% en Alemania. Este hecho, sumado a las interrupciones del suministro eléctrico en las centrales térmicas, ha doblado y hasta triplicado los precios promedio diarios de la energía, según el último informe –Heat and power: Impacts of the 2025 heatwave in Europe– del think tank Ember.

1 de septiembre

Sánchez abre curso político con el lanzamiento de un Pacto de Estado frente a la Emergencia Climática

El Pacto identifica **10 medidas clave**. Entre ellas, el reconocimiento y potenciación del “papel esencial que el mundo rural desempeña en la protección del medio ambiente y en la lucha contra los eventos climáticos extremos”; el establecimiento de un sistema de ayudas económicas para favorecer la adaptación del mundo rural al cambio climático; la creación de una Agencia Estatal de Protección Civil y Emergencias; y el aumento de los medios para la lucha contra los incendios “y su mantenimiento durante los 365 días del año”.

4 de septiembre

La nuclear pierde fuerza en Europa

Global Energy Monitor acaba de publicar un informe –Nuclear outpaced 14 to 1 by wind and solar in Europe– que revela que Europa ha perdido 112 GW de potencia nuclear prevista debido a las cancelaciones de proyectos y que otros 68 GW ya han sido desmantelados. A septiembre de 2025, Europa opera 157 GW nucleares, pero el 90% de los reactores que quedan tiene más de 35 años y hay solo 9,3 GW en construcción, apenas nada frente a los 600 GW de potencia REN (a escala de servicios públicos) en pre-construcción o construcción.

9 de septiembre

El 83% de los nudos de la red de distribución de electricidad está saturado

Las compañías distribuidoras han publicado hoy los mapas de capacidad de la red para conectar demanda. Según la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica, aelēc (que está integrada por tres de las cuatro mayores distribuidoras del país: Iberdrola, Endesa y EDP), estos mapas, que recogen

información de cada nudo de la red con tensión superior a un kilovoltio (1 kV), confirman que el 83,4% de los nudos de la red de distribución ya están saturados, “lo que impediría –sostiene aelēc– conectar nueva demanda eléctrica”.

12 de septiembre

Entrevistamos al secretario de Estado de Energía, Joan Groizard

Y nos dio unos cuantos titulares. Primero, uno que contextualiza: “el contexto del cero eléctrico ha retrasado ligeramente la agenda regulatoria de la Secretaría de Estado. Pero ahora mismo ya estamos retomando, con mucha energía, los distintos paquetes normativos que teníamos”. Y, a continuación, otros dos (titulares) más concretos: (1) “Lanzaremos nueva propuesta de Real Decreto de Autoconsumo de aquí a final de año” (al cierre de esta edición aún no lo había hecho); y (2) “el autoconsumo sigue saliendo a cuenta”.

12 de septiembre

La Estrategia Nacional contra la pobreza energética 2025-2030, a consulta

Transición Ecológica ha lanzado a consulta pública la Propuesta de Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2025-2030, un documento que recoge una docena de medidas destinadas a garantizar el acceso universal, seguro y asequible a la energía como derecho básico de toda la ciudadanía. Entre ellas, la garantía de suministro para consumidores vulnerables y electrodependientes, la mejora del acceso al bono social y el impulso de la rehabilitación energética en viviendas de familias con bajos ingresos.

12 de septiembre

Así es la propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030

El Gobierno ha presentado hoy “las líneas maestras de la Propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030”. La Propuesta, que plantea **una inversión de 13.590 millones de euros** hasta el final de la década, estará orientada a (1) “cubrir las necesidades del país” y a (2) cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2023-2030, “otorgando prioridad a los proyectos industriales”. La vigente Planificación (2021-2026) entraña una inversión muy menor: 8.203 M€.

30 de septiembre

La demanda de electricidad crecerá en España más de un 50% en los próximos cinco años

O entre un 33 y un 54%, para ser más precisos. Es la horquilla (la estimación) que adelanta la consultora EY en su informe Demanda eléctrica e inversiones en la red 2025-2035. El estudio, que EY ha elaborado junto al Instituto de Investigaciones Tecnológicas (Universidad Comillas), estima pues que la demanda eléctrica podría aumentar entre un 33% y un 54% para 2030 y entre un 64% y un 105% de aquí a 2035. El informe ha sido encargado por aelēc (la asociación de las distribuidoras Iberdrola, Endesa y EDP).

1 de octubre

Alemania dispara su revolución eólica y fotovoltaica hasta los 500.000 megavatios

La consultora GlobalData acaba de publicar un análisis sobre las tendencias del mercado eléctrico alemán a diez años vista (horizonte 2035) y las estimaciones son sencillamente extraordinarias: el parque nacional eólico y fotovoltaico alemán va a alcanzar los 500.000 MW de potencia en esa

fecha. Y, así, la generación renovable va a ganar 30 puntos en solo diez años: Alemania cubrió en 2024 el 54,7% de su demanda eléctrica con renovables, y cubrirá, según la estimación de GlobalData, casi el 83% en 2035.

3 de octubre

No había sobretensión

Entso-E ha identificado una desconexión de un transformador de generación en Granada cuando en el lado del transportista había 417,9 kV (la tensión pues estaba dentro de rango, pues el límite es 435). Esa desconexión (presuntamente innecesaria pues) cerró el paso a varios generadores, subió la tensión, se desbocó y todo acabó en cero energético. Entso-E deja para ulteriores “investigaciones y análisis” la evaluación del comportamiento de los usuarios de la red en cuanto a control de tensión y desconexiones.

3 de octubre

El informe de Entso-E refrenda el análisis de Red Eléctrica

“Las primeras desconexiones de generación se dieron en las redes de distribución [que no gestiona REE] y en un momento en el que las tensiones en la red de transporte estaban dentro del límite operacional”. Lo dice REE, que ha analizado el informe que ha publicado hoy Entso-E y lo califica de “coincidente” con el suyo del 18 de junio. Los dos denuncian también –apuntan desde REE– el incumplimiento (por parte de las eléctricas) de la aportación requerida normativamente de potencia reactiva en varias zonas geográficas.

7 de octubre

El parque global de energías renovables va a crecer más de un 100% en los próximos cinco años

Es el pronóstico que hace para el año 2030 la muy conservadora Agencia Internacional de la Energía, que lleva muchos años prediciendo crecimientos de potencia renovable a la baja, o sea, prediciendo crecimientos que acaban yendo mucho más allá de sus predicciones. Según la AIE, la **potencia mundial de generación de electricidad renovable** (hoy situada en los 4,4 teravatios) va a más que doblarse a lo largo de este próximo quinquenio, lapso durante el que la Agencia estima serán instalados 4,6 teras de nueva capacidad REN.

20 de octubre

El Partido Popular prepara una moratoria para las renovables

Renovables sí, pero no ahora. Ese es el resumen del discurso que ha esgrimido el vicesecretario de Economía del PP, Alberto Nadal, en el Foro Solar. Nadal ha señalado las líneas maestras de la política energética del PP: apuesta “a largo plazo” por la nuclear; gas como energía de transición; bombeo hidráulico como solución de almacenamiento; y redes (más interconexiones con Francia). Una vez resueltos todos esos retos... más renovables. ¿Conclusión? Moratoria de facto para estas, que serían el último eslabón de esa cadena .

30 de octubre

Iberdrola, Endesa y Naturgy quieren mantener activa la central nuclear de Almaraz hasta 2030

El Ministerio para la Transición Ecológica ha informado a las 15.38 horas de que ha recibido “hace pocos minutos” una petición formal de los propietarios de Almaraz para modificar la autorización de explotación de los dos grupos de la Central y extender su operación hasta junio de 2030. Almaraz es

propiedad de Iberdrola, Endesa y Naturgy, que acordaron en 2019 con el Gobierno el cierre de Almaraz I en 2027 (47 años tendrá entonces ese reactor) y de Almaraz II en 2028 (45 años tendrá entonces ese segundo reactor).

31 de octubre

“Las renovables son la mejor inversión que ha hecho este país en las últimas décadas”

Lo ha dicho hoy el presidente de APPA, Santiago Gómez Ramos, durante la presentación del Estudio Macroeconómico de las Energías Renovables en España, que cuantifica en 23.000 M€ el ahorro producido por el sector renovable en 2024. ¿Beneficiaria? La economía nacional, que se ha evitado la importación de combustibles fósiles por valor de 14.729 M€, se ha evitado la compra de derechos de emisión por valor de 4.541 M€, y se ha evitado gasto sanitario por valor de otros 4.300 M€. ¿Coste de las primas en 2024? 3.129 M€.

5 de noviembre

Nuevo objetivo climático de Bruselas: reducir en un 90% las emisiones para 2040

Los ministros de Medio Ambiente de la Unión Europea han alcanzado este miércoles un acuerdo que fija como objetivo vinculante una reducción neta del 90% de las emisiones contaminantes para 2040 (con respecto a los registros de 1990). Los ministros han incluido en todo caso varias cláusulas de flexibilidad y revisión que relajan el compromiso –90 con el fin de convencer a los más reticentes (Italia, Francia y Polonia). El objetivo último en la ruta UE de la descarbonización es alcanzar el cero neto en ceodós en 2050.

6 de noviembre

REE mantendrá la programación “reforzada” hasta que las eléctricas cumplan con el control de tensión

Red Eléctrica está aplicando el criterio de programación “reforzada” desde el 30 de abril, tras el blackout que dejó a oscuras a la península toda. Esa programación, que, según REE, ha representado entre mayo y octubre un coste de apenas el 2,3% del total de los costes del sistema eléctrico nacional, tiene por objetivo evitar que se vuelva a reptir un cero como aquel, y seguirá vigente – advierte hoy REE– “hasta que el comportamiento de los sujetos del sistema sea acorde a los requisitos normativos de control de tensión”.

7 de noviembre

Eólica y solar le han ahorrado a los consumidores UE de electricidad 100.000 millones de euros

Ese es uno de los muchos datos (el del ahorro “en el trienio 2021-2023”) que recoge el último «Informe sobre el estado de la Unión de la Energía», que acaba de publicar la Comisión Europea. ¿Más datos? La UE ha rebajado en dos puntos y medio (-2,5%) sus emisiones GEI (de gases de efecto invernadero) en el año 2024 (con respecto a las registradas en 2023). Y otro: tres años y medio después del estallido de la guerra de Ucrania, todavía el 12% del gas que importa la Unión procede de Rusia.

13 de noviembre

2.000 millones de euros en ayudas a la transición energética antes de finales de año

La ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, ha presentado hoy un nuevo “paquete de ayudas a la descarbonización y la competitividad”, que será dotado con alrededor de 2.000 millones

de euros y lanzado antes de finales de año. El paquete se articula en torno a cuatro ejes de actuación: (1) cadena de valor industrial (entre 800 y 1.000 M€), (2) integración de renovables (550-650 M€), (3) impulso a la movilidad eléctrica (200-250) y (4) soluciones térmicas innovadoras de ámbito industrial y residencial (80-150 M€).

19 de noviembre

"La financiación de las energías renovables se está disparando"

"Pero sigue estando muy concentrada en las economías más avanzadas". Lo ha dicho el director general de Irena, Francesco La Camera, durante la presentación del informe Panorama mundial de la financiación de la transición energética 2025. El documento fija en más de 800.000 millones de dólares la "inversión récord en renovables" registrada en 2024. Ó 2,4 billones de dólares en transición energética en total este año pasado, lo que supone un aumento extraordinario (del 20%) respecto a los niveles de inversión de 2022/23.

24 de noviembre

La CoP30 concluye sin ponerle fecha al final de los combustibles fósiles

Un día después del plazo marcado, la 30ª Cumbre Mundial del Clima (Belém) ha logrado un acuerdo de mínimos, que no fija fecha para el final de los combustibles fósiles, como pedían la UE y más de 80 Estados. Las partes acuerdan acelerar la acción climática y triplicar la financiación para los países en desarrollo que enfrentan fenómenos meteorológicos extremos. "La ciencia prevalece. El multilateralismo ha ganado", ha dicho el presidente de Brasil, Lula da Silva, en un comunicado publicado tras conocerse el acuerdo.

3 de diciembre

Las energías renovables reducirán el precio de la luz del 4% al 10% en 2026

Es la previsión del Gobierno, que adelanta que, "atendiendo a los cambios previstos en los costes regulados del sistema eléctrico", y atendiendo así mismo al "precio futuro de la energía" para el próximo ejercicio que refleja el operador del mercado regulado OMIP (56,7 €/MWh), las facturas finales de los consumidores van a reducirse en 2026 entre un 4,66 y un 9,91%. La disminución de las facturas finales –explica el Ejecutivo– se va a producir principalmente "gracias a la generación renovable competitiva".

4 de diciembre

La CNMC prorroga las "medidas temporales para reducir las oscilaciones de tensión"

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia modificó "temporalmente" varios procedimientos de operación del sistema eléctrico el pasado 20 de octubre. Lo hizo a petición del operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica, y con el fin de "reforzar la seguridad del suministro y reducir las variaciones bruscas de tensión". Pues bien, la Comisión acaba de anunciar que ha aprobado prorrogar estos cambios durante quince días. Esta es la segunda prórroga. La primera tuvo lugar el pasado 18 de noviembre.

5 de diciembre

La industria renovable europea está "al borde del colapso"

Navarra y 15 regiones de la UE, que en total representan cerca del 20% del PIB europeo, han viajado a Bruselas para pedir medidas "urgentes" para sobrevivir. "El sector está en estado agonizante, se

muere y ya no puede más. Nuestra cadena de valor –advierten– está siendo desplazada por productos extracomunitarios, fuertemente incentivados por las políticas industriales de otros países y nuestros proveedores nos alertan de una pérdida de empleos y de cuota de mercado. El Clean Industrial Deal tiene que ir más allá”.

9 de diciembre

Esta es la propuesta de cooperación que China plantea a España en materia de energía

El I Foro China-España de Energía Verde ha puesto de relieve las “muchas compatibilidades energéticas” que presentan ambos países, **en palabras del científico jefe de Energy China, Luo Bixiong**, que ha venido a proponer (1) la construcción conjunta de “una cadena de suministro de combustibles basados en hidrógeno que conecte el Norte de África, la Península Ibérica y Europa” y (2) la promoción también bilateral en aguas españolas, y “a gran escala”, de eólica en aguas profundas y fotovoltaica marina.

10 de diciembre

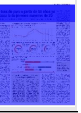
La Comisión lanza el esperado paquete de medidas para la mejora de las redes

El paquete de medidas sobre las redes energéticas europeas (European Grids Package) y la iniciativa Autopistas Energéticas de la Comisión (que está enfocado en 8 cuellos de botella) permitirán –según la Comisión– una mejor integración de las energías renovables y acelerarán la electrificación, lo que ayudará a reducir los precios de la energía. Bruselas estima que las redes energéticas de la UE van a necesitar inversiones por valor de 1,2 billones € de aquí a 2040, incluidos 730.000 M€ solo para las redes de distribución.

15 de diciembre

Las renovables han producido en el tercer trimestre de 2025 casi la mitad de la electricidad UE27

La Unión Europea ha producido con fuentes renovables (el agua, el Sol, el viento, la biomasa) el 49,3% de la electricidad en el tercer trimestre del año. Casi dos puntos ha crecido la cuota REN en el mix eléctrico de la UE27 en ese lapso (con respecto al mismo período del año anterior). En concreto, la Unión Europea produjo el 47,5% de la energía eléctrica con fuentes autóctonas en el tercer trimestre de 2024, y ha incrementado esa cuota hasta el 49,3% en el tercer trimestre de este curso.



Economía

La tasa de paro a partir de 55 años ya rebasa la de jóvenes mayores de 25

El desempleo entre los trabajadores más 'senior' se aproxima a los 10 puntos

Á. C. Álvarez VALENCIA

La edad tradicionalmente ha marcado un punto de inflexión en el mercado laboral español. Durante décadas la realidad mostraba que en el tramo de los trabajadores con más años la tasa de paro registrado se situaba muy por debajo de la del resto de población en edad de trabajar. Sin embargo, esa evolución histórica ha dado un vuelco en los últimos años con el descenso continuado del desempleo registrado en España.

La tasa de paro de los mayores de 55 años se situó el 9,8% en 2025, 0,4 puntos más que la registrada para el tramo de jóvenes mayores de 25 años, que ya entran en el grueso de la fuerza laboral. Históricamente ese tramo de edad ha presentado menores niveles de desempleo que el resto de trabajadores, según recoge el último análisis elaborado por la Fundación BBVA y el Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas (Ivie) en su publicación *Esenciales*, que estudia la evolución desde 1980. Esa diferencia llegó en 1994 a los 9,2 puntos porcentuales respecto a las tasas de paro de las personas de 25 a 54 años.

Sin embargo, esa barrera se ha ido difuminando hasta desaparecer por completo en 2023, cuando el diferencial pasó a ser desfavorable ligeramente para los mayores incluso en estos dos años la brecha se ha ido abriendo. En 2025 la tasa de paro de los mayores se sitúa en el 9,8%, 0,4 puntos más que la del tramo de 25 a 54 años, que con la caída generalizada ha descendido hasta el 9,4%.

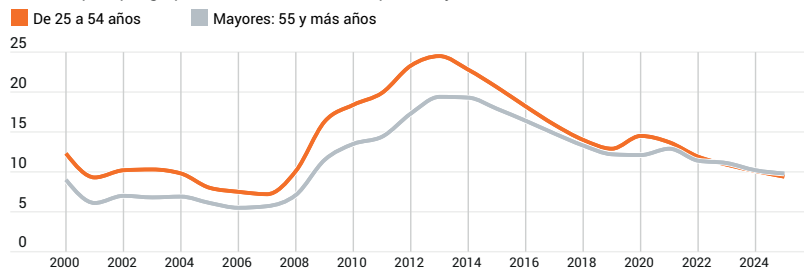
El estudio apunta que uno de los motivos esenciales de este vuelco histórico son las oscilaciones cíclicas que han afectado al conjunto del mercado de trabajo español y la reciente reducción del desempleo. Pero también revela que al margen de ese contexto general, "el empeoramiento relativo experimentado por los mayores a lo largo de las últimas décadas ha sido muy sustancial".

Además del comportamiento de las tasas de paro, el informe señala que se añaden factores como las diferencias entre los mayores que han desarrollado su carrera profesional sin interrupciones, frente a quienes acceden por primera vez al mercado de trabajo y los que buscan nuevo empleo tras perder el anterior.

El estudio revela que la mayoría de parados en esa edad son de larga duración, lo que supone un obstáculo añadido para su empleabilidad. En la actualidad, el 57,9% de los mayores desempleados corres-

La evolución del mercado laboral según la edad

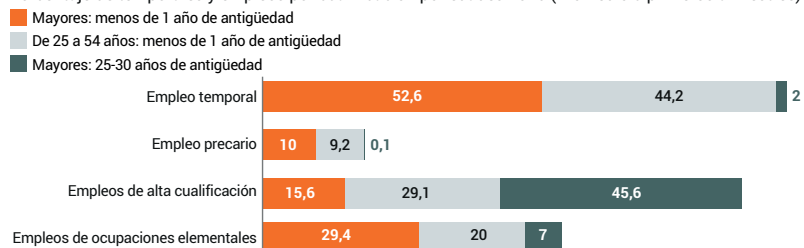
Tasas de paro por grupos de edad 2000-2025 En porcentaje



Parados en porcentaje por tiempo en búsqueda de empleo y edad en 2025 (Promedio 3 primeros trimestres)



Porcentaje de temporales y empleos por cualificación por edades 2025 (Promedio 3 primeros trimestres)



Fuente: Esenciales Fundación BBVA-IVIE.

empleo o el propio empleo. Así, en el caso de los que acaban de encontrar un empleo, un 52,6% tiene un empleo temporal, con un 10% de empleo precario (contratos temporales de hasta 3 meses) y otro 4,5% son fijos discontinuos. La radiografía entre los asalariados mayores con más de 25 años de antigüedad es radicalmente distinta: la tasa de temporalidad es solo del 2%, apenas hay empleo precario y el porcentaje de fijos discontinuos se reduce a la mitad (2,4%). Pero además, la situación de los mayores que han de volver a empezar es también peor si se compara con la de otras personas más jóvenes en circunstancias análogas. En el caso de los asalariados de 25 a 54 años con menos de un año de antigüedad, los temporales suponen el 44,2% (con un 9,2% de empleo precario).

Brecha en nuevos empleos

Una de las conclusiones es que los empleos que resultan accesibles para los mayores son menos estables y se caracterizan por concentrarse en ocupaciones de menor calidad y menos cualificación. Entre los mayores con más de 25 años de antigüedad, las ocupaciones altamente cualificadas (directores y gerentes, profesionales científicos e intelectuales y técnicos y profesionales de apoyo) representan el 45,6% del total, mientras que las ocupaciones elementales apenas el 7%.

Los porcentajes en el caso de los mayores con nuevos empleos varían drásticamente: solo un 15,6% tiene puestos de alta cualificación, mientras que un 29,4% se emplea en ocupaciones elementales. Igual-

Los mayores con menos de un año en el puesto cobran menos que un joven en esa situación

El reto de la empleabilidad de más edad para alargar la jubilación

La menor empleabilidad de los mayores de 55 años según los autores del informe es especialmente preocupante en un contexto de envejecimiento poblacional como el que experimenta España. En este contexto en que una de las medidas fundamentales que se ha puesto en marcha pasa por retrasar la edad de jubilación y prolongar la vida activa de los trabajadores para reducir la presión del sistema de pensiones y garantizar su sostenibilidad, la dificultad en el acceso al mercado laboral que revelan los datos es preocupante. Así, aunque destaca como elemento positivo que los mayores ocupados disfrutan, en prome-

dio, de empleos de más calidad que el resto de la población, apunta a que será vital la formación continua a lo largo de toda la vida laboral y prestar más atención a las carencias formativas y a la actualización de competencias de los mayores. "En un escenario en el que los candidatos jóvenes serán cada vez más escasos, las jubilaciones más frecuentes y las dificultades para cubrir vacantes más intensas, es fundamental superar los estereotipos basados en la edad y lograr que las propias empresas inviertan más en formación de los trabajadores senior", remarca el informe sobre la tendencia del paro por edad.

ponden a esa categoría, al llevar más de un año buscando empleo sin encontrarlo. "Es un porcentaje mucho más alto que el de los parados de 25 a 54 años (36,1%) o incluso que el de los de 16 a 24 años (entre los que un 17,8% de los parados son de larga duración)", refleja el análisis del mercado laboral.

Otro de los factores que destaca es que la menor probabilidad de empleo va acompañada de una peor calidad promedio de los nuevos trabajos conseguidos, por lo que la situación de los mayores que buscan empleo es muy distinta que la de los mayores que han mantenido sus carreras laborales y profesionales sin interrupciones. Según la comparativa, existen profundas diferencias entre los mayores con menos de un año de antigüedad en el empleo y los que tienen entre 25 y 30 años de antigüedad en aspectos como el tipo de contrato, la ocupación o el deseo de cambiar las condiciones del

mente, la situación es peor que la de trabajadores con menos edad que acaban de acceder a un empleo. Entre los de 25 a 54 años las ocupaciones de más calidad representan el 29,1% y las elementales el 20%, mientras que para los jóvenes de 16 a 24 años se sitúan en el 27% y el 15,5%, respectivamente.

El salario es otro de los aspectos analizados que ratifica la dificultad para volver a empleos de calidad a mayor edad. El sueldo medio anual de los mayores es más elevada que la del resto de asalariados, con 30.038 euros frente a 26.855 de los de 25 a 54 años. Sin embargo, para los mayores con menos de un año en el puesto el salario es muy inferior, con 19.558 euros. Incluso más bajo que el de los empleados de 25 a 54 años en similar situación y muy lejos de los mayores que no han visto interrumpida su carrera profesional, que llegan a 40.520 euros con 30 años de antigüedad.



Economía

El PIB per cápita cierra la legislatura de Sánchez congelado en el nivel de 2019

La riqueza por habitante todavía se sitúa un 24% por debajo del promedio de la eurozona

El fenómeno se debe a la negativa evolución de la productividad desde antes del Covid

I. Flores MADRID.

Superado con creces el ecuador de la legislatura empezada en 2023, una variable macroeconómica de suma importancia se resiste a encajar en el muy optimista balance que el presidente Pedro Sánchez suele hacer de su estancia en La Moncloa. Los años no parecen haber transcurrido para el reparto del PIB per cápita desde 2019, ya que se encuentra situado en 27.800 euros por habitante (siempre descontando el efecto inflación), una cifra que supera en menos de un 3% la cuantía que arrojaba en 2019.

En ese mismo periodo, desde la época inmediatamente anterior al Covid, dicha variable creció más del doble en el conjunto de la eurozona, de acuerdo con los datos recientemente revisados de la Oficina Estadística de la UE (Eurostat), cuyo último registro corresponde a los inicios del ejercicio 2025.

La evolución solo puede ser chocante, como pone de manifiesto el director general del Instituto de Estudios Económicos (IEE), Gregorio Izquierdo, teniendo en cuenta "el fuerte crecimiento agregado de la economía en los últimos años, que ha sido incapaz de traducirse en una mejora siquiera equivalente del reparto de la riqueza por habitante".

En consecuencia, nada ha cambiado sustancialmente en lo que concierne a la brecha que presenta el PIB con respecto al conjunto de la Unión Europea y, todavía más importante, en relación con la eurozona. En 2019, nuestro país se situaba 25 puntos porcentuales por debajo de la referencia que marcaba la Unión Monetaria. Seis años después esta última se sitúa en 37.220 euros, en términos reales, lo que supone también ahora una diferencia del 25% en relación a nuestro país.

Si la comparativa se lleva a cabo con el promedio de los 27 países de la Unión Europea, los resultados tampoco son benévolos para nuestro país dado que la brecha disminuye, pero todavía rebasa los 17 puntos porcentuales.

Por detrás de los 'grandes'

Como resultado de esta congelación de la riqueza española por habitante, pese a que su PIB lidera los avances en la Unión y en la OCDE, la que es la cuarta economía del bloque comunitario se sitúa, desde este punto de vista, en mitad de los países europeos. Todas los demás grandes

Una jornada laboral cada vez más reducida

Aun cuando fracasaron los intentos del Gobierno de implantar la jornada laboral de 37,5 horas, lo cierto es que esa reducción del tiempo de trabajo se ha producido por sí sol, lo que afecta a la productividad final y al PIB per cápita. De acuerdo con la EPA más reciente, del tercer trimestre, el tiempo de trabajo efectivo está en mínimos inferiores incluso a las 37 horas semanales.

36,8

HORAS POR SEMANA
La jornada laboral efectiva se sitúa en mínimos según la EPA del tercer trimestre.

del euro le superan: Italia, con 32.890 euros; Francia, con 38.110; y Alemania, con 43.110 —empatao con Finlandia—. En este último caso, además, debe tenerse en cuenta que la locomotora europea ha mostrado un descenso notable, desde este punto de vista, con respecto a los 44.230 euros que mostraba todavía en el año 2022, recién superada la crisis del coronavirus.

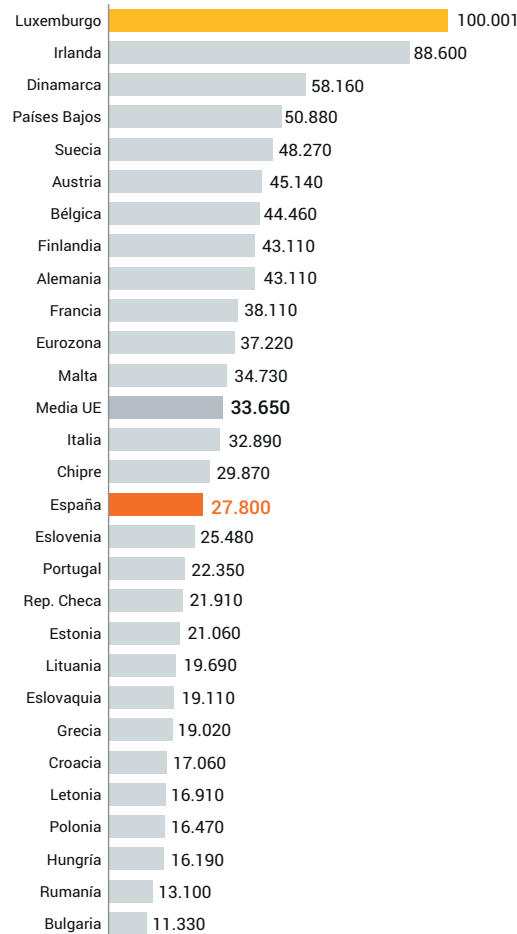
España supera así a Portugal (22.350 euros registra el país vecino) y solo logra destacarse con respecto a economías europeas de un tamaño considerablemente más reducido que el español.

Este último presenta un comportamiento especialmente errático que se prolonga mucho más allá de los años inmediatamente anteriores a la epidemia. En 2011, año correspondiente al cenit de la última gran crisis financiera, los españoles estaban muy cerca de igualar el promedio comunitario en cuanto a poder adquisitivo, al situarse en 93 puntos (medido no en euros sino en términos de paridad de poder de compra en base 100); es más dicho registro se acercaba notablemente al 105 que Italia mostraba en el mismo periodo de tiempo.

Los españoles no volvieron a recuperar ese nivel de poder adquisitivo (los 93 puntos) hasta 2017 y fue por muy poco tiempo, dado que en 2018 esa cota había descendido

Riqueza por habitante en la Unión Monetaria y la UE

En euros constantes; referencia año 2020



Fuente: Eurostat.

eE

Solo en 2011 España ha estado cerca de igualar a la Unión Monetaria en este ámbito

dos puntos. En cuanto a su situación actual, los últimos datos de Eurostat muestran que el indicador perdió en 2020 la barrera de las 90 unidades y la brecha con respecto a la media comunitaria ha vuelto a

niveles propios de la primera década de este siglo, en los primeros años de vida del euro.

Llegados a este punto, cabe preguntarse qué debilidad presenta España que no se repite en sus homólogos europeos.

Los expertos del laboratorio de ideas Bruegel en Bruselas, consultados por *elEconomista.es*, aseguran que pueden ser múltiples los factores que influyen pero, en el caso español, apuntan a la "baja productividad" de su economía como la causa más probable. Resulta significativo que esta última variable

descienda en nuestro país incluso en momento de crecimiento del PIB.

Desde el IEE, los análisis llevados a cabo por Izquierdo destacan que "una parte significativa del crecimiento del que España se beneficia en los últimos ejercicios", con un 3% esperado para el conjunto de 2025, "se diluye al repartirse entre un mayor número de habitantes y trabajadores, sin que aumente de forma apreciable el valor añadido generado por cada uno de ellos". En otras palabras, el foco vuelve a situarse en los problemas de productividad que España atraviesa, que ha seguido una evolución completamente en paralelo con respecto al PIB per cápita. En otras palabras, ambas muestran un estancamiento semejante casi al milímetro.

Rendimiento decepcionante

"El comportamiento de la productividad es decepcionante o incluso más que eso, porque se ha convertido en uno de los males endémicos de la economía española", de acuerdo con el catedrático de Análisis Económico de la Universidad de Valencia, José E. Boscá, uno de los autores del trabajo *El desempeño de la productividad en España y sus causas* elaborado por Fedea, BBVA Research y la Fundación Rafael del Pino. "Desde el año 2019, la productividad por hora trabajada ha crecido menos de un 3%, apenas unas décimas por año, mientras que el PIB por persona ocupada está a décimas del nivel prepandemia", sentencia.

El análisis elaborado por estos economistas apunta a que se ha dado un aumento mayor del número de trabajadores que de las horas trabajadas como explicación para que la productividad por ocupado esté en el mismo nivel que 23 trimestres atrás, hace casi seis años.

Esta variable, que sufrió caídas importantes durante la pandemia, llevaría sin avanzar más de un año registrando una evolución plana en los últimos cinco trimestres, según los datos de contabilidad nacional del INE corregidos de las variaciones estacionales y del efecto del calendario.

El aumento de las bajas y la ampliación de algunos permisos de trabajo han reducido hasta las 29,3 horas de media el número de horas de trabajo efectivo a la semana. Un número que asciende a 36,8 horas en el tercer trimestre al poner el foco solo en los ocupados que trabajaron en la semana de referencia.



Fedea desvela una quita silenciosa a Cataluña de 8.000 millones desde 2010

- La Generalitat fue la gran beneficiada por la subvención implícita del crédito barato concedido por el Estado
- La caja común ha asumido una factura anual de 1.800 millones para asegurar dinero a las autonomías en problemas

BRUNO PÉREZ
MADRID



En otoño de 2023, en el marco de la negociación para la inversión de Pedro Sánchez como presidente del Gobierno, el PSOE se comprometió con ERC a condonar 15.000 millones de euros de la deuda que la Generalitat de Cataluña tenía con el Estado por la financiación barata recibida en los años posteriores a la crisis financiera para evitar la quiebra de las arcas autonómicas. Un año y medio después, en febrero de 2025, el Gobierno cumplió su promesa y presentaba un proyecto que preveía la absorción de más de 83.000 millones de deuda autonómica por el Estado, de los cuales más de 17.000 se corresponderían con deuda catalana.

El argumentario compartido de Gobierno y nacionalistas habló entonces de reparación de una injusticia histórica, de deuda ilegítima y de un alivio financiero necesario tras los años de inacción del gabinete de Rajoy, que habrían contribuido a hacer esa bola de nieve de deuda cada vez más grande.

Un reciente informe difundido por el think tank Fedea y firmado por su director, Ángel de la Fuente, una de las voces más autorizadas del panorama nacional en cuestiones de financiación autonómica, ha venido a matizar de manera sustancial ese relato.

Una de sus conclusiones desvela que los mecanismos extraordinarios de liquidez dispuestos por el Estado en esos años de supuesta inacción gubernamental y las muy favorables condiciones de financiación previstas en ellos han permitido a las comunidades

desautónomas ahorrarse una factura de más de 26.000 millones en intereses desde que se activaran allá por el año 2010 (ver gráfico para comprobar su distribución por autonomías).

La Generalitat de Cataluña asoma como la gran beneficiaria de este salvavidas financiero sufragado con cargo a la caja común, que aún sigue operativo y que a lo largo de los últimos 15 años le ha garantizado una subvención silenciosa de 8.133 millones a golpe de ahorrarle la factura en intereses que tendría que haber asumido de no mediar la intervención estatal.

Por trazar una comparación, la celebrada quita de deuda de más de 17.000 millones de euros comprometida por el Gobierno ahorrará a la Generalitat 3.226 millones de euros de aquí a 2030 según los cálculos de la Airef, menos de la mitad de lo que ya se le ha condonado hasta la fecha.

«Los mecanismos de liquidez han supuesto un considerable ahorro en intereses para las comunidades autónomas y un coste extra para el Estado», asegura Ángel de la Fuente en su informe. «Este ahorro puede considerarse una ayuda o una subvención implícita, que en algún sentido ha incrementado la financiación efectiva de las comunidades autónomas».

FINANCIACIÓN EXTRA

27.000 millones en 15 años

Fedea calcula que el Estado ha soportado desde el año 2010 una factura de 26.721 millones en gastos financieros que deberían haber pagado las CC.AA.

Trato desigual

El reparto de esta financiación enmascarada ha sido desigual. Mientras Cataluña se ha ahorrado más de 8.000 millones de euros, la Comunidad de Madrid ha recibido menos de 500 millones.

Una foto diferente

El mapa de la financiación por habitante varía de forma sustancial cuando se tiene en cuenta esta financiación silenciosa. Cataluña se situaría un 6% por encima de la media en financiación por habitante y se convertiría en la sexta autonomía mejor tratada.

do», asegura Ángel de la Fuente en su informe. «Este ahorro puede considerarse una ayuda o una subvención implícita, que en algún sentido ha incrementado la financiación efectiva de las comunidades autónomas».

El apunte del director de Fedea está lejos de ser irrelevante porque condi-



cional de forma decisiva el diagnóstico sobre la financiación real que recibe del Estado cada una de las autonomías, más allá de lo que reflejan las cifras del sistema de financiación.

Una 'quita' desigual

Cataluña es de largo la comunidad autónoma que mayor volumen de financiación barata ha recibido del Estado desde la entrada en vigor de los mecanismos extraordinarios de financiación, entre los que se cuentan el célebre FLA, el mecanismo extraordinario de pago a proveedores (ya extinto) y la Facilidad Financiera. En total ha recibido más de 140.000 millones de euros, mientras que la segunda autonomía beneficiaria de estos dispositivos, la Comunidad Valenciana, aún se sitúa por debajo de los 100.000. La Comunidad de Madrid ha recibido poco más de 3.000 millones.

A más financiación barata recibida, más subvención implícita y más gasto ahorrado a costa del Estado. Fedea ha realizado el ejercicio de sumar a los recursos ordinarios que las autonomías reciben del sistema de financiación los extraordinarios derivados de los mecanismos de liquidez.

El resultado cambia de forma sustancial la historia sobre el supuesto trato discriminatorio que recibe Cataluña del sistema de financiación autonómica. Según los cálculos de Fedea, que ya sitúa a Cataluña por encima de la media en términos de financiación ordinaria por habitante,

Factura para el Estado en intereses de la deuda autonómica (2010-2024)

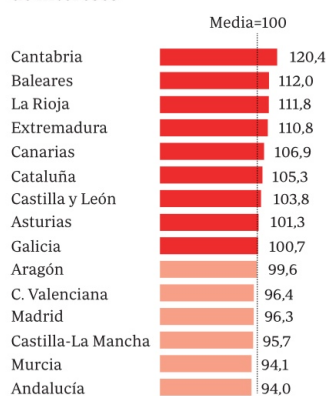
Factura asumida por el Estado por la deuda de las CC.AA. 2010-2024

Intereses, en millones de euros



Fuente: Fedea

Financiación efectiva por habitante corregida por ahorro de intereses



Media=100

ABC

Cataluña se situaría muy por encima de la media en financiación por habitante de contabilizar las ayudas implícitas del Estado



La ministra de Hacienda, María Jesús Montero, junto a Salvador Illa // ABC

cuando se agrega el impacto financiero de la subvención implícita recibida del Estado su financiación por habitante pasa a situarse cerca de un 6% por encima de la media y Cataluña se convierte en la sexta autonomía mejor tratada por el sistema.

Andalucía y, sobre todo, la Comunidad Valenciana, que han sido las otras dos comunidades autónomas más beneficiadas por estos mecanis-

mos extraordinarios, también mejoran su posición en el ranking, pero sigue muy por debajo de la media en financiación por habitante. Llamativo es el caso de la Comunidad de Madrid que pasa de estar prácticamente en la media a caer al grupo de las autonomías con menor financiación por habitante con esa métrica alternativa.



El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, junto a la ministra de Trabajo, Yolanda Díaz // JAIME GARCÍA

Carlos Cuerpo se erige en escudo ante la ofensiva de Yolanda Díaz

► El titular de Economía modera la vehemencia regulatoria de Trabajo y controla su acceso al Consejo de Ministros

JOSÉ MARÍA CAMARERO
MADRID

Las diferencias de criterio entre la vicepresidenta segunda del Gobierno, Yolanda Díaz, y el ministro de Economía, Carlos Cuerpo, a cuenta de las últimas iniciativas laborales impulsadas desde el Ministerio de Trabajo están erigiendo al responsable de las políticas económicas del Gobierno en el muro encargado tanto de matizar las medidas de Díaz como de controlar su recorrido hasta ser aprobadas por el Consejo de Ministros. El listado de intervenciones empieza a ser largo: el nuevo registro horario, la ley de prevención de riesgos laborales y, más recientemente, la reforma de los permisos por fallecimiento de familiares y el cambio en el salario mínimo interprofesional (SMI). Todas estas iniciativas han encontrado en Cuerpo un alfil complicado de sortear ante las intenciones de la ministra.

El último episodio de la larga lista de desencuentros –en ocasiones velados, en otras a campo abierto– ha sido la determinación de la cuantía

del SMI para 2026, decidida tras un reguero de choques que se han ampliado desde que Cuerpo tomó posesión, en una herencia que ya venía de su antecesora, Nadia Calviño, con quien Díaz no mantenía precisamente las mejores relaciones. La reforma de los subsidios para mayores de 52 años fue el último gran desencuentro entre Yolanda Díaz y Nadia Calviño. Ahora, la fricción se acentúa aún más, a medida que transcurren los meses y el Ejecutivo es más consciente de que buena parte de las medidas de Díaz no van a superar las votaciones necesarias en el Congreso en un tramo final de legislación complicado para los intereses del Gobierno por la negativa de Junts a dar respaldo a sus iniciativas.

Criterio discrepante

El vocal del Ministerio de Economía en la comisión del SMI, junto al de Hacienda, defendieron un criterio discrepante –texto que finalmente no se incluyó en el informe definitivo– sobre la metodología que usaban los expertos para calcular la subida del salario mínimo para 2026, llegando a tildar de «error» de cálculo ese análisis económico. Pero el papel fiscalizador de Cuerpo va más allá. Aunque Trabajo quiere aplicar un cambio estructural en el SMI –impidiendo, por ejemplo, que los complementos absorban parte de la subida aprobada cada año–

mediante un real decreto sin pasar por las Cortes, Economía ha recibido al menos un informe contrario a esta intención.

El protagonismo que ha asumido el ministro de Economía se ha dejado notar en las iniciativas lanzadas desde Trabajo, con advertencias que va incluyendo en las aportaciones que realiza. Mientras el departamento de Díaz negocia desde hace tiempo a dos bandas con los sindicatos mayoritarios la patronal va encontrando la plasmación de parte de sus reivindicaciones en los análisis que realiza el departamento de Cuerpo, que ya ha advertido en más de una ocasión que las reformas en el ámbito laboral tienen que tener en cuenta a todas las partes. Porque los puentes entre la CEOE y Díaz se encuentran prácticamente derruidos desde el pasado verano.

La insistencia de los empresarios ante Economía se concentra en el impacto económico que buena parte de las medidas de Díaz tiene en las cuentas de autónomos y pymes, una cir-

La patronal encuentra en el ministro la comprensión de parte de sus advertencias sobre las medidas de la vicepresidenta

cunstancia que para la CEOE la ministra de Trabajo ya no tiene en cuenta al promover su política laboral, apuntan fuentes del diálogo social.

En el último conato de crisis abierto por Yolanda Díaz la vicepresidenta segunda requirió a Pedro Sánchez cambios «profundos» en el Ejecutivo para zanjear la crisis derivada de los casos judiciales y apuntó precisamente a esta experiencia de meses de choques con ministros como Cuerpo. El titular de Economía es un perfil netamente técnico, aunque con una visibilidad creciente ante la opinión pública –es el ministro de los 22 del gabinete de Sánchez mejor valorado según el CIS– que ensombrece las quejas de Trabajo sobre su desempeño. Sánchez ha zanjado cualquier posibilidad de cambios de calado en el Ejecutivo, a pesar de la insistencia de su vicepresidenta segunda.

El veto al recorte de la jornada laboral hasta las 37,5 horas, el proyecto estrella de Díaz para esta segunda legislatura de la coalición progresista de Gobierno, originó un punto de inflexión en los movimientos políticos de la vicepresidenta segunda. A los pocos días de que el Congreso rechazase su tramitación, apuntaba a una «ofensiva» con un camino definido: si las Cortes no aprobaban sus políticas, llevaría a cabo medidas que no precisasen apoyo parlamentario.

Los reales decretos se han convertido en el soporte de Trabajo. El registro de jornada, por ejemplo, sigue paralizado. Otra vez la falta de consenso interno en el Gobierno y las discrepancias técnicas entre ministerios han frenado una norma que debía reforzar el control efectivo de la jornada, aunque con dudas legales sobre el alcance de esa monitorización casi en directo de la Inspección, sobre la que varios despachos han planteado dudas jurídicas. Tan es así que Trabajo ha tenido que consultar a Protección de Datos para asegurar una tramitación normativa sin sobresaltos.

Control de los tiempos

Además, Cuerpo juega con una baza que no tiene Díaz: la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos (CDGAE), una suerte de consejo de ministros económicos que actúa como preámbulo al cónclave ministerial y en el que se deciden cuándo se trasladan las medidas a Moncloa o cuáles van tomando mayor relevancia. El organismo está presidido por Cuerpo, por decisión expresa del presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, que quiso dejar la última palabra en manos de un ministro de su confianza, frente a los de Sumar.

Públicamente, las relaciones entre los socios de Gobierno siguen siendo fiables y estables, apuntan diversas fuentes ministeriales. «Es normal que tengamos criterios distintos en muchos asuntos», explican estas fuentes a ABC. Pero, al mismo tiempo, aclaran que «Gobierno solo hay uno» y que la decisión final que se tome, en una medida u otra, es colegiada.



El gasto en pensiones crece un 6,2% en el último año, hasta los 190.000 millones

SOLO EN PRESTACIONES CONTRIBUTIVAS/ La nómina anual, con las catorce pagas, aumenta un 62% desde 2015. El desembolso total sumando pensiones mínimas y no contributivas asciende hasta casi 217.000 millones de euros en conjunto de 2025.

Gonzalo D. Velarde, Madrid

La factura anual de las pensiones mantiene una senda creciente que ha experimentado un impulso especialmente notable desde que el Gobierno retomó el camino de las revalorizaciones anuales en función de la inflación. Con la nómina de diciembre, las catorce pagas de las 10,4 millones de prestaciones contributivas que perciben en este momento 9,4 millones de beneficiarios ascendió en el conjunto de 2025 a los casi 190.000 millones de euros, lo que supone un incremento del 6,2% respecto al pasado año. La cifra es un 62% mayor que hace una década, cuando esas catorce pagas sumaron un total de 115.185 millones, y supone un 50% más que en 2018 justo antes de que se retomasen las revalorizaciones con el IPC.

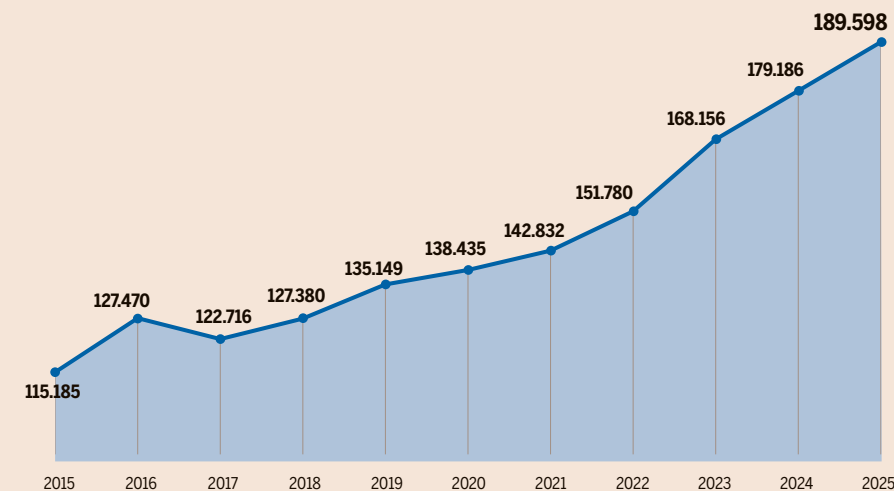
Pero la decisión de vincular la actualización de las prestaciones al coste de la vida no es el único catalizador para el engrosamiento del desembolso. También el hecho de que los pensionistas que entran al sistema perciban cuantías sustancialmente mayores que aquellos que causan baja provoca un deslizamiento al alza del coste. Es esta la razón por la que en 2025 el incremento porcentual del gasto, del 6,2%, es más del doble de la subida que se estableció para el año, del 2,8%.

Lo mismo se prevé que ocurra en el próximo ejercicio. A partir del 1 de enero las prestaciones contributivas se incrementarán en un 2,7%, mientras que los expertos del Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas (Ivie) estiman que la factura crecerá en un 5,8%, es decir, nuevamente más del doble.

Según los datos publicados ayer por el Ministerio de Seguridad Social, los nuevos pensionistas entraron al sistema con prestaciones medias de jubilación, contando todos los regímenes, de 1.594 euros al mes –en noviembre, la estadística de altas se publica con un mes de decalaje–. En comparación con la media de jubilaciones de todo el sistema en vigor (1.512 euros), las nuevas altas son un 5,4% mayores. Pa-

FUERTE INCREMENTO DE LA FACTURA DE LAS PENSIONES

Evolución de la nómina anual de pensiones contributivas (millones de euros / contando las catorce pagas).



Expansión

Fuente: Ministerio de Seguridad Social

Las altas de jubilación son un 15% superiores a las prestaciones que causan baja

El desembolso crecerá hasta casi los 230.000 millones de euros en 2026

los compromisos de pago de la Seguridad Social.

Más presión en 2026

En este sentido, la subida del 2,7% de las pensiones contributivas más la de las mínimas y no contributivas entre un 7% y 11,4% hará que el coste de la revalorización ascienda a 7.311 millones de euros, según los cálculos del Ivie. Tal y como señalan los expertos, la envergadura de la subida de las pensiones no contributivas y mínimas hace que, junto a las contributivas, la subida real sea del 3,44% de media.

Cabe recordar que la subida del 2,7% también afecta a los beneficiarios de las Clases Pasivas del Estado, los funcionarios. Estos son 735.663 beneficiarios, y cuentan con una prestación media de 2.332 euros mensuales.

El resto del incremento de los desembolsos previsto para el próximo procede del efecto de sustitución: la diferencia entre las cuantías de las nuevas pensiones y las bajas. Según los expertos esto añadirá otros 5.299 millones de euros a la factura. Por lo que se prevé que el gasto aumente en 12.610 millones de euros, hasta rozar los 230.000 millones en el conjunto del año.

Esta financiación total de las pensiones de la Seguridad Social de año próximo será un 62% más alta que la de hace una década. Y, según las estimaciones de la Airef se espera que continúe la senda ascendente hasta situarse el desembolso en 16,1 puntos porcentuales del PIB en 2050, lo que equivaldría en valor actual a unos 250.000 millones de euros.

Nuevo informe de la Airef sobre la regla de gasto

Sobre estos mimbres de fuerte incremento de la presión financiera por las pensiones se cimentó el primer examen de Airef sobre la reciente reforma del sistema público que, entre otras medidas, apuntaló la revalorización anual en base al IPC.

Fue en primavera cuando la Autoridad Fiscal publicó los resultados del primer balance sobre la regla de gasto, que prevé la aplicación de ajustes semiautomáticos si el gasto en pensiones en media

anual hasta 2050 rebasa el 13,3% del PIB –en términos netos, descontando del gasto los ingresos previstos por las medidas de refuerzo aprobadas con la reforma de pensiones–. El gasto estimado se sitúa en esta primera revisión en el 14,6% del PIB mientras que los ingresos previstos por la reforma ascienden al 1,4% del PIB. Lo que resulta en un gasto neto medio del 13,2%, solo una décima por debajo del límite que obligaría a tomar medidas ya sea de incremento de la

recaudación o de ajuste del gasto. No obstante, tras las críticas recibidas por parte de la Comisión Europea y las advertencias de la Autoridad Fiscal asegurando que el aprobado del examen no implicaba una mejora de la sostenibilidad del sistema público, el Gobierno decidió encargar una segunda revisión al organismo presidido por Cristina Herrero. Este deberá de ser publicado antes de abril de 2026 y con él se espera añadir claridad a las previsiones de gasto en las

próximas décadas y el equilibrio de las cuentas de la Seguridad Social. A pesar de que este segundo mandato está menos enconesetado al no fijar los criterios de ingresos que debe contabilizar la Autoridad Fiscal y que si se establecieron para el primer examen, desde el organismo recuerdan que en esta lectura ya se contabilizaron solo las transferencias que suponen un fortalecimiento de los ingresos del sistema, por valor de 0,3 puntos porcentuales de PIB.

ra las jubilaciones del régimen general, que es la prestación más numerosa del sistema, que perciben 4,96 millones de beneficiarios (el 47,5% del total), las altas de noviembre ascienden a 1.700 euros al mes. Esta cifra es un 1,8% más alta que la pensión media de jubilación del régimen general ya en vigor (1.670 euros al mes); un 12,4% más elevada que la pensión media de jubilación teniendo en cuenta todos los regímenes (1.512 euros); y un

29% más alta que al media del sistema contando todos los regímenes y los tipos de pensión, que se sitúa en los 1.317 euros.

'Efecto sustitución'

Sin embargo, el impacto del efecto de sustitución entre las pensiones que causan baja y las nuevas altas del sistema es el que realmente provoca un incremento adicional del gasto. Por ejemplo, los últimos datos de las cuantías de las bajas del sistema, del mes de oc-

tubre, arrojan que las pensiones medias de jubilación procedentes del régimen general que se dejaron de pagar ascendían a 1.500 euros. Mientras que las altas homólogas se situaron en 1.725 euros, lo que supone que estas son un 15% más altas.

En total, la subida de las pensiones, el incremento del número de beneficiarios –en 2025 se han pagado 153.379 pensiones más y se han incorporado al sistema 134.519 nue-

vos beneficiarios– y el mencionado efecto de sustitución hace que el gasto total en pensiones ascienda en el presente ejercicio hasta los 217.400 millones de euros, teniendo en cuenta además de las prestaciones contributivas, las mínimas y no contributivas.

Esta senda se mantendrá constante en los próximos años a medida que el compromiso de mantenimiento del poder adquisitivo de los pensionistas vaya incrementando

Se prevén encarecimientos en algunos servicios como las telecomunicaciones y en los vuelos y peajes, pero el IPC general seguirá bajando y tenderá a la estabilización

El nuevo año traerá menos inflación, pero vivienda más cara

EL PAÍS
Madrid

El año 2026, salvando contratiempos inesperados, no vendrá cargado de tensiones en los precios. Las proyecciones apuntan a que la inflación seguirá su camino hacia la normalización. Trabajadores y pensionistas arañarán algo de poder adquisitivo. También se pronostica que el euríbor se estabilice y no se produzcan sobresaltos en el coste de las hipotecas, pero con el matiz de que la vivienda está más cara que nunca.

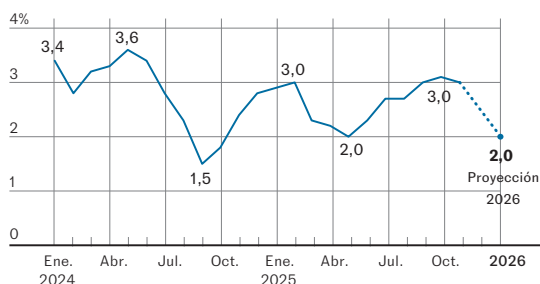
El coste del suministro eléctrico tampoco tiene visos de abaratarse. Las principales operadoras de telecomunicaciones, de igual modo, han anunciado alzas en el coste de sus paquetes. En el transporte se mantendrán los descuentos vigentes y que se han ido reduciendo de forma progresiva. Queda, con todo, un universo de incógnitas por despejar.

● **Vivienda.** 2026 se asoma como un año en el que se fijarán nuevos récords. El buen comportamiento del mercado inmobiliario en 2025, en el que se superará la barrera de las 700.000 compraventas, no hace más que presagiar que poco o nada cambiará. Según las proyecciones de portales como Idealista o Fotocasa, tanto los precios de venta como los alquileres seguirán en alza en 2026, especialmente en aquellas zonas sin topes regulatorios. El volumen de operaciones seguirá creciendo a lo largo de los próximos 12 meses, entre el 3% y el 10%, según estos portales. Una horquilla entre la que también se situará el incremento del alquiler, que orbitará en torno al 6%, según Pisos.com, al albur de una oferta todavía insuficiente y de una demanda que no cesa, a la que se sumarán alrededor de 100.000 nuevos hogares.

Sin embargo, el alquiler volverá a concentrar la mayor de las presiones, especialmente porque, según estimaciones del Gobierno, alrededor de 600.000 contratos dejarán de estar vigentes en 2026. Se trata de aquellos que se firmaron durante la pandemia, lo que dará pie a nuevas renegociaciones. Los que no concluyan en 2026 también podrán subir en ese año de acuerdo con el Índice de Referencia para la Actualización de Rentas de Contratos de Arrendamiento de Vivienda, que calcula el INE y aplica desde 2025. Aunque todavía no existe una cifra predefinida, puesto que se extrae mensualmente, se espera que esté por debajo del IPC, y que no llegue, por tanto, al 3%.

Proyección de la inflación para 2026

Índice general del IPC y proyección para 2026, en %



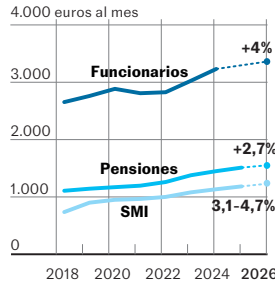
Precio medio del alquiler

Euros por metro cuadrado y proyección para 2026



Pensiones y salarios

Media de retribuciones brutas mensuales y proyección para 2026



Fuente: INE, BdE, Idealista, Pisos.com, Seguridad Social, M. de Trabajo y EPA. EL PAÍS

En cuanto al comportamiento de las hipotecas, la previsión para 2026 es que los nuevos préstamos crezcan alrededor de un 0,4%, por lo que no se anticipa un auge hipotecario. El Banco Central Europeo (BCE) ha vuelto a dejar los tipos de interés intactos en su última reunión y se prevé que los mantenga, lo que apunta a un periodo de estabilización del euríbor.

● **Salarios y pensiones.** A partir de enero subirán las pensiones, los sueldos de los funcionarios, y el salario mínimo interprofesional (SMI). Pero también aumentarán las cotizaciones sociales que pagan empresas y trabajadores a la Seguridad Social.

Más de 11 millones de pensionistas verán un aumento de su pensión en la nómina de enero del 2,7% (lo mismo que aumentaron de media los precios en 2025). Además, las pensiones mínimas y no contributivas aumentarán alrededor de un 11% (el Ejecutivo aún debe decidir el porcentaje exacto), por encima de la inflación. Por su parte, el salario de cerca de 3,5 millones de empleados públicos de todas las adminis-

Trabajadores y pensionistas recuperarán poder adquisitivo

No se prevén en 2026 cambios de calado en materia tributaria

traciones subirá, a partir de enero, un 4% (2,5% correspondiente a 2025 y el 1,5% restante, a 2026).

La cuantía en la que subirá el SMI (en 2025 fue de 1.184 euros mensuales en 14 pagas) aún está siendo discutida por el Gobierno y los interlocutores sociales. Aunque el incremento oscilará, tal y como han propuesto los expertos, entre el 3,1%, si finalmente esta renta tributa (aunque Hacienda apruebe una bonificación), y el 4,7% si no lo hace.

En cuanto a las cotizaciones sociales, el Mecanismo de Equidad Intergeneracional (MEI), destinado a nutrir el fondo de reserva de las pensiones, subirá del actual 0,80% al 0,90% de la base de cotización de contingencias comunes. Esta sobrecotización se reparte entre el empresario —pagará un 0,75%— y el trabajador —el 0,15% restante—. Los autónomos costearán enteramente el 0,90%.

● **Transporte.** Con el inicio del año se estrena el abono único promovido por el Ministerio de Transportes para moverse por todo el país en trenes de Cercanías y Media Distancia, y en autobuses de las líneas estatales. Su precio es de 60 euros al mes, la mitad para los menores de 26 años.

El ministerio de Oscar Puente ha prorrogado para todo 2026 el soporte al transporte público vigente en la segunda mitad de 2025. Permanecen el abono de 10 viajes en Cercanías, así como los mensuales de 20 euros y 10 euros para jóvenes. El viaje en Cercanías será gratuito para menores de 14 años. En la Media Distancia y servicios Avant también se preservan la gratuidad infantil y los descuentos del 40% en abonos mensuales y en los de 10 viajes. En el billete general de Avant ha sido extendida la bonificación del 50%.

En el tren hay nuevos instrumentos, como el abono trimestral Pase Vía para los servicios Avant de Renfe, para el que el descuento para el usuario va del 45% al 72%. En Cercanías se quiere dar vuelo al título Cronos, con rebajas del 40% a partir del quinto viaje, pagando con la tarjeta bancaria. Y en servicios de Media Distancia de la red de ancho métrico las bonificaciones en viajes de ida y vuelta suben del 7% al 20%.

Para los servicios estatales de autobús sigue adelante la gratuidad para niños de hasta 14 años; el abono de 10 viajes conserva un 40% de descuento; y el abono mensual nominativo, un 50% de rebaja (70% para personas de hasta 26 años). En los transportes de competencia autonómica o local

se extienden del mismo modo la gratuidad infantil, los descuentos del 50% para jóvenes hasta los 26 años, y la bonificación del 20% en el resto de abonos.

El precio del billete de avión depende de cada aerolínea, pero está previsto que Aena eleve las tarifas que carga al viajero a partir de marzo. La subida media será del 6,44%, lo que se traduce en 67 céntimos por viajero, hasta los 11,02 euros. Los peajes en las autopistas recogen actualizaciones según el IPC, pero este 2026 parte con encarecimientos en las carreteras bajo gestión estatal. En el resto de autopistas se prevé un ascenso del peaje que parte del 2,61%, cifra que resulta de la fórmula de variación anual y a la que se aplicarán correcciones al alza.

● **Impuestos.** No se prevén cambios de calado en materia tributaria. El desgaste en el bloque de inversión está limitando la acción del Gobierno, que tiene que negociar al límite cualquier iniciativa y no ha logrado aprobar unos nuevos Presupuestos. El 1 de enero se volverán a prorrogar las cuentas vigentes, las de 2023, las





Construcción de viviendas en noviembre en el barrio madrileño de Valdebebas. SAMUEL SÁNCHEZ

60% del total). Tanto Iberdrola como Endesa han anunciado que trasladarán al 100% de sus clientes el sobrecoste. Red Eléctrica limita el impacto y espera que se atenúe a lo largo del año.

El recibo del gas no muestra señales de que vaya a sufrir incrementos. Lo que más variará en la factura es el coste de la materia prima, que fluctúa en los mercados internacionales. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) indica que se espera una mayor oferta mundial de gas y un crecimiento moderado de la demanda, lo que podría aliviar tensiones.

Algo similar ocurre con los carburantes. El coste en las estaciones de servicio dependerá en gran medida del precio del petróleo. Varias instituciones, como la EIA (agencia energética de EE UU) y analistas de mercado, proyectan que el precio medio del *brent* será más bajo que en años recientes, con cifras que podrían rondar los 50 o 60 dólares por barril. El motivo es una combinación de mayor producción global de crudo y una demanda que no crece tan rápido como se esperaba.

● **Coste de la vida.** El nuevo año apunta a un escenario de inflación contenida y progresiva normalización. Las proyecciones sugieren que el proceso de desinflación se consolida, aunque con ritmos desiguales entre países y con algunas resistencias en los componentes más estructurales, como los alimentos o los servicios.

En España, la inflación ha comenzado a moderarse tras encadenar varios meses al alza, lo que refuerza la expectativa de que el IPC medio se sitúe en torno al 2% en 2026, si bien con una inflación subyacente todavía elevada, especialmente en servicios, lo que apunta a una desaceleración más gradual. España seguiría registrando tasas algo superiores a las de la zona euro, aunque dentro de un rango compatible con la estabilidad. Este contexto ha llevado al BCE a mantener los tipos de interés en el 2% durante varias reuniones consecutivas.

La moderación de la política monetaria tiene efectos directos sobre los hogares. La estabilización de los tipos contribuye a frenar nuevas subidas en los costes financieros y reduce la volatilidad del euríbor. Al mismo tiempo, la contención de los precios energéticos alivia el gasto doméstico y refuerza la pérdida de intensidad de la inflación general, aunque sin eliminar por completo las presiones sobre el coste de la vida derivadas de servicios y salarios.

Con información de **Raquel Pascual, Laura Delle Femmine, Pablo Sempere, Javier F. Magariño, Ramón Muñoz, Gorka R. Pérez, Juan Cruz Peña y Laura Navarro** (gráficos).

últimas a las que el Congreso dio luz verde.

Entre las novedades se incluyen la reducción en la tributación por el impuesto de sociedades para pymes y micropymes y la actualización de los coeficientes para calcular el impuesto de plusvalía municipal que se paga al vender un inmueble, y que penalizarán las operaciones más cortoplacistas. También se esperan novedades en la nueva tasa de basuras, que se empezó a abonar en la segunda mitad de 2025 y que ha generado gran revuelo entre los contribuyentes. También hay iniciativas que se han quedado en el aire, como la equiparación fiscal del diésel a la gasolina debido al bloqueo del Congreso, lo que causó una minoración de los fondos comunitarios. El Gobierno no ha renunciado a ella.

Otra incógnita es la que rodea la tributación del SMI. Hasta ahora, los incrementos del salario mínimo habían sido acompañados por adaptaciones en el IRPF para que las subidas estuvieran exentas. Sin embargo, el alza de 2025 abrió un frente entre el Ministerio de Trabajo, partidario de

mantener la exención, y el de Hacienda. La solución intermedia que se aprobó fue una deducción para rentas inferiores o equivalentes al SMI, que ahora se baraja ampliar para el próximo año hasta el entorno de los 600 euros.

● **Telecomunicaciones.** Los grandes operadores de telecomunicaciones, con la excepción de Digi, subirán sus tarifas en 2026 bajo la justificación del incremento de costes. Movistar las aumentará una media del 4% en sus paquetes convergentes y en otras tarifas de solo móvil y solo internet, a partir del 13 de enero.

Asimismo, las tarifas de Vodafone España se encarecerán, de media, unos 2,5 euros al mes (IVA incluido), con un incremento medio porcentual del 3,9%. MasOrange también sube precio. Orange, la marca principal, aplicará una subida media del 3,8% a partir del 12 de enero, y Yoigo incrementará sus tarifas convergentes una media de dos euros mensuales. Los consumidores que tengan contratadas promociones se librarán de estas subidas hasta su vencimiento.

● **Energía.** De cara a 2026 no se esperan grandes sobresaltos con los suministros energéticos (luz, gas y carburantes). La que más posibilidades tiene de acabar experimentando leves subidas es la factura de la luz. Varios costes fijos van a subir, según la documentación oficial disponible hasta ahora. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado ya la orden de peajes para 2026, que se incrementarán un 0,5% de media. Pero lo que crecerá con fuerza son los cargos. El Ministerio para la Transición Ecológica, competente en esta materia, ha propuesto un encarecimiento de más del 10%.

Aun así, el Gobierno confía en una bajada sensible del término de energía, el tercer gran factor de la factura, y que este descenso compense la subida de costes fijos, entre los que los impuestos permanecerán invariables. Sin embargo, esta previsión choca con las que hacen las empresas, que creen que el coste por la operación reforzada tras el apagón subirá el recibo, al menos entre los 20 millones de consumidores de mercado liberalizado (más del

No se esperan grandes cambios en materia fiscal por el bloqueo parlamentario

La estabilización de los tipos frena nuevas subidas en los costes financieros



Teresa Ribera: La UE perderá una “carrera a la baja” en regulación

Las normas comunitarias no se flexibilizarán solo para dar vía libre a las empresas

COMPETITIVIDAD/ La vicepresidenta de la Comisión asegura que la competitividad de Europa depende de resistirse a las peticiones de derogar normas que se están haciendo desde Washington.

Barbara Moens/Henry Foy. FT
Europa debe defender su sistema regulatorio con mayor firmeza para seguir siendo competitiva a nivel mundial, declaró la comisaria de Competencia de la Unión Europea en un llamamiento a resistir a la presión de Donald Trump y de los que abogan por el cambio en el bloque.

En declaraciones a *Financial Times*, Teresa Ribera, vicepresidenta primera de la Comisión Europea, manifestó que la UE estaba destinada a perder la “carrera a la baja”, al tiempo que defendió una estricta supervisión de la economía europea por parte de Bruselas.

Sus declaraciones, como la principal socialista en el brazo ejecutivo de la UE, coinciden con el intento de los líderes de centroderecha del bloque de tranquilizar tanto a Washington como a los ejecutivos de las industrias europeas con una drástica eliminación de las regulaciones comunitarias.

“No es casualidad que la agenda verde y digital estén amenazadas. Son los principales motores de la competitividad”, declaró la vicepresidenta ejecutiva de la Comisión a *Financial Times*.

Ribera afirmó que la UE debe respaldar su normativa digital y sus estándares medioambientales, a la vez que profundizar en el mercado único para garantizar que el

bloque de los Veintisiete siga siendo competitiva en la carrera económica global.

En cuanto a la administración de EEUU, Ribera afirmó que la UE debe escuchar, pero nunca ceder, a las demandas de Washington de eliminar las leyes sobre cadenas de suministro sostenibles, deforestación y regulación de las redes sociales. La Administración Trump ha amenazado con aranceles y sanciones a las empresas europeas si no se cumplen sus peticiones.

“Si perdemos nuestra identidad, nuestros valores, la confianza de nuestra gente, no estaremos en condiciones de negociar nada ni de superar ningún obstáculo”, sentenció, evitando referirse directamente al presidente de EEUU.

En su opinión, Europa debe ser más eficaz el próximo año para garantizar la “competitividad, la seguridad y los valores que son la esencia de este mandato”, añadió Ribera.

Nombrada en diciembre de 2024, la ex vicepresidenta del Gobierno español se posicionó como una firme defensora de la normativa digital y las regulaciones medioambientales de la UE, a pesar de que su jefa, Ursula von der Leyen, intentó desmantelar algunas normas que ella había defendido anteriormente. “Ha habido momentos en los que hemos tenido que, y yo también, alzar la voz y decir: lo siento,



La vicepresidenta primera de la Comisión Europea, Teresa Ribera.

pero no vamos a deshacer nuestra regulación solo porque no les guste”, reconoció Ribera.

Control a las tecnológicas

En los últimos meses, Ribera y sus colegas de la Comisión han intensificado la aplicación de sus normas digitales.

Bruselas ha abierto investigaciones sobre el dominio de Amazon y Microsoft en el sector de la nube, ha iniciado investigaciones sobre los mo-

delos de inteligencia artificial de Google y WhatsApp (de Meta), y ha impuesto una multa de 120 millones de euros a X, propiedad de Elon Musk, por infringir las normas comunitarias de transparencia digital.

Ribera afirmó que la UE debería seguir posicionándose como referente mundial en materia de regulación a pesar de la presión externa. “Como europeos, no podemos apostar por una carrera hacia el

abismo. Sabemos que a través de la regulación creamos estos altos estándares”, afirmó. “Y no hay un solo actor empresarial en Europa que no comprenda o niegue que, a través de estos altos estándares, su competitividad puede mejorar”, añadió.

Sus declaraciones se producen en un momento en que algunos socialistas europeos se muestran cada vez más alarmados por el riesgo de que la agenda de simplifica-

ción de Von der Leyen vaya demasiado lejos, ante la reacción negativa contra la agenda climática de la UE y la presión de Estados Unidos.

Aunque reconoció la necesidad de racionalizar las normas existentes, Ribera afirmó que el bloque necesitaba “mantenerse fiel a sus valores” y ser coherente. Bruselas mantiene “debates continuos sobre cómo podemos mejorar los métodos de trabajo”, explicó Ribera, añadiendo que consideraba que se necesitaba más tiempo para evaluar adecuadamente la iniciativa de simplificación del bloque.

Ribera también rechazó las peticiones de la industria de flexibilizar el control de las fusiones como parte de una estrategia industrial destinada a crear “campeones europeos”, especialmente en sectores como las telecomunicaciones y la banca. En este momento, la Comisión, el organismo regulador antimonopolio del bloque, está actualizando sus directrices en materia de fusiones. El proceso se ha vuelto aún más político después de que Von der Leyen instara públicamente a Ribera a acelerar el trabajo, una declaración que, según Ribera, “la sorprendió”.

Insistió en que las directrices ofrecerían a las empresas mayor claridad y tendrían más en cuenta la innovación futura. Sin embargo, Ribera concluyó que las normas no se flexibilizarían simplemente para dar vía libre a las empresas. “Si alguien espera eso, se sentirá decepcionado”, sentenció.



El debate sobre el cambio de sistema

Un modelo de financiación común del que solo Catalunya pueda extraer el máximo

La participación de las comunidades en el IVA de las pymes pasará del 50% al 56,5%

EDUARDO MAGALLÓN
PEDRO RUIZ CLAVERIA
Barcelona

Aprobar un nuevo modelo de financiación que sea singular para Catalunya y al mismo tiempo extrapolable para el resto de las comunidades es posible solo si el resultado final –en euros– muestra una clara mejora para las arcas de la Generalitat. Es lo que tratan de cerrar los negociadores de ERC, del PSC y del Ministerio de Hacienda con un diseño de un sistema homologable para todos, pero del que hoy por hoy solo Catalunya podrá extraer las máximas ganancias.

Un botón de muestra. Las dos partes han acordado ya que las comunidades autónomas puedan optar a recaudar el IVA que generan las pymes en su territorio de manera diferente a como se hace ahora. En lugar de recibir en función del consumo que se genera en una comunidad, con el nuevo modelo será a partir del domicilio social de las empresas. Y además, no se recibirá el 50% de lo recaudado por el IVA sino el 56,5%, según fuentes consultadas. Como Catalunya es la que más empresas de este tipo tiene, obviamente, es la más beneficiada, con un incremento de la recaudación de casi 1.400 millones de euros al año. A una notable distancia se sitúa Madrid con casi 500 millones de ganancia extra. Por lo tanto, aunque todas las comunidades podrán optar a cambiar el sistema del IVA de las pymes, lo más seguro es que pocas o ninguna lo hagan salvo Catalunya.

Algo parecido pasará en las diferentes patas que configurarán la financiación de las comunidades en las que el modelo es solo una parte. Aunque se trata de la más importante, hay otros factores que influyen en el volumen de recursos que llegan a los ciudadanos, como el FLA, la gestión del IRPF, la normativa fiscal, el consorcio de inversiones o la financiación de las competencias no homogéneas.

El modelo de financiación vigente, que data del 2009, preveía que cada cinco años se ajustara para evitar distorsiones como las actuales, con las que comunidades como la catalana, a pesar de ser la tercera en aportar recursos al sistema, a la hora de recibir cae al puesto noveno. Aunque no está claro que el acuerdo consigne el principio de ordinalidad para precisamente evitar perder posiciones en el ranking, el modelo en el



María Jesús Montero y Gabriel Rufián, en el Congreso de los Diputados

El Estado pondrá 20.000 millones más para que ninguna comunidad pierda ingresos

que se trabaja y que podría ver la luz en el mes de enero sentará las bases para evitar las distorsiones.

Para conseguir cuadrar el círculo y cubrir las aspiraciones de Catalunya de un modelo singular y las del resto de las comunidades de un sistema homogéneo, es im-

El cambio en el sistema de recaudación del IVA de las pymes dará casi 1.400 millones a Catalunya

prescindible que el Estado ponga más dinero encima de la mesa y que nadie pierda. Que no pierda nadie no evitará que algunas comunidades no ganen nada. Las cifras que se manejan en los despachos de la calle Alcalá de Madrid son de unos 20.000 millones ex-

tra, la misma cantidad que algunos economistas han calculado que es necesaria para que la financiación por habitante se acerque en un 90% a la de la comunidad que lidera el ranking. Ese dinero adicional existe porque Hacienda acumula desde hace años récord de recaudación por la subida de impuestos (encubierta) que ha llevado a cabo con la no deflatación de la tarifa de la renta.

Más allá del modelo, lo que abarcará la singularidad son otros cinco elementos que se desglosarán en varias etapas temporales. La arquitectura en su conjunto podría estar encauzada en un año.

De este conjunto de seis piezas, una es la condonación de la deuda del FLA. El PSOE y ERC la pactaron en febrero –la cifra es de 17.104 millones de euros–, y el Gobierno aprobó la ley a mediados de diciembre. Su tramitación en el Congreso puede durar medio año.

La financiación de las competencias no homogéneas, como pueden ser los Mossos d'Esquadra o las prisiones, otorgará singularidad al tener Catalunya ámbitos competenciales de los que otras comunidades no disponen. Se ha avanzado y se aspira a lograr más inyección de dinero, pero es un asunto que se prevé concretar en una bilateral Estado-Generalitat, posterior a la aprobación de los cambios legislativos que sustentarán el nuevo modelo.

Vinculado a ello está el incremento de la capacidad normativa, cuestión espinosa en unas negociaciones que son casi a diario.

La nueva financiación se apoya en el modelo y en otras cinco patas más que lo hacen singular

También pasa por modificaciones legislativas que den más capacidad a Catalunya para cambiar parámetros de algunos impuestos. En paralelo se estudian medidas antidumping que laminen la competencia entre comunidades.

La gestión del IRPF sigue siendo el principal escollo. Esquerra registró una proposición de ley al respecto en septiembre y decidió no llevarla al pleno en este último periodo de sesiones para que no distorsionara la negociación del modelo. Es una carpeta que se podría abrir a finales de febrero. Aunque sería extrapolable, la musculatura de la Agència Tributària de Catalunya –que se ha reforzado este año– contrasta con la de entes tributarios de otras comunidades. Solo la catalana lo podría asumir por capacidad.

El puzzle se completa con el consorcio de inversiones, que consta en el acuerdo de investidura de Salvador Illa. Se trataría de un instrumento para acelerar los plazos y el grado de ejecución de las mismas. La parte catalana tiene los estatutos muy perfilados, pero queda negociarlo con Hacienda y Transportes –puesto que la mayor parte de las inversiones son infraestructuras viarias y ferroviarias–.

El horizonte del 56,5% para la comunidad

■ Hasta ahora, de lo que se recauda por los dos principales impuestos (IRPF e IVA), las comunidades del régimen común reciben un 50%, y el otro 50% se lo queda el Estado. En el caso del IVA que generan las pymes, el porcentaje de participación se elevará del actual 50% al 56,5%. Esa cifra puede marcar la ten-

dencia de lo que aún se está negociando para el resto de la recaudación del IVA y sobre todo para el IRPF. En ambos casos está en el 50%. Sin embargo, la clave para mejorar los ingresos no está tanto en la participación de la comunidad en los impuestos sino en cómo se lleva a cabo el reparto de la solidaridad entre todos.

Uno de los objetivos que se han fijado los negociadores es eliminar los tres fondos compensatorios que se pactaron en la anterior reforma porque desvirtúan el reparto. Por lo tanto, aunque la participación en los impuestos no crezca demasiado, si se eliminan las distorsiones la ganancia real puede ser importante.



Un Congreso de los Diputados paralizado. EE



Debate en que se rechazó el techo de gasto. EP



Deficiente nivel de la educación. L.M



Mayor presión tributaria. EUROPA PRESS

¿La economía va bien? Las más de 15 debilidades que frenarán el crecimiento

La corrupción ahuyenta inversiones mientras la economía sumergida muestra un auge inédito

El absentismo y la precariedad laboral de los jóvenes son dos lacras del mercado de trabajo

Marta Yoldi MADRID.

El año 2025 está a punto de finalizar con un crecimiento económico en torno al 3%. Es el mayor de los países de la eurozona e indica que la economía española sigue la evolución ascendente iniciada tras la pandemia. Pero el incremento del PIB nacional, debido en gran parte a la ayuda del Mecanismo de Recuperación europeo y sus fondos, no está exento de riesgos. La economía española está plagada de debilidades que pueden hacer naufragar esa senda triunfal.

El primero de esos riesgos es la **ausencia de Presupuestos Generales del Estado (1)**. El próximo 1 de enero se van a prorrogar, por tercera vez consecutiva, los de 2023, a la espera de la presentación de un proyecto de ley prometido por el Gobierno para 2026, pero que tiene muy pocas o nulas probabilidades de ser aprobado. Tres ejercicios sin una planificación económica pública es un lastre. No hay planes ni prioridades definidas y cualquier medida se toma sobre la marcha y de manera discrecional.

Esto provoca, entre otras cosas, un enorme **alza del gasto público (2)**, pues todo se carga a unas modificaciones de crédito que, según los últimos datos de la IGAE, superaban a 30 de octubre los 73.000 millones de euros. Hay dinero porque la entrada de ingresos está marcando récords históricos, pero el

gasto crece y los economistas lamentan que no se esté realizando un esfuerzo fiscal suficiente, en años de bonanza económica, para reducir déficit y deuda públicos. Está última continúa por encima del 100% del PIB.

La recaudación fiscal es ingente. Hasta noviembre, la Agencia Tributaria confirma que los ingresos por impuestos han alcanzado los 301.355 millones de euros. La parte negativa es que esa recaudación se debe a subidas de tipos, reducción de deducciones, extensión de los grupos de

Las subidas récord de las pensiones y del SMI aumentan el gasto de manera discrecional

contribuyentes y creación de nuevos impuestos, además de que en años de inflación elevada, no se ha deflactado el IRPF (3). La consecuencia es que **la carga fiscal (impuestos más cotizaciones) en España se ha incrementado en 1,9 puntos (3)** del PIB desde 2019, mientras que el promedio para el conjunto de la UE-27 arroja un descenso de 0,9 puntos, según el Instituto Juan de Mariana.

Una parte muy importante del gasto público es el gasto en pensiones (más de 189.000 millones en 2026). El Estado debe transferir ca-

da año a la Seguridad Social dinero porque ya no llega con las cotizaciones sociales. Aún así, para el año próximo se ha aprobado una **subida récord de pensiones (4)**, puesto que no solo se van a actualizar las contributivas, sino que el resto se van a incrementar en porcentajes mucho más altos que el 2,7%. Y todo ello en un país con una de las tasas de natalidad más bajas de Europa (6,49% en 2024 y una tasa de fecundidad de 1,1). Por ello, instituciones como Fedea reclaman ya reformas en el sistema de pensiones que lo hagan sostenible (normativa de cotizaciones y cálculo de la pensión, sobre todo) porque su pago con impuestos se va a "cronificar y eso supone aumentar la deuda pública". Junto a este incremento, hay que destacar el del **Salario Mínimo Interprofesional (5)**, incesante en muy poco tiempo (ha subido un 52% desde 2019). En estos momentos se está barajando que aumente un 3,1% en 2026 si se opta porque no tribute en el IRPF o un 4,7%, si lo hace. UGT y CCOO piden, además, que el aumento no recorte o elimine los pluses salariales. Para CEOE sumar estos a la subida del SMI incrementará los salarios un 25%.

En el crecimiento constante del gasto no se pueden olvidar las medidas de escudo social que el Gobierno ha prorrogado para 2026. **Prohibición de desahucios (6)** y de corte de suministros más el bono social eléctrico se aprobarán en el último Consejo de Ministros del año. Si

la ocupación lleva camino de convertirse en un gran problema social, **la escasez de viviendas (7)** ya lo es. El Banco de España calcula que la necesidad de viviendas en la última década ha alcanzado las cantidades de 700.000 y destaca la brecha respecto al crecimiento del número de hogares. "La fuerte presión de los precios y la falta de oferta limitan el aumento del mercado residencial", afirma el Instituto de Estudios Económicos (IEE). El precio de los alquileres se ha convertido también en un pesadilla para los ciudadanos, especialmente para los jóvenes. Hay más demanda y menos oferta (a lo que no está ajeno el boom de los alquileres turísticos que son más rentables y no tienen tanto riesgo de ocupación). Las medidas tomadas hasta la fecha no han surtido demasiado efecto. La Ley de Vivienda estatal protege a los inquilinos y regula los precios de los arrendamientos. Por otra parte, falta oferta de vivienda pública y las guerras entre el Gobierno y las autonomías sobre esta cuestión no ayudan.

El Gobierno ha creado la entidad estatal de vivienda Casa 47 para ofrecer alquileres asequibles. Con dicha entidad, que sustituye al SEPES, el Ejecutivo renuncia a la tramitación de la Ley del Suelo, una reforma estructural que formaba parte de los hitos del Plan de Recuperación presentado a Bruselas para el cobro de los fondos Next Generation. El problema es que esta ley, como muchas otras, llevaba varada en el Congreso casi dos años y sin visos de salir

adelante. Porque aquí entra en juego otra de las debilidades de la economía y del país en general, **la parálisis legislativa (8)**. La falta de una mayoría parlamentaria suficiente y estable solo permite gobernar con reales decretos, que luego es muy difícil que se conviertan en proyectos de ley. Estos son los que se debaten, se enmiendan y se votan. En lo que va de legislatura se han aprobado 52 leyes (incluidos reales decretos). A la mitad de la legislatura anterior, ya habían salido del Parlamento 119.

La presión de los precios y la falta de oferta limitan la inversión en vivienda nueva

Esta parálisis por ausencia de apoyos, agudizada el pasado octubre con la ruptura de Juntos con el Gobierno de Pedro Sánchez, ha sido una de las causas de la renuncia a solicitar el 75% de los préstamos (60.000 millones de euros) que le corresponden a España por el Mecanismo de Recuperación puesto en marcha por la Unión Europea para paliar los efectos de la pandemia. El Ejecutivo afirma que ese dinero llegará igualmente al tejido productivo español. Sin embargo, **la gestión de los fondos Next Generation (9)** no invita precisamente



Crisis en el sector de vivienda. GETTY



Más gastos en pensiones. GETTY IMAGES



Alto coste de la incapacidad temporal. GETTY



Precariedad en el empleo. EUROPA PRESS



Retrasos en los 'NextGen'. GETTY

a confiar. De acuerdo con los datos de la IGAE, de enero a octubre de 2025, el porcentaje de obligaciones reconocidas fue solo el 25,7% y el de pagos realizados todavía menos, el 12,4%. Las cifras de Eurostat reflejan que hasta 2024 España solo había ejecutado alrededor del 19,5% de lo asignado. En cuanto a los compromisos, se ha cumplido el 49,5%.

Otra de los grandes riesgos económicos con los que se enfrenta España en el mercado laboral es el elevado grado de **absentismo laboral (10)**. Recientemente, el presidente de la CEOE Antonio Garamendi cifró en 32.000 millones de euros la pérdida para las empresas por este fenómeno. Se estima que se pierde más del 7% de las horas pactadas y que el absentismo afecta a 1,6 millones de trabajadores cada día, según Randstad Research. La causa principal es un abuso de las bajas médicas. Sin salir del mercado laboral hay que aludir a un problema que acecha la marcha de la economía y que tiene muchas otras variantes: **la precariedad en el trabajo de los jóvenes (11)**. Diversos estudios indican que el 35% de los trabajadores entre 15 y 29 años tienen un contrato temporal y el 25%, un contrato a tiempo parcial. La tasa de paro juvenil es de las más altas de la Unión Europea, el 21,4%. La general es del 10,4%. El coste que estas tasas tienen para la economía es el 2,27% del PIB de acuerdo con un informe presentado este mismo año por la Fundación PwC y el Círculo de Empresarios. Las bajas rentas salariales en general (los sueldos han subido pero en términos netos han bajado porque lo han hecho menos que la inflación) y la inestabilidad están causando auténticas dificultades en los hogares y en la vida de los menores de 35 años. No pueden independizarse porque no pueden pagar ni alquileres ni vivienda en propiedad.

"El análisis de la evolución de la **renta per cápita aún baja (12)**, un indicador clave del bienestar económico, revela que el proceso de



Las exportaciones caen. GETTY

convergencia con la eurozona se ha estancado tras la crisis financiera de 2008 y no se ha reactivado en la fase de expansión reciente" argumenta el IEE. Esta es uno de los motivos de la brecha entre los indicadores macroeconómicos y la microeconomía diaria de los ciudadanos. Las causas del crecimiento son otras (ya mencionadas) y eso repercute en el bienestar general, afirma el IEE.

"El patrón de crecimiento no se acompaña de una mejora en la eficiencia del capital físico y humano", explican en la institución que reclama más **formación y cualificación (13)**, un hándicap estructural del mercado laboral español. Muchas compañías declaran en múltiples encuestas de clima empresarial que su actividad se ve condicionada por la escasez de mano de obra con las competencias concretas requeridas.

Y entre las debilidades crónicas no podía faltar la alta tasa de **economía sumergida (14)** que hay en nuestro país, un 24% del PIB, según las estimaciones pues es un concepto difícil de medir. Lo normal es que el peso de este tipo de economía sea de un 17% en los países avanzados. Las razones esgrimidas por los expertos son la elevada presión fiscal y el exceso de burocracia y regulación.

El repaso a los riesgos con los que acaba 2025 no puede olvidar los casos de **corrupción (15)**, cuyo conocimiento público se está multiplicando en los últimos meses. Este es un factor altamente negativo porque mina la confianza en el país y retrae la inversión, ya de por sí muy tocada en 2025.

El Banco de España señala que la **inversión extranjera cayó (16)** un 44,5% en el tercer trimestre del año. Si al derrumbe de la inversión se le añade la ralentización del sector exterior. Dejó de aportar 0,6 décimas al crecimiento del PIB), uno de los motores de la economía, las perspectivas para el nuevo año se presentan más oscuras.



Corrupción en el sector público. GETTY



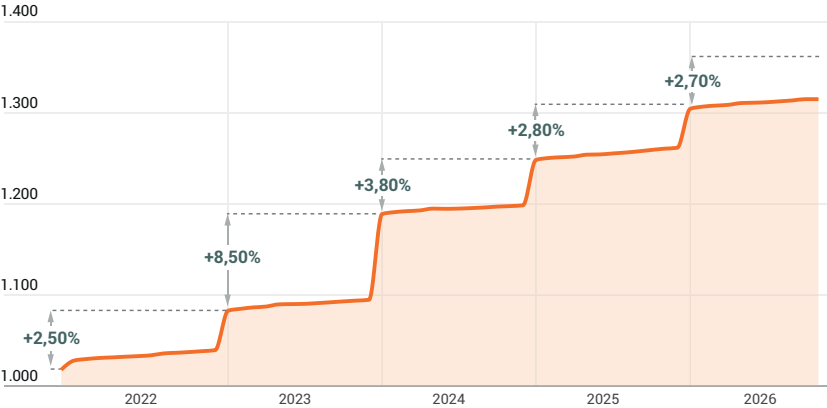
Nueva alza histórica del SMI. GETTY

Algunos ejemplos de riesgos económicos latentes

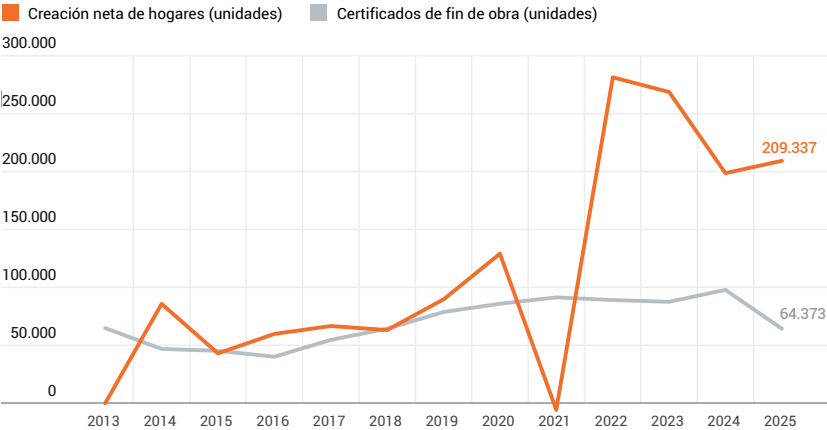
Propuesta de los expertos para subir el SMI. Datos expresados en euros

Estimación del SMI de 2026 con y sin pago de IRPF				Estimación del SMI de 2026 con y sin pago de IRPF y SMI igual al IPC			
SMI no sujeto a IRPF				SMI no sujeto a IRPF			
SMI neto	SMI bruto mensual	SMI bruto anual	Crecimiento 2025-2026	SMI bruto mensual	SMI bruto anual	Crecimiento 2025-2026	
15.778	1.205	16.875	1,80%	1.221	17.094	3,10%	
SMI sujeto a IRPF				SMI sujeto a IRPF			
SMI bruto mensual	SMI bruto anual	Crecimiento 2025-2026		SMI bruto mensual	SMI bruto anual	Crecimiento 2025-2026	
1.240	17.360	4,70%		1.240	17.360	4,70%	

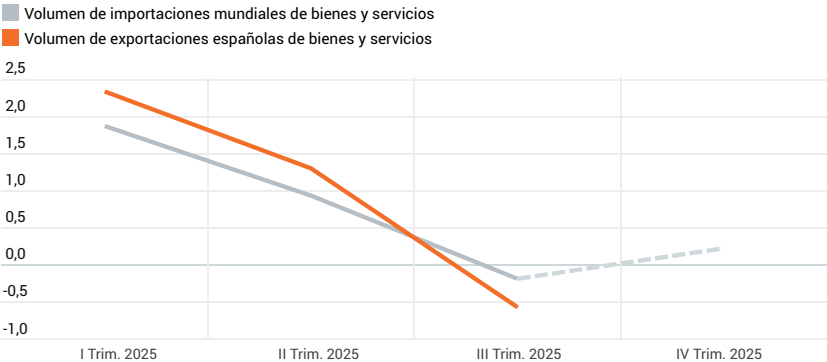
Evolución de la pensión media mensual en España. Datos en euros



Viviendas y creación de hogares en España



Evolución del sector exterior en 2025



Fuente: INE, Informe de la comisión asesora del SMI., Ministerio de Seguridad Social, Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible.