



Resumen de prensa 19/01/2026

19/1/2026

Índice

UNEF

La lección del "Gran Apagón": el autoconsumo ha dejado de ser una opción marginal para conquistar media España	4
Energía solar: tras el apagón, crecen la sostenibilidad (12%) y la independencia energética (8%)	7
El informe Solar revela el crecimiento del autoconsumo en España y su impacto en el ahorro energético // Entrevista	11
El año en el que convertimos el riesgo en oportunidad	13
Innovación en fotovoltaica: de la imaginación a la realidad	17
La sucesión al trono de la CNMC activa a los grandes 'lobbies' y enciende la alarma del PP	19
En Extremadura se han pagado el 40% de las ayudas al autoconsumo de los fondos Next Generation respecto al presupuesto resuelto	22

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Endurance híbrida dos plantas solares	24
Endurance Motive ejecutará el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación solar en la Comunidad Valenciana	25
Endurance Motive fabricará y construirá el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación en la Comunidad...	27
Endurance Motive lidera el primer gran proyecto de almacenamiento hibridado con solar en la Comunidad Valenciana	30
Solaria pide permisos para otros 19 parques que triplican la potencia renovable de Euskadi	32
Solaria proyecta otros 19 parques fotovoltaicos en Álava	33
GoodWe impulsa el almacenamiento energético con soporte gratuito de puesta en marcha	35
GOODWE OFRECE SOPORTE GRATUITO DE PUESTA EN MARCHA Y CHEQUEO DE ESTADO PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO C&I	37
Autorizada planta de H2 en Plasencia del Monte con 35 MW de electrólisis y 49 MWp fotovoltaicos	39
Axpo Iberia obtiene el 'Premio Cinco Estrellas 2026' en la categoría de soluciones energéticas para empresas	41
Bruselas da luz verde a la alianza de Repsol con Stonepeak para la generación de energía solar en EEUU	43
Entrevista a Gonzalo Ubieto Udina, director de ventas y marketing (Ampere Energy)	45
La perovskita, cada vez más cerca de ser una realidad y revolucionar la energía solar	47
Lo que nos depara el 2026 en mercado fotovoltaico europeo: posibles cambios radicales a la vista	49
Los hogares australianos incorporan cantidades récord de energía solar en tejados, mientras las instalaciones de baterías domésticas superan los 4,3 GWh en 2025	52

PVH demuestra que el uso de acero de bajas emisiones puede reducir hasta un 65% la huella de carbono de los proyectos solares	54
Seiasa adjudica un proyecto fotovoltaico de 344 kW para una comunidad de regantes de Valencia	56
Tesla ofrece un nuevo módulo fotovoltaico all-black para aplicaciones residenciales	58
Vitoria licita un proyecto fotovoltaico de 200 kW en el complejo de Ibaiondo	60

LAS RENOVABLES

Acciona invertirá 224 millones para desarrollar 281 MW en Filipinas	62
Masdar se expande en renovables pero rechaza invertir en Sudamérica	63
FRV planea crecer en Chile con una planta solar híbrida con baterías de 543 MW	64
Corporate Solar levantará plantas de baterías en Burriana	65
Iberdrola recurre la pinza de Trump a su megaparque eólico marino	66
Iberdrola lleva al juzgado a EEUU por frenarles Vineyard Wind	67
Iberdrola lleva a Trump a los tribunales	68
Iberdrola y CIP recurren en los tribunales paralización por Trump en su proyecto eólico marino Vineyard Wind 1	70
Endesa duplica la potencia instalada de renovables en Andalucía en sólo cinco años	72
Endesa duplica su potencia renovable en Andalucía en los últimos cinco años	73
¿Por qué el resultado de la subasta offshore en Reino Unido no condiciona el desarrollo de la eólica marina en España?	75
Asterion anuncia una inversión de 1.500 millones de euros para impulsar su plataforma europea de biometano	78
Bambú, hormigón romano... ¿cuál será el material del futuro?	80
Bruselas autoriza la creación de una empresa conjunta entre Stonepeak y Repsol Renewables	82
China instala el aerogenerador marino más grande del mundo	84
Deducciones fiscales por obras de mejora de la eficiencia energética: cómo afectan al instalador	86
El 21,5% del consumo de energía andaluz en 2024 fue de origen renovable	89
Entrevista a José Portillo, director de generación distribuida (Visalia)	91
España toma posiciones en la reinversión verde del amoníaco	93
Forestalia intentó colar un proyecto millonario con el hombre del PNV en la trama Cerdán	96
Greening cuenta con el compromiso de aceptación a su oferta de más del 65% del capital de EIDF	98
Italy turns its Transition 5.0 decree into law: what does it mean for renewables?	100
La Junta tramita 18 proyectos de biogás con una inversión de 300 millones	103
La patronal eólica gallega alerta de que hay promotores e industrias en riesgo por el parón	105
La red eléctrica está ya al borde del colapso y sin margen técnico	106
La Robla Green empieza a tomar forma este mes en «el valle leonés del hidrógeno»	107

Las baterías ya son maduras en España: el precio medio listo para construir alcanza los 65.000 €/MW y comienzan a salir las cuentas	108
Las renovables viven en 2024 su primera desaceleración en creación de empleo	110
Los costes energéticos en todos los sectores industriales europeos podrían caer en 39.000 millones de euros para 2032	112
Los permisos récord impulsan la eólica terrestre en Alemania	115
Ravenwits, la startup española que predice la generación renovable usando inteligencia artificial	117
Subastas récord de la eólica marina en Reino Unido y cambios fiscales de China: las claves del sector energético en el resumen de la semana	120
Valladolid da un paso decisivo con la red de calor sostenible	123
Vuelve a destacar el 'upstream' sobre el 'downstream' en el sector petrolero europeo	124

LAS OTRAS ENERGÍAS

Portugal gana ventaja a España	127
El Consejo de Estado da alas al sector eléctrico para recurrir la circular de las redes de la CNMC	128
El sobrecoste en la factura de la luz por el apagón superó los 530 millones en 2025	129
Europa bate su récord de horas de precio cero para la electricidad	130
La UE reclama al Gobierno que rebaje los impuestos a la electricidad	131
Sánchez se aferra al pacto con Iberdrola y Endesa sobre el cierre de las nucleares	132
Sánchez reafirma la intención del Gobierno de seguir adelante con el cierre de nucleares	133
Una consejera de REE cifra en un 46% la subida de la luz si Almaraz sigue abierta	135
Forestalia usó más de sesenta sociedades para llevar autopistas eléctricas al País Vasco	136
El Mar del Norte refuerza su papel como la gran central eléctrica verde de Europa	137
España presenta su proyecto para alcanzar la neutralidad climática en la edificación en 2050	142
Más de ocho millones de viviendas en España deberán rehabilitarse energéticamente antes de 2030	144

LA ECONOMÍA

El fondo soberano dará al Gobierno 60.000 millones de potencia inversora	146
El número de contratos públicos desiertos se triplica desde 2018 con el alza del SMI	147
El salario mínimo superará tras la subida lo que ganan el 30% de los trabajadores	148
Hacienda revisará el cálculo de la capacidad fiscal autonómica, clave para repartir fondos	150
Hacienda se abre a compensar parte del alza del SMI en contratos públicos	151
La financiación y la quita alumbran una Cataluña con más superávit que Madrid	152
La UE y el Mercosur firman un acuerdo histórico entre las presiones de Trump	153

Pedro Sánchez, presidente del Gobierno de España: "Europa debe integrarse más sin necesidad de un acuerdo de los 27"	154
Venezuela fue el país que más empleo extranjero aportó a España en 2025	157
Un millón de la de pensionistas no se beneficiará de la deducción fiscal por el alza del SMI	158
Las empresas deberán informar de los salarios que pagan	159
Borja Suárez Corujo, secretario de Estado de Seguridad Social: «España, nunca salvo volverá hecatombe tener un nuclear, paro del 20%»	161

La lección del "Gran Apagón": el autoconsumo ha dejado de ser una opción marginal para conquistar media España

- La primavera de 2025 marcó un antes y un después en la psique del consumidor español. El denominado "Gran Apagón", que dejó a millones de hogares sin...



Energía Solar

Panel Solar

energías renovables

Paneles solares

Autoconsumo

<https://www.xataka.com/energia/leccion-gran-apagon-autoconsumo-ha-pasado-ser-opcion-a-convertirse-electr...>

Alba Otero

Viernes, 16 enero 2026

La primavera de 2025 marcó un antes y un después en la psique del consumidor español. El denominado "Gran Apagón", que dejó a millones de hogares sin suministro en la Península, transformó la percepción de los paneles solares. Lo que antes se veía principalmente como una vía para reducir la factura mensual, hoy se percibe como una garantía de resiliencia e independencia energética ante la volatilidad del mercado.

Los datos de la consolidación. Según el "InformeSolar 2025: Radiografía del autoconsumo en España", elaborado por SotySolar en colaboración con la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el mercado ha entrado en una fase de madurez tras años de expansión acelerada.

España cerró el ejercicio 2024 con una potencia instalada acumulada de 8,137 GW. Estas cifras coinciden estrechamente con los registros del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), que sitúa la potencia en 8,255 GW. No obstante, Red Eléctrica eleva la estimación total actual a los 8,7 GW, integrando datos del Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL) y estimaciones del Operador del Sistema (OS).

El fin de las subvenciones "a fondo perdido". Tras el cierre de los fondos europeos Next Generation, el sector ha dejado de depender de las ayudas directas para abrazar una rentabilidad más estructural. Este cambio se refleja en el mapa nacional: Cataluña se ha convertido en el referente de éxito, con un

incremento del 20,6% en el volumen de interesados gracias a una gestión ágil de sus incentivos locales.

A pesar de la solidez acumulada, el inicio de 2025 presentó un ligero enfriamiento: el sector residencial sufrió una caída del 14% en el primer trimestre respecto a la media de 2024. Aun así, el autoconsumo mantiene un crecimiento sostenido desde 2021 y demuestra una estabilidad superior al mercado de las grandes plantas (*utility scale*).

En Xataka El milagro solar que se torció: España produce más electricidad de la que puede gestionar

El perfil del nuevo consumidor. El perfil del usuario ha evolucionado hacia uno más informado y exigente. Aunque el ahorro económico sigue siendo el motor principal para el 65% de los usuarios, factores como la sostenibilidad (12%) y la independencia energética (8%) han ganado un peso inédito.

Como explica José Donoso, CEO de UNEF, el autoconsumo ha pasado de ser una tecnología minoritaria a un "electrodoméstico cotidiano, fiable y esencial". Esta madurez se refleja en la elección del instalador: el precio sigue importando (45%), pero la confianza basada en recomendaciones (25%) y el soporte en trámites y ayudas (20%) son ahora factores decisivos.

El nuevo estándar. El modelo de adquisición ha experimentado una transformación radical. La financiación ha pasado de ser una barrera a un motor: entre el 60% y el 70% de los hogares optan por fórmulas de pago flexible, una cifra que escala hasta el 80% en proyectos que superan los 10.000 € o incluye baterías. De hecho, socios estratégicos como Pontio proyectan superar las 10.000 instalaciones financiadas en 2026.

Este impulso financiero facilita la integración de la aerotermia, que se ha consolidado como el compañero ideal de la fotovoltaica. El 66% de los propietarios de sistemas solares planea instalar aerotermia en los próximos tres años. Sin embargo, tal como advierten expertos en Xataka, el 80% de las casas españolas presenta carencias técnicas en su instalación eléctrica, lo que exige una evaluación previa del aislamiento para evitar que la inversión se convierta en un gasto difícil de amortizar.

Hoja de ruta. Para evitar que el avance se frene, la UNEF ha propuesto en su presentación medidas urgentes que refuercen la rentabilidad estructural del sector:

- Incentivos fiscales: Aplicar un IVA reducido tanto para instalaciones con baterías como sin ellas.
- Ampliación de red: Extender la distancia del autoconsumo compartido de los 2 km actuales a los 5 km.
- Simplificación administrativa: Extender la exención de solicitar permisos de acceso y conexión a todas las instalaciones que inyecten menos de 15kW a la red.
- Revisión de peajes: Modificar el reparto entre la parte fija y variable (objetivo 25% fijo y 75% variable) para incentivar el ahorro.

Por su parte, Red Eléctrica ha reforzado la "máxima observabilidad" del sistema, publicando desde finales de 2025 información detallada sobre el autoconsumo en todas sus plataformas, incluyendo

una nueva curva de demanda ("Programada total") que integra el impacto de esta energía en la red nacional, donde ya representa cerca del 4% de la demanda.

Un camino irreversible . El autoconsumo en España ha alcanzado su mayoría de edad. Ya no es una respuesta puntual a una crisis de precios, sino una decisión estratégica. Como señala José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar, el camino hacia la electrificación es ya "irreversible". El reto para 2026 será modernizar el parque inmobiliario y consolidar un modelo de gestión inteligente que garantice que cada rayo de sol captado se convierta en libertad energética para el ciudadano.

Imagen | Unsplash

Xataka | Aterrizar en un aeropuerto lleno de placas solares se había convertido en un drama. Hasta que Málaga tuvo una idea

Energía solar: tras el apagón, crecen la sostenibilidad (12%) y la independencia energética (8%)

- Tras el auge de años anteriores, el sector del autoconsumo en España ha entrado en una fase de madurez y consolidación. El «InformeSolar 2025: Radiografía del autoconsumo en España» de SotySolar, desarrollado en colaboración con UNEF, [...]



<https://huelvared.com/2026/01/18/energia-solar-el-ahorro-sigue-siendo-la-principal-motivacion-65-pero-tras-el...>

Huelva Red

Domingo, 18 enero 2026

Tras el auge de años anteriores, el sector del autoconsumo en España ha entrado en una fase de madurez y consolidación. El «**InformeSolar 2025: Radiografía del autoconsumo en España**» de **SotySolar**, desarrollado en colaboración con UNEF, Huawei, Pontio, BayWa r.e., 8-33 y Clevergy, profundiza en las motivaciones y el comportamiento de los españoles frente a la energía solar, revelando un cambio profundo en las prioridades del consumidor.

El cambio de mentalidad es evidente y contrasta significativamente con las conclusiones del InformeSolar 2024. **Hace un año apenas un 22% de los propietarios de viviendas consideraban instalar placas solares**, frenados por la bajada de los precios de la energía y la retirada de las ayudas europeas. UNEF registró entonces una ralentización del 31% en el ritmo de instalación en 2024 respecto al 2023.

El Gran Apagón cambió las reglas del juego

El punto de inflexión llegó con el Gran Apagón de la primavera de 2025, que dejó a millones de hogares sin suministro en la Península. Este evento disparó las búsquedas de soluciones solares y de almacenamiento doméstico, transformando la percepción ciudadana. Así, **el autoconsumo dejó de verse solo como ahorro para convertirse en una garantía de resiliencia e independencia energética**.

En este nuevo contexto, según los datos del InformeSolar 2025, aunque **el ahorro económico continúa siendo la principal motivación para instalar placas solares** (65% en 2025 vs. 60% en 2024), factores como **la sostenibilidad (12%) y la independencia energética (8%) han ganado peso.**

«El autoconsumo en España ha dejado de ser una tecnología costosa y minoritaria para convertirse en un electrodoméstico cotidiano, fiable y esencial. Tras el apagón de 2025, el mercado ha evolucionado de la simple búsqueda de ahorro hacia un modelo de independencia energética total, donde las placas solares se integran con baterías, coches eléctricos y bombas de calor para garantizar un hogar autosuficiente y sostenible», destaca **José Donoso, CEO de UNEF.**

Aeroterminia: de gran desconocida a pilar del ahorro energético

La aeroterminia ha experimentado una transformación radical en tan sólo un año. Mientras que en 2024 la mitad de los propietarios consideraba su coste inicial excesivo y había un bajo conocimiento, **en 2025 la intención de compra se ha disparado: el 66% de quienes ya poseen placas solares planea instalar aeroterminia en su hogar en los próximos tres años.**

A diferencia de la energía solar, su demanda no depende de factores coyunturales como los precios o las crisis energéticas, sino de la estacionalidad climática y del aumento de la conciencia sobre eficiencia. Los picos de interés se concentran en los meses de mayor necesidad de climatización, pero el interés medio se mantiene estable, reflejando una madurez creciente del mercado.

A diferencia de la energía solar, su demanda no depende de factores coyunturales como los precios o las crisis energéticas, sino de la estacionalidad climática y del aumento de la conciencia sobre la eficiencia. Los **picos de interés se concentran en los meses fríos y cálidos**, coincidiendo con la necesidad de calefacción o refrigeración, pero el interés medio se mantiene estable, lo que refleja una madurez creciente.

Percepciones y experiencias de un consumidor más informado y exigente

Asimismo, la inestabilidad del sector ha provocado que la sociedad priorice la **seguridad en sus gastos** por encima de otras variables, llevando a un **71% de los españoles a preferir tarifas energéticas estables**, posicionando el autoconsumo como una herramienta fundamental para este control de costes.

A la hora de elegir instalador, el precio es relevante (45%) pero factores de confianza como las recomendaciones de clientes (25%) y el soporte en trámites y ayudas (20%) ganan terreno. Esta preferencia por el acompañamiento profesional y la claridad de proceso refleja la demanda de servicios integrales y fiables.

La financiación ha pasado de ser la barrera a motor del sector

El modelo de financiación ha experimentado una transformación radical. Mientras que en 2024 el 73% de los propietarios ignoraba la existencia de ayudas y se mostraba cauto ante la inversión inicial, en 2025 **entre el 60% y el 70% de los hogares optan por fórmulas de pago flexible**, una cifra que alcanza el 80% en proyectos que superan los 10.000€ o incluyen baterías.

Este avance se debe a la **consolidación de soluciones financieras que eliminan el coste de entrada y ofrecen procesos 100% digitales**, permitiendo al usuario comenzar a pagar sus cuotas solo cuando la instalación ya está operativa. Socios como Pontio proyectan más de **10.000 instalaciones financiadas en 2026**, subrayando cómo las facilidades de pago están derribando barreras y haciendo accesible esta tecnología.

El nuevo rol de las subvenciones y la madurez del autoconsumo en 2025

Tras el cierre de los fondos europeos Next Generation, el mercado ha evolucionado desde una dependencia de ayudas directas hacia un modelo de rentabilidad más estructural. El análisis por comunidades autónomas revela que el efecto de estos programas varía significativamente según cada región.

En este sentido, **Cataluña** destaca como el referente de éxito. Las subvenciones en esta comunidad operaron como un sólido dinamizador del mercado, atrayendo a un segmento de consumidores con una intención de ejecución ya madura. El resultado fue un incremento del **20,6% en el volumen de interesados**. Este patrón se repite con distintos matices en otras regiones: desde las ayudas a la descarbonización para sustituir calderas por aerotermia en Navarra, hasta los incentivos para el uso eficiente de la energía en Andalucía o los programas de mejora energética en Murcia, Galicia y País Vasco.

El efecto positivo más claro se observa cuando el incentivo se implementa en mercados donde

existe ya un alto grado de conocimiento y una intención de compra bien definida, actuando como el impulsor final para la ejecución del proyecto; así como contar con la simplicidad administrativa como aliada y que los plazos de estas ayudas no se demoren como las de otras subvenciones. Los **incentivos fiscales tienen un impacto directo en el bolsillo del consumidor**, mucho más que en la escasa compensación económica por devolución de excedentes, considerado como algo intangible que no convence al usuario.

«El InformeSolar 2025 confirma que el autoconsumo en España ha madurado: ya no es una respuesta coyuntural a los precios de la luz, sino una decisión estratégica de los ciudadanos que buscan control, seguridad y sostenibilidad. El apagón de primavera fue un punto de inflexión que aceleró la demanda de resiliencia energética. En SotySolar hemos alcanzado el punto de equilibrio en España y Portugal porque hemos entendido que nuestro trabajo no es solo vender e instalar placas solares, sino acompañar al cliente durante todo el proceso. El 20% de nuestros clientes nos eligen precisamente por ese acompañamiento integral, y eso refuerza nuestra convicción de que el futuro del sector se construye con confianza, profesionalidad y visión de largo plazo», afirma **José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar**. *«El camino hacia la electrificación de la demanda es irreversible, y España tiene todas las condiciones para liderarlo. Cuenta con abundante sol, tecnología madura, financiación accesible y, sobre todo, una sociedad cada vez más consciente y comprometida. Nuestro reto es crecer bien, con solidez, con rentabilidad, y siempre poniendo al cliente en el centro»*, concluye el CEO.

- *El interés en Cataluña creció un 20,6% gracias a la eficiencia en la gestión de sus incentivos locales*
- *Entre el 60% y el 70% de los hogares financia sus instalaciones; hasta el 80% si incluyen baterías o superan los 10.000 €; más de 10.000 instalaciones financiadas en 2026*
- *El interés en Cataluña creció un 20,6% gracias a la eficiencia en la gestión de sus incentivos locales*

El informe Solar revela el crecimiento del autoconsumo en España y su impacto en el ahorro energético // Entrevista

[Reproducir](#) 

16/01/2026 15:08

[...] de la semana . Una noticia que no estoy contigo , que también es redactor jefe de la revista Energías Renovables . Antonio Barrero Antonio , buenas tardes . Buenas tardes Javier . Encantado de estar aquí como siempre . Bueno , muy bien . Bueno , pues nos hablará de los últimos datos que tenemos sobre el autoconsumo en España , que esta semana ha salido un informe . Efectivamente , hoy vamos a hablar de un estudio que acaba de dar a luz . Como tú dices y que se llama Informe Solar Radiografía del autoconsumo en España 2025 ha sido presentado este miércoles en Madrid en la sede de la patronal del sector , la Unión Española Fotovoltaica UNEF , y recoge , como imaginarás Javier , las claves de lo que ha sido el mercado del autoconsumo solar en España en este año 2025 que acabamos de cerrar . El informe lo ha elaborado la empresa SO3 Solar en colaboración con UNEF y con otras empresas del sector . Y adelanta Aparte de repasar los datos del curso 25 , adelanta Digo previsiones para el próximo quinquenio , pero quiero empezar por el presente , por la rabiosa actualidad , como diría algún periodista . Cuánto cuesta a día de hoy una instalación tipo de autoconsumo ? Ya sabes , colocar unas placas solares en el tejado de casa para autoconsumo , o en tu casa o en tu empresa la electricidad que produzcan esas placas . Voy primero , pues , a los números de hoy si te parece , y luego luego vamos a las previsiones . Un autoconsumo tipo de 5 kilovatios cuesta en torno a 6000 euros y se amortiza en menos de 6 años y un autoconsumo con baterías tipo de 6,8 kilovatios saldría por unos once mil quinientos euros . Esos son algunos de los datos muy concretos que han visto la luz en la presentación del informe . Son dos ejemplos de instalaciones tipo con y sin baterías . Soluciones de ahorro , en todo caso para familias y empresas . Ahorro directo en la factura . Solución de largo plazo porque una instalación de autoconsumo como la que puede implementarse en casa contigo energía a nuestro patrocinador , por ejemplo , tiene una vida útil de hasta 25 años y una solución que además da seguridad , certidumbre , tranquilidad al usuario , porque desliga su factura de la luz de los vaivenes del mercado mayorista , siempre tensionado los precios de los mercados mayoristas por la geopolítica y los intereses y especulaciones de las grandes compañías . Como todos sabemos , resumo invierto 6000 euros en mi autoconsumo , 6000 euros que voy a amortizar . Según este informe , en menos de seis años amortización en menos de 6 años y ahorro neto durante el resto de la vida útil de la instalación , que puede operar , como digo , hasta un cuarto de siglo , hasta 25 años . Antonio , qué pasa si no tengo hasta 6000 euros ahora mismo ? Pues mientras ante la pregunta por qué es que esta radiografía autoconsumo 2025 informes sonar tan . da pistas de por dónde van los tiros . En ese sentido , a saber , ahora mismo entre el 60 y el 70 por ciento de los hogares españoles interesados en autoconsumo residencial opta por fórmulas de financiación o pago flexible frente al pago al contado y opta por financiar , entre otras cosas , por la mayor flexibilidad ofrecida ahora por las entidades financieras , que ya conocen bien el mercado del autoconsumo . Un mercado completamente maduro . Hace unos años llamados a la puerta de embarque de un banco y pedías financiación para

un autoconsumo y te decían eso qué es ? Y ahora todo el mundo sabe de qué estamos hablando y todo el mundo sabe los bancos los primeros que los autoconsumo . Esta solución de ahorro funciona . Y qué me cuentas , Antonio , de las previsiones que anunciaban al principio ? Pues el informe avanza que el mercado del autoconsumo se va a estabilizar en el entorno de los 1000 megavatios año de aquí a 2030 . 000 megavatios es el equivalente para que nos hagamos una idea a una central nuclear . La central nuclear de Cofrentes , por ejemplo , tiene 1092 megavatios de potencia . Bueno , pues esa es la potencia solar fotovoltaica que van a instalar los hogares y las empresas españolas sobre sus tejados . Cada año , de aquí a 2030 , esa es la previsión . En fin , una nuclear al año en el tejado , solo produciendo energía limpia y gratuita . Esa es la previsión de informe solar . El sector , en todo caso , no se conforma con esa previsión . La Unión Española Fovoltaica ha aprovechado la presentación de este informe para proponer un IVA reducido para las instalaciones de autoconsumo y la simplificación de las tramitaciones , porque en España , han dicho , hay muchos instaladores muy experimentados , muy cualificados , mucho recurso , mucho sol y mucho ahorro por conquistar , y que 6000 megavatios están bien , pero que si son más , pues mejor , mucho mejor . Pues muchísimas gracias , Antonio . Hasta la semana que viene . Hasta la semana que viene . Javier Un abrazo , un [...]

El año en el que convertimos el riesgo en oportunidad

- Cuando en enero de 2025 trazábamos los objetivos del sector fotovoltaico español, nadie anticipaba que un apagón en abril redefiniría por completo nuestra posición en el debate energético nacional... - Opinión



José Donoso, director general de UNEF

<https://www.interempresas.net/Energia/619394-El-ano-en-el-que-convertimos-el-riesgo-en-oportunidad.html>

Viernes, 16 enero 2026

A Fondo

El año en el que convertimos el riesgo en oportunidad

José Donoso, director general de UNEF

16/01/2026 Cuando en enero de 2025 trazábamos los objetivos del sector fotovoltaico español, nadie anticipaba que un apagón en abril redefiniría por completo nuestra posición en el debate energético nacional. Tampoco imaginábamos que ese mismo evento catalizaría en semanas cambios regulatorios por los que llevábamos años trabajando. La historia raramente avanza en línea recta, y este año lo ha demostrado con particular intensidad. José Donoso, director general de UNEF.

El sector fotovoltaico tiene resultados sólidos: más de siete gigavatios de nueva capacidad instalada que nos mantienen como segundo mercado europeo, cerca de 147.000 empleos y una contribución superior a diez mil millones de euros al PIB nacional. Las exportaciones alcanzan los 3.400 millones anuales. Sin embargo, si tuviera que quedarme con una imagen que representa este año, sería la de un marco regulatorio transformándose a velocidades inéditas tras años de bloqueo.

Paradójicamente, como he dicho, fue una crisis lo que catalizó estos cambios.

Abril lo cambió todo. Un fallo en el suministro eléctrico nacional nos colocó en el centro de un huracán mediático. Durante las primeras horas, diferentes actores señalaron a la fotovoltaica como

responsable del apagón sin contar con evidencia técnica. La presión fue inmensa. Desde UNEF exigimos que se esperara a los análisis rigurosos antes de sacar conclusiones, manteniendo esa postura incluso cuando resultaba incómoda. Finalmente, los tres informes oficiales coincidieron: el origen del problema estuvo en el control de la tensión del sistema. La energía fotovoltaica no fue la causa, y es más, hoy ya podemos demostrar nuestra capacidad para aportar estabilidad a la red.

Esa crisis desencadenó una cascada de decisiones regulatorias. Con el PO 7.4 se habilitó nuestra participación en servicios de ajuste de tensión, con retribución económica y ventajas operativas para las instalaciones certificadas. El Real Decreto de Medidas Urgentes otorgó personalidad jurídica al almacenamiento híbrido y simplificó radicalmente su tramitación ambiental, contribuyendo al desbloqueo de inversiones paralizadas por obstáculos administrativos. El Real Decreto de autoconsumo eliminó trabas burocráticas significativas y habilitó el almacenamiento distribuido en instalaciones residenciales e industriales. Sin embargo, no todo fue positivo: el RDL 7/2025 no prosperó en el Congreso por motivos ajenos a su contenido, dejando sin resolver cuestiones críticas como la definición del quinto hito o la congelación de plazos durante recursos judiciales.

Mientras esto ocurría, algo estaba tomando forma que merece atención. Las solicitudes para conectar nueva demanda eléctrica suman casi noventa gigavatios, una cifra que triplica nuestro consumo medio actual. De esa cantidad, más de cuarenta gigavatios ya tienen todos los permisos concedidos y las garantías económicas depositadas. Es la oportunidad de reindustrialización más significativa que hemos tenido en décadas, y se materializa precisamente porque España puede ofrecer algo cada vez más escaso en Europa: electricidad limpia, fiable y barata.

El sector fotovoltaico español cerró 2025 con más de 7 GW de nueva capacidad instalada, lo que nos mantiene como segundo mercado europeo.

Sin embargo, capitalizar esa oportunidad requiere resolver problemas que el propio éxito ha generado. El diseño actual del mercado eléctrico, concebido hace décadas para generadores que pagan combustible por cada megavatio producido, muestra grietas evidentes cuando lo aplicamos a tecnologías sin coste marginal. El resultado son episodios de precios negativos cada vez más frecuentes y vertidos que en algunas instalaciones alcanzaron el año pasado entre el 40 y el 45 por ciento de su producción potencial. Esto no solo afecta la rentabilidad de proyectos existentes; dificulta conseguir financiación para los nuevos. Necesitamos mecanismos que estabilicen los ingresos para evitar que las industrias se vayan a otros países.

La transformación del modelo de negocio fotovoltaico tiene un protagonista claro: el almacenamiento. Lo que hace apenas dos años era una tecnología complementaria que algunas empresas consideraban incorporar es ahora un elemento determinante para la viabilidad económica de los proyectos. La regulación aprobada este año resolvió finalmente los obstáculos que bloqueaban la hibridación, permitiendo que las instalaciones integren baterías sin reiniciar tramitaciones completas. Pero esa mejora normativa solo elimina el primer obstáculo. El reto real reside en construir capacidades de gestión sofisticadas: equipos que sepan navegar múltiples mercados eléctricos, tomar decisiones de carga y descarga según señales de precio cambiantes, anticipar movimientos del sistema. Las empresas que logren esta sofisticación operativa

mantendrán rentabilidades sólidas; las que no, descubrirán que tener muchos megavatios instalados ya no garantiza resultados positivos.

Hay otra asignatura donde los avances son insuficientes. Mientras el sector eléctrico ha logrado que casi dos tercios de la generación provengan de fuentes renovables, los usos finales no han avanzado: por ejemplo, el transporte de mercancías sigue dependiendo masivamente del diésel, los hornos industriales del gas natural, y los sistemas de climatización de combustibles fósiles, además de los usos de los ciudadanos. Esta brecha no es solo un grave problema ambiental; es económico. La ventaja competitiva que ofrece nuestra electricidad fotovoltaica barata solo beneficiará al tejido productivo español si se electrifican los consumos finales.

Existe una paradoja reveladora en el autoconsumo español: más de ochocientos cincuenta municipios han aprobado deducciones fiscales en impuestos locales para quienes instalen paneles solares, pero la inmensa mayoría de los potenciales beneficiarios ignora que estas ventajas existen. Esa desconexión entre política pública e información ciudadana resume bien la situación actual del autoconsumo. La finalización de los fondos Next Generation coincidió con una percepción equivocada entre los ciudadanos de que la electricidad ya no es tan cara, enfriando las instalaciones nuevas. Los cambios normativos recientes permitieron integrar baterías en viviendas y negocios y redujeron algunos requisitos administrativos, pero persisten trabas significativas. No hemos alcanzado el objetivo de simplificar procedimientos hasta quinientos kilovatios de potencia, y tampoco hemos implementado la compensación dinámica que permitiría a quienes vierten energía a la red recibir retribución ajustada a los precios horarios reales. Y las comunidades energéticas, con su enorme potencial para que los ciudadanos participen colectivamente en la generación renovable, siguen esperando un marco normativo que las convierta en realidades escalables.

A pesar de que más de 850 municipios han aprobado deducciones fiscales para las viviendas que instalen placas solares, la inmensa mayoría de los potenciales beneficiarios desconoce la existencia de estas ventajas, señalan desde UNEF.

La legitimidad social se ha convertido en el terreno de juego donde se decide el futuro del sector. Durante 2025 hemos visto que plataformas cada vez más organizadas difunden información falsa sistemáticamente, y ante esto solo cabe una respuesta: excelencia operativa demostrada con hechos. Ningún proyecto prospera sin el apoyo explícito de las autoridades municipales, y ese apoyo se gana exclusivamente demostrando contribución real al territorio: empleo estable, ingresos fiscales para servicios públicos, protección ambiental verificable. Los casos exitosos son la inmensa mayoría, pero debemos comunicarlos mejor.

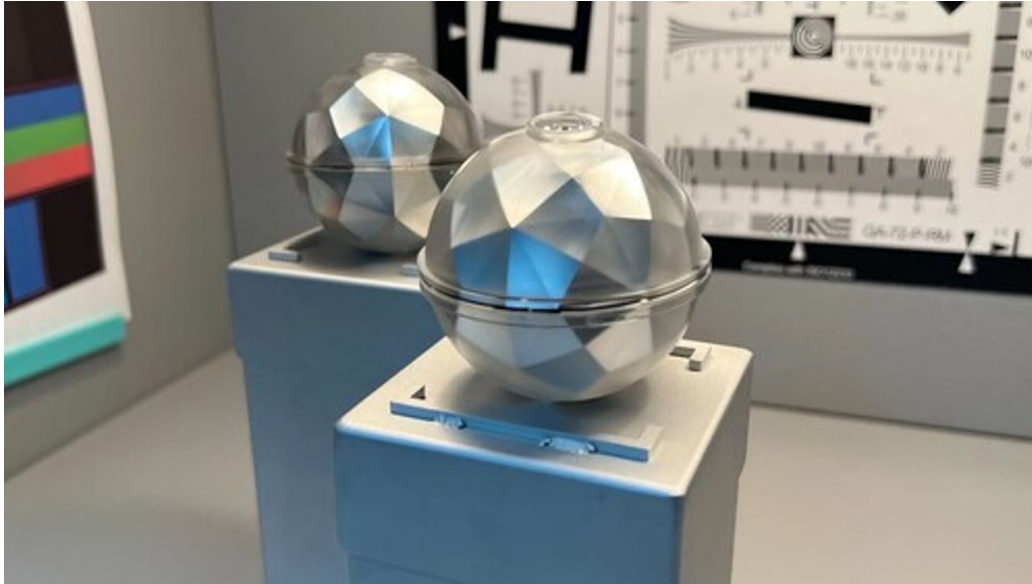
El próximo año determinará si fuimos capaces de ejecutar lo necesario: desbloquear nudos de red saturados para que esa demanda industrial se concrete, convocar subastas que integren almacenamiento, impulsar la electrificación, y mantener el respaldo ciudadano. Demostramos durante años que sabemos crecer. Ahora debemos demostrar que sabemos madurar, que podemos operar con la sofisticación técnica que exige sostener el sistema eléctrico de un país como España. Tenemos ventajas competitivas excepcionales: recurso solar abundante, cadena de valor industrial consolidada, conocimiento tecnológico avanzado. La ventana de oportunidad está abierta, pero no

permanecerá así indefinidamente. Todos los actores del ecosistema fotovoltaico compartimos la responsabilidad de no desperdiciarla.

Demostramos durante años que sabemos crecer. Ahora debemos demostrar que sabemos madurar, que podemos operar con la sofisticación técnica que exige sostener el sistema eléctrico de un país como España.

Innovación en fotovoltaica: de la imaginación a la realidad

● La I+D+i en paneles solares avanza en softwares para optimizar sus rendimientos

**Ahorro de energía****Medio Ambiente****energíasolar****sostenibilidad**

https://www.larazon.es/medio-ambiente/innovacion-fotovoltaica-imaginacion-realidad_20260116696a0fdcbe7ae...

C. Navío

Viernes, 16 enero 2026

Periódicamente aparecen flashes informativos que anuncian la inminente llegada al panorama fotovoltaico de innovaciones que darán la vuelta a todo lo conocido. Dispositivos solares esféricos, como el de la imagen, entre ellas. Se trata de prototipos de los que sus promotores aseguran que tienen mejores rendimientos que los tradicionales paneles que pueblan edificios y plantas fotovoltaicas en campos y ciudades.

Pero, el recorrido de esos diseños generalmente es muy corto. Héctor de Lama, director técnico de la Unión Fotovoltaica Española (UNEF), es «muy escéptico sobre la viabilidad técnica de tecnologías que dicen ser muy disruptivas sin que antes haya habido avances científicos y tecnológicos que hayan apuntado en esa dirección». Así, asegura haber visto «anuncios de paneles solares que funcionan de noche, en órbita, etc. Pero sin nada detrás que los apunte ni ninguna base tecnológica que demuestre que son viables». Y continúa «el desarrollo de una tecnología nueva conlleva todo un proceso de investigación, en universidades y centros de investigación, con sus correspondientes publicaciones científicas revisadas por pares, prototipos que se ponen a prueba en entornos reales, etc., hasta que llega al mercado. En estos casos, todo ese proceso no ha ocurrido y, por tanto, no aparece», concluye.

Mejora continua que no se ve

Lo que sí hay a veces son «líneas de investigación muy prometedoras, con rendimientos hasta del 32%, pero muy inestables. Pero que se quedan en prototipos, porque sólo pueden funcionar y dar esos resultados en situaciones muy concretas que sólo se pueden asegurar en el laboratorio. Luego,

en la calle, las situaciones son inestables porque tenemos lo que tenemos: la temperatura, la presión, etc., reales y no dan esos resultados».

Hay otra línea de investigación «prácticamente desde que existe la fotovoltaica para que reducir y llegar a reemplazar la cantidad de plata en los paneles. Es un componente fundamental, porque es muy buen conductor de la electricidad de un punto a otro, pero es un material crítico y caro. Se ha reducido mucho, pero todavía no está eliminado».

Empresas españolas punteras

Si con la plata lideran la investigación las empresas chinas, fabricantes mayoritarias de paneles, en otros aspectos fundamentales para el mejor rendimiento de las plantas y para el avance del sistema eléctrico basado en fotovoltaicas más baterías, tres empresas españolas son las punteras: Soltec, Ingeteam y Power Electronics.

La primera, entre otras líneas de trabajo, desarrolla los algoritmos que «hacen que las filas de paneles giren de este a oeste, siguiendo al sol en armonía, sin darse sombra entre sí, como si fuera un director de orquesta. Además, ahora los paneles que están en los extremos también se pueden poner en otra posición para proteger al resto del viento, les llaman mecanismo de defensa».

Las otras dos han desarrollado «una tecnología llamada grid forming, que aporta un extra de inteligencia a los inversores, -los componentes que pasan la corriente alterna a continua-. Es referencia mundial, está llegando en masa a los proyectos y empieza a ser la normalidad».

El Confidencial

Empresas

La sucesión al trono de la CNMC activa a los grandes 'lobbies' y enciende la alarma del PP

- Diferentes grupos de presión inician conversaciones con partidos políticos para influenciar en el futuro del regulador. Los populares avisan del peligro de que se deje en manos del Gobierno



El Confidencial

Foto: La presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Cani Fernández. (EFE/J.J. Guillén)

CNMC Energía Noticias de Telefónica Partido Popular (PP)

<https://www.elconfidencial.com/empresas/2026-01-17/sucesion-trono-cnmc-activa-grandes-lobbies-alarma-pp...>

Alberto Sanz

Sábado, 17 enero 2026

La vuelta de las fiestas navideñas ha servido para devolver, al menos de forma aparente, la calma al número 47 de la madrileña calle de Alcalá. Aunque todo apunta a que se trata de una simple tregua. La sede de la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** vivió en los últimos días de 2025 uno de sus mayores conflictos internos bajo el mandato de **Cani Fernández**, a raíz de la polémica aprobación de las circulares de distribución y transporte de electricidad. Ahora, con algunas relaciones que parecen rotas de forma irreversible, el consejo regulador afronta un semestre clave que culminará con la salida de su presidenta, en un contexto en el que todos los grupos de interés tratan de influir.

"¿Sabes cómo está y qué va a pasar en la CNMC?", preguntan de forma insistente dos directivos del sector energético a este medio. Una cuestión que, según distintas fuentes, se ha convertido en la más habitual en los primeros encuentros de este 2026. Desde el Spain Investors Day hasta reuniones sectoriales en la CEOE o en el Foro Nuclear, los asistentes coinciden en que **los grandes lobbies han activado su maquinaria** para conocer —e influir— tanto en las decisiones que se adoptarán en los próximos seis meses como en el proceso de renovación del organismo regulador.

Como ha informado este medio, el mandato de Cani Fernández al frente de la CNMC expira el **próximo 16 de junio de 2026**. A partir de esa fecha, su sucesor o sucesora asumirá la presidencia durante un periodo de seis años, un horizonte que **coincidirá de lleno con un cambio de legislatura**.

Se trata de un relevo de alto impacto para los principales sectores regulados, en el que ya circulan quinielas sobre posibles candidatos y en el que se da por hecho que el Gobierno tratará de situar a una persona de su confianza al frente del regulador. Entre los nombres que suenan con más fuerza figura el de **Mariano Bacigalupo**.

Este escenario enciende todas las alarmas de Génova. “La experiencia de estos últimos años ha sido nefasta”, señala **Alberto Nadal, vicesecretario de Economía y Desarrollo Sostenible del PP**, en declaraciones a El Confidencial. “Hemos visto al marido de una exministra sentado en el organismo regulador encargado de fiscalizar su política y ni un solo miembro de los órganos reguladores pactado con el partido de mayor representación parlamentaria”, añade.

Algunos sectores se encuentran especialmente condicionados por este relevo. Uno de los más sensibles es el de las telecomunicaciones. Tal y como consta en los registros de transparencia de la CNMC, representantes de **Telefónica** acudieron el pasado 18 de diciembre a la sede del regulador para analizar con **Cani Fernández** y su vicepresidente, **Ángel García Castillejo**, la situación del sector teleco y el papel que el organismo puede desempeñar en su evolución futura.

Persisten, no obstante, las incógnitas sobre cómo se va a recomponer la CNMC en los meses que restan de mandato. Fue precisamente García Castillejo uno de los consejeros que rompió públicamente con la presidenta al emitir un voto particular contrario a la propuesta de las circulares de distribución y transporte de electricidad. Un voto que, al igual que los formulados por otros dos consejeros considerados próximos al Gobierno, **evidencia el choque institucional existente entre la CNMC y el Ejecutivo**.

Donde la actividad de los grupos de presión es más intensa es en el sector energético. En particular, las empresas de distribución y transporte de gas, como Naturgy o Enagás, se juegan en la CNMC, antes del próximo mes de octubre, **el marco regulatorio** que regirá el negocio entre el 1 de enero de 2027 y 2032. “Todo parece más tranquilo que con las eléctricas, pero la batalla en el consejo de la CNMC es total y el final del mandato se acerca”, explican fuentes del sector. “El gas no puede estar tranquilo con este escenario”, añaden.

Otras patronales, como **la renovable APPA, la fotovoltaica UNEF o las grandes eléctricas agrupadas en Aelec (Iberdrola y Endesa)**, han mantenido en los últimos meses encuentros de alto nivel con sus asesores de asuntos públicos, tanto con la CNMC como con el Gobierno y la oposición. Con la Comisión Nacional de la Energía enterrada definitivamente, estas asociaciones confían en una renovación pactada y sin revanchismos en un momento crítico para sus negocios.

Desde el Ministerio de Economía, el departamento encargado de proponer al Consejo de Ministros el nombramiento de la nueva presidencia, señalan a este medio que el debate todavía no está formalmente sobre la mesa. No obstante, la renovación va más allá de la presidencia. El próximo 16 de junio expiran, junto al mandato de Cani Fernández, los de otros tres consejeros — **Josep María Salas i Prat, Carlos Aguilar Paredes y Pilar Sánchez Núñez** —, que obligará a una remodelación casi completa del Consejo. Mientras, la CNMC explica a El Confidencial que su labor continúa al margen de esta renovación.

El PP no quiere repetir situaciones vividas en otros organismos estratégicos. " **La solución es bien sencilla** ", apunta Alberto Nadal. "Aplicar criterios reales de independencia y profesionalidad, similares a los acordados para el CGPJ, estableciendo un periodo de incompatibilidad suficiente entre el ejercicio de responsabilidades políticas o de gobierno y el acceso a los órganos reguladores", señala el ex secretario de Estado de Hacienda y actual asesor económico de Alberto Núñez Feijóo.

Los populares aspiran a que este proceso **sirva para avanzar** en lo que denominan una "regeneración democrática", de modo que los órganos reguladores "dejen de ser una oficina de empleo para los socios de la coalición de gobierno y vuelvan a caracterizarse por su competencia profesional e independencia", concluye Nadal.

Un proceso del que se esperan novedades en los próximos meses. Ni la presidenta ni los consejeros cesan automáticamente en junio, **la ley fija un mandato único de seis años sin posibilidad de reelección**, pero permite que continúen en funciones hasta que el **Consejo de Ministros** designe a sus sustitutos. Una situación de interinidad que, según fuentes del sector, nadie espera que se prolongue dadas las tensiones internas y la batalla pública existente en el seno del regulador.

La vuelta de las fiestas navideñas ha servido para devolver, al menos de forma aparente, la calma al número 47 de la madrileña calle de Alcalá. Aunque todo apunta a que se trata de una simple tregua. La sede de la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** vivió en los últimos días de 2025 uno de sus mayores conflictos internos bajo el mandato de **Cani Fernández**, a raíz de la polémica aprobación de las circulares de distribución y transporte de electricidad. Ahora, con algunas relaciones que parecen rotas de forma irreversible, el consejo regulador afronta un semestre clave que culminará con la salida de su presidenta, en un contexto en el que todos los grupos de interés tratan de influir.

ENERGIAEXTREMADURA.COM

En Extremadura se han pagado el 40% de las ayudas al autoconsumo de los fondos Next Generation respecto al presupuesto...

Lunes, 19 enero 2026

Energía de Extremadura

19 enero, 2026

«Los Fondos Next Generation han sido un instrumento muy positivo para el fomento del autoconsumo y han conseguido que se introduzca en la sociedad española y sea un bien de consumo más para los ciudadanos y empresas», comenta José Donoso, director General de UNEF, la asociación.

Sin embargo, UNEF alerta de que el plazo final para ejecutar inversiones establecido para la Comisión Europea se cumple ya este próximo verano y de que, de no tomarse medidas para acelerar su tramitación; existe el riesgo de que se pierdan.

En el caso de la Comunidad de Extremadura, según datos de IDEA de finales de diciembre de 2025, el 40% de las mismas ya está pagado respecto al presupuesto resuelto.

Para evitar que esto suceda, UNEF está trabajando con las distintas administraciones autonómicas para identificar los escollos que se están encontrando en la gestión de estas ayudas y compartir los aciertos y buenas prácticas para su resolución implementados por aquellas administraciones que han podido avanzar con más agilidad.

Entre las buenas prácticas identificadas, están la transparencia en el proceso de remisión de información, la reducción de documentación, agilidad y procesos rápidos, contar con plataformas y canales de comunicación adecuados y evitar duplicidades de los procesos. Asimismo, UNEF recomienda publicar de forma clara cuándo se han agotado los fondos, con el objetivo de evitar atascar la administración con procesos que no pueden avanzar.

“Sabemos que todas las administraciones autonómicas están haciendo un gran esfuerzo por avanzar en la gestión de las ayudas Next Generation para el autoconsumo con los recursos humanos y técnicos de que disponen. Sin embargo, la cercanía de la fecha límite para su ejecución, hace necesario que aquellas administraciones que avanzan más lentamente en la gestión, implementen nuevas medidas que les permiten cumplir los plazos”, subrayó Donoso.

Para el director general de UNEF, todavía estamos a tiempo de llegar en plazo para que “ciudadanos, comercios e industria, puedan recibir las ayudas con las que contaban a la hora de hacer sus inversiones”. Pero para ello, “es necesario que las administraciones tomen medidas urgentes que agilicen los cuellos de botella a los que se están enfrentando”.

Comparte esto:



Endurance híbrida dos plantas solares

J.B. Valencia

Endurance Motive, fabricante de sistemas de almacenamiento de energía, ha entrado en el mercado de la hibridación de plantas solares.

Su primer contrato lo acaba de firmar con Corporate Solar Holding para la hibridación de dos plantas solares en Burriana (Castellón). Se instalarán dos plantas de almacenamiento de 25MWh en cada una en dos instalaciones fotovoltaicas de 5 MW, que están operativas.

La operación está dotada

con un contrato de suministro e integración de equipos principales de 5,71 millones.

El proyecto incluye diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricados por Endurance, convertidores de potencia de Power Electronics y el sistema de gestión energética (EMS) proporcionado por Hesstec.

El calendario de ejecución marcado prevé la entrega de los equipos principales entre mayo y junio y la plena integración y puesta en servicio durante el mes de julio.

Endurance Motive ejecutará el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación solar en la Comunidad Valenciana - Energética 21

- La compañía instalará 50 MWh en dos plantas de Burriana (Castellón) promovidas por Corporate Solar Holding, en una operación valorada en 5,7 millones de euros y respaldada por los fondos FEDER.



Endurance Motive ejecutará el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación solar en la Comunidad Valenciana.

energía solar | almacenamiento de energía | hibridación | comunidad valenciana | endurance motive | corporate solar holding

<https://energetica21.com/noticia/endurance-motive-ejecutara-primer-gran-proyecto-almacenamiento-hibridaci...>

Energética 21

Viernes, 16 enero 2026

La compañía instalará 50 MWh en dos plantas de Burriana (Castellón) promovidas por Corporate Solar Holding, en una operación valorada en 5,7 millones de euros y respaldada por los fondos FEDER.

Endurance Motive ha formalizado un acuerdo con **Corporate Solar Holding** para la construcción del primer sistema de almacenamiento a gran escala destinado a la hibridación con energía solar en la Comunidad Valenciana. El proyecto, que cuenta con una capacidad total de **50 MWh**, supone una inversión en equipos de **5,71 millones de euros** y consolida la apuesta regional por la integración de renovables en la red.

El contrato contempla el suministro e integración de dos plantas de almacenamiento de **25 MWh** cada una, asociadas a dos instalaciones fotovoltaicas operativas de 5 MW ubicadas en el municipio de **Burriana (Castellón)**. La ejecución técnica tendrá un marcado carácter local, ya que incorpora tecnología de otros actores industriales de la región: los convertidores de potencia serán suministrados por **Power Electronics** y el sistema de gestión energética (EMS) correrá a cargo de **Hesstec**.

La iniciativa destaca por ser la primera planta hibridada en la región que se ejecuta bajo el paraguas de los fondos europeos **FEDER-IDAE** del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). Según el calendario previsto, la entrega de los equipos principales —que incluyen diez contenedores de baterías de 5 MWh— se realizará entre mayo y junio de 2026, con la puesta en servicio programada para el mes de julio.

Javier Saladich, CEO de Corporate Solar Holding, ha subrayado la importancia estratégica de la instalación para la seguridad de suministro: "El almacenamiento BESS es la forma más segura e instantánea de amortiguar apagones como el vivido el año pasado, ayudando a estabilizar la red". Saladich ha valorado la elección de Endurance Motive por criterios de "proximidad geográfica" y por su adecuación a los requisitos de "cadena de valor" exigidos en las ayudas públicas.

Expansión industrial y financiera

Para **Endurance Motive**, esta adjudicación refuerza su posición como fabricante e integrador en el mercado nacional. **Ander Muelas**, presidente de la compañía, ha avanzado que la empresa afronta un 2026 de fuerte crecimiento, con una cartera de pedidos de 100 MWh solo para el primer semestre y una previsión de duplicar esa cifra en la segunda mitad del año.

Para sostener este ritmo industrial, la firma emitió el pasado diciembre **bonos convertibles** por valor de hasta 3 millones de euros. El objetivo es elevar su capacidad de fabricación hasta los **1.500 MWh anuales** y responder a la demanda de baterías de fabricación europea ("Made in Europe") impulsada por los programas de incentivos actuales.

Endurance Motive fabricará y construirá el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación en la Comunidad...

- Endurance Motive marca un nuevo hito en su desarrollo y crecimiento al formalizar un proyecto de almacenamiento para hibridación solar fotovoltaica de 50MWh.



Endurance Motive fabricará y construirá el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación.

<https://elperiodicodelaenergia.com/endurance-motive-fabricara-y-construira-el-primer-gran-proyecto-de-almac...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Ningún comentario

Endurance Motive marca un nuevo hito en su desarrollo y crecimiento al formalizar un proyecto de almacenamiento para hibridación solar fotovoltaica de 50MWh , de la mano de Corporate Solar Holding . Ambas compañías han cerrado la adjudicación de dos contratos para el suministro e integración de dos plantas de almacenamiento de 25MW h cada una en dos instalaciones fotovoltaicas de 5 MW operativas en Burriana (Castellón).

La operación, dotada con una contrato de suministro e integración de equipos principales de 5'71 millones de euros, consolida a Endurance Motive como un referente del almacenamiento energético nacional como fabricante de baterías, integrador y constructor de sistemas de almacenamiento en un momento muy necesario para el sistema eléctrico español que demanda a pasos agigantados la entrada de sistemas de almacenamiento que faciliten la penetración de la energía renovable en el mix eléctrico español. El proyecto es, además, el primero en la región que se ejecuta bajo el paraguas de fondos europeos Feder.

El proyecto tiene un marcado sello valenciano, incluye diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricadas por Endurance Motive, convertidores de potencia suministrados por Power Electronics y el sistema de gestión energética (EMS) proporcionado por Hesstec. El calendario de ejecución

marcado para el 2026 prevé la entrega de los equipos principales entre mayo y junio y la plena integración y puesta en servicio durante el mes de julio.

“Somos la primera planta hibridada que ha ganado la convocatoria de los Fondos Feder IDAE del Miteco y somos también el primer proyecto de hibridación de la Comunidad Valenciana. Este proyecto representa un paso fundamental pues el almacenamiento BESS es la forma más segura e instantánea de poder amortiguar un apagón como el que vivimos el año pasado, pues ayuda a la red a estabilizarse”, comenta **Javier Saladich**, fundador y CEO de Corporate Solar Holding.

El proyecto de Endurance Motive

Saladich destaca que en Endurance han encontrado un socio de confianza avalado por una sólida cartera de clientes y su buena marcha en bolsa, “los hemos valorado especialmente tanto por criterios de proximidad geográfica como por que se ajustan perfectamente a los requerimientos para obtener la máxima puntuación de las ayudas Feder en el apartado ‘Cadena de valor’”.

Por su parte, **Ander Muelas**, presidente de Endurance Motive, destaca el gran trabajo y profesionalidad de **Javier Sladich** y su equipo en la consecución y ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran calidad que además va a ser una de las primeras de España en hibridar almacenamiento.

Además en lo referente a la marcha de Endurance Motive, Muelas vaticina un gran año 2026 “que se inició con una cartera de pedidos de 100 MWh para el primer semestre y una previsión de fabricación y pedidos para el segundo semestre del doble de capacidad”.

El redactor recomienda

- **Endurance Motive vende su primera megabatería de almacenamiento energético 'made in Spain'**
- **Endurance Motive presenta en Solar&Storage su solución de almacenamiento energético a gran escala**
- **La firma de baterías valenciana Endurance Motive se dispara un 39% en Bolsa tras el apagón**

Para financiar este crecimiento la compañía anunció el 5 de diciembre del año pasado la emisión de bonos convertibles hasta 3 millones de euros, que según Muelas “estamos ya terminando de cubrir. Con ello podremos elevar nuestra capacidad de fabricación a 1.500 MWh/año con el fin de responder a la necesidad de baterías Made in Europe que se van a instalar en España gracias a los fondos Feder”.

El desarrollo para Corporate Solar Holding inaugura una serie de proyectos previstos para 2026, 2027 y 2028, bajo el marco de las ayudas promovidas por IDAE, que priorizan la generación de valor y empleo en territorio español. Endurance Motive se posiciona así como una de las pocas empresas

capaces de afrontar proyectos como fabricante e integrador de baterías, condición exigida para que los proyectos subvencionados reciban las ayudas.

Este nuevo hito, que es el primero de los proyectos que irá contratando la compañía en el marco de los 840 millones de euros de los fondos Feder, refuerza la confianza que el mercado BME Growth apunta para 2026 tras el excelente comportamiento de Endurance en 2025, cuyo valor se incrementó un 270% en 2025, reflejando la solidez de su crecimiento.



Endurance Motive lidera el primer gran proyecto de almacenamiento híbrido con solar en la Comunidad Valenciana

- Proyecto de almacenamiento de 50 MWh que impulsa la hibridación solar, la estabilidad de la red eléctrica y el liderazgo industrial valenciano.



Endurance Motive lidera el primer gran proyecto de almacenamiento híbrido con solar en la Comunidad Valenciana

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/endurance-motive-lidera-el-primer-gran-proyecto-2026...>

Manuel Moncada

Viernes, 16 enero 2026

La adjudicación, vinculada a un contrato de suministro e integración de los equipos que asciende a los 5,71 millones de euros, contempla dos contratos para el suministro e integración de dos plantas de almacenamiento de 25 MWh cada una, que se integrarán en dos instalaciones solares fotovoltaicas de 5 MW ya operativas en Burriana (Castellón).

Con esta operación, Endurance Motive consolida su posición como uno de los referentes nacionales en almacenamiento energético, al actuar simultáneamente como fabricante de baterías, integrador y constructor de sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems). El proyecto llega en un momento clave para el sistema eléctrico español, que demanda de forma creciente soluciones de almacenamiento para facilitar una mayor penetración de las energías renovables y garantizar la estabilidad de la red.

El carácter valenciano del proyecto es uno de sus rasgos más destacados. La instalación incluirá diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricadas por Endurance Motive, convertidores de potencia suministrados por Power Electronics y un sistema de gestión energética (EMS) desarrollado por Hesstec. Según el calendario previsto, la entrega de los equipos principales se realizará entre los meses de mayo y junio de 2026, mientras que la integración final y la puesta en servicio están programadas para el mes de julio.

El **presidente de Endurance Motive, Ander Muelas** , pone en valor el trabajo de Corporate Solar Holding en el desarrollo de una planta fotovoltaica de alta calidad que se sitúa entre las primeras de España en incorporar almacenamiento. Muelas augura además un ejercicio 2026 especialmente positivo para la compañía, que arrancó el año con una cartera de pedidos de 100 MWh para el primer semestre y una previsión de duplicar esa capacidad en la segunda mitad del año.

Por su parte, desde Corporate Solar Holding, su **fundador y consejero delegado, Javier Saladich** , subraya la relevancia del proyecto tanto por su carácter pionero como por su aportación a la seguridad del sistema eléctrico. "Somos la primera planta hibridada que ha ganado la convocatoria de los Fondos FEDER IDAE del MITECO y también el primer proyecto de hibridación de la Comunitat Valenciana. El almacenamiento BESS es la forma más segura e inmediata de amortiguar apagones como el que vivimos el año pasado, ya que ayuda a estabilizar la red".

El proyecto desarrollado para Corporate Solar Holding inaugura una serie de iniciativas previstas para los años 2026, 2027 y 2028 dentro del marco de ayudas promovidas por el IDAE, que priorizan la generación de valor industrial y empleo en territorio nacional. En este contexto, Endurance Motive se posiciona como una de las pocas empresas capaces de afrontar proyectos de esta envergadura cumpliendo el requisito de ser simultáneamente fabricante e integrador de baterías.

Credenciales de Endurance Motive

Endurance Motive es una empresa valenciana especializada en el desarrollo de proyectos de almacenamiento estacionario y baterías de litio. La compañía debutó en el mercado BME Growth en julio de 2021 y opera tanto en el ámbito de la movilidad eficiente -con soluciones para sectores industriales, naval y transporte público y de última milla- como en el sector energético, donde impulsa la eficiencia y sostenibilidad a través de su división de almacenamiento estacionario en proyectos de escala industrial.



Un operario trabaja en la instalación de una placa fotovoltaica. **EL CORREO**

Solaria pide permisos para otros 19 parques que triplican la potencia renovable de Euskadi

La energía se pretende volcar en el Puerto de Bilbao a través de una polémica línea de alta tensión de 125 kilómetros

B. MALLO / J. M. NAVARRO

VITORIA. Solaria ha dado un nuevo paso adelante para poner en marcha varios de los complejos de placas solares que pretende desplegar en Álava hasta alcanzar la treintena. La empresa madrileña ha pedido los permisos para la construcción de otros 19 'huertos' en la provincia, que suman una potencia total conjunta de 923 megavatios, casi el triple que todo lo que hay instalado en Euskadi hasta ahora. Todos estos parques volcarán la energía generada en el Puerto de Bilbao a través de la polémica línea de alta tensión que atraviesa Álava y

Bizkaia, muy criticada por su «alto impacto ambiental».

Según publicó ayer el Boletín Oficial del País Vasco, la energética ha pedido de golpe los primeros permisos administrativos y medioambientales para las plantas. Los nuevos 19 proyectos se han agrupado en cuatro bloques. El denominado 'Valdegovía-Kuartango' engloba los términos municipales de Valdegovía, Kuartango, Ribera Alta e Iruña de Oca y comprende dos parques de 50 megavatios cada uno en los dos primeros pueblos.

Por su parte, el bloque 'Lantarón' incluye cinco huertos solares de 50 megavatios cada uno, esta vez entre el propio Lantarón y los núcleos de Añana y Valdegovía. El tercer epígrafe, Ribera Baja, comprende siete instalaciones en Ribera Alta, Iruña de Oca, Armiñón, Zambrana, Berantevilla y la propia Ribera Baja. Uno de estos

equipamientos no tendrá 50 megavatios de potencia, sino 38.

Por último, el denominado 'Norte Vitoria' contará con cinco parques repartidos entre la capital alavesa, Zigoitia y Arratzua-Ubarrundia, uno de los municipios donde más placas han proyectado las empresas de renovables. Aquí se encuentra otra central de 35 megavatios, mientras que las otras cuatro son del tamaño estándar: 50.

30 complejos en total

Estos proyectos se suman a los que ya estaban sobre la mesa. Las plantas 2, 3 y 4 de 'Zierbena So-

La compañía ha dividido todos los proyectos en cuatro lotes de centrales repartidas por distintas zonas de Álava

LOS PLANES DE SOLARIA

► Con la autopista eléctrica.

Hay 26 complejos fotovoltaicos. De ellos, tres ya estaban publicados en Álava y uno en Treviño. Ahora se suman estos 19 y quedan 3 pendientes de salir.

► **Dos centrales con el EVE.** Se ubican cerca de Vitoria y no usarían la línea de alta tensión.

► **Dos 'miniparques'.** 'Nova Solar' y 'Regina Solar', entre Vitoria y Arratzua-Ubarrundia.

lar', también ligadas a la línea de alta tensión como otra ubicada en Treviño. Además, hay otros dos proyectos ('Vitoria Solar' 1 y 2) que no tienen relación con la autopista eléctrica hacia Bizkaia y en los que participa el Gobierno vasco a través del EVE.

Sobre esa gran línea de alta tensión quedan por salir todavía a información pública otros tres proyectos. Se trata de las centrales de 'Zierbena Solar' 15, 16 y 19, que se ubicarían entre Berantevilla, Armiñón y Zambrana. Además, hay otros dos miniequipamientos a la espera de ver la luz ('Nova Solar' y 'Regina Solar') entre Vitoria y Arratzua-Ubarrundia. En total, la treintena de parques que avanzó EL CORREO hace dos años.

La 'autopista' eléctrica

La línea de alta tensión para evacuar toda esa energía, si prospera, cruzaría el territorio rumbo a Zierbena, en Bizkaia. Para ello, atravesaría una decena de pueblos alaveses antes de pasar al territorio vecino. Solaria ya intentó tramitar un primer tendido de 101 kilómetros, pero se topó con el rechazo de los técnicos de Álava y Bizkaia. El veto de los gobiernos forales obligó a la compañía madrileña a reformular el proyecto y presentar un segundo trazado. Esta vez, más largo, (de 124,5 kilómetros) para rodear las zonas más problemáticas a nivel medioambiental y con el 25% de la línea eléctrica soterrada.

Esos cambios han encarecido el coste de la 'autopista' energética en 55 millones de euros. La factura de esta infraestructura, si prospera, saldrá a 204 millones frente a los 149 que se habían presupuestado inicialmente.

Solaria proyecta otros 19 parques fotovoltaicos en Álava

- Solaria ha pedido permiso al Gobierno Vasco para la instalación en Álava de otros 19 parques solares con 920 MW de potencia.



Instalaciones fotovoltaicas de Solaria.

<https://elperiodicodelaenergia.com/solaria-proyecta-otros-19-parques-fotovoltaicos-en-alava/>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Ningún comentario

Solaria ha pedido permiso al Gobierno Vasco para la instalación en Álava de otros 19 parques solares con 920 MW de potencia.

El Departamento vasco de Industria, Transición Energética, y Sostenibilidad ha abierto el proceso para someter a información pública esta solicitud en un resolución publicada este viernes en el Boletín Oficial del País Vasco (BOPV).

La empresa plantea que estos 19 proyectos compartan infraestructura de evacuación con otros tres impulsados también por Solaria en el territorio a través de un tendido eléctrico que llegue hasta una subestación en Zierbena (Vizcaya).

Solaria, principal destacada de las energéticas en un 2025 de récord en bolsa. Sólo una compañía energética podría acabar el año en números rojos, Redeia, tras un 2025 de fuertes subidas en el Ibex35

Solaria agrupa estos 19 expedientes en cuatro bloques en función de su ubicación y de la conexión con la citada infraestructura de evacuación.

Estos bloques son: Gaubea – Kuartango (Valdegovía, Kuartango, Ribera Alta e Iruña de Oca); Lantarón (Valdegovía, Lantarón, Ribera Alta, Ribera Baja y Armiñón); Erriberabeitia (Ribera Alta, Iruña de Oca, Armiñón, Ribera Baja, Berantevilla



GoodWe impulsa el almacenamiento energético con soporte gratuito de puesta en marcha

- Goodwe ofrece soporte gratuito de puesta en marcha y chequeo de estado para proyectos de almacenamiento energético comercial e industrial en Europa.



GoodWe impulsa el almacenamiento energético con soporte gratuito de puesta en marcha

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/goodwe-impulsa-el-almacenamiento-energ-tico-con-20...>
ER

Viernes, 16 enero 2026

La iniciativa estará vigente para las unidades entregadas entre el 1 de noviembre de 2025 y el 31 de marzo de 2026, con alcance en la mayoría de países europeos, incluida Turquía, con el objetivo de reforzar la calidad y fiabilidad de las instalaciones, al tiempo que se ofrece un respaldo técnico adicional a los instaladores y partners que operan en el segmento C&I.

Soporte técnico especializado

El programa incluye, por un lado, soporte de puesta en marcha (Commissioning Support), con asistencia presencial o remota por ingenieros certificados de GoodWe. Este acompañamiento abarca la configuración del sistema, comprobaciones funcionales, arranque seguro y validación del rendimiento, aspectos clave para garantizar una entrada en operación sin sobresaltos.

Por otro, contempla una revisión única del estado del sistema (One-Time Health Inspection). Esta inspección se realiza mediante una visita in situ de GoodWe o de un partner de servicio autorizado e incluye una evaluación básica del rendimiento, así como un análisis del estado de mantenimiento y recomendaciones técnicas. La compañía aclara que las piezas de sustitución o los servicios extendidos quedan fuera de este alcance, que se detalla en los términos y condiciones de la campaña.

Para acogerse a la iniciativa, los proyectos deberán completar la puesta en marcha dentro de los seis meses posteriores a la entrega del producto, mientras que el chequeo de estado se realizará un año después de la entrada en servicio del sistema.

Credenciales de Goodwe

Fundada en 2010, GoodWe se ha consolidado como uno de los principales fabricantes mundiales de

inversores y proveedores de soluciones de energía inteligente. A cierre de 2025, la compañía supera los 100 GW de potencia instalada acumulada en más de 100 países y cuenta con más de 6.000 empleados, de los cuales más de 1.000 se dedican a investigación y desarrollo.

Con 15 años de trayectoria en la industria solar, GoodWe inició en 2022 su expansión decidida hacia el segmento comercial e industrial. Desde entonces, ha configurado un portafolio que combina inversores, sistemas de almacenamiento con baterías y soluciones todo en uno para empresas de distinto tamaño, además de propuestas de materiales fotovoltaicos para edificación, como módulos ligeros o marquesinas solares.

Artículos relacionados

- **GoodWe lanza su nueva solución de almacenamiento 'todo en uno' para uso residencial**
- **GoodWe celebra su 15º aniversario y presenta su nueva visión estratégica global**
- **GoodWe, reconocida como fabricante de inversores Tier 1 por S&P Global**

GOODWE OFRECE SOPORTE GRATUITO DE PUESTA EN MARCHA Y CHEQUEO DE ESTADO PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO C&I

- GoodWe lanza por tiempo limitado una campaña dirigida a proyectos de almacenamiento para el sector comercial e industrial (C&I) que incorporen sus soluciones BAT 60/112 kWh o los sistemas All-in-One de la serie ESA 125 kW / 261 kWh.



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/goodwe-ofrece-soporte-gratuito-de-puesta-en-marcha-y-chequeo-d...>
pv magazine

Viernes, 16 enero 2026

GoodWe lanza por tiempo limitado una campaña especial de soporte gratuito de puesta en marcha (Commissioning Support) y revisión completa del estado del sistema (Health Checkup) dirigida a proyectos de almacenamiento para el sector comercial e industrial (C&I) que incorporen sus soluciones BAT 60/112 kWh o los sistemas All-in-One de la serie ESA 125 kW / 261 kWh.

La iniciativa es válida para todas las unidades entregadas entre el 1 de noviembre de 2025 y el 31 de marzo de 2026, por proyecto, en la mayoría de países europeos, incluida Turquía. El objetivo de la campaña es ayudar a los partners de GoodWe a mejorar la calidad de los proyectos, reforzar la fiabilidad de los sistemas y ofrecer un apoyo técnico adicional a los instaladores del segmento C&I.

¿Qué incluye el soporte gratuito?

Soporte de puesta en marcha (Commissioning Support) Incluye, entre otros servicios:

- Asistencia en la puesta en marcha del software, de forma presencial o remota, por ingenieros certificados de GoodWe
- Configuración del sistema y comprobaciones funcionales
- Arranque seguro y validación del rendimiento

Revisión del estado único (One-Time Health Inspection) Incluye:

- Visita in situ de GoodWe o de un partner de servicio autorizado
- Revisión básica del rendimiento del sistema
- Evaluación del estado de mantenimiento y recomendaciones técnicas

* Las piezas de sustitución o servicios extendidos no están incluidos. El alcance completo está detallado en los Términos y Condiciones de la campaña.

Para ser elegibles, los proyectos deberán completar la puesta en marcha dentro de los seis meses posteriores a la entrega del producto, y el chequeo de estado deberá realizarse un año después de la puesta en servicio del sistema. Todos los detalles, condiciones y formularios de solicitud están disponibles en la web de campañas de servicio C&I de GoodWe.

Experiencia que marca la diferencia

Con 15 años de experiencia en la industria solar, GoodWe inició su expansión hacia el segmento comercial e industrial en 2022. Desde entonces, la compañía ha desarrollado un portafolio completo de soluciones, que abarca inversores on-grid e híbridos, sistemas de almacenamiento con baterías y equipos All-in-One para pequeñas, medianas y grandes empresas, así como soluciones de materiales fotovoltaicos para edificación (PVBM), como módulos ligeros o marquesinas solares.

Hoy, GoodWe ofrece soluciones integrales para sectores como la industria, la logística o la agricultura, optimizadas mediante sistemas inteligentes de gestión energética con apoyo de IA (SEMS+). Su enfoque holístico apuesta por la integración inteligente de generación, coordinación con red, control de cargas y almacenamiento energético, maximizando la eficiencia y la fiabilidad de las instalaciones.

Acerca de GoodWe

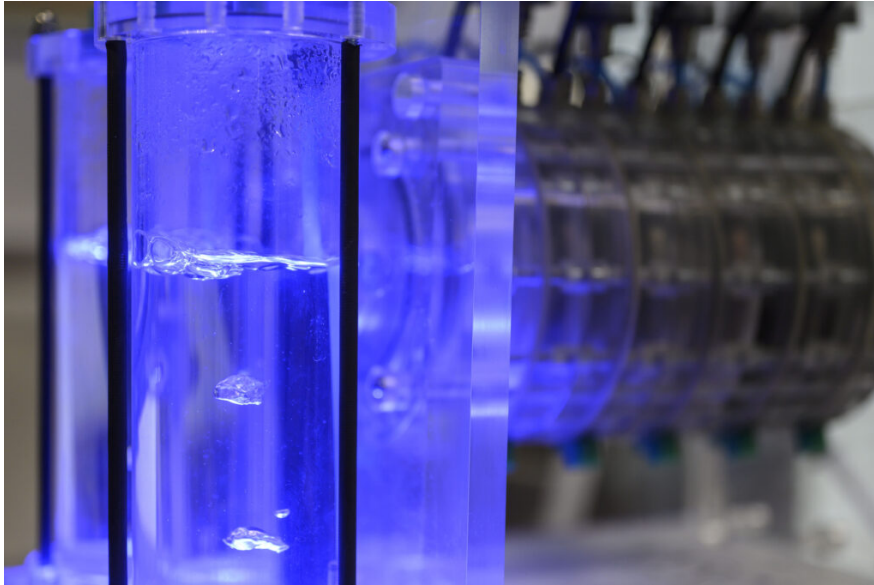
Fundada en 2010, GoodWe es un fabricante líder mundial de inversores y proveedor de soluciones de energía inteligente. A cierre de 2025, la compañía ha superado los 100 GW de potencia instalada acumulada en más de 100 países.

Con más de 6.000 empleados en todo el mundo, de los cuales más de 1.000 están dedicados a I+D, GoodWe ofrece soluciones para los sectores residencial, comercial e industrial y utility-scale, con un firme compromiso con la eficiencia, la seguridad y la creación de valor a largo plazo. La compañía integra criterios ambientales y sociales a lo largo de todo el ciclo de vida de sus productos y reporta periódicamente sus avances en materia de ESG mediante informes de sostenibilidad y certificaciones independientes.

GoodWe ha sido reconocida como fabricante global Tier 1 de inversores por Bloomberg NEF en el segundo y tercer trimestre de 2025, y como Tier 1 PV Inverter Supplier por S&P Global.

Autorizada planta de H2 en Plasencia del Monte con 35 MW de electrólisis y 49 MWp fotovoltaicos

- La planta de hidrógeno verde Hysencia iniciará su actividad en dos años tras ser declarada de interés autonómico por el Gobierno de Aragón, con una inversión de 78,7 millones de euros promovida por DH2 Energy.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/16/autorizada-planta-de-h2-en-plasencia-del-monte-con-35-mw-de-elect...>

Viernes, 16 enero 2026

La planta de hidrógeno verde Hysencia iniciará su actividad en dos años tras ser declarada de interés autonómico por el Gobierno de Aragón, con una inversión de 78,7 millones de euros promovida por DH2 Energy.

Jose Pedrosa

Foto: Philipp Guelland/pv magazine

La planta de hidrógeno verde de Plasencia del Monte, conocida como proyecto "Hysencia", prevé iniciar su actividad en un plazo aproximado de dos años tras haber sido declarada este miércoles de interés autonómico por el Consejo de Gobierno de Aragón.

La iniciativa, que supone una inversión de 78,7 millones de euros, está promovida por la empresa Angus Enterprise perteneciente al desarrollador de plantas de hidrógeno renovable a gran escala y productor independiente, DH2 Energy.

La planta Hysencia cuenta con 35 MW de capacidad de electrólisis, y de 49 MWp de potencia fotovoltaica. Las instalaciones ocuparán una superficie de unas 100 hectáreas en Plasencia del Monte, en el municipio oscense de La Sotonera, donde se instalará la central fotovoltaica de autoconsumo, que se prevé tenga una producción anual máxima de 99 GWh, destinados a proveer de energía al electrolizador. Además, el proyecto cuenta con una conexión a la red de 10 MW.

Se espera generar unas 2.075 toneladas de hidrógeno renovable al año, destinados a los sectores de la movilidad y la industria.

Hysencia fue uno de los siete proyectos seleccionados de la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno de entre 132 proyectos que se presentaron. Se estima que el proyecto podría generar un impacto sobre el PIB superior a 130 millones de euros a lo largo de su ciclo constructivo y de operación.

En cuanto a la generación de empleo, se prevén 300 puestos de trabajo en su fase de construcción, y 15 empleos durante los 30 años de funcionamiento de la planta.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Axpo Iberia obtiene el ‘Premio Cinco Estrellas 2026’ en la categoría de soluciones energéticas para empresas - Energética 21

- La compañía alcanza una valoración de 7,68 puntos en un proceso de evaluación en el que han participado cerca de 390.000 consumidores, superando la media del sector.



Axpo Iberia obtiene el ‘Premio Cinco Estrellas 2026’ en la categoría de soluciones energéticas para empresas.

premio cinco estrellas 2026

axpo iberia

soluciones energéticas para empresas

energía para empresas

<https://energetica21.com/noticia/axpo-iberia-obtiene-premio-cinco-estrellas-2026-categoria-soluciones-energet...>

Energética 21

Viernes, 16 enero 2026

La comercializadora **Axpo Iberia** se ha alzado con el galardón ‘**Premio Cinco Estrellas 2026**’ dentro de la categoría de "Soluciones de energía para empresas". Este distintivo reconoce a las marcas mejor valoradas por los usuarios tras un proceso de análisis de mercado basado en la experiencia real de consumo.

Según los resultados del certamen, la energética ha logrado una puntuación final de **7,68**, una cifra que la sitúa por encima de otras grandes compañías del ámbito energético nacional. La edición actual de los premios ha evaluado un total de 258 marcas distribuidas en 54 categorías, contando con la participación de **388.895 consumidores** en todo el territorio español.

El sistema de adjudicación de los galardones se fundamenta en una metodología que examina variables determinantes en la decisión de compra. Entre los criterios analizados destacan el grado de satisfacción general, la tasa de recomendación, la relación calidad-precio, la confianza en la marca y la innovación. Para garantizar la solidez estadística, cada categoría ha sido sometida al juicio de más de 4.000 consumidores.

Noticia sugerida:

Axpo completa la construcción de su complejo solar de 200 MWp en León

El proyecto Vilecha reúne cuatro plantas fotovoltaicas y aplica medidas de biodiversidad, economía circular y empleo local en su desarrollo.

Tras conocerse el fallo, **Ignacio Soneira**, CEO de Axpo Iberia, ha calificado el reconocimiento como un respaldo a la estrategia comercial de la firma. "Este galardón refuerza nuestro compromiso por trabajar junto a nuestros clientes en soluciones energéticas personalizadas que aporten valor añadido e importantes ahorros a las empresas", ha señalado el directivo. Soneira ha subrayado además el valor de la confianza del usuario en un contexto de mercado caracterizado por una "enorme competencia y exigencia".

La compañía, matriz del grupo suizo **Axpo**, centra su actividad en la producción de energía y la comercialización de soluciones solares y eólicas, operando actualmente en más de 30 países con una plantilla global de 7.500 profesionales.

Bruselas da luz verde a la alianza de Repsol con Stonepeak para la generación de energía solar en EEUU

- La CE ha aprobado el acuerdo alcanzado por Repsol en EEUU con Stonepeak para la venta de una participación del 43,8% en su proyecto Outpost.



Planta fotovoltaica desplegada por Repsol en Estados Unidos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/bruselas-da-luz-verde-a-la-alianza-de-repsol-con-stonepeak-para-la-genera...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Ningún comentario

La Comisión Europea ha aprobado el acuerdo alcanzado por Repsol en Estados Unidos con el fondo de infraestructuras Stonepeak para la venta de una participación del 43,8% en su proyecto de generación de energía solar 'Outpost', tras concluir que la operación no tendrá un impacto negativo en el espacio económico europeo.

La 'joint venture' entre Repsol Renewables y Stonepeak "no planteará problemas de competencia", según el análisis de los servicios comunitarios, dado el impacto "limitado" que tendrá el acuerdo en el mercado comunitario.

El expediente, que le fue notificado a Bruselas el pasado 12 de diciembre, ha sido examinado bajo el procedimiento simplificado que se aplica a los casos menos problemáticos.

Renewables y Stonepeak

Según informó la compañía en el momento del acuerdo, la **transacción** implica una valoración del activo de unos 775 millones de dólares (675 millones de euros), incluyendo los ingresos por equidad fiscal obtenidos mediante la monetización de los créditos fiscales a la producción (PTC, en sus siglas en inglés) recibidos por el proyecto.

El redactor recomienda

- **El Gobierno quiere que Repsol “sea parte de la solución” en Venezuela**
- **Repsol cae más de un 6% tras la primera venta de petróleo venezolano por parte de EEUU**
- **Brufau y el ministro de Economía de Portugal visitan el complejo industrial de Repsol en Sines**

'Outpost' comenzó su explotación comercial en agosto del pasado año y se beneficia de un **acuerdo de compra de energía a largo plazo** (PPA, por sus siglas en inglés), lo que refuerza su atractivo para los inversores.

Entrevista a Gonzalo Ubieto Udina, director de ventas y marketing (Ampere Energy)

- Gonzalo Ubieto (Ampere Energy) anuncia que la compañía actuará también como comercializadora para cerrar el ciclo energético y apuesta por el modelo 'Battery as a Service'.



Gonzalo Ubieto Udina (Director de Ventas y Marketing en Ampere Energy)

almacenamiento inteligente

industria

gestión inteligente

almacenamiento

resiliencia

autoconsumo

sector servicios

<https://energetica21.com/entrevistas/gonzalo-ubieto-udina-ampere-energy-apagon-acelero-transicion-muchas-...>

Energética 21

Viernes, 16 enero 2026

"El apagón aceleró la transición: muchas empresas comprendieron que la fotovoltaica no evita paradas sin almacenamiento"

Gonzalo Ubieto (Ampere Energy) anuncia que la compañía actuará también como comercializadora para cerrar el ciclo energético y apuesta por el modelo 'Battery as a Service'.

Esta entrevista forma parte del especial 'Balance de 2025 y perspectivas para 2026 en el sector energético', publicado en el número 252 de la Revista Energética. En la sección 'Almacenamiento', Gonzalo Ubieto (Ampere Energy) analiza cómo la industria ha pasado de buscar solo autoconsumo a priorizar la continuidad operativa y la resiliencia. Asimismo, vaticina que 2026 será el año definitivo del almacenamiento gracias a la llegada del mercado cuartohorario y los nuevos esquemas de flexibilidad.

En líneas generales, ¿cómo valora el año para el sector? ¿Ha supuesto el apagón del pasado 28 de abril un incremento de la demanda de sistemas de almacenamiento?

2025 ha sido un punto de inflexión. La industria ya no solo habla de autoconsumo, sino de continuidad operativa, gestión inteligente y resiliencia. El apagón del 28 de abril aceleró esta transición: muchas empresas comprendieron que la fotovoltaica no evita paradas y que solo el

almacenamiento puede cubrir microcortes y garantizar procesos críticos. Desde ese episodio hemos visto un aumento claro de consultas y proyectos, especialmente en sectores con consumo continuo. También se ha consolidado un interés más técnico: ingenierías, comercializadoras y prescriptores buscan soluciones que no solo “almacenen”, sino que operen de forma inteligente para maximizar ahorro y estabilidad.

¿Qué aplicaciones han liderado la instalación de soluciones de almacenamiento durante este año?

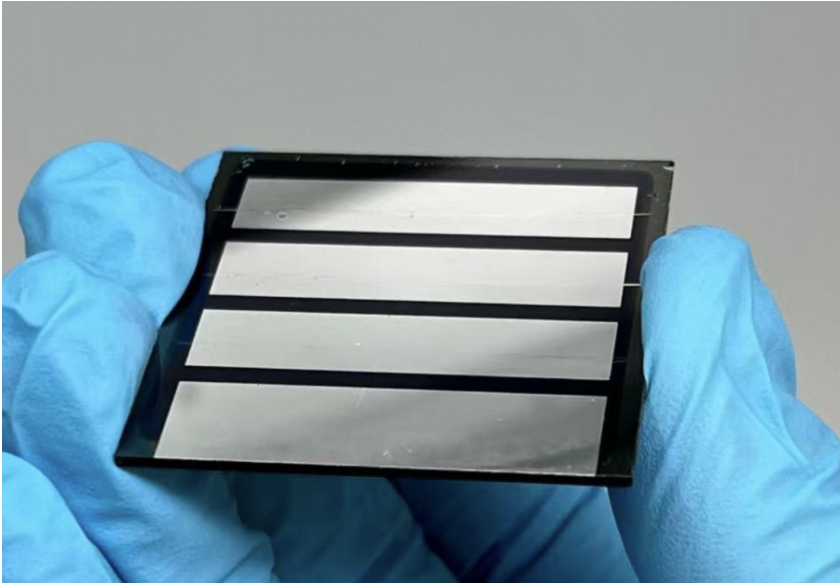
Durante este año, las aplicaciones que más han impulsado la instalación de sistemas de almacenamiento han sido las orientadas al sector industrial y al sector servicios fundamentalmente. Las empresas buscan optimizar sus consumos, reducir picos de potencia y ganar estabilidad ante posibles incidencias en la red, lo que ha acelerado la adopción de este tipo de soluciones. También han avanzado con fuerza las comunidades energéticas, donde la gestión inteligente permite maximizar el autoconsumo colectivo y equilibrar la energía entre los usuarios. En ambos casos, el almacenamiento, y más concretamente el almacenamiento inteligente, se ha consolidado como una herramienta clave para mejorar eficiencia, resiliencia y control del consumo.

Muchos coinciden en que 2026 será el año del almacenamiento. ¿Cómo espera que evolucione el sector y dónde ve las oportunidades de negocio para su empresa?

Coincidimos plenamente: 2026 será el año del almacenamiento. Convergerán la entrada del mercado cuartohorario, una mayor volatilidad, nuevos esquemas de flexibilidad y previsiblemente programas de apoyo similares a los Next Generation. Las mayores oportunidades estarán en la industria, movilidad eléctrica y comunidades energéticas, donde el tándem hardware + software inteligente marcará la diferencia. Para Ampere Energy, el foco está en soluciones escalables como el Buffer PRO, el crecimiento de Ampere Communities y el modelo Battery as a Service, BaaS. En relación a este último, Ampere Energy aporta la batería y se encarga de su gestión, compartiendo los ahorros generados y garantizando transparencia y retorno inmediato para el cliente. Además, en nuestro caso, como nueva comercializadora que somos, a partir de ahora podremos acompañar al cliente en todo el ciclo energético, garantizando rentabilidad a largo plazo.

La perovskita, cada vez más cerca de ser una realidad y revolucionar la energía solar

- Los científicos han descubierto una forma de fabricar células solares de perovskita no sólo muy eficientes sino también notablemente estables, abordando así uno de los principales desafíos que impiden el uso generalizado de esta tecnología.



La perovskita, cada vez más cerca de ser una realidad y revolucionar la energía solar

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-perovskita-cada-vez-mas-cerca-de-ser-una-realidad-y-revolucionar-la-en...>

Ramón Roca

Sábado, 17 enero 2026

Los científicos han descubierto una forma de fabricar células solares de perovskita no sólo muy eficientes sino también notablemente estables, abordando así uno de los principales desafíos que impiden el uso generalizado de esta tecnología.

La **perovskita** se ha considerado durante mucho tiempo un elemento revolucionario para la próxima generación de energía solar. Sin embargo, aún se necesitan avances en el diseño de materiales para aumentar la eficiencia y la durabilidad de los **paneles solares** que convierten la luz solar en electricidad.

Dirigido por el profesor Thomas Anthopoulos, de la **Universidad de Manchester**, el equipo de investigación logró esto mediante el perfeccionamiento de las moléculas que recubren las superficies de la perovskita. Utilizaron pequeñas moléculas especialmente diseñadas, conocidas como **ligandos de amidinio**, que actúan como un "pegamento" molecular para mantener unida la estructura de la perovskita.

"Esto podría superar uno de los últimos grandes obstáculos que enfrenta la tecnología de células solares de perovskita y garantizar que dure lo suficiente para su implementación a gran escala",

asegura Thomas Anthopoulos, profesor de Optoelectrónica Emergente en la Universidad de Manchester.

Ligando de Amidinio

El estudio, publicado en la revista *Science*, se centra en comprender cómo la estructura química del ligando de amidinio controla la formación de la fase de perovskita de baja dimensión encima de la perovskita tridimensional convencional.

Estas capas altamente ordenadas forman una capa protectora suave y estable que evita que se formen pequeños defectos, permitiendo que las cargas eléctricas fluyan de manera más eficiente y evitando que los dispositivos se degraden con el calor o la luz.

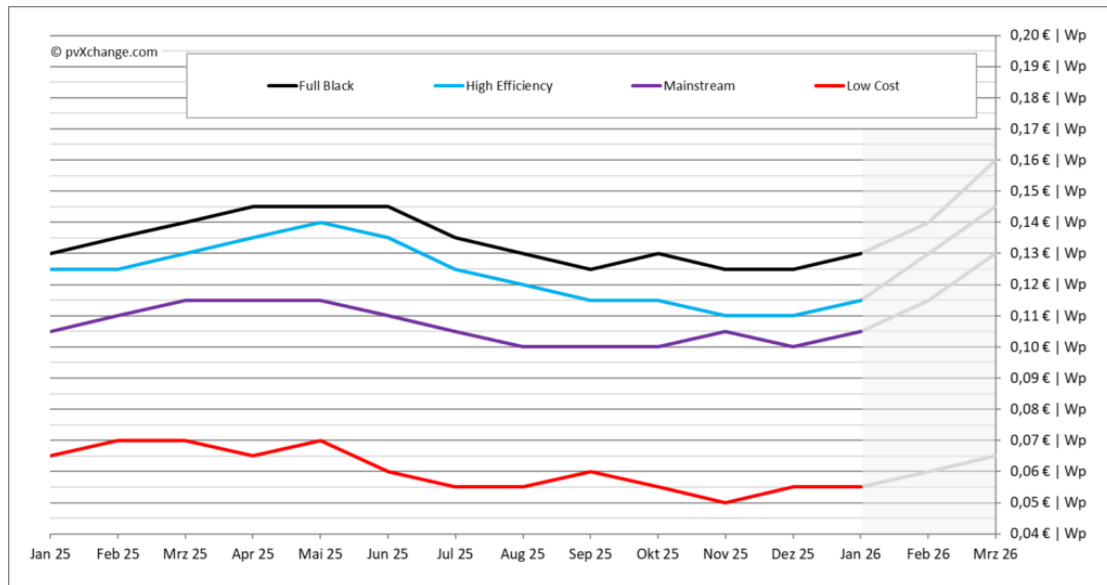
Utilizando este enfoque, el equipo desarrolló células solares con una eficiencia de conversión de energía del 25,4%, manteniendo al mismo tiempo más del 95% de rendimiento después de 1.100 horas de funcionamiento continuo a 85 °C bajo plena luz del sol.

El profesor Anthopoulos afirma que "las células solares de perovskita se consideran una alternativa más económica, ligera y flexible a los paneles de silicio tradicionales, pero han enfrentado desafíos en cuanto a su estabilidad a largo plazo. Se sabe que los materiales de perovskita de vanguardia actuales son inestables al calor o la luz, lo que acelera su degradación. Los ligandos de amidinio que hemos desarrollado y los nuevos conocimientos adquiridos permiten el crecimiento controlado de capas de perovskita estables y de alta calidad".

Se trata de la más esperada revolución solar en cuanto a materiales se refiere. El silicio en sus múltiples formas ha ido mejorándose a lo largo de los últimos años, pero la perovskita promete ser el gran cambio tecnológico de los próximos años.

Lo que nos depara el 2026 en mercado fotovoltaico europeo: posibles cambios radicales a la vista

- Según el autor, en el ámbito de los proyectos hay que aceptar subidas de precios de hasta el 20 %, mientras que en el ámbito de la distribución y en las tiendas web, los precios de los módulos ya se han revisado al alza en algunos casos hasta un 30 % en los últimos días.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/16/lo-que-nos-depara-el-2026-en-mercado-fotovoltaico-europeo-possible...>

Viernes, 16 enero 2026

Según el autor, en el ámbito de los proyectos hay que aceptar subidas de precios de hasta el 20 %, mientras que en el ámbito de la distribución y en las tiendas web, los precios de los módulos ya se han revisado al alza en algunos casos hasta un 30 % en los últimos días.

MARTIN SCHACHINGER, PVXCHANGE.COM

Me gustaría comenzar el nuevo año solar con una pequeña perspectiva. Por adelantado, cabe decir que ya es un año de cambios radicales y que esta tendencia se intensificará aún más.

El año pasado terminó de forma relativamente tranquila y aburrida, especialmente en lo que respecta a la evolución de los precios de los módulos: durante meses apenas se observó ningún movimiento. Además, debido a la situación especial de las fiestas de diciembre, el sector se despidió pronto para disfrutar de las vacaciones navideñas. En consecuencia, se pudo disfrutar de un agradable periodo de descanso, relajarse, reflexionar sobre el pasado y hacer planes para el futuro.

Sin embargo, esta agradable tranquilidad ha llegado definitivamente a su fin en los primeros días del nuevo año. Según diversas previsiones, aún generales, el año 2026 traerá consigo una mezcla de cambios, oportunidades y retos. Para China y toda Asia, astrológicamente es el año del caballo de fuego, que representa la independencia, el dinamismo, la energía y un fuerte impulso de cambio, y que solo se da cada 60 años. Pues bien, el Caballo de Fuego ha irrumpido con fuerza en nuestra

hasta ahora tranquila vida cotidiana. No solo por las inclemencias del tiempo, sino también por los fuertes trastornos geopolíticos que hemos vivido en los pocos días del nuevo año. Parece que no queda piedra sobre piedra, que el mundo necesita un nuevo orden.

En regiones muy diferentes del planeta resuena el grito de cambio, por desgracia rara vez de naturaleza pacífica, a menudo con violencia: energía, fuego, cambio. Los cambios en el mercado solar también prometen ser enormes, aunque, por supuesto, su dramatismo no es en absoluto comparable con la situación en las regiones en crisis. En principio, casi todo el mundo esperaba un ajuste al alza en los precios de los módulos, aunque no estaba claro cuándo se produciría. Sin embargo, una vez más, nadie contaba con la intensidad de los ajustes.

En China se ha desvelado el secreto: la anunciada supresión de los descuentos a la exportación entrará en vigor el 1 de abril de este año. Pero lo que en un principio parecía una suave brisa en un futuro no muy lejano, parece estar convirtiéndose más rápido de lo esperado en un auténtico tsunami. Por este motivo, he ampliado el gráfico que figura a continuación con una previsión de dos meses. Si solo se tiene en cuenta la evolución media de los precios de todas las clases tecnológicas en enero, con un aumento de precios de entre el 0 y el 5 % como máximo, todo parece seguir su curso normal. Sin embargo, si se mira hacia el futuro próximo y se escuchan los anuncios de varios fabricantes, se obtiene una imagen muy diferente.

Actualmente, muchos distribuidores informan a sus clientes por correo electrónico, redes sociales o personalmente de que los precios subirán a partir de principios de abril y que deben abastecerse en función de su cartera de proyectos. Sin embargo, cuando los clientes intentan asegurarse el suministro de mercancías para el segundo trimestre, suelen encontrarse con precios considerablemente más elevados. Estos precios no guardan proporción con el 9 % que se justificaría por los ajustes en China. Más bien, en el ámbito de los proyectos hay que aceptar subidas de precios de hasta el 20 %, mientras que en el ámbito de la distribución y en las tiendas web, los precios de los módulos ya se han revisado al alza en algunos casos hasta un 30 % en los últimos días.

¿De dónde viene ahora este repentino aumento de los precios, cuando el incremento real de los costes en la producción debería ser mucho menor? Si se pregunta al fabricante asiático, este se refiere, naturalmente, a la supresión de la desgravación fiscal a la exportación, así como al aumento de los precios de los productos preliminares, desde los lingotes de silicio hasta las pastas de plata, las células, el vidrio y el aluminio para los marcos de los módulos. Pero, ¿justifica esto un aumento de precios del 20 al 30 %? Difícilmente. ¿Es sostenible? Difícilmente.

Actualmente, la producción en China funciona a toda marcha: se intenta fabricar hasta marzo tanta mercancía como puedan producir las líneas de producción. Hasta finales de marzo, el lema es: ¡hay que venderlo todo! Para entonces, se debe enviar por mar o tener ya en los países de destino tanta mercancía como sea posible, a fin de poder aprovechar como margen el aumento de impuestos que ya se ha incluido en los precios. Probablemente, las líneas se reducirán en abril para ahorrar más costes. Al parecer, muchos productores están tratando de aprovechar el encarecimiento anunciado por el Estado y la supuesta aceptación asociada al mismo, cumpliendo las expectativas ya existentes, como una oportunidad para entrar en la zona de beneficios y compensar las enormes pérdidas financieras sufridas durante la fase de precios bajos de los últimos años. Esta tendencia a

compensar en exceso los acontecimientos que afectan al precio de los módulos ya la hemos observado con frecuencia en los últimos años. Sin embargo, a menudo los precios no pueden mantenerse en el nivel excesivo debido a la menor demanda que se produce automáticamente y deben corregirse a la baja en poco tiempo.

Como suele ocurrir, el cálculo se hace sin tener en cuenta a los clientes y compradores potenciales de los productos encarecidos. Al menos en Europa, nos encontramos en un mercado en el que las cifras de construcción de pequeñas instalaciones están disminuyendo y los desarrolladores de proyectos y los instaladores tienen que ocuparse cada vez más de instalaciones comerciales y al aire libre más grandes. También en 2026 hay muchos indicios de que esta tendencia continuará. Sin embargo, este tipo de proyectos son muy sensibles al precio, por lo que un aumento del precio en la cuantía mencionada anteriormente podría echar por tierra muchos planes debido a la pérdida de rentabilidad.

Para no estrangular el mercado fotovoltaico en los primeros meses, los aumentos de precios deben realizarse con cautela. Al mismo tiempo, la reducción de la burocracia, exigida y citada desde hace años, debe finalmente cobrar impulso, para que los retrasos en las concesiones de red y todas las demás autorizaciones y certificados necesarios no se conviertan en el fin de cualquier proyecto de construcción.

Sobre el autor:

Martin Schachinger es ingeniero eléctrico de formación y lleva más de 30 años trabajando en el sector de la energía fotovoltaica y las energías renovables. En 2004 se estableció por cuenta propia y fundó la plataforma comercial online de renombre internacional [pvXchange.com](#), a través de la cual mayoristas, instaladores y empresas de servicios pueden adquirir, además de todos los componentes para nuevas instalaciones, módulos solares e inversores que ya no se fabrican, pero que son urgentemente necesarios para la reparación de instalaciones fotovoltaicas defectuosas.

The views and opinions expressed in this article are the author's own, and do not necessarily reflect those held by **pv magazine** .

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Los hogares australianos incorporan cantidades récord de energía solar en tejados, mientras las instalaciones de...

- En el mes de diciembre se añadieron 28.800 sistemas solares en tejados, lo que se traduce en una capacidad mensual récord de 328 megavatios.



Los hogares australianos incorporan cantidades récord de energía solar en tejados, mientras las instalaciones de baterías domésticas superan los 4,3 GWh en 2025

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-hogares-australianos-incorporan-cantidades-record-de-energia-solar-en...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

En el mes de diciembre se añadieron 28.800 sistemas solares en tejados, lo que se traduce en una capacidad mensual récord de 328 megavatios

Los hogares y las pequeñas empresas australianas instalaron cantidades récord de capacidad solar en tejados durante diciembre, al mismo tiempo que continuó el auge de las baterías domésticas, con 4,3 gigavatios hora (GWh) de capacidad de almacenamiento añadidos en 2025.

Datos de **Green Energy Markets (GEM)**, que recoge el portal de energía australiano *Renew Economy*, muestran que en el mes de diciembre se añadieron 28.800 sistemas solares en tejados, lo que se traduce en una capacidad mensual récord de 328 megavatios (MW), superando el anterior máximo mensual de 318 MW registrado en noviembre de 2023.

Según GEM, el mercado estuvo muy activo tanto para sistemas residenciales como comerciales de escala pequeña, aunque el total anual alcanzó solo 2,82 GW, un 10% menos que el año anterior.

El mercado de baterías domésticas siguió prosperando gracias al reembolso federal del programa *Cheaper Home Batteries* y a algunos esquemas estatales de apoyo, con 42.000 nuevos sistemas registrados en el mes de diciembre, que representan una capacidad total de 1,2 GWh.

Esto eleva el total instalado durante el año calendario 2025 a 184.000 sistemas, o una capacidad nominal total de 4,3 GWh. Para ponerlo en perspectiva, las instalaciones de baterías a escala de red en Australia totalizaron 3.116 MW y 6.415 MWh en los 12 meses hasta el 30 de junio del año pasado.

GEM espera que el auge de las baterías domésticas continúe al menos a corto plazo, dado que los cambios propuestos en el diseño de los reembolsos para baterías no entrarán en vigor hasta el 1 de mayo.

Reducción progresiva del reembolso

“El reembolso se reducirá progresivamente según el tamaño de la batería, lo que significa que las baterías domésticas típicas más pequeñas conservarán una mayor proporción del incentivo, mientras que los sistemas más grandes verán reducido el subsidio por unidad”, señala.

“Estos cambios sugieren un menor beneficio efectivo de los STC por instalación de batería con el tiempo, lo que podría adelantar parte de la demanda a principios de 2026”.

GEM afirma que el auge de las baterías se ha traducido en otro aumento del tamaño promedio de los sistemas solares en tejados, que ahora alcanza los 9,64 kW, ya que los hogares se centran en el autoconsumo y buscan más capacidad solar para cargar sus grandes baterías.

Según el informe, este es el mayor aumento en el tamaño de los sistemas solares en tejados en más de una década, concretamente desde 2013, cuando se eliminó un multiplicador que incentivaba los sistemas pequeños de menos de 1,5 kW.

“Las bandas de menor y mayor capacidad (<5 kW y >14 kW) registraron un mayor número de sistemas anuales en comparación con el año pasado”, señala el informe. “Todos los rangos intermedios (<5 kW – <14 kW) experimentaron una disminución en el número anual de sistemas”.

PVH demuestra que el uso de acero de bajas emisiones puede reducir hasta un 65% la huella de carbono de los proyectos solares

elperiodicodelaenergia.com/pvh-demuestra-que-el-uso-de-acero-de-bajas-emisiones-puede-reducir-hasta-un-65-la-huella-de-carbono-de-los-proyectos-solares

January 15, 2026



PV Hardware (PVH) ha presentado un caso de estudio que pone el foco en uno de los principales retos pendientes de la transición energética: la huella de carbono asociada a la construcción de las infraestructuras renovables. El análisis demuestra que el uso de acero de bajas emisiones certificadas en los seguidores solares puede lograr reducciones potenciales de hasta un 65% en las emisiones asociadas a estas estructuras.

El estudio presentado por PVH se ha desarrollado a partir de pruebas realizadas con acero de bajas emisiones en seguidores solares **AxoneDuo Infinity**, y confirma que es posible reducir de forma significativa las emisiones asociadas a la cadena de suministro de los proyectos solares, sin afectar a parámetros críticos como la integridad estructural, la fiabilidad operativa ni la viabilidad técnica de las instalaciones.

El caso de estudio parte de un dato clave para el sector fotovoltaico: el acero representa más del 98% del peso total de un seguidor solar, lo que lo convierte en el principal responsable de las emisiones generadas durante su fabricación y suministro. Además, la industria siderúrgica continúa siendo uno de los mayores emisores globales de CO2.

Tradicionalmente, los esfuerzos de descarbonización del sector solar se han centrado principalmente en la producción de energía limpia. Sin embargo, la fabricación de los componentes estructurales —especialmente el acero— se perfila como uno de los ámbitos con mayor margen de mejora, dada su contribución al impacto ambiental de los proyectos.

Un avance con implicación directa para promotores, inversores y reguladores

Los seguidores solares son un elemento clave para maximizar la producción energética en plantas fotovoltaicas a gran escala. El caso de estudio muestra que la integración de acero de menor huella de carbono en estas estructuras permite a promotores, inversores y reguladores actuar sobre la huella ambiental del proyecto desde la fase de construcción, uno de los momentos con mayor peso en las emisiones totales asociadas a la infraestructura. Esto, a su vez, permite que IPPs e inversores refuercen la competitividad y sostenibilidad de sus proyectos, mejorando el acceso a financiación sostenible.

El análisis evidencia que esta reducción del carbono incorporado puede lograrse sin comprometer los estándares técnicos, estructurales ni de calidad exigidos en proyectos utility scale, lo que permite avanzar en objetivos de sostenibilidad desde el diseño y la selección de materiales, y no únicamente durante la fase de operación de la planta.

Un análisis liderado desde la ingeniería y la cadena de suministro

El caso de estudio se apoya en el trabajo de PVH con una red internacional de proveedores homologados, capaces de suministrar acero producido mediante tecnologías de menor huella de carbono, manteniendo los estándares requeridos para proyectos solares a gran escala.

“La evolución del sector solar pasa por seguir mejorando el impacto ambiental de los proyectos en todas sus fases”, señala Eduardo Chillaron, director técnico de PVH. “La experiencia demuestra que la innovación en diseño y una gestión cada vez más avanzada de la cadena de suministro permiten reducir de forma significativa la huella de carbono de las infraestructuras solares desde su concepción, manteniendo los más altos estándares técnicos”.

El estudio refuerza la idea de que las decisiones técnicas adoptadas en las primeras fases del proyecto pueden tener un impacto determinante en la huella ambiental y en la resiliencia a largo plazo de las infraestructuras energéticas.

Seiasa adjudica un proyecto fotovoltaico de 344 kW para una comunidad de regantes de Valencia

- Seiasa ha adjudicado a Elecnor el proyecto de optimización energética de una captación subterránea, alimentada mediante solar, para la Comunidad de Regantes El Palmeral (Valencia), por un importe de 1,54 millones de euros.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/16/seiasa-adjudica-un-proyecto-fotovoltaico-de-344-kw-para-una-comun...>

Viernes, 16 enero 2026

Seiasa ha adjudicado a Elecnor el proyecto de optimización energética de una captación subterránea, alimentada mediante solar, para la Comunidad de Regantes El Palmeral (Valencia), por un importe de 1,54 millones de euros.

Jose Pedrosa

La Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias, Seiasa, ha adjudicado a Elecnor el proyecto de optimización energética en una captación subterránea alimentada mediante instalación solar fotovoltaica para la Comunidad de Regantes El Palmeral (Valencia).

La compañía, especializada en el desarrollo y construcción de proyectos y servicios, resultó ganadora del concurso entre las seis empresas que se presentaron. El valor estimado del contrato asciende a 1.538.345 euros y el plazo de ejecución de las obras es de seis meses.

El proyecto consiste en la ejecución de una nueva captación subterránea en el emplazamiento de Chaparro, en el término municipal de Pedralba. Las actuaciones incluyen la perforación y el equipamiento hidráulico, eléctrico y de automatismos para el pozo, que cuenta con una potencia de motor de 215 kW. El consumo anual esperado en corriente alterna para cada captación es de 440.902 kW.

Para mejorar la eficiencia energética de las instalaciones de bombeo, se ha proyectado una instalación fotovoltaica que alimentará el nuevo pozo. Se trata de un sistema de autoconsumo sin excedentes, por lo que contará con un sistema antivertido.

El sistema solar tendrá una potencia de 344,52 kWp y estará compuesto por 594 módulos, distribuidos en strings de 18 módulos en serie, con una potencia de 580 Wp por módulo y 10,44 kWp por string. Estos strings se conectarán a tres inversores de red de 100 kW, cada uno equipado con los elementos necesarios para la monitorización del generador fotovoltaico. Cada inversor agrupa 11 strings.

Desde cada inversor partirán las líneas en corriente alterna hasta el cuadro principal, situado en el interior de la nave existente. La nueva instalación deberá ser compatible, a nivel de control, con la instalación ya existente.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura metálica aporticada, orientada al sur, con una inclinación fija de 25 grados y los módulos en posición vertical. La superficie total de la planta será de 5.620 m².

El contrato está financiado con fondos de la Unión Europea asociados al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Tesla ofrece un nuevo módulo fotovoltaico all-black para aplicaciones residenciales

- El lanzamiento del nuevo producto sugiere que Tesla podría renovar su enfoque en la energía solar residencial y ampliar las opciones de alquiler en EE. UU. con Powerwall.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/16/tesla-ofrece-un-nuevo-modulo-fotovoltaico-all-black-para-aplicacione...>

Emiliano Bellini y Pilar Sánchez Molina

Viernes, 16 enero 2026

El lanzamiento del nuevo producto sugiere que Tesla podría renovar su enfoque en la energía solar residencial y ampliar las opciones de alquiler en EE. UU. con Powerwall.

Emiliano Bellini y Pilar Sánchez Molina

Tesla ha presentado un nuevo módulo fotovoltaico all-black para uso residencial. «El panel solar de Tesla combina una estética elegante y conexiones eléctricas ocultas con una ingeniería de alta potencia, superando los estándares de rendimiento y calidad de la industria», afirma Tesla. «Con nuestro diseño de marco patentado, el módulo all-black se integra a la perfección con el soporte para paneles de Tesla, lo que le da un aspecto minimalista, sin rieles ni abrazaderas expuestos».

Los módulos están disponibles en dos versiones, con potencias de 415 W y 420 W. Ambos miden 1805 mm x 1135 mm x 40 mm y pesan 22,3 kg. Tesla no ha informado acerca de la eficiencia de conversión de energía del módulo ni el tipo de células solares utilizadas. En las especificaciones técnicas de sus módulos T420S, T425S y T430S, de media célula, la eficiencia rondaba entre 19,3 y 19,8%.

Algunos medios de comunicación que se han hecho eco de la noticia sugieren que los módulos se fabrican en las instalaciones de Tesla en Buffalo, aunque la empresa no lo ha confirmado.

Los paneles cuentan con un marco de aleación de aluminio anodizado negro y una lámina posterior negra. Vienen con una garantía de producto de 25 años y una garantía de rendimiento de 25 años («la

capacidad de producción de energía será, como mínimo, del 98,0 % de la potencia máxima nominal 1 año después de la instalación. A partir de entonces, la capacidad de producción de energía disminuirá en no más de un 0,45 % anual durante los siguiente 25 años), y están certificados según las normas EC / UL 61730-1, CEC Listed, IEC / UL 61730-2 e IEC 61215.

El lanzamiento podría indicar un renovado interés por el negocio solar residencial de Tesla. Según los últimos resultados financieros de la empresa, las ventas de sus sistemas de energía solar alcanzaron los 4,6 millones de dólares en el tercer trimestre de 2025.

«Recientemente hemos lanzado una nueva oferta de arrendamiento en Estados Unidos para energía solar + Powerwall que ofrece a los clientes costes energéticos predecibles, pagos mensuales más bajos en comparación con los préstamos, una garantía de disponibilidad del sistema durante todo el periodo de arrendamiento y una opción de compra al cabo de cinco años», afirmó Tesla en su informe financiero. «Creemos que esta nueva oferta de arrendamiento contribuirá a impulsar la demanda incremental de nuestros productos energéticos residenciales».

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Vitoria licita un proyecto fotovoltaico de 200 kW en el complejo de Ibaiondo

- El contrato cuenta con un valor estimado de 494.633 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 11 de febrero y el plazo de duración será de 57 meses.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/16/vitoria-licita-un-proyecto-fotovoltaico-de-200-kw-en-el-complejo-de-i...>

Viernes, 16 enero 2026

El contrato cuenta con un valor estimado de 494.633 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 11 de febrero y el plazo de duración será de 57 meses.

Jose Pedrosa

Planta fotovoltaica de autoconsumo

Imagen: Unsplash / Remco Guijs

Euskal Trenbide Sarea–Comisión Delegada en Materia de Contratación de ETS ha convocado una licitación para la ampliación de la instalación solar fotovoltaica en el complejo de Ibaiondo (Vitoria), en modalidad de autoconsumo sin excedentes.

El contrato cuenta con un valor estimado de 494.633 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 11 de febrero y el plazo de duración será de 57 meses.

Los nuevos paneles fotovoltaicos se distribuirán sobre las distintas cubiertas inclinadas disponibles, tratando de optimizar la superficie existente. Para ello, se desarrollará una estructura soporte adaptada a las dimensiones actuales.

El generador fotovoltaico de la ampliación estará constituido por un total de 456 módulos fotovoltaicos de 500 Wp, lo que supone una potencia pico total de 228 kWp. Esta potencia, sumada a

la instalación existente de 240 módulos, dará lugar a un total de 696 módulos fotovoltaicos y a una potencia total en cubierta de 349,2 kWp.

La potencia nominal de los inversores de la ampliación estará constituida por dos inversores de 100 kW, con el fin de sectorizar la instalación en caso de fallo de alguno de ellos. Los inversores estarán ubicados en el cuarto correspondiente, situado en la entreplanta bajo cubierta, tal y como se indica en el plano del proyecto.

La instalación existente cuenta con un inversor de 100 kW, por lo que la instalación completa tendrá una potencia nominal total de 300 kW, distribuida en tres inversores de 100 kW cada uno.

Este proyecto no está financiado con fondos de la Unión Europea.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content



Acciona invertirá 224 millones para desarrollar 281 MW en Filipinas

En noviembre ganó en subasta dos proyectos renovables en el país

Sergio Guinaldo MADRID.

Acciona Energía invertirá 260 millones de dólares (224 millones de euros al cambio) para desarrollar los dos proyectos renovables que se adjudicó en Filipinas en el último trimestre, de 281 megavatios (MW) de potencia combinada. Se trata, como ya difundió la compañía, del parque eólico Kalayaan 2, en Laguna, de 101 MW, y de la planta solar Daanbantayan, en Cebú, de 180 MW pico, ambos ya en fase de construcción.

Ambas adjudicaciones se produjeron a través de la cuarta ronda del Programa de Subastas de Energía Verde (GEAP) del Departamento de Energía del país,

Los dos proyectos adjudicados ya han comenzado su fase de construcción

y proporcionan una garantía a largo plazo para la energía que producirán estos proyectos.

Cartera en aumento

Además de estos dos proyectos, la pata energética de Acciona posee una cartera de más de 2 gigavatios (GW) en desarrollo en el país. Una cartera que podría incrementarse con hasta 3,3 GW más si logra adjudicarse proyectos de eólica marina que saldrán a subasta previsiblemente en el primer semestre del año, según pudo conocer este diario.

Además de los posibles proyectos *offshore*, Acciona Energía se hizo con el 80% de su socio empresarial Freya, adicionando a su portfolio 880 MW en el país.



Masdar se expande en renovables pero rechaza invertir en Sudamérica

La emiratí ha firmado sus primeros acuerdos en Angola y Malasia

Sergio Guinaldo MADRID.

En las últimas semanas Masdar ha ampliado su radar de operaciones en países en los que hasta ahora no tenía presencia, como Angola o Malasia. Según sus últimos comunicados, la compañía de energía renovable de los Emiratos Árabes Uni-

dos (EAU) firmó un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo (PPA) para el proyecto solar fotovoltaico 'Quipungo' de 150 megavatios (MW) en Angola. El acuerdo sobre 'Quipungo', a su vez, sienta las bases para el desarrollo del proyecto Royal Sable, compuesto por tres plantas solares que suman 500 MW de potencia. Del mismo modo, la emiratí anunció a finales de diciembre otro PPA en Malasia para un proyecto solar fotovoltaico flotante de 200 MW en la presa Chereh valora-

do en 208 millones de dólares (179 millones de euros al cambio).

Sin embargo, la empresa descarta por el momento invertir en países sudamericanos, donde, según confesó su director financiero a la agencia Efe, no han encontrado "ninguna oportunidad tangible o considerable" para desarrollar su estrategia de inversión.

De cara al año 2030, el gigante energético prevé movilizar entre 30.000 y 35.000 millones de dólares en capital y financiación de pro-

yectos para 2030, con el objetivo de llegar a una cartera de 100 gigavatios (GW).

España, centro de expansión

Actualmente, su cartera se compone de 65 GW (de los que 45 GW ya están operativos). Dentro de esta hoja de ruta, España figura como uno de sus principales centros de expansión. Para ello, la compañía adquirió en 2024 la empresa española Saeta Yield a Brookfields por un valor empresarial de 1.200 mi-

llones de euros. Desde entonces, Saeta ha cerrado un acuerdo de inversión para la construcción y puesta en marcha de 234 MW solares en Valencia, con una posible hibridación mediante otros 259 MW de baterías. Como últimos avances, Saeta está impulsando nuevos parques eólicos en Cantabria que sumarían 166 MW. No obstante, su tramitación enfrenta una fuerte oposición local, con un parlamento cántabro mayoritariamente contrario a los desarrollos eólicos.



FRV planea crecer en Chile con una planta solar híbrida con baterías de 543 MW

La compañía pide ampliar la capacidad de un proyecto en trámites desde antes de 2020

Sergio Guinaldo MADRID.

Fotowatio Renewable Ventures (FRV) pretende construir en Chile una gran planta fotovoltaica híbrida con baterías que, en total, sumaría entre ambas tecnologías una potencia de 543 megavatios (MW). En desglose, el proyecto 'Punta del viento' tendría 243 MW solares y otros 300 de baterías.

Así se desprende de una consulta de pertinencia que el desarrollador energético ha notificado al Servicio de Evaluación Ambiental del país, en la que pregunta a la Administración Chilena acerca de la posibilidad de ampliar la capacidad de un proyecto que ya fue aprobado en 2020 en la comuna de La Higuera, provincia del Elqui, en la región de Coquimbo. Hace ya seis años, la compañía obtuvo el visto bueno para que la planta contase con 145 MW fotovoltaicos. Más tarde, en 2022, realizó una nueva consulta sobre la posibilidad, con resultado favorable, de incorporar al proyecto 300 MW de baterías. Y ahora, la intención es elevar la capacidad de producción solar hasta los 243 MW, aunque reduciendo el número total de paneles de los 411.152 iniciales a los 382.742 propuestos. Así, la superficie intervenida se reduciría en aproximadamente 100 hectáreas.

De concretarse, 'Punta del viento' se sumaría a la planta fotovoltaica 'Tirana Oeste', de 371 MW de potencia pico y 159 MW en almacenamiento de baterías, y al parque eólico Lonculhue, de 160 MW, cuya entrada en operación se prevé para 2027.

Más de 2 'gigas' en el país

En 2022, la desarrolladora comenzó la tramitación de otro proyecto solar, 'Llanos de Maraón', en la región de Atacama, el cual incorporaría una potencia nominal de 432 MW y 120 MW en almacenamiento me-



Sistema de almacenamiento con baterías desarrollado por FRV en Reino Unido. FRV

24.000
MW EN DESARROLLO

A nivel global, la empresa ya opera en 50 plantas, repartidas en cuatro continentes. Posee una experiencia en desarrollo de 5 gigavatios (GW) y un *project finance* de 4.000 millones de dólares. Actualmente desarrolla 24 GW en diversos proyectos, de los cuales 13,4 GW corresponden a proyectos de energía renovable, 8,5 GW a proyectos de almacenamiento mediante baterías y 2,1 GW a proyectos de hidrógeno verde.

dante baterías. Ese mismo año, además, FRV se adjudicó en el país 651 gigavatios-hora (GWh) al año en la subasta de renovables, logrando el 12,4% de toda la energía requerida en la subasta del país andino (5.250 GWh al año en total). Con todo ello, las previsiones de la compañía pasan por tener un pipeline en desarrollo y construcción de más de 2,5 gigavatios (GW) en Chile.

"Se trata de un hito de gran importancia para FRV. Chile es un mercado por el que estamos apostando de manera decidida y con grandes planes de futuro, con esta adjudicación en la subasta esperamos poder seguir contribuyendo a la descarbonización del sector energético en Chile y a su independencia de otras fuentes de combustibles fósiles", comen-

tó entonces Manuel Pavón, managing director de FRV en Sudamérica.

"Chile representa un mercado importante para nosotros, ya que la nación ha expresado un profundo compromiso con el cumplimiento de los objetivos de energía renovable del 60% para 2035 y al menos el 70% de la generación de electricidad para 2050. Ganar esta adjudicación nos permitirá reforzar aún más nuestra presencia en Chile y continuar apoyando su impulso de energía renovable para garantizar el desarrollo social y económico continuo de sus ciudadanos", añadió Fady Jameel, entonces presidente adjunto y vicepresidente de Abdul Latif Jameel —y ahora vicepresidente internacional—, compañía emiratí que adquirió FRV en 2015.



Corporate Solar levantará plantas de baterías en Burriana

Será el primer proyecto
de hibridación en
Comunidad Valenciana

Ángel Álvarez VALENCIA.

La empresa de energías renovables Corporate Solar Holding instalará el que será el primer gran proyecto de almacenamiento para hibridación con energía solar en la Comunidad Valenciana. La firma ha cerrado la adjudicación de dos contratos para el suministro e integración de dos plantas de almacenamiento de 25MWh cada una en dos instalaciones fotovoltaicas de 5 MW operativas en Burriana (Castellón). La fabricación de las baterías y la integración con las plantas fotovoltaicas será llevada a cabo por la compañía valenciana Endurance Motive, especializada en el desarrollo de bate-

**El grupo sella un
contrato de 5,7
millones con el
fabricante Endurance**

rias eléctricas y que ha apostado por crecer en el mercado de almacenamiento con el desarrollo de soluciones especializadas. El contrato supone un importe total de 5,71 millones de euros para la empresa, que a finales del año pasado ya había anunciado este acuerdo aunque sin mencionar al cliente.

Contenedores

El proyecto que desarrollarán incluye diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricadas por Endurance Motive, además de convertidores de potencia suministrados por la también valenciana Power Electronics y el sistema de gestión energética (EMS) proporcionado por Hesstec.

EFE



Parque eólico marino de Iberdrola

Iberdrola recurre la pinza de Trump a su megaparque eólico marino

► La paralización de las obras de «Vineyard Wind 1» vulnera la ley

J. Sanz. MADRID

Vineyard Wind, empresa conjunta de la filial estadounidense de Iberdrola, Avangrid, y el grupo inversor Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) han emprendido acciones legales contra la orden que paralizó una parte de las obras del parque eólico marino «Vineyard Wind 1», dictada por la Administración de Donald Trump el pasado diciembre.

La sociedad, que ha presentado una solicitud de orden de restricción temporal y de medidas cautelares preliminares ante el Tribunal del Distrito de Massachusetts, considera que la decisión recurri-

da «vulnera la legislación» y que, de no ser suspendida pronto, «provocará un perjuicio inmediato e irreparable al proyecto y a las comunidades».

En un comunicado, Vineyard Wind asegura que continúa colaborando con la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica, la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental, así como con otras partes interesadas y autoridades pertinentes de la Administración, para comprender las cuestiones planteadas en la orden.

El pasado 22 de diciembre, el Gobierno de Trump suspendió el arrendamiento a cinco grandes proyectos de energía eólica marina en la costa este del país, inclui-

do el que encabeza Iberdrola en Massachusetts, en lo que se interpretó como un golpe para el desarrollo de las renovables en el país. El Departamento del Interior amparó su decisión en «los riesgos para la seguridad identificados por el Departamento de Guerra». El texto no brindó más detalles sobre cuáles eran esos riesgos.

Fuentes de Iberdrola aclararon que el parque de Vineyard Wind ya tiene en funcionamiento el 80% de sus aerogeneradores, los cuales producen energía desde hace meses para cerca de 400.000 hogares en Massachusetts. Es más, la orden permite explícitamente continuar la operación con ese 80% de las turbinas.



Iberdrola lleva al juzgado a EEUU por frenarles Vineyard Wind

Orsted, Dominion y Equinor ya no tienen restricciones

R. Esteller MADRID.

La batalla por la eólica marina en Estados Unidos sigue con las espadas en alto. El parque eólico marino de Vineyard Wind, formado por Iberdrola y el fondo de Copenhague, ha solicitado una orden de restricción temporal y una medida cautelar preliminar ante el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito de Massachusetts, impugnando así la orden de suspensión emitida por la Oficina de Gestión de Energía Oceánica del Departamento del Interior de los Estados Unidos el pasado 22 de diciembre de 2025.

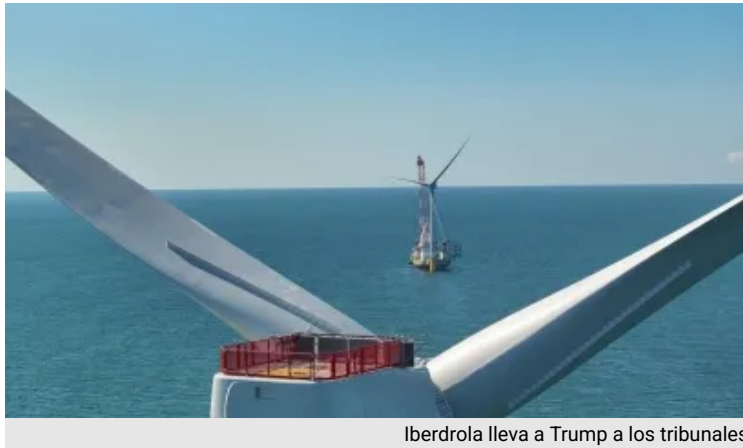
La decisión de la energética española se produce después de que varios tribunales federales hayan aceptado levantar las restricciones impuestas por el Gobierno de Estados Unidos en los casos de Orsted y Equinor.

Vineyard Wind asegura que sigue colaborando con la Oficina de Gestión de Energía Oceánica, la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental y otras partes interesadas y autoridades pertinentes de la Administración para comprender las cuestiones planteadas en la orden. Sin embargo, la compañía considera que la orden viola la legislación aplicable y, si no se revoca rápidamente, causará un daño inmediato e irreparable al proyecto y a las comunidades que se beneficiarán de esta fuente de energía nueva y fundamental para la región de Nueva Inglaterra.

La petición de la compañía se suma así a la ya registrada también por Dominion y que un juez federal también resolvió ayer que se levantaba dicha suspensión de 90 días.

Iberdrola lleva a Trump a los tribunales

- Iberdrola y sus socios recurren ante la justicia estadounidense la paralización de las obras de Vineyard Wind 1 por Trump



Iberdrola lleva a Trump a los tribunales

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Iberdrola lleva a Trump a los tribunales

<https://www.energias-renovables.com/eolica/iberdrola-lleva-a-trump-a-los-tribunales-20260116>

Manuel Moncada

Viernes, 16 enero 2026

La demanda de Vineyard Wind se produce en un contexto judicial cada vez más adverso para la Administración de Donald Trump. Esta misma semana, los tribunales federales ya han concedido medidas cautelares a otros proyectos eólicos marinos afectados por la misma orden de suspensión, como Revolution Wind y Empire Wind 1, permitiendo la reanudación de sus obras y debilitando la estrategia del Gobierno contra este tipo de renovables.

En concreto, la ofensiva judicial de Vineyard Wind se centra en la orden de suspensión emitida el pasado 22 de diciembre por la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM), dependiente del Departamento del Interior de Estados Unidos, que paralizó las obras en cinco concesiones de parques eólicos marinos, entre ellas Vineyard Wind 1. La empresa ha solicitado una orden de restricción temporal y una medida cautelar al considerar que la decisión administrativa carece de base legal y vulnera la normativa vigente.

En un comunicado, la compañía ha asegurado que sigue colaborando con la BOEM, con la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental y con otras autoridades implicadas para aclarar los motivos de la suspensión. Sin embargo, la joint venture -participada por Avangrid, filial estadounidense de Iberdrola, y por la danesa Copenhagen Infrastructure Partners- advierte de que, si la orden no se revoca de manera inmediata, provocará "daños graves e irreparables" tanto al proyecto como a las comunidades de Nueva Inglaterra que dependen de esta nueva capacidad de generación renovable.

Vineyard Wind 1: completado al 80%

El impacto práctico de la paralización es, no obstante, limitado. Según la empresa, alrededor del 80 % del parque ya se encontraba en operación cuando se dictó la orden, que solo afecta a los activos pendientes de entrar en funcionamiento.

Vineyard Wind 1 llevaba meses produciendo electricidad y suministrando energía a cerca de 400.000 hogares de Massachusetts, con solo dos aerogeneradores pendientes de instalación de un total de 62.

El proyecto alcanzará una potencia instalada de 806 megavatios (MW), gracias a aerogeneradores GE Haliade-X de hasta 13 MW cada uno, lo que lo convierte en una de las mayores instalaciones eólicas marinas del país.

Se trata, además, de la primera gran apuesta offshore de Iberdrola en Estados Unidos, con una inversión aproximada de 3.000 millones de dólares, respaldada por contratos a largo plazo con las principales compañías eléctricas del estado.

La cruzada de Trump contra la eólica marina

Desde la llegada de Trump a la Casa Blanca, las órdenes de paralización, la retirada de permisos y las amenazas regulatorias se han sucedido en el sector eólico marino estadounidense.

El caso de Vineyard Wind añade ahora un nuevo frente judicial a una batalla que no solo enfrenta a la Administración con grandes grupos energéticos internacionales, sino que pone en juego el futuro de una de las principales palancas de la transición energética en Estados Unidos.

Artículos relacionados

- **La cruzada trumpista contra la eólica marina desata una batalla judicial en la Costa Este**
- **Trump suspende las obras del primer gran parque eólico marino de Iberdrola en EEUU**
- **La cruzada trumpista contra la energía eólica marina**
- **El cerrojo de Trump a la eólica marina tumba otro proyecto de Orsted en EEUU**

Iberdrola y CIP recurren en los tribunales paralización por Trump en su proyecto eólico marino Vineyard Wind 1

- 'Vineyard Wind 1' constará de ese total de 62 aerogeneradores -del modelo GE Haliade-X con una potencia de hasta 13 megavatios (MW) cada una- con capacidad para generar 806 MW.



Iberdrola inicia la puesta en marcha de Vineyard Wind I, el mayor parque eólico marino de Estados Unidos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-y-cip-recurren-en-los-tribunales-paralizacion-por-trump-en-su-pr...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Vineyard Wind, la empresa conjunta entre la filial en Estados Unidos de **Iberdrola**, **Avangrid**, y la firma **Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)**, ha presentado una solicitud en un tribunal federal de Massachusetts para obtener una **orden judicial contra la suspensión de obras de la administración de Donald Trump para su parque eólico marino (offshore) 'Vineyard Wind 1'**.

En concreto, la sociedad presentó una orden de restricción temporal y una medida cautelar ante el tribunal impugnando la orden de suspensión emitida por la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés) del Departamento del Interior de los Estados Unidos del pasado 22 de diciembre, que **detuvo las obras en cinco concesiones de parques eólicos marinos, entre ellos 'Vineyard Wind 1'**.

Según ha indicado en un comunicado, Vineyard Wind continúa trabajando con la Oficina de Gestión de Energía Oceánica, la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental, "y otras partes interesadas y autoridades pertinentes de la Administración para comprender los asuntos planteados en la orden".

No obstante, la 'joint-venture' entre Avangrid y CIP considera que la orden "viola la legislación aplicable y, de no ser prontamente derogada, provocará daños inmediatos e irreparables al proyecto y a las comunidades que se beneficiarán de esta fuente crucial de energía para la región de Nueva Inglaterra".

El impacto de la orden en el caso de 'Vineyard Wind 1' no afectaba al 80% del proyecto de Iberdrola y CIP, ya que solamente se aplicaba en los activos que no se encontraban en operación.

'Vineyard Wind 1', que ya desde principios de 2024 había ido completando trabajos de puesta en marcha, contaba así con la mayor parte de sus aerogeneradores ya produciendo energía desde hace meses para cerca de 400.000 hogares en Massachusetts, y apenas quedaban dos de las 62 torres del parque por instalar.

'Vineyard Wind 1' constará de ese total de 62 aerogeneradores -del modelo GE Haliade-X con una potencia de hasta 13 megavatios (MW) cada una- con capacidad para generar 806 MW, suficientes para abastecer a más de 400.000 hogares y empresas de la Commonwealth de Massachusetts.

Junto a 'Vineyard Wind 1', los parques en construcción afectados por la decisión eran 'Revolution Wind', de 704 megavatios (MW) de Orsted; 'Sunrise Wind', de 924 MW; 'Coastal Virginia Offshore Wind', de 2.600 MW; y 'Empire Wind 1', de 810 MW y de Equinor.

Orsted y Equinor

El pasado lunes, el **Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito de Columbia** ya **concedió la medida cautelar solicitada por Revolution Wind, empresa conjunta al 50% entre Skyborn Renewables (Global Infrastructure Partners) y la danesa Orsted**, en relación con la orden de suspensión que afectaba al parque eólico marino en construcción frente a la costa de Rhode Island (EEUU) y que fue emitida el pasado 22 de diciembre por la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM) del Departamento del Interior.

Asimismo, este mismo jueves otra orden judicial fue concedida al proyecto 'Empire Wind 1' de Equinor, impidiendo así la aplicación de la orden de cierre del presidente Donald Trump y despejando el camino para que sus obras puedan ser reanudadas.

Vineyard Wind 1

'Vineyard Wind 1' es la primera y gran instalación eólica 'offshore' de Iberdrola en Estados Unidos. El proyecto está participado en un 50% por el Grupo Iberdrola -a través de Avangrid Power, filial de Avangrid- y CIP y su inversión asciende a unos 3.000 millones de dólares (más de 2.700 millones de euros) garantizados mediante contratos con las tres principales empresas eléctricas del estado.

El pasado mes de septiembre la Administración de **Donald Trump**, dentro de su cruzada contra este tipo de renovables, ya puso en el foco a dos proyectos eólicos marinos de Iberdrola -New England Wind 1 y 2- al retirar la autorización para su construcción, aunque ninguno de ellos estaban iniciados.

Y es que las órdenes de suspensión de obras y las retiradas de permisos, o la amenaza de hacerlo, se han sucedido en diversos parques eólicos 'offshore' desde la llegada del nuevo Gobierno estadounidense.



ENERGÉTICAS

Endesa duplica la potencia instalada de renovables en Andalucía en sólo cinco años

S. E. SEVILLA

Endesa ha duplicado su potencia energética en Andalucía desde 2020 hasta hoy, gracias a los 1.377 megavatios de potencia instalada en la región procedente del sol, el viento, y el agua. Este mix de generación implica que el 50% de la potencia instalada por Endesa en Andalucía proviene de fuentes renovables, según indica la compañía en un comunicado.

En concreto, la energía solar es la que más aumentado su producción gracias a la construcción de plantas fotovoltaicas que aportan al mix energético andaluz 652 megavatios, mientras que la eólica sigue estable desde 2020 con 308 megavatios de potencia, acompañada de la energía hidroeléctrica con 417 megavatios.

Endesa cuenta en Andalucía con 15 plantas solares que se ubican en las provincias de Sevilla (6 en Carmoña, 1 entre Sevilla y Alcalá de Guadaira, 1 en Guillena, 1 en Sanlúcar la Mayor, 1 entre Salteras y Valencina de la Concepción y 1 en Aznalcóllar), Málaga (2 en Teba), Huelva (1 en la capital) y Cádiz (1 en Los Barrios).

Estas plantas solares no solo producen energía renovable, sino que además son un ejemplo de convivencia con el sector primario. En todas ellas la compañía ha compartido el uso del suelo con pastores locales para el desbroce natural del terreno; apicultores que producen miel solar; y con cultivos de plantas aromáticas bajo paneles solares.

La energía eólica siempre ha estado presente en Andalucía de la mano de Endesa con 12 instalaciones que se encuentran repartidas entre Cádiz (4 en Tarifa y 1 en Vejer de la Frontera), Málaga (5, en Campillos, Almargen y Teba), Almería (1 en Enix) y Granada (1 en Padul). Estas instalaciones también se encuentran integradas en el territorio siendo puntos de referencia de rutas turísticas, pasto seguro para ganado, y reservas de todo tipo de animales al encontrar en estas zonas refugio seguro.

En cuanto a la energía hidroeléctrica, la renovable más antigua de Andalucía, Endesa cuenta con 48 centrales repartidas por casi todo el territorio, en Córdoba (7), Granada (11), Jaén (12), Málaga (11) y Sevilla (7). Estas instalaciones, varias de ellas centenarias, siguen funcionando como el primer día gracias a la aplicación de la última tecnología, como son los gemelos digitales y la aplicación de IA.

Todas estas instalaciones renovables produjeron en 2025 un total de 1.762 GWh (gigavatios hora) es decir, el equivalente al consumo energético de más de 500.000 hogares.

Endesa duplica su potencia renovable en Andalucía en los últimos cinco años

- Endesa ha duplicado su potencia energética en Andalucía desde 2020 con 1.377 MW renovables provenientes de energía solar, eólica e hidroeléctrica.



Endesa inaugura su primera planta solar en España hibridada, El Matorral, con sistema de batería de litio.

<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-duplica-su-potencia-renovable-en-andalucia-en-los-ultimos-cinco-a...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Endesa ha duplicado su potencia energética en Andalucía desde 2020 con 1.377 MW renovables provenientes de energía solar, eólica e hidroeléctrica, destacando las 15 plantas solares que producen 652 MW y conviven con actividades agrícolas.

Este conjunto de generación implica que el 50% de la potencia instalada por Endesa en Andalucía proviene de fuentes renovables.

La energía solar es la que más ha aumentado su producción gracias a la construcción de plantas fotovoltaicas que aportan al mix energético andaluz 652 MW, mientras que la eólica sigue estable desde 2020 con 308 MW de potencia, acompañada de la energía hidroeléctrica con 417 MW.

Andalucía para Endesa

Endesa cuenta en **Andalucía** con 15 plantas solares que se ubican en las provincias de Sevilla (6 en Carmona, 1 entre Sevilla y Alcalá de Guadaíra, 1 en Guillena, 1 en Sanlúcar la Mayor, 1 entre Salteras y Valencina de la Concepción y 1 en Aznalcóllar), en Málaga (2 en Teba), Huelva (1 en la capital) y Cádiz (1 en Los Barrios).

Estas plantas **solares** no solo producen energía renovable, sino que además conviven con el sector primario, ya que en todas ellas la compañía ha compartido el uso del suelo con pastores locales para

el desbroce natural del terreno; apicultores que producen miel solar; y con cultivos de plantas aromáticas bajo paneles solares.

Por otro lado, la energía **eólica** siempre ha estado presente en Andalucía de la mano de Endesa con 12 instalaciones que se encuentran repartidas entre Cádiz (4 en Tarifa y 1 en Vejer de la Frontera), Málaga (5, en Campillos, Almargen y Teba), Almería (1 en Enix) y Granada (1 en Padul).

Estas instalaciones también se encuentran integradas en el territorio siendo puntos de referencia de rutas turísticas, pasto seguro para ganado, y reservas de todo tipo de animales al encontrar en estas zonas refugio seguro.

En cuanto a la energía **hidroeléctrica**, la renovable más antigua de Andalucía, Endesa cuenta con 48 centrales repartidas por casi todo el territorio, en Córdoba (7), Granada (11), Jaén (12), Málaga (11) y Sevilla (7).

Estas instalaciones, varias de ellas centenarias, siguen funcionando como el primer día gracias a la aplicación de la última tecnología, como son los gemelos digitales y la aplicación de IA.

Todas estas instalaciones **renovables** han producido en 2025 un total de 1.762 GWh (gigavatios hora) es decir, el equivalente al consumo energético de más de 500.000 hogares.

¿Por qué el resultado de la subasta offshore en Reino Unido no condiciona el desarrollo de la eólica marina en España?

- El verdadero riesgo para el desarrollo de la eólica marina en España no reside en el resultado puntual de una subasta extranjera, sino en nuestra falta de calendario y de estímulos regulatorios claros.



Esta iniciativa 'MARina Offwind'.

<https://elperiodicodelaenergia.com/por-que-el-resultado-de-la-subasta-offshore-en-reino-unido-no-condiciona...>

Juan de Dios López

Viernes, 16 enero 2026

La reciente subasta de energía eólica marina celebrada en Reino Unido no se puede usar como referencia para la futura subasta de offshore en España, pero ha generado titulares y cierto debate en medios, incluida la interpretación que sugiere que los precios adjudicados en UK “ahogan” la posibilidad de desarrollar eólica flotante en nuestro país. Este enfoque merece un análisis más profundo y riguroso: no solo porque simplifica en exceso realidades distintas, sino porque corre el riesgo de trasladar conclusiones erróneas que pueden afectar a la percepción del sector y a los agentes involucrados. Tomar directamente los resultados de una subasta de offshore en el Reino Unido como referencia para el desarrollo de la eólica flotante en España equivale a comparar condiciones muy distintas, dado que existen multitud de condicionantes que afectan al precio de la energía al que se adjudica un proyecto en una subasta.

El entorno regulatorio británico, por un lado, está diseñado para consolidar un mercado maduro con objetivos nacionales muy ambiciosos y mecanismos de competitividad establecidos desde hace años, mientras que en España estamos en una fase de arranque, que requiere señales claras de mercado y una planificación para activar la cadena de valor industrial. Además, los precios resultantes de la subasta británica reflejan contextos operativos y estructuras financieras y de riesgo diferentes, que no pueden trasladarse a España.

A nivel tecnológico, la inmensa mayoría de lo adjudicado en el Reino Unido es tecnología de cimentación fija, con una amplia experiencia de uso en el Mar del Norte y el Báltico, y unas

condiciones similares a otros países que desarrollan en dichas zonas, por lo que no sorprende que los precios de adjudicación sean del mismo orden. No obstante, existe una diferencia substancial en cuanto al caso de la eólica flotante en esta subasta, y es que los dos parques adjudicados corresponden a proyectos pre-comerciales. Esta consideración es clave, dado que son proyectos cuyo objetivo es desarrollar y escalar una tecnología, adaptando tanto ésta como la cadena de suministro local para una futura expansión en las aguas británicas, por lo que sus condiciones operativas serán muy diferentes a las que tienen los proyectos comerciales, y esto, evidentemente, se refleja en el precio.

Buen recurso eólico marino

En nuestro país contamos con buen recurso eólico marino, especialmente en las zonas de alto potencial identificadas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), donde la tecnología flotante es la opción viable. Esta tecnología ha avanzado rápidamente en términos técnicos e industriales, especialmente de mano de empresas españolas, que hoy en día son referentes mundiales tanto en desarrollo de patentes y tecnología como en construcción. Por otra parte, su competitividad depende de factores propios de cada zona: profundidad, logística portuaria, proximidad a centros de demanda, necesidades de coexistencia con otros usos, y capacidad industrial local, entre otros, que pueden además condicionar las soluciones tecnológicas a aplicar.

Adicionalmente, un factor con enorme peso es la regulación, que puede incluir consideraciones adicionales durante todo el desarrollo del proyecto, y que a su vez condiciona el riesgo financiero del mismo: el diseño de la subasta, qué partes del parque asume el desarrollador, las garantías necesarias, la complejidad para obtener permisos post adjudicación, si el precio de adjudicación estará o no indexado, etc... pueden cambiar enormemente el precio de adjudicación esperable para una subasta de eólica marina flotante.

Un ejemplo muy claro lo tendríamos si comparásemos esta subasta en Reino Unido con la subasta A07 francesa (eólica marina flotante), con proyectos de 250 MW, similar tecnología a la subasta británica y, sin embargo, con precios de adjudicación muy inferiores. ¿Cuál es la diferencia? La respuesta sería el diseño de la subasta, los condicionantes mencionados y, sobre todo, que la operación será con un perfil comercial.

La ausencia actual de la regulación que permite el desarrollo de la eólica marina en nuestras costas es un desafío. Pero esta ausencia no se rellena con comparaciones de precios foráneos, sino con una hoja de ruta clara, estructuras de apoyo robustas y un marco regulatorio estable que permita atraer inversión y consolidar competitividad, a la vez que se potencia la descarbonización de nuestra economía con una tecnología que posee un perfil de generación muy superior a la eólica terrestre.

Una primera subasta de eólica marina flotante en nuestro país no solo sería una asignación de capacidad: sería una señal de mercado potente. La experiencia internacional demuestra que los mercados regulados y competitivos son esenciales para integrar tecnología flotante a escala comercial, fomentar cadenas industriales locales y atraer capital a largo plazo. En las Islas Canarias, la eólica flotante puede ofrecer ventajas económicas considerables para el sistema respecto al mix de generación actual; no sólo porque pueda generar a precios inferiores a la generación térmica convencional en el entorno insular, sino porque evita la importación de estos combustibles a las islas

y reduce enormemente el coste para el sistema asociado a las emisiones de CO2, hasta 116 millones de euros al año en total con precios de generación y emisiones de 2025 para una instalación de 200 a 250 MW.

Riesgo

El verdadero riesgo para el desarrollo de la eólica marina en España no reside en el resultado puntual de una subasta extranjera, sino en nuestra falta de calendario y de estímulos regulatorios claros. Mientras otras regiones europeas consolidan pipelines de proyectos, España debe avanzar con decisión para no perder el tren de una oportunidad estratégica en descarbonización, generación de empleo cualificado y desarrollo industrial y tecnológico.

Las subastas y resultados en otros países son una referencia relevante para el sector en Europa y España, dado que permiten tomar el pulso al desarrollo tecnológico, industrial y regulatorio, y extraer valiosas lecciones aprendidas, y por eso mismo no pueden ni deben convertirse en factores condicionantes del desarrollo en España. La ambición de desarrollar eólica marina flotante competitiva y sostenible en nuestro litoral exige un análisis propio, basado en nuestras circunstancias, posibilidades industriales y prioridades energéticas y climáticas.

En ese análisis, el desafío no está en lo que sucede más allá de nuestras fronteras, sino en cómo España define y ejecuta su propia estrategia para convertirse en líder de un mercado emergente con enorme potencial económico y medioambiental para la transición energética, maximizando el valor aportado a nivel tecnológico, industrial y de desarrollo local.

Juan de Dios López es Director Técnico e Industrial / CTO en Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Asterion anuncia una inversión de 1.500 millones de euros para impulsar su plataforma europea de biometano

- Se espera que ABIO alcance una capacidad de producción de biometano de aproximadamente 3 TWh



Asterion anuncia una inversión de 1.500 millones de euros para impulsar su plataforma europea de biometano

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/asterion-anuncia-una-inversi-n-de-1-20260116>

Celia García-Ceca

Viernes, 16 enero 2026

Asterion Industrial Partners, firma independiente de gestión de inversiones centrada en infraestructuras en el mid-market europeo, ha comprometido 1.500 millones de euros en su plataforma europea de biometano ABIO (Asterion Bioenergy), con el objetivo de consolidar un actor paneuropeo de referencia en el sector. Esta capacidad de inversión incluye 800 millones de euros en capital, de los cuales 400 millones han sido comprometidos por el fondo Asterion Industrial Infra Fund III y otros 400 millones corresponden a compromisos adicionales de coinversión por parte de inversores existentes. Otros 700 millones de euros se financiarán mediante la generación de flujos de caja operativos de la compañía y deuda. Esta inversión -señalan en el comunicado- permitirá impulsar el desarrollo y la operación de activos en mercados clave, aplicando estrategias ajustadas a la madurez de cada mercado y apoyadas en sólidos equipos locales y alianzas estratégicas.

Una parte significativa del capital ya ha sido desplegada para ampliar la presencia de ABIO en Europa. La plataforma opera actualmente seis plantas de biometano, cuenta con seis instalaciones adicionales en construcción y ha cerrado cerca de diez transacciones en los últimos meses, incluyendo desarrollos greenfield, adquisiciones y transformaciones de activos. ABIO, liderada por el CEO de Asterion, Jesús Olmos, junto a Irene Otero-Novas, CEO de ABIO y Operating Partner de Asterion, prevé alcanzar las 20 plantas operativas a finales de 2026. "ABIO representa exactamente el tipo de plataforma que buscamos respaldar: escalable, eficiente en capital y estratégicamente alineada con la transición energética y la creciente demanda de infraestructuras a largo plazo", señala Jesús Olmos.

Con esta financiación y una sólida cartera de proyectos en desarrollo, se espera que ABIO alcance una capacidad de producción de biometano de aproximadamente 3 TWh en los próximos tres o cuatro años, reforzando su papel en la transición energética europea. "Esta ampliación de capital refleja la fuerte convicción de nuestros inversores en el biometano como una solución escalable y estratégica para la transición energética de Europa", añadió Winnie Wutte, Founding Partner de Asterion Industrial. "ABIO combina seguridad energética, descarbonización y gestión sostenible de residuos a través de un enfoque de infraestructuras plenamente integrado y de largo plazo".

Plataforma paneuropea

ABIO está presente en cinco mercados europeos clave —Iberia, Italia, Alemania, Benelux y Reino Unido— con una estrategia adaptada a las condiciones locales de cada mercado. En los mercados más maduros de Europa Central y del Norte, el crecimiento se impulsa mediante la adquisición y transformación de activos existentes, mientras que en el sur de Europa el foco está en desarrollos greenfield. Las operaciones se estructuran a través de plataformas locales con equipos de gestión propios en cada región, lo que permite una ejecución eficiente y un sólido posicionamiento frente a proveedores agrícolas y reguladores. "ABIO está creciendo con disciplina, combinando una cartera visible de desarrollos con adquisiciones selectivas para construir una plataforma paneuropea de biometano diversificada y con sólidos fundamentos a largo plazo", afirmó Irene Otero-Novas, CEO de ABIO y Operating Partner de Asterion Industrial Partners.

La plataforma opera en Iberia a través de FiveBioenergy, donde actualmente hay dos plantas en construcción y se espera el lanzamiento de nuevos proyectos a corto plazo, con al menos dos instalaciones adicionales iniciando su construcción en 2026. Las plantas en la región suelen ser de mayor escala que las del norte de Europa. En Italia, la plataforma es propietaria de Fiamma Verde, donde cuatro activos se encuentran actualmente en construcción y estarán operativos en 2026. Se prevé un crecimiento adicional el próximo año, con varios proyectos que se espera adquirir durante este ejercicio. Las operaciones en Benelux se llevan a cabo bajo Byont, con dos plantas operativas que están siendo transformadas de generación eléctrica a biometano, junto con una tercera gran instalación de biometano en proceso de actualización. Se prevén nuevas adquisiciones en 2026. En Alemania, ABIO opera a través de Byont DE, donde ya están en funcionamiento dos plantas de Bio-LNG y se están llevando a cabo nuevas adquisiciones. El negocio en Reino Unido se desarrolla a través de Pinta Energy, que actualmente opera una planta de biometano y tiene en fase de análisis varias plantas adicionales y proyectos greenfield.

Sobre Asterion Industrial Partners

Asterion Industrial Partners es una gestora de inversiones independiente especializada en el sector de infraestructuras del mid-market europeo. Fundada en 2018, actualmente cuenta con aproximadamente 8.000 millones de euros en activos bajo gestión a través de distintos fondos y coinversiones. Con sede en Madrid y oficina en Londres, Asterion combina experiencia transaccional y operativa con un enfoque industrial y una gestión activa, todo ello dentro de una plataforma independiente y ágil. Asterion promueve la transparencia operativa, las prácticas responsables de inversión, la mejor gobernanza y una cultura sólida, tanto en la propia firma como en las compañías en las que invierte.



Bambú, hormigón romano... ¿cuál será el material del futuro?

- El sector busca materiales capaces de responder a un reto complejo: construir más y mejor, pero con menos huella.



<https://construccion.cdecomunicacion.es/sector/136973/bambu-hormigon-romano-cual-sera-el-material-de-co...>

C de Comunicación

Viernes, 16 enero 2026

Facebook

La construcción se encuentra en un punto de inflexión. A la presión por **reducir emisiones y consumo** de recursos se suman nuevas exigencias técnicas, normativas y estéticas. El sector busca **materiales de construcción** capaces de responder a un reto complejo: construir más y mejor, pero con menos huella.

En este contexto, tanto la **investigación científica** como la práctica arquitectónica están revisando soluciones que van desde la recuperación de saberes antiguos hasta el impulso de materiales biogénicos altamente tecnificados. El interés por el **hormigón romano** o el **auge del bambú** en proyectos contemporáneos ilustran una tendencia común: repensar los materiales no solo por su rendimiento inmediato, sino por su comportamiento a largo plazo y su **impacto global**.

Hormigón romano: la durabilidad como variable clave

Un estudio publicado en la revista científica *iScience* ha vuelto a poner el foco en el **hormigón romano**, un material cuya longevidad sigue sorprendiendo dos mil años después. La investigación plantea una conclusión matizada: replicar hoy el hormigón romano no supondría, por sí mismo, una reducción drástica de **emisiones de CO₂** frente al hormigón moderno. Su producción, incluso con tecnologías actuales, seguiría teniendo un impacto relevante.

Sin embargo, el interés del hormigón romano reside en otro factor decisivo: la **durabilidad** . Su capacidad para resistir durante siglos reduce la necesidad de reparaciones, sustituciones y reconstrucciones, lo que a largo plazo puede compensar parte de su impacto ambiental inicial. El mensaje de la ciencia no es volver atrás y emplear hormigón romano en la construcción de grandes rascacielos o edificaciones modernas, sino integrar el **concepto de longevidad y adaptación del material** al entorno como criterio central del diseño contemporáneo.

“Dichas estrategias de mitigación (utilizando **biomasa** y otros combustibles alternativos para alimentar hornos, en la descarbonización de la producción moderna de cemento) pueden resultar más eficaces que la implementación de formulaciones de hormigón romanas”, indican los investigadores.

Bambú: rapidez, carbono y arquitectura tecnificada

En el extremo opuesto del tiempo histórico, el **bambú** se consolida como uno de los materiales biogénicos más estudiados del presente. Su crecimiento extremadamente rápido -frente a las décadas necesarias para muchas maderas duras- lo sitúa como un recurso renovable de alta eficiencia, con una notable **capacidad de captura y almacenamiento de carbono** cuando se transforma en elementos constructivos duraderos.

La clave de su expansión no está solo en su origen natural, sino en su **industrialización** . Los procesos actuales permiten obtener **productos homogéneos, estables y certificados** , compatibles con sistemas constructivos contemporáneos y con prestaciones mecánicas comparables a las de muchas maderas tradicionales. Al mismo tiempo, su **integración en fachadas, suelos o sistemas híbridos** abre un campo de innovación que sigue en evolución y que todavía plantea retos normativos, técnicos y de escala.

El futuro de la construcción: ¿uno o varios materiales?

Ni el hormigón romano es una receta milagrosa ni el bambú una respuesta universal. Ambos casos evidencian una idea compartida: el futuro de la construcción **no dependerá de un único material** , sino de la capacidad del sector para combinar conocimiento científico, diseño responsable y criterios de ciclo de vida completos.

Más que elegir entre pasado o futuro, la arquitectura parece avanzar hacia una lógica más compleja: la de encontrar materiales pensados para durar, adaptarse y reducir su impacto ambiental a lo largo del tiempo. Ahí es donde se está decidiendo, hoy, el verdadero **material del mañana** .

Compartir:

Bruselas autoriza la creación de una empresa conjunta entre Stonepeak y Repsol Renewables

- Goodwe ofrece soporte gratuito de puesta en marcha y chequeo de estado para proyectos de almacenamiento energético comercial e industrial en Europa.



Bruselas autoriza la creación de una empresa conjunta entre Stonepeak y Repsol Renewables

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/bruselas-autoriza-la-creaci-n-de-una-20260116>

Antonio Barrero F.

Viernes, 16 enero 2026

La Comisión ha llegado a la conclusión de que la operación notificada no plantearía problemas de competencia, dada la limitada repercusión en el Espacio Económico Europeo. La operación notificada se ha examinado en el marco del procedimiento simplificado de examen de las concentraciones. Stonepeak es una firma global especializada en la inversión en infraestructuras y activos reales, con sede en Nueva York. Repsol es una petrolera de matriz española, empresa antaño pública, cuyos principales **accionistas** son a día de hoy el fondo estadounidense Black Rock, el banco público noruego Norges y el banco Santander. Entre los accionistas institucionales, el 95% son extranjeros y solo el 5%, españoles. Repsol opera en todos los eslabones de la cadena de valor del petróleo y el gas (exploración, extracción, refinado, distribución y venta) y también en el sector eléctrico (genera electricidad en centrales de ciclo combinado que queman gas, en campos solares fotovoltaicos y en parques eólicos; Amancio Ortega es copropietario, junto a Repsol, a través de su vehículo inversor Pontegadea, de una **voluminosa cartera eólica en España**).

El Grupo Repsol es propietario de Outpost, un megaparque solar fotovoltaico localizado en el Condado de Webb, en Texas (Estados Unidos), de 629 megavatios (MWdc), que fue ejecutado en abril de 2015 y que comenzó a operar comercialmente a mediados de septiembre. Stonepeak adquirió en diciembre el 43,8% del parque. Outpost, cuya producción -informa Repsol- está vinculada a un contrato bilateral de compraventa de electricidad de largo plazo (power purchase agreement, PPA) ha sido el cuarto proyecto solar ejecutado por Repsol en Estados Unidos desde 2022 (la

compañía entró en el país en 2021). Con su conexión, la petrolera española asegura que cuenta ya con 1.400 megavatios de potencia solar conectados en el país y con otros 1.400, en proyecto.

Esa operación (Outpost) ha sido la **segunda colaboración entre Repsol y Stonepeak** en el mercado de las renovables de Estados Unidos. El pasado julio ambas empresas cerraron una operación similar que incluía la adquisición por parte de Stonepeak de una participación en el parque solar Frye (632 MW), también en Texas, y en el complejo solar y de almacenamiento Jicarilla (145 MW), situado en Nuevo México.

Sobre la autorización de la Comisión Europea a la creación de sociedad conjunta hay más información en el sitio red de **competencia** de la Comisión, en el **registro** público de asuntos con el número de asunto **M.12192** .

China instala el aerogenerador marino más grande del mundo

- El aerogenerador de 20 MW marca un récord mundial de potencia instalada en el mar y refuerza el liderazgo chino en energía eólica offshore.



China instala el aerogenerador marino más grande del mundo

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

China instala el aerogenerador marino más grande del mundo

<https://www.energias-renovables.com/eolica/china-instala-el-aerogenerador-marino-m-s-20260116>

Manuel Moncada

Viernes, 16 enero 2026

La máquina, instalada a más de 30 kilómetros de la costa de la provincia suroriental de Fujian en aguas con una profundidad superior a los 40 metros, representa la primera turbina offshore de 20 MW desarrollada en China que entra en operación en entorno marino, lo que pone de relieve los avances del país en el diseño de aerogeneradores de gran capacidad, la fabricación industrial y las complejas operaciones de instalación en alta mar.

La estructura alcanza una altura de buje de 174 metros, equivalente aproximadamente a un edificio de 58 plantas, Y cada pala mide 147 metros de longitud, lo que da lugar a un diámetro de rotor de 300 metros. Semejantes dimensiones ofrecen un área de barrida comparable a la superficie de diez campos de fútbol estándar, lo que permite capturar grandes cantidades de energía.

Según la información disponible, el proyecto ha logrado una autonomía completa de la cadena de suministro, con la localización íntegra de los componentes clave dentro del país. Entre los avances técnicos destacan un diseño estructural ligero -con un peso total inferior a 40 toneladas por megavatio, más de un 20 % por debajo de la media del sector-, sistemas integrados de monitorización inteligente y un rendimiento aerodinámico de alta eficiencia.

Una vez conectada a la red, se espera que la turbina genere más de 80 millones de kilovatios hora de electricidad al año, suficientes para abastecer a unas 44.000 viviendas. Además, podría reducir las emisiones de dióxido de carbono en aproximadamente 64.000 toneladas anuales y disminuir el consumo de carbón estándar en unas 24.000 toneladas.

Más allá de la producción eléctrica, este gigante marino servirá como plataforma de pruebas para futuros aerogeneradores marinos aún mayores. Los datos operativos obtenidos contribuirán al diseño, la instalación y la estandarización de la próxima generación de turbinas offshore, con posibles implicaciones para el desarrollo de la eólica marina a escala global.

De récord en récord

Este hito para la industria eólica se produce tras el despliegue, en 2023, de la primera turbina eólica marina de 16 MW del mundo en las aguas de Pingtan, también en Fujian, proyectos que reflejan la capacidad de China para aumentar la potencia unitaria de sus aerogeneradores marinos con el objetivo de reducir costes por megavatio instalado y optimizar el uso del espacio marítimo.

"La instalación y operación offshore de la turbina de 20 MW impulsará una actualización integral de toda la cadena industrial de la eólica marina, desde el diseño y la fabricación hasta la instalación", afirma **Jiang Guangqiu, subdirector general de la filial de CTG en Fujian y director del Centro de Investigación en Desarrollo Eficiente y Utilización de la Energía Eólica Marina de Fujian**, para quien el este importante desarrollo "consolidará aún más el liderazgo global de China en investigación, fabricación y aplicación de turbinas eólicas marinas de gran capacidad".

La nueva turbina de 20 MW forma parte del Programa Nacional Clave de Investigación y Desarrollo de China para tecnologías de energías renovables y ha sido seleccionada por la Administración Nacional de Energía como proyecto de "primer equipo técnico de gran envergadura", una categoría reservada a desarrollos tecnológicos pioneros.

Artículos relacionados

- [¿Hasta dónde van a crecer los aerogeneradores?](#)

Deducciones fiscales por obras de mejora de la eficiencia energética: cómo afectan al instalador - Climatización y Confort - CdeComunicacion.es

- En la práctica, afectan de forma directa a instalaciones de climatización de alta eficiencia, bombas de calor, sistemas renovables para calefacción y ACS, así como a actuaciones integrales de rehabilitación energética.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/energias-renovables/152527/deducciones-fiscales-p...>

Alba Merino

Viernes, 16 enero 2026

En la práctica, afectan de forma directa a instalaciones de climatización de alta eficiencia, bombas de calor, sistemas renovables para calefacción y ACS, así como a actuaciones integrales de rehabilitación energética.

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

La prórroga de las deducciones fiscales vinculadas a la mejora de la eficiencia energética de los edificios, incluida en el último **Real Decreto-ley** aprobado por el Gobierno, vuelve a situar a la climatización eficiente, las energías renovables y la rehabilitación energética en el centro de la actividad del sector.

Aunque la norma se encuentra pendiente de convalidación

por el **Congreso de los Diputados**, el texto mantiene un marco de incentivos que el mercado ya conoce y que, de validarse, seguirá siendo un motor clave para la renovación de instalaciones en 2026.

Estas deducciones, **aplicables en el IRPF**, están dirigidas a propietarios de viviendas habituales o arrendadas que acometan actuaciones capaces de reducir la demanda de calefacción y refrigeración o el consumo de energía primaria no renovable.

En la práctica, **afectan de forma directa a instalaciones de climatización de alta eficiencia, bombas de calor, sistemas renovables para calefacción y ACS**, así como a actuaciones integrales de

rehabilitación energética .

Cómo se solicitan y quién puede beneficiarse

A diferencia de otras ayudas directas, las deducciones no se solicitan en el momento de ejecutar la obra, sino que **se aplican posteriormente en la declaración de la renta del contribuyente** . Para ello, es imprescindible disponer de un certificado de eficiencia energética previo y posterior a la actuación, que acredite la mejora alcanzada. **Además, deben conservarse facturas, justificantes de pago y la documentación técnica de la instalación.**

El ahorro fiscal depende del tipo de actuación y del nivel de mejora energética obtenido. En términos medios, estas deducciones pueden suponer varios miles de euros de ahorro para el usuario final, reduciendo de forma significativa el coste efectivo de la instalación.

El instalador, clave en el proceso

Aunque la deducción la aplica el contribuyente, el papel del instalador es determinante para que el incentivo llegue a buen puerto. **Es el profesional quien debe asesorar al cliente desde el inicio sobre la viabilidad de la deducción** , garantizar que la solución propuesta cumple los requisitos técnicos exigidos por la norma y coordinarse con los técnicos certificadores energéticos.

El instalador **no realiza el trámite fiscal** , pero sí debe asegurar que la actuación esté correctamente ejecutada, documentada y alineada con los umbrales de ahorro exigidos. De hecho, desde el sector se constata que muchas decisiones de inversión se activan precisamente cuando el profesional es capaz de explicar con claridad el impacto económico final de la deducción.

La valoración de Agremia

Desde **Agremia** se valora positivamente la prórroga de estas deducciones fiscales, al considerar que aportan continuidad y seguridad a un marco de incentivos que el sector ya ha demostrado saber utilizar.

Según explican des de la asociación, se trata de **medidas “ que el sector conoce bien** , al haber estado vigentes en ejercicios anteriores, y que siguen actuando como un potente incentivo económico para la renovación de instalaciones”.

Como parte de este apoyo, la asociación ha desarrollado, dentro de su plataforma Ahorra con CAES, un informe personalizado de deducciones fiscales que permite a las empresas asociadas identificar qué deducciones puede aplicar cada cliente en función del tipo de actuación y de la mejora energética obtenida.

Desde la asociación se espera que, incluso tratándose de una prórroga, las deducciones sigan impulsando la actividad del sector, especialmente en actuaciones vinculadas a energías renovables y sistemas de alta eficiencia. **Este contexto refuerza la demanda de instaladores cualificados, técnicos especializados y certificados de eficiencia energética, imprescindibles para que el cliente pueda acceder al incentivo fiscal.**

A la espera de la respuesta del Congreso

El Real Decreto-ley deberá ser convalidado por el Congreso de los Diputados en las próximas semanas. De no producirse dicha convalidación, las deducciones fiscales dejarían de estar vigentes.

No obstante, desde el sector se confía en que la norma salga adelante, dado su papel clave para mantener el ritmo de rehabilitación energética, reducir el consumo energético de los edificios y avanzar en los objetivos de descarbonización.

Para el sector de la climatización y el confort, estas deducciones no solo suponen un incentivo fiscal, sino una herramienta estratégica para acelerar la modernización del parque edificatorio.

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



El 21,5% del consumo de energía andaluz en 2024 fue de origen renovable

- Se refleja un crecimiento del consumo total de fuentes renovables del 4,2%



El 21,5% del consumo de energía andaluz en 2024 fue de origen renovable

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

El 21

<https://www.energias-renovables.com/panorama/asterion-anuncia-una-inversi-n-de-1-20260116-1>

Celia García-Ceca

Viernes, 16 enero 2026

Asterion Industrial Partners, firma independiente de gestión de inversiones centrada en infraestructuras en el mid-market europeo, ha comprometido 1.500 millones de euros en su plataforma europea de biometano ABIO (Asterion Bioenergy), con el objetivo de consolidar un actor paneuropeo de referencia en el sector. Esta capacidad de inversión incluye 800 millones de euros en capital, de los cuales 400 millones han sido comprometidos por el fondo Asterion Industrial Infra Fund III y otros 400 millones corresponden a compromisos adicionales de coinversión por parte de inversores existentes. Otros 700 millones de euros se financiarán mediante la generación de flujos de caja operativos de la compañía y deuda. Esta inversión -señalan en el comunicado- permitirá impulsar el desarrollo y la operación de activos en mercados clave, aplicando estrategias ajustadas a la madurez de cada mercado y apoyadas en sólidos equipos locales y alianzas estratégicas.

Una parte significativa del capital ya ha sido desplegada para ampliar la presencia de ABIO en Europa. La plataforma opera actualmente seis plantas de biometano, cuenta con seis instalaciones adicionales en construcción y ha cerrado cerca de diez transacciones en los últimos meses, incluyendo desarrollos greenfield, adquisiciones y transformaciones de activos. ABIO, liderada por el CEO de Asterion, Jesús Olmos, junto a Irene Otero-Novas, CEO de ABIO y Operating Partner de Asterion, prevé alcanzar las 20 plantas operativas a finales de 2026. "ABIO representa exactamente el tipo de plataforma que buscamos respaldar: escalable, eficiente en capital y estratégicamente alineada con la transición energética y la creciente demanda de infraestructuras a largo plazo", señala Jesús Olmos.

Con esta financiación y una sólida cartera de proyectos en desarrollo, se espera que ABIO alcance una capacidad de producción de biometano de aproximadamente 3 TWh en los próximos tres o cuatro años, reforzando su papel en la transición energética europea. "Esta ampliación de capital refleja la fuerte convicción de nuestros inversores en el biometano como una solución escalable y estratégica para la transición energética de Europa", añadió Winnie Wutte, Founding Partner de Asterion Industrial. "ABIO combina seguridad energética, descarbonización y gestión sostenible de residuos a través de un enfoque de infraestructuras plenamente integrado y de largo plazo".

Plataforma paneuropea

ABIO está presente en cinco mercados europeos clave —Iberia, Italia, Alemania, Benelux y Reino Unido— con una estrategia adaptada a las condiciones locales de cada mercado. En los mercados más maduros de Europa Central y del Norte, el crecimiento se impulsa mediante la adquisición y transformación de activos existentes, mientras que en el sur de Europa el foco está en desarrollos greenfield. Las operaciones se estructuran a través de plataformas locales con equipos de gestión propios en cada región, lo que permite una ejecución eficiente y un sólido posicionamiento frente a proveedores agrícolas y reguladores. "ABIO está creciendo con disciplina, combinando una cartera visible de desarrollos con adquisiciones selectivas para construir una plataforma paneuropea de biometano diversificada y con sólidos fundamentos a largo plazo", afirmó Irene Otero-Novas, CEO de ABIO y Operating Partner de Asterion Industrial Partners.

La plataforma opera en Iberia a través de FiveBioenergy, donde actualmente hay dos plantas en construcción y se espera el lanzamiento de nuevos proyectos a corto plazo, con al menos dos instalaciones adicionales iniciando su construcción en 2026. Las plantas en la región suelen ser de mayor escala que las del norte de Europa. En Italia, la plataforma es propietaria de Fiamma Verde, donde cuatro activos se encuentran actualmente en construcción y estarán operativos en 2026. Se prevé un crecimiento adicional el próximo año, con varios proyectos que se espera adquirir durante este ejercicio. Las operaciones en Benelux se llevan a cabo bajo Byont, con dos plantas operativas que están siendo transformadas de generación eléctrica a biometano, junto con una tercera gran instalación de biometano en proceso de actualización. Se prevén nuevas adquisiciones en 2026. En Alemania, ABIO opera a través de Byont DE, donde ya están en funcionamiento dos plantas de Bio-LNG y se están llevando a cabo nuevas adquisiciones. El negocio en Reino Unido se desarrolla a través de Pinta Energy, que actualmente opera una planta de biometano y tiene en fase de análisis varias plantas adicionales y proyectos greenfield.

Sobre Asterion Industrial Partners

Asterion Industrial Partners es una gestora de inversiones independiente especializada en el sector de infraestructuras del mid-market europeo. Fundada en 2018, actualmente cuenta con aproximadamente 8.000 millones de euros en activos bajo gestión a través de distintos fondos y coinversiones. Con sede en Madrid y oficina en Londres, Asterion combina experiencia transaccional y operativa con un enfoque industrial y una gestión activa, todo ello dentro de una plataforma independiente y ágil. Asterion promueve la transparencia operativa, las prácticas responsables de inversión, la mejor gobernanza y una cultura sólida, tanto en la propia firma como en las compañías en las que invierte.

Entrevista a José Portillo, director de generación distribuida (Visalia)

- José Portillo (Visalia) reclama una simplificación administrativa real para acortar plazos y señala que las baterías colectivas serán esenciales para la gestión de la demanda a medio plazo.



José Portillo (Director de Generación Distribuida en Visalia)

autoconsumo colectivo energía renovable almacenamiento energético sistemas híbridos gestión de demanda

<https://energetica21.com/entrevistas/jose-portillo-visalia-nuevo-real-decreto-debe-ampliar-radio-potencia-maxi...>

Energética 21

Viernes, 16 enero 2026

"El nuevo Real Decreto debe ampliar el radio y la potencia máxima para que el autoconsumo colectivo llegue a más usuarios"

José Portillo (Visalia) reclama una simplificación administrativa real para acortar plazos y señala que las baterías colectivas serán esenciales para la gestión de la demanda a medio plazo.

Esta entrevista forma parte del especial 'Balance de 2025 y perspectivas para 2026 en el sector energético', publicado en el número 252 de la Revista Energética (sección Autoconsumo). En ella, José Portillo, directivo de Visalia y Barter, analiza los retos pendientes para consolidar el autoconsumo compartido. Asimismo, destaca la evolución "extraordinaria" del almacenamiento y confirma la apuesta estratégica del grupo por multiplicar el número de barrios solares.

¿Qué opina del nuevo real decreto que está redactando el Gobierno en materia de autoconsumo y qué medidas o cambios considera que se deberían incluir en el texto?

Desde Visalia, consideramos que el nuevo Real Decreto debe consolidar definitivamente el autoconsumo colectivo como uno de los pilares de la transición energética. En base a nuestra experiencia, creemos que es esencial acortar los plazos de puesta en marcha mediante una simplificación administrativa y la homogeneización de criterios. Al mismo tiempo, el texto debería

incluir medidas que amplíen el número de usuarios que pueden beneficiarse del autoconsumo colectivo, aumentando tanto el radio de aplicación como la potencia máxima de las instalaciones. Solo así podremos acelerar el despliegue de estos proyectos y garantizar un acceso más amplio a energía renovable de proximidad, una fuente de producción estable y de menor coste.

¿Cuál es su valoración sobre la evolución tecnológica y operativa de los sistemas de almacenamiento energético y qué papel cree que desempeñarán en la estabilidad de red, la gestión de curvas de demanda y la optimización del autoconsumo a corto y medio plazo?

La evolución del almacenamiento ha sido extraordinaria: mayor densidad energética, menores costes y sistemas de gestión más inteligentes. Los sistemas hibridados ya actúan como un estabilizador de red, aportando control de frecuencia, suavizado de rampas y respuesta rápida ante variaciones. A corto plazo permitirán optimizar el autoconsumo, reduciendo vertidos y desplazando la energía a las horas que se desee. A medio plazo, las baterías colectivas serán esenciales para gestionar curvas de demanda locales, evitando picos, equilibrando consumos y proporcionando la flexibilidad necesaria para un sistema eléctrico más robusto y eficiente. Su integración digital, combinada con algoritmos de predicción, sin lugar a dudas marcará la diferencia.

¿Cuál cree que será la evolución del sector del autoconsumo en 2026 en su área de actividad? ¿Qué perspectivas de negocio prevé su empresa?

Visalia ha reafirmado su apuesta estratégica por el autoconsumo colectivo, especialmente tras la adquisición de Barter en 2025. Nuestro modelo de "Barrio Solar" se consolida como una propuesta diferencial en el mercado: energía a precio fijo que supone ahorro significativo para el consumidor de proximidad, aportando transparencia y accesibilidad al autoconsumo. El 2026 estamos seguros de que será un año con un fuerte crecimiento, nuestra hoja de ruta contempla multiplicar el número de instalaciones y ampliar nuestra red de colaboradores con el objetivo de reforzar nuestra posición como uno de los líderes del sector en España. Para conseguirlo, seguiremos impulsando un modelo energético más participativo, eficiente y sostenible.



ENERGÍA RENOVABLE Nuevo actor

España toma posiciones en la reinvencción verde del amoniaco

Nuestro país suma potentes bazas técnicas e industriales para liderar una tecnología que exige grandes inversiones para alcanzar todo su potencial

MARÍA JOSÉ PÉREZ-BARCO

Una nueva era se abre para el amoniaco. Sí, sí, ese producto que utiliza para desengrasar la campana extractora de su cocina. Su fórmula química NH₃ (un átomo de nitrógeno y tres de hidrógeno) está en muchos artículos de nuestro tiempo: desde desinfectantes y limpiadores o tintes para el cabello hasta explosivos para minería. Se emplea como materia prima para fabricar plásticos, como refrigerante para congelar y conservar alimentos, y sobre todo el amoniaco es la base fundamental de los fertilizantes nitrogenados, imprescindibles en la agricultura moderna que ha conseguido alimentar a millones de personas en el mundo.

Pues la versión renovable del NH₃ presenta nuevas aplicaciones que le convierten en una pieza clave en la transición energética. Cómo es lógico podrá sustituir al amoniaco de origen fósil que hoy se emplea masivamente para elaborar fertilizantes, y a la vez convertirse en un nuevo combustible para descarbonizar el transporte marítimo y también actuar como portador de hidrógeno verde. Un nuevo capítulo que bien puede escribir España gracias a nuestros recursos renovables e industria.

Hoy día el amoniaco gris (de origen fósil) se consigue a través del denominado proceso Haber-Bosch: se obtiene el hidrógeno mediante el reformado del gas natural (o del carbón) con vapor y el nitrógeno del aire. Así logramos la molécula NH₃.

Para que sea renovable es necesario obtener hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua y la utilización de energías limpias como eólica, fotovoltaica y/o hidroeléctrica.

Futuro por delante

Una opción que nuestro país puede aprovechar muy bien. Y esto es una opinión extendida por todo el sector. «España está muy bien posicionada para producir y exportar amoniaco renovable. Tenemos seguridad jurídica que permite atraer capital, mano de obra cualificada, las mejores constructoras que han realizado obras de todo tipo por todo el mundo, ingenierías, un tejido industrial importante... y una energía eléctrica con precios muy competitivos. Nuestros puertos son número uno, tendrán no solo estaciones de repostaje sino terminales de amoniaco, e incluso fábricas para exportarlo. Diversos estudios apuntan a que seríamos uno de los países candidatos europeos para fabricar esta molécula», destaca Raúl Rodríguez, presidente de la Asociación Española del Amoniaco Renovable (AEAR) y director comercial de Tresca Ingeniería. Además, somos un

PREVISIONES

Diversos estudios apuntan que el consumo de NH₃ verde se podría multiplicar por cinco



Un pionero por el mundo
El buque Green Pioneer (de la australiana Forestcue) está recorriendo el mundo con sus motores de cuatro tiempos que pueden operar con amoniaco y diésel

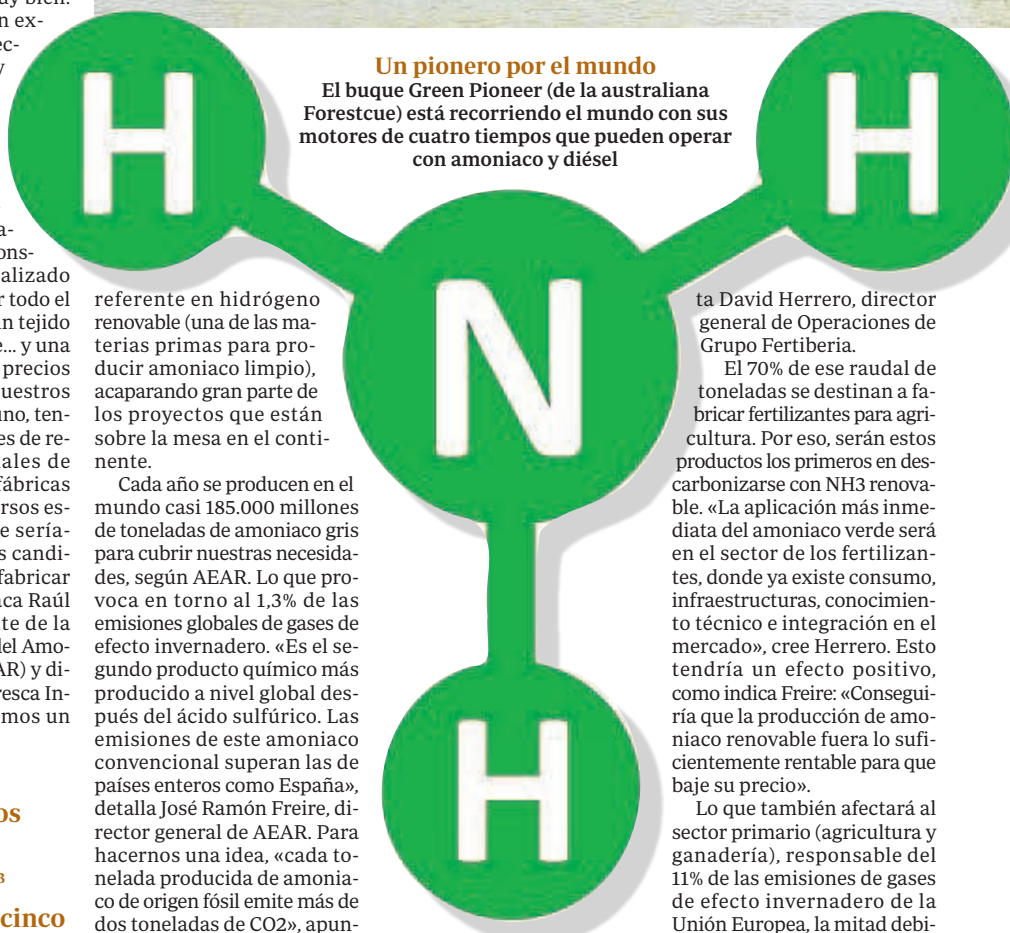
referente en hidrógeno renovable (una de las materias primas para producir amoniaco limpio), acaparando gran parte de los proyectos que están sobre la mesa en el continente.

Cada año se producen en el mundo casi 185.000 millones de toneladas de amoniaco gris para cubrir nuestras necesidades, según AEAR. Lo que provoca en torno al 1,3% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. «Es el segundo producto químico más producido a nivel global después del ácido sulfúrico. Las emisiones de este amoniaco convencional superan las de países enteros como España», detalla José Ramón Freire, director general de AEAR. Para hacernos una idea, «cada tonelada producida de amoniaco de origen fósil emite más de dos toneladas de CO₂», apun-

ta David Herrero, director general de Operaciones de Grupo Fertihera.

El 70% de ese raudal de toneladas se destinan a fabricar fertilizantes para agricultura. Por eso, serán estos productos los primeros en descarbonizarse con NH₃ renovable. «La aplicación más inmediata del amoniaco verde será en el sector de los fertilizantes, donde ya existe consumo, infraestructuras, conocimiento técnico e integración en el mercado», cree Herrero. Esto tendría un efecto positivo, como indica Freire: «Conseguiría que la producción de amoniaco renovable fuera lo suficientemente rentable para que baje su precio».

Lo que también afectará al sector primario (agricultura y ganadería), responsable del 11% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea, la mitad debi-





Un uso diferente

La planta modular de amoníaco verde de la multinacional de origen español Maxam en Páramo de Masa. La idea es que suministre nitrato amónico para explosivos mineros

das precisamente al uso de fertilizantes nitrogenados. Por tanto, emplear amoníaco verde reducirá la huella de carbono de la agricultura. «De hecho, diversos análisis estiman que sustituir el amoníaco gris por renovable en la producción de fertilizantes reducirá un 5% las emisiones asociadas a los productos agrícolas finales», apunta Freire.

Combustible marino

No obstante, el amoníaco limpio también despierta mucho interés porque se ha convertido en un gran candidato (junto a los e-fuels, metanol, bioetanol...) para descarbonizar el transporte marítimo que tiene muy difícil su electrificación y que es responsable del 2,9% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. El NH₃ renovable podría cubrir hasta el 45% de la demanda de combustibles marítimos en 2050, según prevé la Agencia Internacional de Energía (IEA), lo que conllevaría también reducir las emisiones de los grandes buques de mercancías.

Una transición que exigirá potentes inversiones para modernizar las flotas y crear toda la infraestructura necesaria para producir y distribuir este nuevo combustible. Ya hay empresas que están con ello. El grupo tecnológico finlandés Wärtsilä ya ha presentado un motor que funciona con NH₃ verde. También lo ha hecho Everllence (antes MAN), WinGD y Japan Engine Corporation (J-ENG). Y navieras, como Høegh Autoliners, ya proyectan grandes buques mercantes propulsados con este combustible.

En España, Enagás está trabajando en infraestructuras logísticas independientes: des-

de «plantas de GNL existentes, capaces de reconvertirse o ampliarse para NH₃ hasta el terminal multimolécula» en puertos, donde también tendrán cabida otras como el hidrógeno verde y el CO₂. «Contamos con importantes capacidades para desarrollar alianzas con los principales puertos y actores industriales», dice la compañía.

El amoníaco verde tiene también otra atractiva aplicación a futuro: ser portador de hidrógeno verde, la molécula más ligera de la Tierra (es decir, que escapa fácilmente) y con un elevado rango de explosividad. Una nueva tecnología en la que España es un referente europeo. «Resulta más fácil y sostenible transportar amoníaco que hidrógeno, ya que puede transportarse a mayor temperatura: el amoníaco a -33°C, mientras que el hidrógeno necesita enfriarse a -253°C. Tras su transporte, el amoníaco puede volver a convertirse en hidrógeno, en las llamadas instalaciones de 'cracking', para su uso 'in situ' o para su distribución», cuenta Enrique Iglesias, responsable de Estructuración comercial del negocio de Hidrógeno de Moeve. De hecho, muchas de las plantas que se planean construir para producir amoníaco renovable están vinculadas a proyectos y grandes valles de hidrógeno verde.

Con ese horizonte que parece tan prometedor, los desafíos que tiene por delante el

PRODUCCIÓN

Hoy se fabrican 180.000 toneladas de su versión de origen fósil, sobre todo para fertilizantes

amoníaco verde no son pocos. Todavía no se produce a escala industrial. «La electrólisis no está probada a grandes escalas. No existen grandes plantas que produzcan hidrógeno electrolítico en grandes cantidades. La mayor planta en Europa cuenta con 20 MW. Una unidad tradicional de producción de amoníaco de origen fósil genera 1.200 toneladas al día. Para convertirla en verde necesitaríamos una unidad de electrólisis en torno a 500 MW. Y a día de hoy eso no existe», explica Raúl Rodrigo.

Hay que tener en cuenta que el amoníaco es tóxico y esto plantea otro reto tecnológico. «La ventaja es que se lleva usando tanto tiempo y tenemos tanta experiencia que hay cero accidentes. Hay estudios que indican que multiplicáremos por cinco el consumo actual de amoníaco, hasta el billón de toneladas. La pregunta es si las condiciones de seguridad que mueven las 180.000 toneladas que se producen actualmente sirven para flujos mayores, de hasta un billón de toneladas», plantea Raúl Rodríguez.

Poco competitivo

Su precio es otro reto. No es competitivo frente a su hermano fósil. «Para producir una tonelada de amoníaco verde -dice Rodríguez- se necesita gastar cuatro veces más que para una tonelada de amoníaco gris. El amoníaco es una 'commodity' a nivel mundial donde los márgenes son muy ajustados en toda su cadena de valor. Por eso es necesario buscar productos que puedan absorber ese sobrecoste de precios y donde el amoníaco verde tenga valor y lo perciba el consumidor».

Pero no solo hay que superar las barreras tecnológicas y de costes, David Herrero indica que también es necesario tener «disponibilidad de energía renovable competitiva y marcos regulatorios estables que fomenten la adopción de estas soluciones en el mercado. El interés empresarial existe, pero debe ir acompañado de demanda real y de señales claras a largo plazo».

Pues en estos desafíos se están embarcando un grupo de empresas a lo largo y ancho de toda nuestra geografía. Algunos de sus planes ya son conocidos, pero hay iniciativas que todavía son confidenciales. En Páramo de Masa (Burgos) la multinacional Maxam (de origen vasco) ha construido la primera planta de amoníaco renovable del país, que es

CLAVES

UNA TECNOLOGÍA QUE SURGE DE LAS RENOVABLES

El amoníaco renovable se obtiene con nitrógeno del aire e hidrógeno verde. Este se produce mediante la electrólisis del agua a través de la utilización de fuentes renovables como la eólica, fotovoltaica y/o hidroeléctrica. Hoy el que consumimos es de origen fósil.

APLICACIONES QUE SE ALZAN CON MÁS FUTURO

El NH₃ se utiliza masivamente para la producción de fertilizantes. Se piensa en su versión verde como combustible para el transporte marítimo de mercancías y para ser portador de hidrógeno renovable, el otro gran vector de la transición energética.

BARRERAS QUE TIENE QUE SUPERAR

Todavía no hay capacidad para producir a nivel industrial amoníaco limpio. Su precio es además cuatro veces superior a su hermano de origen fósil. Es necesario también crear marcos regulatorios estables para fomentar la demanda de este tipo de nuevo combustible.

UN NUEVO ECOSISTEMA QUE CREAR

Avalon Renovables, Ignis, Fertiberia, Moeve... se están implicando en diferentes iniciativas para desarrollar el ecosistema del amoníaco renovable. Incluso hay inversores extranjeros como la alemana Karaman Global Energy que quiere construir una planta en Escatrón (Zaragoza).





modular. La compañía la necesita para generar nitrato amónico a granel, la materia prima para la futura fabricación de explosivos civiles sostenibles de uso en minería y en grandes obras de infraestructuras.

Proyectos

Como parte del Proyecto Bahías de Algeciras y Cádiz, Avalon Renovables también tiene previsto levantar una de estas instalaciones en Los Barrios (Cádiz). Suministrará al transporte marítimo de mercancías (está cerca del Puerto de Algeciras), a la industria de fertilizantes y a la química. Lo mismo que Ignis. Ya cuenta con la autorización ambiental para levantar una planta de amoníaco limpio en el puerto de Punta Langosteira (La Coruña) y en sus planes figuran otras dos: una en Castellón y otra en Sevilla.

Fertiberia lanzó hace tres años una gama de fertilizantes producidos con amoníaco bajo en carbono (Impact Zero), que fabrica en su planta de Puertollano en colaboración con Iberdrola. «Está en el mercado. En estos años hemos comprobado que el desarrollo de los fertilizantes bajos en carbono no es solo una cuestión industrial, sino también de creación de demanda. El crecimiento de Impact Zero ha venido de la mano de alianzas con compañías agroalimentarias líderes. Se ha aplicado, entre otros, en cultivos de patata, trigo duro, tomate, cebada cervecera u hortalizas, con reducciones muy relevantes de la huella de carbono y, en algunos casos, mejoras de productividad», explica Herrero.

A gran escala

Y Moeve tiene entre manos un ambicioso proyecto. Para 2030 quiere que esté operativa la mayor planta de amoníaco verde de Europa ubicada en su parque energético de San Roque (Cádiz). Será una pieza fundamental del Valle Andaluz del Hidrógeno. Está pensada para producir, almacenar y distribuir NH3 renovable a gran escala, ya que se transportará hasta el puerto de Algeciras y desde allí al de Rotterdam. «Asimismo tenemos previsto colaborar con promotores de terminales de recepción y ‘cracking’ de amoníaco en el noroeste de Europa para desarrollar una cadena de suministro completa hasta el cliente final», detalla Enrique Iglesias.

Así se abren las puertas de la nueva era del amoníaco renovable en el viaje de la transición energética.



Forestalia intentó colar un proyecto millonario con el hombre del PNV en la trama Cerdán

- Usó a Antxon Alonso para establecer «vías» con municipios y autonomías del norte para producir energía con la autorización de Transición Ecológica
- Las 'autopistas eléctricas' encontraron la oposición de numerosas localidades

GERARD BONO
ALSASUA (NAVARRA)



El Grupo Forestalia, presidido por el empresario Fernando Samper, tenía entre sus planes a finales de 2021 una inversión de más de 2.700 millones de euros para expandir su producción de energía al norte de España. La idea pasaba por instalar centenares de aerogeneradores y miles de módulos fotovoltaicos en varios municipios de la comarca de las Cinco Villas, al norte de la provincia de Zaragoza, donde generar una energía que llevar después a través de dos 'autopistas eléctricas' hasta distintos puntos en el País Vasco. La iniciativa decayó por «incumplimiento de hitos administrativos», según Red Eléctrica de España (REE). Un laberíntico camino que la mercantil trató de transitar usando como brújula a Joseba Antxon Alonso Egurrola.

Supuesto intermediario entre Pedro Sánchez y el nacionalismo vasco para atar su apoyo a la moción de censura a Mariano Rajoy, el dueño de Servinabar (empresa clave en una presunta trama de mordidas que instruye el Tribunal Supremo y que llevó a la cárcel con Santos Cerdán) fue detenido en diciembre por la Guardia Civil en el marco de otra causa abierta en la Audiencia Nacional contra un grupo autodenominado 'Hiruok' ('Los Tres', en euskera). Este, compuesto además de Alonso por la 'fontanera' socialista Leire Díez y el expresidente de la SEPI Vicente Fernández, se habría dedicado a «orientar» expedientes públicos para cobrar comisiones, canalizando los fondos a través de la empresa Mediaciones Martínez S.L.

Un 'modus operandi' que los investigadores detectaron en cinco procesos distintos. Uno de ellos relacionado con la concesión de una «ayuda» de 172 mi-

llones de euros por parte de la Sociedad Estatal de Promoción Industrial y Desarrollo Empresarial (Sepides) a Arapelet S.L., perteneciente al Grupo Forestalia. Además de las detenciones practicadas (Alonso, Díez y Fernández fueron puestos en libertad con medidas cautelares), la Guardia Civil llevó a cabo cerca de una veintena de registros entre los que se encontraba la sede de Forestalia en Zaragoza. Este no era el primer cruce de caminos conocido entre Alonso y el grupo de Fernando Samper.

A mediados de junio del año pasado, poco después de conocerse el informe de la Unidad Central Operativa (UCO) que derivó en la entrada de Cerdán en prisión provisional, el vicepresidente

El Gobierno de Navarra interpuso en abril de 2024 un recurso contra los permisos dados al proyecto 'Mistral-Esfinge'



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y elaboración propia

ABC

primero y consejero de Igualdad y Presidencia del Gobierno de Navarra, Félix Taberna (recientemente cesado por la presidenta María Chivite), y el consejero de Desarrollo Rural y Medio Ambiente, José María Aierdi, reconocieron tres encuentros con Alonso. Uno de ellos (al que acudieron los tres además de Samper y otros trabajadores de Forestalia como Carlos Ontañón, Luis Maruado y Julio Tejedor) tuvo lugar el 6 de noviembre de 2023 en el Palacio de Navarra. La compañía quería «analizar las autorizaciones administrativas estatales al proyecto de despliegue de líneas de alta tensión» en la comunidad.

Por aquel entonces el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miterd) ya había emitido la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable, aunque con condicionantes, a dos expedientes clave para los planes inmediatos de la empresa en la zona: el Peol 522 AC y el PFot 677 AC. El primero buscaba el despliegue de 12 parques eólicos (con 109 aerogeneradores) en los municipios zaragozanos de Biota, Ejea de los Caballeros, Uncastillo, Asín, Luesia y Sádaba. El segundo pretendía implantar una planta fotovoltaica (con 30.942 placas solares) en Castejón de Valdejasa. Ambos incluían, además, su respectiva «infraestructura de evacuación»: las líneas para conectar la energía producida con un punto de la red eléctrica española y así poder comercializarla.

Esta «infraestructura de evacuación» carecía de sentido por separado, pero



combinando la de ambos proyectos se dibujaba sobre el mapa una 'autopista eléctrica' que transitaba por las provincias de Zaragoza, Navarra y Álava hasta llegar al municipio de Alsasua. Desde allí, la línea de alta tensión se desdoblaba en dos caminos. Uno continuaba hasta Vitoria, donde el 17 de febrero de 2021 –siete meses antes de que el proyecto saliese a exposición pública– REE había autorizado a Forestalia el enganche de los 12 parques eólicos en una subestación de su propiedad para volcar la energía producida. El otro se dirigía desde Alsasua, atravesando la provincia de Guipúzcoa, hasta el municipio vizcaíno de Gatika, donde REE había hecho lo propio con la planta fotovoltaica el 22 de marzo de 2021.

Parques eólicos

Un trazado de más de 300 kilómetros, con un coste estimado de 342.347.502 euros, que Forestalia pretendía aprovechar. Más allá de esos dos primeros despliegues de renovables asociados a la línea de alta tensión, este periódico ha detectado otros siete expedientes tramitados por Forestalia (la mayoría recibieron también la DIA y una autorización administrativa previa condicionada) con instalaciones de energía renovable que iban a usar esta infraestructura para llevar su electricidad al País Vasco y otros puntos de la red. En total suponía la instalación de otros 32 parques eólicos (245 aerogeneradores) y otras cinco plantas fotovoltaicas (con 520.830 placas solares).

La cuestión es que el avance de este



El propietario de Servinabar, Antxon

Alonso Egurrola // IGNACIO GIL

despliegue, que sí fue dando pasos en la mañana de consultas e informes de la Administración, dependía en esencia de la 'autopista eléctrica' cuya aprobación finalmente acabó encallando. «Teníamos la oposición del Gobierno vasco y navarro», trasladan fuentes de Forestalia que, al haber un proceso judicial en marcha, prefieren no contestar a las preguntas sobre cómo y desde cuándo se estableció su relación con Alonso, que podría remontarse tiempo antes de estas reuniones como representante de Forestalia para sus proyectos en el norte de España.

De acuerdo con la información del Registro Mercantil, el guipuzcoano se convirtió el 30 de septiembre de 2022 en el administrador único de Next Generation Caliope Innova, una sociedad dedicada a las renovables, constituida en mayo de ese mismo año. Entonces contaba con Eduardo Pérez Águeda como administrador único, que también ocupa puestos en el consejo de administración de otras mercantiles vinculadas al Grupo presidido por Fernando Samper. Casualmente, Alonso cesó en el cargo de Next Generation Caliope Innova el 26 de noviembre de 2025, dos días antes de la entrada en prisión del exministro de Transportes y secretario de Organización del PSOE, José Luis Ábalos, y su asesor Koldo García.

«Cuando hay un proyecto la compañía busca las vías o los contactos para poder tener reuniones a nivel municipal y autonómico», afirman desde Forestalia sobre el porqué de la participación de Alonso como mediador. En ese

sentido, además de la reunión con el Gobierno navarro, el portavoz de EH Bildu en el Parlamento vasco, Pello Otxandiano, reveló que también había acudido a él. «Tenía un proyecto de una línea de alta tensión desde Aragón hasta Gatika y atravesaba muchos municipios gobernados por EH Bildu, así que tenía interés en reunirse con nosotros», dijo el pasado mes de julio. Efectivamente, el expediente de esta 'autopista eléctrica' (que no era la única, pues la compañía proyectó algo similar en Cataluña) se encontró con la posición de múltiples municipios.

También de la Dirección General de Medio Ambiente de la Diputación de Guipúzcoa, del Departamento de Sostenibilidad y Medio Natural de la Diputación de Vizcaya, de la Dirección de Patrimonio Natural y Cambio Climático del Gobierno Vasco o de la Dirección General de Medio Ambiente del Gobierno de Navarra entre otros ejemplos. El Ejecutivo foral llegó a interponer en abril de 2024 un recurso, que «sigue su curso» en la vía contencioso-administrativa, contra las autorizaciones otorgadas por el Miterd al proyecto, al que se referían como 'Mistral-Esfinge'. Sin embargo, pese a la oposición de estos entes y asociaciones como Ekologistak Martxan o Sustirai Erakuntza, los trámites, aunque con variaciones y condicionantes, permanecían abiertos por parte del ministerio y fue Forestalia la que acabó renunciando a seguir adelante.

Greening cuenta con el compromiso de aceptación a su oferta de más del 65% del capital de EIDF

- Greening ha obtenido compromisos irrevocables de aceptación a su OPA por parte de accionistas de EIDF que representan más del 65% del capital social de esta compañía.



El consejero delegado de Greening Group, Ignacio Salcedo.

<https://elperiodicodelaenergia.com/greening-cuenta-con-el-compromiso-de-aceptacion-a-su-oferta-de-mas-de...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Su junta da luz verde a la oferta mejorada y arranca el plazo de aceptación, que se prolongará hasta el 2 de febrero

Greening ha obtenido compromisos irrevocables de aceptación a su oferta pública de adquisición (OPA) por parte de accionistas de EIDF que representan más del 65% del capital social de esta compañía, según ha informado el grupo al BME Growth.

De esta manera, la energética andaluza ha indicado que la condición de aceptación mínima de la oferta -fijada en al menos el 40% del capital de EIDF- "quedará cumplida cuando dichos accionistas acepten la oferta en cumplimiento de los referidos compromisos".

Greening celebró este jueves una junta general extraordinaria de accionistas en la que se aprobó, por unanimidad, la adquisición de las acciones representativas de la totalidad del capital social de EIDF, así como un aumento de capital con cargo a aportaciones no dinerarias por importe nominal máximo de 52.888,68 euros, mediante la emisión y puesta en circulación de hasta 21,155 millones de acciones ordinarias de 0,0025 euros de valor nominal cada una de ellas, para atender íntegramente el pago de la contraprestación de la oferta.

Greening

Igualmente, se comunicó la constancia de compromisos de suscripción del aumento de capital dinerario por un importe conjunto superior a 15 millones de euros.

Así, el plazo de aceptación de la oferta de Greening sobre EIDF arranca este viernes y se extenderá durante 15 días naturales, esto es, hasta el 31 de enero de 2026, incluido, extendiéndose hasta el lunes, 2 de febrero, al ser el anterior inhábil.

El pasado mes de noviembre, Greening anuncia una OPA sobre EIDF, con el objetivo estratégico de acelerar su crecimiento, mejorar su escala operativa y reforzar su posición en la transición energética global.

Posteriormente, el grupo mejoró su oferta inicial a una acción de Greening por cada tres de la empresa especializada en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo -frente a los dos de sus títulos ordinarios por cada siete de la otra compañía-, valorando a EIDF en unos 91 millones de euros.

Greening destacó que la integración de ambas compañías permitirá unir la especialización de **EIDF** en soluciones fotovoltaicas y baterías en España con la presencia internacional, las capacidades tecnológicas y el modelo verticalmente integrado de la empresa andaluza, que abarca generación, desarrollo, construcción y comercialización de energía renovable en Europa y Norteamérica.

Italy turns its Transition 5.0 decree into law: what does it mean for renewables?

- Italy has locked in its Transition 5.0 reform, formally converting the decree into law. The move is meant to streamline renewable deployment, but industry voice...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/italy-turns-its-transition-50-decree-into-law-what-does-it-mean-f...>

Domingo, 18 enero 2026

18 enero 2026 0

The **Chamber of Deputies** has definitively approved the conversion bill for **Decree-Law 175/2025**, a regulation introducing urgent measures under the **Transizione 5.0 Plan** and redefining the framework for renewable energy projects in Italy. The text, modified during parliamentary review, establishes new criteria regarding tax incentives and the identification of suitable areas for renewable installations.

The decree is structured around three main areas, with particular emphasis on tax credits and territorial planning for renewable projects.

Transizione 5.0 Tax Credits

The decree provides key clarifications on the functioning of the **Transizione 5.0 tax credits**, establishing strict deadlines and rules for accessing these incentives. Companies cannot combine the Transizione 5.0 credit with other tax benefits for the same assets, requiring them to choose one option. The **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)** oversees the certifications related to these credits, and a **financial allocation of €250 million for 2025** has been set to cover the associated costs. These measures aim to provide clarity for beneficiaries and ensure coordinated and controlled application of incentives.

Suitable areas for renewable energy: The core of the decree

A central element of DL 175/2025 is the redefinition of **suitable areas for renewable energy installations** , now incorporated into the **Renewables Unified Text (d.lgs. 190/2024)** . The decree updates the framework for **agrivoltaic installations** , specifying the conditions under which agricultural activity can coexist with solar generation on the same land. It harmonizes previously fragmented regulations, providing clear criteria on permits and compatibility with agricultural use.

It also defines suitable areas on **land and at sea** , taking into account environmental factors, territorial planning, and land or maritime use. This clarity reduces uncertainty for developers and investors, facilitating project planning and site selection.

The decree introduces **simplified administrative procedures** for projects located in designated areas, accelerating approvals and reducing bureaucratic complexity. It regulates installations in **protected areas, including UNESCO sites** , establishing clear rules for interventions that balance renewable development with environmental and cultural preservation.

A **digital platform** will allow developers to consult all suitable and priority areas online, streamlining feasibility studies and investment planning. Additionally, the decree sets **regional renewable energy capacity targets** aligned with the **National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC)** , enabling balanced development across regions and preventing excessive concentration of projects in specific locations.

The decree also includes a **transitional clause** , specifying that the new rules do not apply to projects already under review, which will continue to be processed under the previous legislation.

Golden power and strategic sectors

DL 175/2025 amends the **"golden power" rules** , expanding situations in which the government can intervene in operations considered strategic. This applies to the energy, transport, and communications sectors, particularly when non-EU actors are involved. Authorities may exercise veto powers if there is a risk to public order, national security, or economic and financial stability, protecting strategic assets in acquisitions or control operations.

Sector reaction: Italia solare's perspective

The association **Italia Solare** welcomed certain aspects, such as the protection of ongoing authorization procedures and the recognition of areas adjacent to all industrial facilities as eligible, not only those subject to integrated environmental authorization. However, the organization expressed concern over the requirement to include agrivoltaic installations within eligible agricultural areas, describing it as ambiguous and potentially restrictive for agrivoltaic development.

Italia Solare also criticized that **simplified procedures cannot be applied when connection infrastructure** , even underground, falls outside the perimeter of suitable areas, which could undermine the zoning system. Another contentious point is the maintenance of large exclusion zones

around **cultural and landscape heritage sites** , which some regions consider incompatible with renewable energy targets.

“Families and businesses need cheap energy, and photovoltaics is the most competitive technology,” said **Paolo Rocco Viscontini** , president of Italia Solare. He lamented the lack of a clear and balanced strategy to reconcile renewable energy deployment, landscape protection, and agricultural activity. Italia Solare announced that in 2026 it will focus on reforming the rules on suitable areas, simplifying authorization procedures—especially for rooftop installations—and updating grid connection regulations.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



LA 'REVOLUCIÓN VERDE' EN LA PROVINCIA

La Junta tramita 18 proyectos de biogás con una inversión de 300 millones

Las iniciativas previstas, casi todas privadas, tendrán capacidad para tratar toda la biomasa que se genera en la provincia ● La mayoría de las plantas se han topado con la negativa de los vecinos

RAFAEL VERDÚ
Córdoba

Las plantas de biogás son el último paso —por ahora— de la transición hacia las energías renovables. La tecnología no es en absoluto nueva: el primer biorreactor se levantó a mediados del siglo XIX en la India, donde no debía faltar la materia prima a base de bosta de vaca y otras inmundicias. A partir de la crisis energética de los años 70, esta forma de obtener combustible comenzó a despertar el interés de los científicos y especialistas. Hoy las cosas han cambiado mucho, pero la fuente de los generadores sigue siendo la misma: residuos orgánicos procedentes de la actividad humana, esencialmente la agricultura y la ganadería.

Actualmente hay en desarrollo 18 proyectos de plantas de biogás en la provincia, de acuerdo con los datos facilitados a este medio por la Junta de Andalucía, que gestiona los permisos. Si todos llegan a buen puerto, supondrá un enorme salto en la producción energética a través de este recurso, ya que ahora mismo sólo hay activos tres biorreactores, ninguno de ellos independiente. Son los ubicados en la fábrica de Covap en Pozoblanco, que se abastece de desechos de la ganadería; la de Epremasa en Montalbán, para uso propio en su planta de tratamiento a donde llegan las basuras de media provincia, y la de Emacsa en Las Golondrinas, que reutiliza en parte los residuos de su gran depuradora.

Estos 18 proyectos suman una inversión global de 307,6 millones de euros y una capacidad de tratamiento de 3,1 millones de toneladas de biomasa. Es una cantidad fabulosa, equivalente al peso de 70.000 camiones de gran tonelaje cargados hasta los topes. Probablemente, no somos conscientes de la cantidad de residuos que generamos. Un ejemplo: por cada kilo de aceite de oliva se generan cuatro de alperujo que hay que tratar en algún sitio.

Estas nuevas plantas, casi todas privadas, podrían dar salida a toda la biomasa que se genera en la provincia de Córdoba en un año, estimada (según la Hoja de Ruta del Biogás de la Junta) en casi dos mi-



Manuel Murillo

Pozos de extracción de biogás en la planta de tratamiento de residuos de Epremasa en Montalbán.

llones de toneladas sólo en la agricultura y la ganadería intensiva; más de 1,2 millones de toneladas de alperujo; y todo lo que sale de los núcleos urbanos, los bosques, la industria o las estaciones de tratamiento de aguas.

En apenas un año se han triplicado los proyectos en tramitación. En enero de 2025 en los despachos se movían los expedientes de seis proyectos, aunque había 15 en cartera que ya se han activado. Las administraciones tienen prisa por construir biorreactores a partir de la guerra de Ucrania, que desde 2022 ha alterado el acceso a este combustible que se obtenía casi siempre de Rusia.

Ahora, la UE quiere duplicar la producción de biometano hasta 2030 (según los planes de la Comisión Europea), un objetivo muy ambicioso que, de cumplirse, sustituirá el actual 20% de las importaciones de gas natural desde yacimientos rusos. España va

más allá y quiere multiplicar por cuatro su producción también en

Las cifras

3,1

Millones de toneladas de biomasa que se podrían tratar en las 18 estaciones en conjunto.

307

Millones de euros de inversión, casi toda privada, prevista en la provincia de Córdoba.

70-90

Número de biorreactores que la Junta espera que haya en funcionamiento en Andalucía para el año 2030 si se cumplen sus planes.

2030, de acuerdo con la Hoja de Ruta aprobada por el Consejo de Ministros en 201. Andalucía, por su parte, está muy retrasada ya que sólo cuenta con 21 plantas de biogás, todas para generación eléctrica (es decir, no comercializan el gas en sí). Dos de ellas están en Córdoba capital y en Montalbán, a las que hay que sumar el polo de renovables de Covap, que dispone de su propia planta. La Hoja de Ruta del Biogás propia de la Junta pretende dar la vuelta a esta situación y para

2030 plantea entre 70 y 90 biorreactores en funcionamiento, de los que la mitad tendrían capacidad para hacer biometano.

A nivel molecular el biometano es idéntico al gas natural. Lo único que cambia es su forma

de obtenerlo: mediante pozos de extracción o aprovechando los residuos orgánicos. El primero es un recurso fósil y como tal se agotará tarde o temprano; el segundo es virtualmente infinito, o dicho en la terminología actual, renovable.

Biogás y biometano son sustancias parecidas pero no idénticas. El biogás está compuesto en su mayor parte de metano en una proporción que oscila entre el 55% y el 65% con abundante dióxido de carbono, más una parte insignificante de otros elementos. Esa fórmula presenta un problema: no puede distribuirse en gasoductos dado que el CO₂ no sirve para nada. Ese biogás se utiliza para quemarlo en el propio punto de producción y mediante esa combustión se puede obtener electricidad con métodos convencionales. La energía resultante se aprovecha en la planta (como ocurre en las tres que funcionan en Córdoba) o puede volcarse a la red (como en las centrales de gas).

La tecnología actual permite refinar el biogás para eliminar casi todo el CO₂ y obtener concentraciones de metano del 98% o más. En esas

Ubicación

Instalaciones en zonas agrarias

Todos los proyectos de plantas de biogás y biometano actualmente en tramitación se ubicarán en zonas con una economía basada en la agricultura, ganadería y agroindustria, lo que facilita el acceso al combustible, la biomasa. Según la información actualizada de la Junta de Andalucía, están en Pozoblanco (2), Espejo, Dos Torres, Puente Genil (2), Bujalance, Montalbán, Belmez, Baena, Pedro Abad, Cabra (2), Palma del Río (3), Castro del Río y Fuente Obejuna.



condiciones se puede transportar a través de gasoductos en lugar de consumirlo en la fábrica.

Córdoba tiene una infraestructura gasista potente oculta bajo tierra. Por la provincia discurren cuatro grandes gasoductos con cientos de kilómetros, según el mapa de infraestructuras de Enagás, empresa que gestiona el sistema gasista de todo el país. Todas las plantas de biogás o biometano previstas en Córdoba están situadas cerca de alguno de estos gasoductos. También están en comarcas con amplios recursos agroindustriales, de modo que dispondrán tanto de la materia prima como de la infraestructura necesaria para evacuar el biometano. Es la ecuación ideal, o casi.

Ecologistas y sociedad

No ocurre lo mismo en otros puntos del país. En algunas zonas se han diseñado plantas de biogás donde no hay biomasa suficiente, lo que obligará a fabricarla en el sitio o, peor aún, a transportarla con camiones desde kilómetros de distancia. Esa es una de las críticas de Ecologistas en Acción, que también piensan que el modelo peca de un exceso de liberalismo. En un análisis de 2024, el colectivo verde critica que la construcción de plantas de biogás se ha dejado en manos de grandes conglomerados empresariales que buscan únicamente el beneficio económico y no el ambiental. No se oponen a los biorreactores, especialmente los que generan biometano, pero entienden que en el modelo actual «la sostenibilidad pasa a ser una excusa, un pretexto para aumentar sus beneficios».

Una tecnología tan innovadora ha generado ya un amplio rechazo en municipios donde están planificadas algunas de estas plantas. Espejo piensa modificar sus normas urbanísticas para impedir la instalación de un reactor de biogás en su término. En Castro del Río los vecinos se han manifestado para exigir la suspensión de cualquier licencia. Baena ha suspendido la tramitación iniciada por una empresa energética hasta que la Junta decida sobre el asunto. En Cabra todos los partidos han apoyado suspender cualquier licencia no ya de plantas de biogás, sino de cualquier fuente de energía renovable. En Palma del Río, donde se han recibido cinco solicitudes (en la Junta solo se tramitan tres ahora mismo), el equipo de gobierno ya ha dicho que está en contra de todas. Fuente Carreteros no quiere biogás en su término, pero tampoco en el de sus vecinos de Écija. Hasta el Ayuntamiento de Pozoblanco, que ya tiene una central de biogás en su núcleo, alegó para que sus paisanos de Dos Torres no tengan lo mismo. ■

Los biorreactores son un comedor para bacterias. En estos recintos cerrados, los microorganismos se alimentan de biomasa, compuesta en su mayor parte de agua; en el proceso generan gas y un último residuo que, una vez tratado, funciona como el compost. Así se cierra un círculo en teoría virtuoso.

Alquimia para la basura líquida

CÓRDOBA

RAFAEL VERDÚ
Córdoba

El término biomasa es en realidad un eufemismo: no es otra cosa que basura en su mayor parte. De un tipo concreto, diferente de la que generan los hogares o la industria pesada, pero son restos al fin y al cabo. Su característica esencial es que está compuesta de residuos orgánicos. La biomasa puede ser, entre otras muchas cosas, residuos de la actividad agrícola y ganadera (mayormente la intensiva), forestales o lodos de depuradoras. Hay incluso cultivos que se destinan exclusivamente a generar biomasa.

Como cualquier resto orgánico, en su mayor parte la biomasa es agua. Las balsas de purines o de alperujo son el mejor ejemplo gráfico, ya que cualquiera que las contemple verá sólo un líquido pestífero. Aunque no hay que verlas para notarlas: su olor cuando están a cielo abierto, como casi siempre, se puede trasladar a kilómetros. Pero incluso si la biomasa tiene aspecto sólido, también está hecha en gran medida de agua. Un tomate tiene un 90% de agua y muchas otras verduras rondan el 80%.

Es aquí donde está la clave para tratar la biomasa. «Transportar agua no es rentable. No podemos llevar agua de aquí para allá», afirma Mari Ángeles Martín Santos, catedrática de Ingeniería Química de la UCO que lleva 30 años estudiando la biomasa. Por eso, asegura, la mejor solución consiste en construir muchas y pequeñas plantas de tratamiento localizadas en los sitios donde habitualmente se genera gran cantidad de este material. La provincia de Córdoba es uno de esos sitios.

Martín explica que las plantas de biometano «han nacido de una necesidad doble: tratar de valorizar los residuos orgánicos y tener un combustible gaseoso de alto poder calórico como el metano». Hay otras alternativas, como el compostaje o el secado y posterior combustión, «que tienen sus ventajas e inconvenientes».

El funcionamiento de una planta de biogás (o las más avan-



El polo verde de Covap: en primer plano la planta solar; detrás a la izquierda, los generadores de biogás.

zadas de biometano) se basa en la digestión anaeróbica que una serie de bacterias realizan sobre la biomasa. Es un fenómeno natural que puede verse, por ejemplo, en los gases que emiten zonas pantanosas. Los biorreactores actuales replican ese proceso.

La profesora aclara que la digestión anaeróbica (esto es, sin la presencia de oxígeno) se realiza en recintos cerrados precisamente para que la biomasa no entre en contacto con el aire. El resultado de esa fermentación es el biogás, que «si se purifica se convierte en biometano. Con una red de gas natural cerca se puede inyectar allí. Así estamos dando una respuesta a los residuos locales cercanos». Sin plantas de tratamiento de los residuos agroganaderos (biomasa), estos desperdicios se almacenan en balsas en la misma zona productora. «Eso es materia orgánica que va a la atmósfera, que huele mal o puede generar rechazo generalmente. Pero eso ya existe, y nadie se queja», apunta Martín.

Hay otra ventaja en los biorreactores. Si las bacterias se alimentan de desperdicios, también generan sus propias deposiciones. Es lo que en la jerga científica se llama digestato, un «residuo sólido ya agotado, que se centrifuga y separa en dos corrientes, la líquida en una balsa y la sólida se pone a secar», detalla Martín. Ese residuo sólido y seco no es otra cosa que una especie de compost muy rico en nitrógeno, fósforo o potasio, nutrientes que aprecia cualquier cultivo. Puede reutilizarse como fertilizante o sustrato para el suelo y así se cierra el círculo. La

agroganadería genera su propia basura, que se trata en biorreactores para obtener una fuente de energía; el subproducto final vuelve al campo y comienza un nuevo ciclo.

El tamaño de las plantas

Los ecologistas están de acuerdo con esta tecnología... pero con matices. Para ellos, el tamaño importa, ya que lo ideal son pequeñas plantas bien localizadas capaces de transformar los residuos del entorno más cercano para evitar su transporte hacia otros lugares. Es la misma idea que traslada Santos: mover agua no es rentable, tampoco desde un punto de vista ambiental.

¿Se está diseñando así esta nueva revolución verde? Juan Escribano, portavoz de Ecologistas en Acción en Córdoba, tiene sus dudas. De entrada, cree que al menos dos de las plantas proyectadas en Córdoba, las de Baena y Cabra, son excesivamente grandes. «Las grandes eléctricas están apostando por esta tecnología», asegura, incentivadas por las subvenciones públicas, «pero no lo harán movidas por pequeñas producciones. No es esa la lógica». ■



Mari Ángeles Martín Santos.



La patronal eólica gallega alerta de que hay promotores e industrias en riesgo por el parón

La entidad advierte de que algunas empresas no pueden cumplir con el suministro de energía verde a proyectos industriales

BEATRIZ COUCE
REDACCIÓN / LA VOZ

La Asociación Eólica de Galicia (EGA) lanzó ayer una advertencia clara: en la comunidad hay promotores «que han entrado en serias dificultades, porque ya no pueden cumplir sus compromisos de suministrar energía limpia a proyectos industriales». Son iniciativas empresariales cuya viabilidad depende, en muchos casos, de esos acuerdos que les aseguran disponer de electricidad renovable y a precios competitivos a largo plazo. Pero los promotores eólicos no solo están en riesgo por esos posibles incumplimientos contractuales, sino por las deudas millonarias con sus proveedores, a los que encargaron la construcción de los parques autorizados por la Xunta y que no han podido desarrollarse porque están afectados por fallos judiciales y medidas cautelares.

«Galicia camina hacia atrás: desperdicia sus potenciales recursos eólicos, incrementa su de-

pendencia del exterior, encarece la factura de la luz y pone en peligro la salud pública», lamenta la patronal eólica de la comunidad, que considera que ese bloqueo al desarrollo del sector y, por extensión, a la industria «se ha convertido en una falla estructural de nuestra economía».

Pérdida de peso industrial

La asociación que preside Manuel Pazo recuerda que, hasta el 2023, Galicia mantenía una posición intermedia en el país en cuanto a inversiones industriales, pero desde hace dos años acusa caídas, debido al bloqueo judicial que registran desde hace unos años un centenar de proyectos eólicos, por unos 3.000 megavatios de potencia. «Resulta sorprendente que la sala tercera del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) haga caso omiso del Tribunal Supremo (TS) y del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE), cuando en otras comunidades los proyectos se tramitan igual que en Galicia y la interpretación de sus tribuna-

les superiores coinciden con la del Supremo y el de la UE», reprocha la asociación.

Casi un lustro después de haber comenzado el goteo de decisiones judiciales que han provocado la práctica paralización del sector, la patronal eólica lamenta que se estén comprometiendo inversiones industriales por valor de 6.300 millones de euros, a las que hay que añadir otros casi 4.000 necesarios para acometer los parques suspendidos. Una coyuntura que pone en jaque la creación de 14.000 puestos de trabajo, «provocando la emigración, cuando no el cierre, de empresas, pero también de nuestros profesionales cualificados y todo tipo de operarios».

La entidad incide en que, «si no hay energía cerca, no hay empresas, porque los consumos se producen donde se genera, ya que las líneas tienen problema de transporte y es algo que no se soluciona a corto plazo». En contraposición, subraya que las inversiones multimillonarias las acaparan las comunidades con mayor poten-



Galicia cuenta con cerca de 190 parques, como este de Lugo. L. LEIRAS

cia instalada, es decir, Castilla y León y Castilla-La Mancha, además de Aragón.

También incide en que el consumo eléctrico continúa en la senda del descenso en la comunidad, una bajada del 32 % desde el 2018, «un porcentaje tan elevado que raya en la involución de la economía gallega». Frente a la atonía de la comunidad, el mundo se rearma también en cuanto a fuentes energéticas.

«El desierto que atraviesa el sector eólico desde la pandemia nos ha colocado en una posición muy vulnerable en un momento en que asistimos a una guerra mundial por la energía», critica. En ese ámbito, Estados Unidos se ha lanzado a controlar el petróleo de Venezuela; Rusia continúa con su imperio del gas y China prosigue en su escalada de apuesta por las energías re-

novables. «Entretanto, Alemania, al quedarse sin la nuclear propia ni el gas ruso, se ha lanzado a multiplicar su potencia renovable en el menor tiempo posible», explica EGA. Solo el pasado año tramitó 12.000 megavatios, doce veces más que en España. «Las cifras son extraordinariamente elocuentes. Determinación política y una legislación fundamentada en el interés público superior de las energías renovables —directiva europea de 2023—, además de su correcta transposición, están detrás de la notable reducción de plazos y la velocidad de las inversiones», algo, enfatiza, que necesita la comunidad para frenar el retroceso industrial y económico.

Mientras, la asociación augura un 2026 con perspectivas deplorable, con fuga de inversiones y el parón judicial al sector.



La red eléctrica está ya al borde del colapso y sin margen técnico

Pierde 2,8 GW en dos meses y deja a la CAV y Navarra con una saturación que roza el 100%

MADRID – El sistema eléctrico ha perdido cerca de 2,8 gigavatios (GW) de capacidad disponible en apenas dos meses –entre octubre y noviembre de 2025–, dejando a gran parte del Estado, con especial incidencia en la CAV y Navarra, sin margen técnico para nuevos proyectos, según el análisis realizado por Foro Industria y Energía (FIE) y Opina 360 desde octubre del mapa de capacidad de acceso a las subestaciones eléctricas, que cifra el grado de saturación en el 85,7% y que se eleva en el caso de Euskadi al 99,8% (CAV) y 99,2% (Navarra), respectivamente.

En concreto, el estudio, referido a datos al pasado 1 de diciembre, ha ampliado su alcance hasta las 6.108 subestaciones pertenecientes a las 29 mayores distribuidoras del país y que agrupan el 97% de los puntos de suministro, y estima que el índice de saturación ha pasado del 82,4% a ese 85,7%, lo que supone que 5.235 subestaciones carecen ya de capacidad disponible.

En términos de potencia, la caída también es destacada, ya que se ha pasado de algo más de 10 GW disponibles en octubre a 7.363,2 MW, con esa pérdida de cerca de 2,8 GW de capacidad disponible en dos meses, constatando así que la demanda de electrificación y los nuevos proyectos industriales están consumiendo la red a una velocidad muy superior a la de su refuerzo.

De esta manera, Foro Industria y Energía y Opina 360 apuntan un escenario de “estrés” creciente en el acceso a la red, en el que el margen de maniobra se estrecha y la capacidad de conexión se convierte en un factor cada vez más determinante para la planificación industrial.

EUSKADI, AL BORDE DEL COLAPSO Por territorios, el mapa de capacidad por subestaciones confirma un patrón cada vez más marcado de saturación estructural en amplias zonas del país, especialmente en el norte y el centro peninsular. Así, la Comuni-



Vista general de una subestación eléctrica. Foto: E.P.

dad Autónoma Vasca (CAV) se mantiene como la comunidad autónoma con mayor nivel de saturación, alcanzando el 99,8%, seguido muy de cerca por Navarra y La Rioja, ambas con índices del 99,2%.

Por territorios, Araba, Bizkaia presentan ya una saturación del 100%, sin capacidad disponible en ninguna de sus subestaciones, al igual que otras seis provincias: Almería, Málaga, Zaragoza, Albacete, Guadalajara y Salamanca.

Además, el contraste con las pocas áreas que aún conservan margen es notable, ya que, de las 50 lugares analizadas, solo seis mantienen más del 50% de sus subestaciones con capacidad disponible: Islas Baleares (50%), Ourense

EL APUNTE

Saturación

CRECE MÁS QUE LA REPOSICIÓN.

El estudio también señala como la saturación avanza a un ritmo superior al de cualquier reposición, incluso en regiones que hasta ahora funcionaban como válvulas de escape. Así, regiones como Asturias (pasando del 26,1% al 36,3%), Baleares (del 38,6% al 50%), Canarias (del 32,6% al 60,9%) y Castilla-La Mancha (del 85,3% al 93,4%) han registrado subidas notables en su nivel de saturación en apenas dos meses. Igualmente, todas las comunidades han perdido capacidad disponible.

(52,2%), Pontevedra (58,3%), Las Palmas (59,3%), Asturias (63,7%) y Lugo (78,9%). A este reflejo, el estudio considera que este mapa territorial no solo refleja un problema de saturación, “sino un desplazamiento progresivo de la oportunidad industrial hacia enclaves muy concretos, donde todavía existe margen de demanda eléctrica”.

Por otra parte, el estudio subraya que, aunque la mayor parte de España se enfrenta a una red eléctrica altamente saturada, algunas comunidades y provincias todavía conservan cierto margen para nuevos proyectos. No obstante, advierte de que la disponibilidad no siempre se traduce en capacidad efectiva para la industria. –NTM



Las obras de construcción se prolongarán durante tres años y emplearán a una media de 800 personas

La Robla Green empieza a tomar forma este mes en «el valle leonés del hidrógeno»

La ministra Aagesen visita el polígono que acogerá el proyecto renovable impulsado por Reolum

A. GIL | LEÓN

Las obras de La Robla Green comenzarán este mismo mes de enero y permitirán empezar a dar forma a «un proyecto tractor y transformador», según aseguró este viernes la ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, Sara Aagesen, quien visitó el enclave en el que se asienta «un proyecto muy innovador». Tal y como apuntó la ministra, se trata de un plan que «combina grandes premisas de presente y de futuro: la transformación del sistema energético, una apuesta por la biomasa, por la captura de CO2, por el hidrógeno y el metanol, combustible necesario en la senda hacia la descarbonización». Añadió que La Robla Green «apuesta también por una agenda social porque contribuye a la agricultura al utilizar un residuo agrario generando un beneficio». Aagesen recordó que el ministerio que dirige ha aportado 180 millones de euros a través de la convocatoria Clusters y valles de hidrógeno, lo que, aseguró, demuestra el apoyo del Gobierno. «Y no hablamos sólo de esos 180 millones, sino que también lo hemos apoyado en las subastas de biomasa, en la concesión del acceso o en este polígono con ayudas que superan los dos millones de euros», añadió. En este sentido, explicó que La Robla Green «quiere invertir 850 millones de euros y que generará alrededor de 200 empleos, «un proyecto que va a ser tractor en León y que seguiremos apoyando desde el ministerio y desde el Gobierno». En esta línea, también mencionó «el otro gran valle del hidrógeno en la provincia, el de Ponferrada».

Por su parte, Yann Dumont, el CEO de Reolum, empresa que desarrollará La Robla Green, recordó en que la planta —cuyas obras de construcción se prolongarán durante tres años y empleará a 800 trabajadores de media—, utilizará paja de maíz procedente de la zona del Páramo, y que «es un residuo que no se utiliza para nada más». Por ello, Reolum tiene ya un acuerdo que involucra de forma directa e indirecta a más de un millar



La ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, Sara Aagesen, a su llegada al polígono de La Robla. VIRGINIA MORÁN



Aagesen, junto a otras autoridades, en la visita a La Pola de Gordón. DL

de agricultores.

Después de La Robla, la ministra también visitó las obras de restauración de la estación de tren de La Pola de Gordón, que

acogerá un albergue de peregrinos, al tiempo que mantendrá espacios destinados a sus funciones ferroviarias y de atención a pasajeros.

El Gobierno aprobará un real decreto contra incendios

A. G. | LEÓN

El Gobierno aprobará «próximamente» un nuevo real decreto sobre incendios forestales que «busca mayor seguridad para los efectivos y mayor cooperación y colaboración entre las unidades operativas, los sistemas de comunicación de control y en las cartografías», anunció ayer Sara Aagesen durante su visita a La Robla. En este sentido, añadió que, de esta forma, el Gobierno «demuestra su prioridad en la lucha contra los incendios», y argumentó que los fuegos «se apagan también en invierno y que hay que trabajar los 365 días del año».

Aagesen también visitó las obras de restauración de la estación de tren de La Pola de Gordón, que acogerá un albergue

Las baterías ya son maduras en España: el precio medio listo para construir alcanza los 65.000 €/MW y comienzan a salir...

- La obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) reduce significativamente el riesgo del proyecto y tiene un efecto directo sobre su valoración.



Proyectos solares y de almacenamiento en baterías de Enerside.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-baterias-ya-son-maduras-en-espana-el-precio-medio-listo-para-construi...>

Sandra Acosta

Viernes, 16 enero 2026

La obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) reduce significativamente el riesgo del proyecto y tiene un efecto directo sobre su valoración

El mercado español de almacenamiento energético consolida su fase de madurez. A cierre de 2025, los proyectos de baterías en estado ready-to-build (RtB) con entrada en construcción prevista para 2026 y 2027 **alcanzan ya un precio medio en torno a los 65.000 €/MW**, con operaciones que superan los 100.000 €/MW y máximos observados en el entorno de los 105.000–110.000 €/MW, según los últimos datos recopilados por la plataforma de transacciones nTeaser.

El registro de datos de la compañía, actualizado el 15 de enero de 2026 y elaborado a partir de más de 250 expresiones de interés, ofertas y transacciones reales entre 2024 y 2025, confirma un **cambio de tendencia** en el último trimestre del año. Tras un 2024 marcado por la volatilidad de precios y la incertidumbre regulatoria, el segmento de almacenamiento ha registrado durante 2025 una recuperación sostenida que se intensificó en el cuarto trimestre, con un claro desplazamiento al alza de las valoraciones.

Evolución de precios

La evolución de precios muestra una fase de ajuste a lo largo de 2024, seguida de una recuperación progresiva durante 2025. En el cuarto trimestre, **el precio máximo de los proyectos analizados superó los 105.000 €/MW**, mientras que la media se situó alrededor de los 67.500 €/MW y los valores mínimos ya se aproximan a los 40.000 €/MW, reflejando un fortalecimiento generalizado del mercado.

Carmen Izquierdo, consejera delegada de nTeaser, explica que las transacciones actuales corresponden mayoritariamente a proyectos en fase de desarrollo avanzado. “Se trata de proyectos que todavía no están construidos y que alcanzarán el estado de ready-to-build entre 2026 y 2027. **La mayoría comenzaron a desarrollarse cuando la inversión en fotovoltaica se desaceleró** y el interés del sector se trasladó hacia el almacenamiento”, señala.

Uno de los factores determinantes del aumento de valor es el progreso en los procesos de autorización ambiental. La obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) **reduce significativamente el riesgo del proyecto** y tiene un efecto directo sobre su valoración. “Conseguir la DIA marca un punto de inflexión similar al que supuso en su momento para la fotovoltaica”, indica Izquierdo. Este avance en la madurez de los proyectos está desplazando el foco de las valoraciones desde la fase puramente especulativa hacia la capacidad real de ejecución.

De forma paralela, el sector experimenta una reducción significativa de los costes de inversión. **El CAPEX de las baterías se ha visto presionado a la baja**, especialmente por el descenso en el precio de los contenedores y de los módulos, que representan más de la mitad del coste total del equipamiento. Este abaratamiento de los componentes no se traduce en una caída del valor de los proyectos, sino en una mejora de sus expectativas de rentabilidad, lo que contribuye a sostener el aumento de las valoraciones.

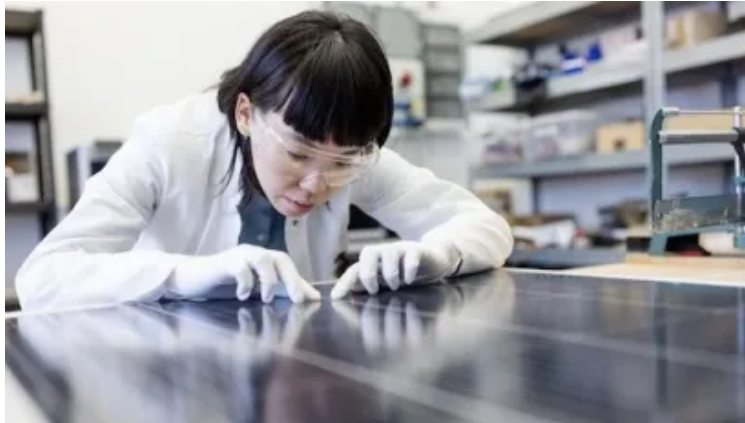
Estructuración de modelos financieros

La consolidación del mercado también se apoya en una mayor capacidad del sector para estructurar modelos financieros. Según Izquierdo, hace apenas dos años no existían herramientas fiables para proyectar los ingresos de una instalación de almacenamiento, mientras que **actualmente numerosas empresas ya elaboran modelos detallados que incorporan fuentes de ingresos como arbitraje, servicios de ajuste, mercados auxiliares y la futura remuneración por capacidad**.

Los primeros proyectos que entren en operación lo harán en un entorno de mercado aún poco saturado, lo que **puede favorecer márgenes elevados en las fases iniciales**. Sin embargo, el propio sector anticipa que la rentabilidad tenderá a normalizarse a medida que aumente la capacidad instalada. “Las baterías, por su propia naturaleza, se canibalizan más rápidamente que otras tecnologías cuando la capacidad se expande de forma significativa”, advierte Izquierdo.

Las renovables viven en 2024 su primera desaceleración en creación de empleo

- El año en que mas puestos de trabajo se crearon fue 2023, alcanzándose los 16,2 millones de empleos.



Las renovables viven en 2024 su primera desaceleración en creación de empleo

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/las-renovables-viven-su-primera-desaceleracion-20260114>

ER

Sábado, 17 enero 2026

China sigue siendo el actor dominante en creación de puestos de trabajo relacionados con las energías renovables. En 2024 creó 7,3 millones de empleos, es decir, el 44% del total mundial. La UE le siguió con el mismo número que en 2023, 1,8 millones de empleos. En Brasil los empleos se sitúan en 1,4 millones, mientras que en India y Estados Unidos el crecimiento fue más moderado, de alrededor de un millón a 1,3 millones y 1,1 millones, respectivamente.

Al comentar esta tendencia, el director general de IRENA, Francesco La Camera, declaró: "El despliegue de las energías renovables está en auge, pero el lado humano de la historia es tan importante como el tecnológico. Los gobiernos deben situar a las personas en el centro de sus objetivos energéticos y climáticos mediante políticas comerciales e industriales que impulsen las inversiones, creen capacidad nacional y desarrollen una fuerza laboral cualificada a lo largo de la cadena de suministro".

"El desequilibrio geográfico del crecimiento del empleo nos recuerda que debemos volver a poner en marcha la colaboración internacional. Los países rezagados en la transición energética deben recibir el apoyo de la comunidad internacional", añadió La Camera. "Es esencial no sólo para que podamos cumplir el objetivo de triplicar la capacidad de energía renovable para 2030. A medida que los beneficios socioeconómicos se conviertan en realidades vividas por todos, también podremos apuntalar el apoyo popular a la transición".

La reina solar

Por tecnologías, la energía solar fotovoltaica (FV) mantiene el liderazgo en creación de empleo, con 7,3 millones de empleos nuevos en 2024. Los países asiáticos acogieron el 75% de ellos, China a la cabeza con 4,2 millones de empleos.

Los biocombustibles líquidos ocupan el segundo lugar, con 2,6 millones de puestos de trabajo en 2024, de los cuales un 46,5% se generaron en Asia. La energía hidroeléctrica se sitúa en tercera posición, con 2,3 millones de empleos, y la eólica en cuarto, con 1,9 millones.

2023 fue el año en el que se registró el mayor incremento en creación de empleo en renovables, al alcanzar los 16,2 millones, un 18% más que los 13,7 de 2022.

Más allá de las cifras, Irena subraya la necesidad de una mayor inclusión y equidad en la fuerza laboral de las energías renovables. “Una transición justa exige que ningún grupo de población -como las mujeres y las personas con discapacidad- quede al margen. El futuro energético basado en las energías renovables debe configurarse con talentos y perspectivas diversos. A día de hoy, el potencial de ambos grupos sigue infrautilizado, lo que exige una acción deliberada, polifacética y sistémica”, subrayan los autores del trabajo.

Los costes energéticos en todos los sectores industriales europeos podrían caer en 39.000 millones de euros para 2032

- Wood Mackenzie estima que la nueva oleada de suministro de GNL podría casi reducir a la mitad los precios del gas en Europa para 2030, generando un beneficio energético de 180.000 millones de euros hasta 2032



Los costes energéticos en todos los sectores industriales europeos podrían caer en 39.000 millones de euros para 2032

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-energeticos-en-todos-los-sectores-industriales-europeos-podrian...>

José A. Roca

Viernes, 16 enero 2026

Wood Mackenzie estima que la nueva oleada de suministro de GNL podría casi reducir a la mitad los precios del gas en Europa para 2030, generando un beneficio energético de 180.000 millones de euros hasta 2032

Una oleada de nuevo suministro de gas natural licuado (GNL) podría revertir una década de declive industrial en Europa, reduciendo los costes energéticos anuales en 39.000 millones de euros para 2032 y generando ahorros acumulados de 180.000 millones de euros, equivalentes al 1% del PIB actual de la UE, según el último informe *Horizons* de **Wood Mackenzie**.

La demanda industrial europea de gas natural y electricidad ha caído un 21% y un 4%, respectivamente, desde 2021. Sin embargo, la débil economía europea podría recibir un impulso significativo gracias a unos menores costes energéticos. Según las previsiones de precios industriales de Wood Mackenzie y asumiendo que los impuestos gubernamentales se mantengan en términos generales similares, los ahorros acumulados proyectados equivalen al 19% del gasto total actual en gas y electricidad. Estos ahorros aliviarían a las industrias intensivas en energía, golpeadas por precios energéticos récord, disrupciones en la cadena de suministro y ambiciosos objetivos de descarbonización.

Más que la intervención política —que ha tenido resultados dispares—, el fin de los altos precios de la energía podría ser el factor que finalmente proporcione el mayor alivio a los sectores industriales europeos. Los precios elevados impulsaron enormes inversiones en capacidad de GNL en Estados Unidos y Catar. Esta oleada de suministro ofrece la oportunidad de revertir lo que muchos consideran el inevitable declive de la competitividad industrial europea.

“Las dinámicas de mercado del suministro global de GNL están creando una ventana para la recuperación industrial europea que la intervención política no ha logrado ofrecer”, afirmó Massimo Di Odoardo, vicepresidente de Investigación de Gas y GNL en Wood mackenzie. “Para sectores como la petroquímica y los metales, que han operado bajo una presión de costes severa, esta ventana de reversión de precios podría determinar si gestionan el declive o logran la recuperación. Pero el resultado dependerá de si la UE puede encontrar un mejor equilibrio entre sus objetivos de reducción de emisiones de carbono y la necesidad de reforzar la competitividad industrial europea”.

Un cambio de suerte

Wood Mackenzie prevé que los precios del gas negociado en Europa se reduzcan casi a la mitad para 2030 en comparación con los niveles de 2025, ya que el suministro mundial de GNL crecerá más rápido que la demanda. Aunque los precios se recuperarán posteriormente, seguirán cotizando a una media de 24 €/MWh (8 US\$/mmbtu) en el periodo 2030-2035. Los precios podrían caer aún más si se materializa un retorno significativo del gas ruso a Europa.

El crecimiento del suministro de GNL y de los centros de datos en Estados Unidos impulsará la demanda local de gas en casi un 40% durante los próximos diez años, elevando los precios domésticos del Henry Hub a una media de 4,9 US\$/mmbtu (15 €/MWh) en el periodo 2030-2035, casi un 50 % más que los niveles de 2025. En la práctica, el crecimiento del suministro de GNL estadounidense tendrá un coste para los consumidores de EEUU y beneficiará a los europeos.

Los impuestos, los costes de infraestructura y las subvenciones a las energías renovables compensarán parte de las reducciones de precios mayoristas. Aun así, la magnitud de la caída de los precios mayoristas del gas y la electricidad será considerable. Los usuarios industriales europeos verán una fuerte reducción de los costes del gas, estrechando la brecha competitiva con Estados Unidos y acercándose a China, donde se espera que los precios se mantengan relativamente estables.

¿Pueden los menores costes energéticos rescatar a Europa?

El informe, titulado «*El salvavidas del GNL: ¿reanimará el gas global más barato a la industria europea?*», revela que el beneficio potencial para la economía europea podría ser sustancial. Un ahorro en costes energéticos equivalente al 1 % del PIB de la UE en 2025 podría proporcionar un apoyo significativo a la lenta economía del bloque.

La producción europea de hierro y acero —a la defensiva desde hace años, al igual que la industria química— podría recibir un salvavidas, ya que una energía más barata les permitiría mantener su posición en los mercados europeos. Los sectores farmacéutico y alimentario, por su parte, estarían

en condiciones de recuperar terreno o incluso acelerar la producción y captar una mayor cuota de los mercados internacionales.

La caída de los costes también podría acelerar la inversión en centros de datos, una prioridad estratégica en la que Europa va por detrás de Estados Unidos y China. La UE aspira a triplicar la capacidad de centros de datos para 2035, aunque los proyectos actuales solo cubren una fracción de lo necesario.

Los menores precios de la energía por sí solos pueden no ser suficientes

No obstante, el impulso a la competitividad industrial europea se produce en el contexto del firme compromiso de la UE con la reducción de emisiones. El principal obstáculo para aumentar la competitividad industrial europea en el futuro es su ambiciosa agenda de descarbonización. Bruselas debe navegar un delicado equilibrio: si la reducción de emisiones sigue siendo el principio rector de la UE, reactivar el crecimiento industrial será más difícil.

Los precios del carbono en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE superan los 80 €/tonelada y continúan aumentando. Los sectores intensivos en energía afrontan una presión creciente para invertir en alternativas de bajas emisiones de carbono, como el hidrógeno, el biometano o las tecnologías de captura de carbono, a medida que se eliminan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión. Incluso con la caída de los precios del gas natural, estas industrias podrían enfrentarse a facturas energéticas totales más elevadas.

El Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono entrará en vigor en 2026, imponiendo costes de carbono equivalentes a las importaciones. Aunque su objetivo es proteger a los productores europeos, es poco probable que proteja plenamente a las industrias nacionales frente a costes más altos y hará poco por apoyar la competitividad internacional en ausencia de un precio global del carbono.

Implicaciones de gran alcance

Los precios más bajos del GNL ralentizarán el descenso de la demanda en Europa y acelerarán el crecimiento en Asia, lo que podría fomentar compromisos de gas a largo plazo. La competitividad industrial de Estados Unidos, respaldada por bajos costes energéticos durante más de una década, podría verse presionada a medida que se reduzca la brecha de precios.

El análisis de Wood Mackenzie indica que unos precios energéticos más bajos por sí solos no reactivarán la competitividad industrial europea. La fuerte regulación, los elevados costes laborales y el ritmo de los esfuerzos de descarbonización siguen siendo obstáculos. Serán necesarias políticas favorables a la industria, una mayor desregulación y una fiscalidad más comprensiva mientras las industrias intensivas en energía afrontan la transición hacia una producción con menores emisiones de carbono.

Los permisos récord impulsan la eólica terrestre en Alemania

- Alemania emitió en 2025 un récord de 3.310 permisos para parques eólicos terrestres, por un total de 21 GW. Las asociaciones advierten que el acceso a la red y la resiliencia deben avanzar al mismo ritmo.



PowerCo firma un acuerdo de compra para abastecer su planta de celdas de Salzitter (Alemania).

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-permisos-record-impulsan-la-eolica-terrestre-en-alemania/>

José A. Roca

Viernes, 16 enero 2026

Alemania emitió en 2025 un récord de 3.310 permisos para parques eólicos terrestres, por un total de 21 GW. Las asociaciones advierten que el acceso a la red y la resiliencia deben avanzar al mismo ritmo

Alemania emitió en 2025 un récord de 3.310 permisos para parques eólicos terrestres, con un total de 21 GW, a medida que la expansión siguió fortaleciéndose. La **Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE)** y **VDMA Power Systems** señalaron que las adiciones brutas alcanzaron 958 aerogeneradores y 5,2 GW, lo que elevó la capacidad instalada total a aproximadamente 68 GW.

Las asociaciones añadieron que la **Agencia Federal de Redes (Bundesnetzagentur)** adjudicó ofertas para 2.348 aerogeneradores, con 14,5 GW, en licitaciones sobresuscritas. “La energía eólica está ganando importancia de forma constante en el sistema energético alemán”, afirmó Dennis Rendschmidt, director general de VDMA Power Systems.

“El marco político y regulatorio debe abordar de manera eficaz la seguridad integral y la resiliencia de todas las instalaciones energéticas conectadas a la red eléctrica, con el fin de minimizar los riesgos existentes y garantizar la seguridad del suministro y la seguridad nacional. El impulso de la expansión es positivo y debe mantenerse y estabilizarse con un rumbo ambicioso y el marco político adecuado”, añadió Rendschmidt.

El acceso a la red, cada día más difícil

La presidenta de BWE, Bärbel Heidebroek, afirmó que persisten desafíos, ya que el acceso a la red para nuevos proyectos es cada vez más difícil y los largos tiempos de espera corren el riesgo de frenar el impulso. “Por muy satisfactorios que sean los récords de nuevos permisos y adjudicaciones, ponen de manifiesto los problemas de una expansión de la red demasiado lenta: el acceso a la red para nuevos proyectos es cada vez más complicado”, dijo Heidebroek. Y añadió: “La red debe finalmente ampliarse, modernizarse y digitalizarse de forma coherente y con gran urgencia”.

Rendschmidt señaló que las inversiones en infraestructura energética generan fuertes impulsos de creación de valor al crear demanda de aerogeneradores y componentes, salvaguardar el empleo y contribuir a los ingresos fiscales. “Para asegurar esto, es necesaria una reforma largamente postergada del sistema eléctrico”, dijo Heidebroek.

“El sistema energético debe adaptarse a sus necesidades”, añadió Heidebroek, subrayando la necesidad de flexibilización mediante almacenamiento, hidrógeno verde, uso compartido de cables (cable pooling) y un suministro directo reforzado.

Las asociaciones prevén una expansión de entre 8 y 8,5 GW en 2026, suponiendo que se mantenga el ritmo actual de ejecución.

Ravenwits, la startup española que predice la generación renovable usando inteligencia artificial

- La compañía aplica modelos avanzados de inteligencia artificial para reducir los errores en la predicción eólica y solar, un factor clave para minimizar desvíos y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.



Ravenwits, la startup española que predice la generación renovable usando inteligencia artificial

<https://elperiodicodelaenergia.com/ravenwits-la-startup-espanola-que-predice-la-generacion-renovable-usando...>

Sergio Fernández Munguía

Sábado, 17 enero 2026

La compañía aplica modelos avanzados de inteligencia artificial para reducir los errores en la predicción eólica y solar, un factor clave para minimizar desvíos y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico

Predecir cuánta energía producirán mañana los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas es **uno de los grandes retos del sistema eléctrico**. La variabilidad del viento y la intermitencia de la radiación solar condicionan la estabilidad de la red, el equilibrio entre oferta y demanda y los desvíos que deben asumir los productores en los mercados eléctricos. Y todo ello ocurre en un contexto en el que el peso de las energías renovables no deja de crecer.

A pesar de los avances, las previsiones siguen lejos de ser perfectas. En la práctica, la precisión de una predicción renovable tiene límites: para una instalación individual, **los errores suelen situarse entre el 30% y el 40% de su producción media**, mientras que, cuando los activos se agregan en unidades de mercado, esos errores descienden habitualmente a un rango del 10% al 25%, con algo mejor comportamiento en solar que en eólica.

En ese espacio emerge **Ravenwits**, una startup española fundada en 2023 que está empezando a hacerse un hueco entre los grandes proveedores de predicción de generación renovable. Su

propuesta se basa en aplicar técnicas de *deep learning*, como las redes neuronales convolucionales (CNN), para interpretar los mapas meteorológicos y anticipar el comportamiento de la generación.

Según reporta la compañía en base a resultados de proyectos reales, sus modelos logran habitualmente **mejoras de precisión de alrededor del 5%** frente a los mejores proveedores, una diferencia especialmente relevante para operadores y comercializadoras que trabajan con márgenes estrechos y altos volúmenes de energía.

De la universidad al mercado: cuando la investigación encuentra su oportunidad

La historia de Ravenwits nace en el mundo académico. Sus fundadores, **Ignacio Villanueva** (Catedrático de Análisis Matemático en la UCM) y **Carlos E. González Guillén** (Profesor de Matemática Aplicada en la UPM), llevaban años investigando en aprendizaje automático aplicado a distintos ámbitos. La oportunidad llegó cuando ambos asumieron la dirección de un proyecto de I+D financiado por **Red Eléctrica de España (REE)** para explorar el uso de *deep learning* en la predicción de generación eólica.

El resultado fue un éxito técnico que tuvo consecuencias empresariales. “Esa prueba de concepto fue decisiva: nos impulsó a dar el salto y crear una empresa centrada en desarrollar soluciones basadas en inteligencia artificial para el sector eléctrico”, explican. Así nació Ravenwits.

El contrato con REE, primero centrado en energía eólica y más tarde ampliado a fotovoltaica y a predicción de demanda, no solo supuso una validación tecnológica, sino también **una puerta de entrada a la industria**. Trabajar con uno de los principales operadores de transporte eléctricos del mundo les permitió presentarse ante el mercado con credenciales sólidas y demostrar que su tecnología era aplicable en entornos reales.

El reto de predecir algo que cambia a cada minuto

La predicción renovable es **tan compleja como necesaria**. El viento puede variar por microclimas locales, efectos de topografía o turbulencias que no se captan bien en los modelos numéricos. En solar, la clave está en las nubes: su aparición o desaparición puede alterar la producción fotovoltaica en cuestión de minutos, algo que los modelos meteorológicos tradicionales no siempre detectan.

Cuando las predicciones fallan, **los operadores deben corregir desvíos** comprando energía a última hora, habitualmente más cara. Reducir el error es, por tanto, un beneficio directo para todos los agentes del sector: productores, comercializadoras, traders y el propio sistema eléctrico.

La inteligencia artificial permite **identificar patrones que antes pasaban desapercibidos** y explotar relaciones espaciales entre miles de datos meteorológicos. Es un cambio de paradigma frente a los modelos físicos y métodos estadísticos tradicionales, que durante años han sido el estándar de la industria.

Primeros reconocimientos y crecimiento empresarial

El primer impulso empresarial de Ravenwits llegó cuando la startup fue seleccionada como una de las empresas ganadoras del **Fondo de Emprendedores de la Fundación Repsol**. El premio no solo

supuso apoyo económico, sino también mentoría especializada que ayudó al equipo a adoptar una mentalidad empresarial y escalar su tecnología. Reconocimientos como **Compluemprende** o iniciativas de emprendimiento de la UPM consolidaron el proyecto en sus primeras etapas.

Hoy, Ravenwits presta servicios a distintos agentes del sector eléctrico, incluidas eléctricas tradicionales, comercializadoras y gestores de activos, y se encuentra en plena fase de expansión comercial.

Una hoja de ruta ambiciosa: crecer, internacionalizar y diversificar

Los planes de la compañía se centran en **seguir mejorando la precisión de sus modelos**, incrementar la cartera de clientes y escalar su tecnología a otros mercados geográficos. Ravenwits ya comercializa, además de la predicción de generación renovable, modelos de predicción de demanda y herramientas de apoyo a la toma de decisiones en los mercados eléctricos, que ayudan a comercializadoras y productores a definir en qué mercados (diario o intradiario) comprar o vender su energía en función de escenarios de precio y producción.

En paralelo, la empresa está **ampliando su oferta** hacia soluciones integradas que combinan generación, demanda y almacenamiento. La combinación de predicción fotovoltaica y de consumo permite ofrecer servicios específicos para autoconsumo, comunidades energéticas o plantas virtuales.

Además, Ravenwits trabaja en el desarrollo de **estrategias de optimización para el uso de baterías**, un ámbito cada vez más relevante a medida que el almacenamiento se integra en el sistema eléctrico. Estas soluciones están orientadas a mejorar la operación de las baterías, permitiendo decidir cuándo almacenar, cuándo inyectar energía a la red y cómo maximizar el valor económico de los activos.

Su visión de futuro es clara: “Convertirnos en el proveedor de referencia de predicción renovable en Europa”.

Con una demanda creciente de herramientas basadas en inteligencia artificial y un sector que busca reducir la incertidumbre operativa, startups como Ravenwits representan una nueva generación de empresas tecnológicas que están empezando a redefinir cómo se gestiona la energía renovable.



Subastas récord de la eólica marina en Reino Unido y cambios fiscales de China: las claves del sector energético en el...

- China inicia el 1 de abril la retirada del apoyo fiscal a la exportación fotovoltaica, mientras Reino Unido logra un récord de 8,4 GW en la mayor subasta de e...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/subastas-record-de-la-eolica-marina-en-reino-unido-y-cambios-f...>

Sábado, 17 enero 2026

17 enero 2026 0

1. China inicia el 1 de abril la retirada del apoyo fiscal a la exportación fotovoltaica

China avanzará en la retirada de los incentivos fiscales a la exportación para el sector solar y de almacenamiento energético. El Ministerio de Finanzas y la Administración Tributaria Estatal anunciaron que, a partir del 1 de abril de 2026, se eliminará el reembolso del IVA a la exportación para los productos fotovoltaicos, mientras que las baterías perderán progresivamente este beneficio hasta su cancelación total en 2027.

reembolso del IVA a la exportaciónbaterías1 de abril y el 31 de diciembre de 20261 de enero de 2027

2. UK secures record 8.4 GW in Europe's largest-ever offshore wind auction

The United Kingdom has reached a historic milestone in its energy transition after securing 8.4 GW of offshore wind capacity in the largest offshore wind auction ever held in Europe, enough to generate

clean electricity equivalent to the consumption of more than 12 million homes.

The outcome comes from the seventh Contracts for Difference (CfD) Allocation Round (AR7), led by the Department for Energy Security and Net Zero, and marks a decisive turnaround after the failure of the fifth auction round under the previous government, in which no offshore wind projects were awarded.

According to the government, the results place the UK “firmly on track” to deliver its clean power mission by 2030, while strengthening energy sovereignty, reducing exposure to imported fossil fuels and helping to cut energy bills over the long term.

3. AEDIVE reclama liderazgo político e incentivos para electrificar el transporte pesado

La electrificación del transporte pesado en España avanza muy por debajo de su potencial, lastrada por la falta de liderazgo político, gobernanza, planificación adecuada, incentivos a la demanda y coherencia regulatoria, según expuso el ecosistema empresarial del sector durante la IV Jornada de la Plataforma PIRVEP, celebrada en Barcelona.

El encuentro, organizado por AEDIVE (Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica), en colaboración con el ICAEN (Institut Català de l'Energia), tuvo como objetivo recoger las necesidades y propuestas del sector empresarial para elaborar un documento que será remitido a la Secretaría General de Industria, responsable del impulso del Plan Auto 2030.

Cerca de un centenar de profesionales —fabricantes de vehículos, OEMs, operadores de recarga, empresas energéticas y representantes institucionales— participaron para analizar los retos y oportunidades del vehículo eléctrico pesado en el marco del Reglamento europeo AFIR.

4. Solar added 83 TWh in 2025, leading US electricity demand growth

Solar power played a central role in meeting the rapid increase in electricity demand in the United States in 2025, covering 61% of total demand growth, according to a new analysis by Ember based on year-end data from the US Energy Information Administration (EIA).

The report shows that solar generation rose by a record 83 TWh in 2025, a year-on-year increase of 27%, as total US electricity demand grew by 135 TWh, or 3.1%. This marked the fourth-highest annual demand growth rate of the past decade.

5. De la generación a la transmisión: Guatemala redefine su infraestructura energética para los próximos 30 años

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) presentó el Plan de Expansión Indicativo de Generación (PEIG) 2026–2050 y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica 2026–2050, instrumentos estratégicos diseñados para garantizar la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental y la competitividad económica del país.

El PEIG responde al crecimiento de la demanda eléctrica, a los riesgos derivados de la dependencia de combustibles fósiles y a la vulnerabilidad climática del sistema eléctrico, en línea con los compromisos nacionales e internacionales de desarrollo sostenible, reducción de emisiones y transición energética justa. El plan establece una hoja de ruta para anticipar retos, reducir riesgos de abastecimiento, fortalecer la resiliencia del sistema y generar certeza para la inversión pública y privada, favoreciendo además el acceso equitativo a la energía.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

17 enero 2026



Valladolid da un paso decisivo con la red de calor sostenible

La Red de Calor Sostenible Valladolid Oeste marca una nueva etapa en la forma de generar y distribuir energía térmica en la ciudad. La infraestructura, alimentada por biomasa forestal renovable, permitirá sustituir más de 400 calderas fósiles y suministrar energía térmica a más de 10.000 viviendas y 67 edificios terciarios, con una inversión superior a 35,5M€.

Una red de calor más eficiente, más sostenible y económica para los hogares. Valladolid ha dado un paso firme hacia la transición energética con la puesta en marcha de la Red de Calor Sostenible Valladolid Oeste, una infraestructura que marca una nueva etapa en la forma de generar y distribuir energía térmica en la ciudad posicionándose como una de las ciudades pioneras en descarbonización en Europa. La Junta de Castilla y León y el Ayuntamiento de Valladolid inauguraron recientemente la central de generación que dará servicio a 10.200 viviendas y 67 edificios terciarios, con una inversión superior a 35,5 millones de euros, cofinanciada con fondos europeos FEDER 2021-2027.

Detrás del proyecto está la Sociedad Pública de Infraestructuras y Medio Ambiente de Castilla y León, Somacyl, que comenzó hace más de dos décadas en el sector forestal, ante la necesidad de retirar biomasa de los montes y darle un uso energético. Esta red se basa en el uso de biomasa forestal renovable de origen sostenible, que permite sustituir gradualmente instalaciones individuales de calefacción alimentadas con combustibles fósiles. En concreto, el sistema posibilitará el apagado de más de 400 calderas y chimeneas de gas o gasóleo, con el consiguiente beneficio ambiental y una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en barrios como Villa del Prado, Parquesol y la zona suroeste de Huerta del Rey. La nueva instalación es la tercera red de calor de la ciudad, consolidando a Valladolid como una



El sistema centralizado de calefacción urbana utiliza biomasa como combustible, mejorando la eficiencia energética. EL MUNDO

de las urbes pioneras de Castilla y León en este tipo de infraestructuras. El proyecto responde no solo a una apuesta por la descarbonización urbana sino también a un enfoque integral de eficiencia energética que se alinea con los objetivos europeos de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático.

La red de generación de energía térmica renovable, próxima al punto limpio municipal, ocupa una su-

perficie total de 3.600 m² y se articula en tres edificios adosados de distintas alturas: uno destinado al almacenamiento y alimentación de biomasa, otro que alberga las instalaciones de generación de energía térmica y un tercer edificio auxiliar para usos complementarios.

El edificio de generación está dimensionado para albergar hasta cuatro calderas de biomasa, con una potencia total instalada de 48.800

kW nominales. En la primera fase, ya ejecutada, se han instalado dos calderas con una potencia conjunta de 31.000 kW. Con esta capacidad inicial se prevé generar anualmente unos 62 millones de kWh de energía renovable, mediante el consumo de aproximadamente 27.000 toneladas de biomasa, lo que permitirá reducir las emisiones de CO₂ en unas 13.660 toneladas al año.

Cada uno de los equipos genera-

dores dispone de un doble sistema de tratamiento de emisiones, compuesto por un depurador multiciclónico y un electrofiltro, garantizando así un funcionamiento ambientalmente eficiente.

La central cuenta además con una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo y un sistema de almacenamiento de calor sensible con capacidad de 6.000 m³. Este tanque permite almacenar energía durante la noche, cuando la demanda es menor, y distribuirla durante el día. Toda la instalación está automatizada, aunque un equipo de unas diez personas se encarga del mantenimiento, las descargas de biomasa y el control general. Además, la planta dispone de generadores de emergencia que garantizan el bombeo de agua incluso en caso de apagones eléctricos, asegurando la continuidad del servicio. Desde la central de generación parten dos ramales bitubulares de canalizaciones de transporte de calor urbano, uno para el barrio de Parquesol y otro para los barrios Villa del Prado y Huerta del Rey.

Con una vida útil de en torno a cien años, el nuevo sistema térmico representa una alternativa energética más limpia y estable para los vallisoletanos, con ahorros potenciales en las facturas y menor dependencia de combustibles importados. Además, el uso de biomasa forestal contribuye a la gestión sostenible del monte y a la generación de actividad económica. Con este proyecto, Valladolid refuerza su compromiso con un futuro más sostenible.

Vuelve a destacar el 'upstream' sobre el 'downstream' en el sector petrolero europeo

- Las principales petroleras europeas han publicado sus informes de tendencias de negocio relativas al cuarto trimestre del 2025 en los últimos siete días.



Plataforma marina del Mar del Norte de Shell.

<https://elperiodicodelaenergia.com/vuelve-a-destacar-el-upstream-sobre-el-downstream-en-el-sector-petrolero...>

José Javier Ruiz

Viernes, 16 enero 2026

Analizamos en este artículo los impactos más relevantes que verá el sector petrolero europeo en el último trimestre del año, de cara a la ronda de presentaciones de resultados, que comenzará el 3 de febrero con los resultados anuales de la petrolera noruega Equinor.

Volúmenes en producción y venta de crudo siguen estables a niveles altos

El barril de Brent cotizó a una media de \$63,73 en el cuarto trimestre del 2025, por debajo de los \$69,13 por barril del tercer trimestre. Sin embargo, la orientación en volúmenes que se ha reportado apunta a una producción estable o creciente respecto al trimestre anterior.

Por ejemplo, la petrolera Shell reportó una producción entre 1,84 y 1,94 millones de barriles diarios en el cuarto trimestre, frente a los 1,32 millones de barriles diarios de producción en el tercer trimestre. Hay que tener en cuenta que el cuarto trimestre verá el impacto positivo de la consolidación de la "joint venture" de Adura. Repsol anunció una producción de 544 mil barriles diarios, un 1% de caída respecto a tercer trimestre.

Otro ejemplo es el de la petrolera británica BP, que espera que producción y operaciones de petróleo en el cuarto trimestre se mantenga prácticamente estable en comparación con el trimestre anterior. Sin embargo, BP espera un impacto negativo de entre \$200 a \$400 millones de ventas de crudo en el

trimestre, entre otras razones, por el impacto de los retrasos de precios en la producción de BP en el Golfo de América y los Emiratos Árabes Unidos.

Mayor actividad en ventas de gas

El precio del gas estadounidense en el Henry Hub subió a una media de \$3,55 por mmBtu en el cuarto trimestre, comparado con la media de \$3,07/mmBtu en el tercer trimestre del 2025. Sin embargo, el precio medio trimestral del gas TTF holandés cayó en el cuarto trimestre.

Se mantiene una tendencia alcista en producción de gas internacional con la petrolera Shell, guiando hacia una producción entre 930 y 970 mil barriles diarios en el cuarto trimestre, frente a los 934 millones de barriles diarios de producción en el tercer trimestre. Shell ha aumentado también su producción de gas licuado hasta 7,5 a 7,9 millones de toneladas en el cuarto trimestre, frente a los 7,3 millones de toneladas del tercer trimestre.

Sin ningún desglose, la producción de gas y energía baja en carbono de BP será menor en el tercer trimestre, con un impacto negativo de \$100 a \$300 millones principalmente por la caída de precios del gas en mercados fuera de Henry Hub, principalmente los europeos.

Los márgenes de refino se mantienen sólidos

La refinadora austriaca OMV espera que sus márgenes de refino sean mayores en el cuarto trimestre frente a los del tercer trimestre de 2025. Sin embargo, una menor operación de las refinerías de Schwechat y Burghausen, y otros efectos puntuales, tendrán un impacto negativo, compensado los mayores márgenes de refino. Similarmente, BP espera un impacto positivo de \$100 millones por mayores márgenes de refino, compensados por el impacto temporal de la menor capacidad disponible tras el incendio en la refinería de Whiting.

No es el caso de Shell, que ha visto una mejora de márgenes de refino y también mayores volúmenes de refino. Su margen de refino alcanza los \$14 por barril en el último trimestre, frente a los \$12 por barril en el tercer trimestre, mientras que la utilización de las refinerías podrá estar estable en torno a un 93% - 97% en el cuarto trimestre. También Repsol anunció un espectacular margen de refino de \$11,1 por barril, comparado con \$8,8 por barril en el tercer trimestre, pero con una ratio de conversión en refino del 101,1%, similar al 101,2% del tercer trimestre.

Todas las petroleras que presentaron su informe de tendencias de negocio en el cuarto trimestre mencionaron el impacto negativo de patrones estacionales típicos en el negocio de comercialización minorista, con menores volúmenes de ventas y márgenes de combustible minorista menores, en comparación con el tercer trimestre.

La división de química afectada por menores volúmenes de producción

La petrolera Shell espera que los beneficios operativos de la división de "Productos químicos" estén por debajo del umbral de rentabilidad en el cuarto trimestre, debido a factores de carga esperados del 75% - 79%, frente al 80% en el tercer trimestre.

Igualmente, la refinadora OMV espera que, en el cuarto trimestre del 2025, los impactos positivos de mayores márgenes de indicadores de olefinas y mayores volúmenes de ventas de poliolefinas sean compensados por una menor tasa de utilización de cracker y menores márgenes de indicador de poliolefina comparado con el tercer trimestre.

Los habituales ajustes contables al cierre del año

En el caso de OMV se espera que incurra en cargos extraordinarios de €700 millones en el cuarto trimestre, por la disminución de la producción en Rumanía, Túnez y Nueva Zelanda y un deterioro de €300 millones en activos financieros.

Sorprendió a los inversores que BP vaya a incluir provisiones de entre \$4.000 y \$5.000 millones en sus cuentas del cuarto trimestre, por deterioro de valor en los segmentos de gas y energía baja en carbono, en otras palabras, su división de energías renovables y generación eléctrica. La inminente llegada de la nueva consejera delegada Meg O'Neill el próximo mes de abril podría estar teniendo ya un impacto sobre la gestión de la petrolera británica.



Portugal gana ventaja a España

● El Gobierno luso elimina el impuesto a la generación eléctrica, que nuestro país mantiene, para rebajar el precio de la luz y atraer más inversiones ● El saldo de exportaciones en 2026 ya es favorable para ellos

PAULA MARÍA MADRID

Portugal ha dado un golpe a España en la carrera que ambos países mantienen por captar inversores interesados en asentarse en la península con el reclamo de una energía limpia y barata. Lisboa aprobó en plenas navidades la supresión del llamado *clawback*, una tasa que desde 2013 gravaba la generación eléctrica en el país, semejante al Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) del 7% que España sí mantiene. Lisboa ha vinculado la decisión a la atracción de inversiones. En España, fuentes del sector eléctrico anticipan que la rebaja fiscal lusa trastocará el flujo de energía entre ambos países: «Vamos a empezar a importar electricidad de Portugal».

Aunque todavía es pronto para analizar el impacto en la balanza eléctrica, lo cierto es que la foto del intercambio transfronterizo de electricidad este enero dista de la del mismo mes de 2025. El año pasado, a estas alturas, Portugal no había exportado más electricidad de la que había im-

El 'clawback' impulsó la venta de electricidad de Madrid a Lisboa

El sector eléctrico español asume ya una caída de las exportaciones

portado en ninguna jornada. Desde el arranque de 2026, el saldo de Portugal ya ha sido positivo a lo largo de seis días.

Esta es una de las cuestiones que ha resaltado el Gobierno del conservador Luis Montenegro, recordando que el mecanismo de equilibrio competitivo (MEC), como se conoce técnicamente al *clawback*, introdujo «un fuerte sesgo a favor de la importación (flujos España-Portugal), situación contraria a los objetivos estratégicos de política energética».

En el sector eléctrico español ya asumen que la muerte del *clawback* «posiblemente reducirá las exportaciones de España a Portugal e incrementará la importación. Es decir, las generadoras portuguesas podrán generar más que antes y cobrarse un precio mayor que el de antes», debido a que ambos mercados están integrados y sus precios se contagian. «La misma generación, una fotovoltaica o un bombeo, tendrá un ingreso un 7% superior si está en Portugal que si está en España», indican.

La ministra de Energía portuguesa, Maria da Graça Carvalho, insistió



La ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, y la titular de Hacienda, María Jesús Montero, la semana pasada en el Senado. EUROPA PRESS

BRUSELAS INSTA A ESPAÑA A REBAJAR LA CARGA FISCAL DE LA FACTURA DE LA LUZ

Rebajar los precios de la electricidad de los hogares y empresas europeos se ha convertido en una obsesión para Bruselas, en su intento de recuperar la competitividad y la autonomía de la economía de los 27. El pasado viernes, en un desayuno organizado por el Foro Nueva Economía, la directora general de Energía de

la Comisión Europea, Ditte Juul Jørgensen, recordó que «en algunos países, la fiscalidad sobre la electricidad es muy, muy alta para los hogares, y no tiene por qué ser así». Afeó que ciertos gobiernos hayan cargado en el recibo de la luz de los consumidores cargos adicionales que, en muchos casos, no tienen nada que ver

con el suministro. «Algunos países incluyen dentro de esa factura impuestos por televisión u otras cosas que no están realmente relacionadas con la energía». Sobre la situación en España, la directora indicó que la fiscalidad eléctrica es «ligeramente superior» a la media europea. Por ello, aseguró que el país «se puede plantear» reducir esa carga impositiva. «Si queremos garantizar una calefacción o refrigeración

asequible, es uno de los aspectos que ya se puede aliviar», instó. Además, recordó que las decisiones nacionales de política energética impactan en el conjunto de Europa. Respecto al apagón del 28 de abril, afirmó que Bruselas lo sigue investigando, tras el primer informe de hechos de Entso-E. «Este año, a finales de este invierno o en primavera, deberíamos tener el informe final. Y ese es, por supuesto, el más importante para nosotros», zanjó.

para eliminar la ventaja competitiva que las generadoras lusas tenían por no existir en Portugal un impuesto sobre la producción de electricidad como el que existía en España», explican desde el despacho portugués Macedo Vitorino, especializado en derecho empresarial, que cifra la recaudación de la tasa portuguesa en unos 100 millones (2024).

El impuesto del 7% ingresó a las arcas públicas españolas unos 1.900 millones en 2025, según estimaciones del sector. Existe un enorme debate en torno a esta figura. En el marco de la escalada de precios eléctricos por la guerra en Ucrania, el Gobierno encadenó varios reales decretos que la suspendió en 2021, 2022 y 2023. El PP, que fue el partido que implantó el IVPEE en 2012 para paliar el desorbitado déficit de tarifa, ha presentado una decena de iniciativas parlamentarias para derogarlo.

Fuentes próximas al Gobierno indican que el Ministerio para la Transición Ecológica es favorable a eliminarlo, en aras de rebajar la factura de los consumidores y dado que el citado déficit de tarifa se ha rebajado considerablemente desde entonces. Pero el Ministerio de Hacienda se opone frontalmente a renunciar a este jugoso ingreso fiscal.

en que «bajar el precio de la electricidad beneficiará a todos, especialmente a las empresas», y destacó que su eliminación también es una medida para promover la atracción de nuevos proyectos inversores. Así lo analizan también en Aeec, la patronal de Iberdrola o Endesa, que estima que la muerte del impuesto creará «un precio más competitivo en Portugal,

y eso promoverá más inversiones en electrificación».

Insisten en que el país luso ha acelerado recientemente con medidas regulatorias que incentivan la descarbonización de su economía. Pues, en paralelo, ha mejorado el pago a las inversiones en redes eléctricas, infraestructuras críticas que han aflorado como el principal cuello de botella de

Europa para el desarrollo de nuevos proyectos, desde fábricas hasta centros de datos. «España cuenta con una tasa de retribución financiera del 6,58% frente a la tasa de Portugal que, en términos comparables a la española, se situaría en 7,2%», advierte Aeec.

«El *clawback* fue establecido por decisión del Ministerio de Energía portugués en 2013, supuestamente,



El Consejo de Estado da alas al sector eléctrico para recurrir la circular de las redes de la CNMC

Las compañías se apoyarán en el dictamen del órgano consultivo, publicado el viernes en el BOE, para iniciar un pleito en la Audiencia Nacional ► Afirma que no cabe crear incentivos sin sustento legal expreso

CARMEN MONFORTE
MADRID

El *Boletín Oficial del Estado* publicó el viernes los dictámenes que el Consejo de Estado aprobó el pasado 17 de diciembre sobre las polémicas circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que fijan la retribución de las redes de distribución eléctrica para el periodo regulatorio que comenzó el 1 de enero y concluye el 31 de diciembre de 2031. Como era conocido, el órgano consultivo del Gobierno no ha hecho ninguna objeción a la circular sobre la nueva tasa de retribución financiera (TRF), pero sí a la referida a la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución eléctrica, con la que se introduce un nuevo modelo de riesgo que liga la retribución de las inversiones en redes a la demanda. Pese a las objeciones "esenciales", el consejo de administración de la CNMC aprobó esta circular sin abrir un nuevo trámite de audiencia ni solventar las cuestiones legales planteadas por el Consejo de Estado.

Ahora que se conoce el dictamen completo, tras su publicación en el BOE, las grandes eléctricas afectadas (Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP) estudian iniciar acciones legales contra la CNMC para anular la circular. "Las dos observaciones esenciales anticipan un conflicto regulatorio" y, "al comprometer la validez jurídica de la circular, abren la puerta a recursos de nulidad por parte de las empresas distribuidoras", señalan fuentes empresariales. Otras fuentes dan por hecho que las compañías van a plantear con toda seguridad un recurso contencioso administrativo ante la Audiencia Nacional contra la CNMC, que confían en ganar, "como poco, por defecto de forma".

Según el amplio documento conocido el viernes, el Consejo de Estado plantea cuatro objeciones a la segunda circular, de las cuales dos se consideran "críticas". Se trata de advertencias formales sobre

cuestiones que, a juicio del organismo que preside Carmen Calvo, podrían contravenir el ordenamiento jurídico o poner en riesgo la validez de la norma si no se corrigen. Se refieren, concretamente, a los límites a la inversión que establece, que suponen una invasión de las competencias del Gobierno por parte de la CNMC y al incentivo vinculado a la creación de demanda, que el Consejo de Estado tacha de "ilegal y sin sustento normativo".

La primera observación se centra en los límites adicionales a las inversiones que pueden ser retribuidas y que introduce el texto de la CNMC. El Consejo de Estado concluye que estos topes "exceden de las competencias atribuidas a la CNMC" e "invaden las del Gobierno para determinar las cuantías máximas de volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema y, por tanto, resultan contrarios al artículo 40.1 de la Ley del Sector Eléctrico". El organismo consultivo señala que tanto el artículo 10 del proyecto de circular como su disposición adicional cuarta "son contrarios a la Ley del Sector Eléctrico", motivo por el que formula esta observación "con carácter esencial".

En cuanto a la segunda cuestión, la que aborda el esquema de sostenibilidad económica, en particular, el incentivo ligado a la incorporación de nueva demanda a la red, el dictamen es contundente al afirmar que "no cabe crear incentivos sin sustento legal expreso". Además, subraya que no existe ninguna norma que obligue a los distribuidores a generar nuevos consumos. De hecho, añade, supondría "trasladar al distribuidor el riesgo de demanda", algo para lo que la CNMC carece de competencias.

El dictamen recuerda que el distribuidor debe atender todas las solicitudes de conexión en igualdad de condiciones y no puede discriminar en función de la rentabilidad, según la ley del sector, pues se trata de un servicio uni-



versal y esencial. Pero, a pesar de las observaciones esenciales, conocidas por la CNMC, su consejo aprobó el 22 de diciembre la nueva metodología propuesta fuertemente criticada por el sector. Además, el Consejo de Estado ha formulado otra observación sobre la conveniencia de extender el régimen transitorio a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.

Límite de inversión

Ante la posible impugnación en los tribunales de las empresas afectadas, el organismo regulador que preside Cani Fernández tiene en su contra los cinco votos particulares presentados por dos consejeros, Josep Maria Salas y María Jesús Martín y el del propio vicepresidente, Ángel García Castillejo. Los dos primeros presentaron tres votos tras aprobarse la propuesta de circular, después remitida al Consejo de Estado, y volvieron a publicar otros dos tras la aprobación definitiva, que también fue cues-

tionada con el suyo propio por García Castillejo.

Tras la polvareda levantada con la aprobación in extremis de las circulares, la CNMC se reafirmó en su decisión. Así, el organismo recordó que los dictámenes del Consejo de Estado "no son vinculantes" (aunque solo en contadas ocasiones han sido desoídos por el Gobierno) y consideró que las objeciones habían sido subsanadas. Respecto al límite de inversión con derecho a retribución (un 80%) que se suma al del 0,13% del PIB anual que marca la ley, el regulador lo ha eliminado, dejándolo en el 100%. En cuanto a la vinculación de la retribución con la demanda puesta en cuestión por el Consejo de Estado, la CNMC lo ha mantenido condicionado a que el ministerio apruebe el real decreto ley que prometió lanzar la próxima primavera.

Sobre la decisión de no abrir otro trámite de audiencia (para lo que no había tiempo, pues la circular

Vista de una torreta de alta tensión en la subestación de O Pedrido, en Bergondo (A Coruña). ÓSCAR CORRAL

La resolución dice que el distribuidor debe atender las peticiones de conexión en igualdad

Defiende extender el régimen transitorio a las firmas de menos de 100.000 clientes

debía entrar en vigor el 1 de enero), el organismo considera que no se ha añadido "ninguna nueva opción regulatoria", que es la que hubiese obligado a dicho trámite.

Según indicaron en su día fuentes jurídicas de la CNMC, sus responsables no apreciaron "un riesgo alto" de que pueda perder en los tribunales alguna demanda de afectadas. Según las mismas fuentes, "nunca hemos perdido ningún recurso en la Audiencia Nacional sobre las circulares sectoriales del actual periodo regulatorio". Lo cierto es que tampoco se había dado la actual situación, únicamente con el recorte de la retribución del gas, propuesto en 2019, que se resolvió con el arbitraje del Ministerio para la Transición Ecológica.

Además de las redes de distribución, la CNMC también aprobó en diciembre la correspondiente al transporte en alta tensión, que gestiona Red Eléctrica, y que no ha suscitado polémica alguna.



Los efectos del cero energético

El sobrecoste en la factura de la luz por el apagón superó los 530 millones en 2025

► Red Eléctrica prima las centrales de gas para reducir riesgos, lo que supone precios más altos ► Las medidas seguirán activas buena parte de este año

Martí Fradera

DAVID PAGE
Madrid

Las medidas especiales para evitar otro apagón tienen un sobre coste que pagan todos los consumidores en la factura eléctrica. Unos lo están haciendo ya y otros lo harán más adelante, dependiendo del tipo de contrato de luz. Red Eléctrica de España (REE), el gestor del sistema eléctrico, activó justo después del gran apagón un modo de *operación reforzada* para reducir el riesgo de un nuevo colapso y que tiene como contrapartida un aumento del precio de la electricidad. Un recargo que desde el día siguiente del apagón del 28 abril y hasta final del año pasado supera los 530 millones de euros, según confirman varias fuentes del sector energético a EL PERIÓDICO.

Se trata de un escudo especial para dar más estabilidad al funcionamiento del sistema, frenando un poco el uso de las energías renovables y dando prioridad a la utilización de energías tradicionales, fundamentalmente las centrales de gas. La mayor utilización del gas, que se hace recurriendo de manera recurrente a los servicios complementarios de ajuste del sistema, conlleva un coste extra en el precio final de la electricidad y a la postre también en el recibo de luz de millones de hogares.

Tarifas reguladas

El encarecimiento se refleja de manera inmediata en el recibo de luz de millones de hogares con tarifas reguladas (vinculadas en parte a la evolución del mercado), pero de momento no en la mayoría en las facturas de los usuarios con tarifas del mercado libre con precio fijo durante uno o varios años. Las compañías eléctricas van a ir trasladando estos mayores costes al precio de la electricidad que cobra a sus clientes de tarifas libres cuando vencen las condiciones de sus contratos y se renuevan los precios fijados, pero no puede traspasarlos a la factura de los contratos multianuales aún vigentes. Red Eléctrica aún no ha hecho público el coste de la op-



Luces encendidas al anochecer en viviendas de un edificio de Barcelona.

El gestor del sistema no se fía de que otros operadores cumplan con sus obligaciones para dar estabilidad

Las medidas especiales para prevenir riesgos que se activaron al día siguiente del apagón aún están utilizándose, y previsiblemente seguirán activas durante una parte sustancial de todo este año, según las estimaciones que manejan grandes eléctricas para este ejercicio. Por ello, el sobre coste que se carga en los recibos de la luz seguirá engordando durante los próximos meses y su cuantía dependerá de la intensidad con que se utilicen los servicios de ajuste para priorizar el uso de centrales de gas en determinados momentos para producir electricidad.

Según los cálculos de REE, durante el tiempo que llevan vigentes las medidas especiales para reducir riesgos de otro apagón, el coste de la programación reforzada representa poco más del 2,3% de los costes totales del sistema eléctrico. Y, también según el gestor del sistema eléctrico, el sobre coste asumido por los clientes es de entre 3 y 4 céntimos al día (un cálculo hecho con clientes con tarifa regulada y con un consumo medio mensual de 300 kilovatios hora, KWh).

El tiempo que sea necesario

Desde Red Eléctrica se justifica seguir utilizando todo el tiempo que sea necesario de manera más intensa los servicios de ajuste del sistema eléctrico para evitar que se produzca un nuevo apagón, hasta que las nuevas medidas de control y supervisión que pretenden activar el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados

y de la Competencia (CNMC) estén plenamente activas.

En los últimos meses, desde el sector eléctrico se ha denunciado que el hecho de que Red Eléctrica utilice de manera más intensiva energías tradicionales para reforzar el sistema era una demostración de que el día del apagón se calculó mal el mix de producción de electricidad y había un exceso de renovables, y por tanto era responsabilidad del propio gestor del sistema.

Red Eléctrica da la vuelta al argumento y justifica que se sigan aplicando esas medidas especiales para evitar otro apagón porque no se fía de que otros operadores del sistema eléctrico cumplan con sus obligaciones para dar estabilidad al sistema (denunciando que no lo hicieron el pasado 28 de abril antes del colapso), y que las seguirá utilizando hasta que puedan aplicarse reformas legales necesarias para garantizar por completo que las grandes eléctricas hacen su parte. ■



Europa bate su récord de horas de precio cero para la electricidad

En el segundo trimestre se han registrado 4.407 horas, un 6% más

Rubén Esteller MADRID.

Europa encadena un nuevo récord de horas con precios eléctricos cero o negativos, una señal cada vez más visible de la transformación —y de las tensiones— del sistema eléctrico continental. Durante el segundo trimestre de 2025, los mercados

mayoristas europeos registraron 4.407 horas con precios negativos, un 6% más que en el mismo periodo del año anterior, según el último informe trimestral del Market Observatory for Energy de la Comisión Europea.

El fenómeno se concentró especialmente en los meses de abril y mayo, que superaron con claridad los niveles de 2024, mientras que junio mostró una corrección significativa. Aun así, el balance trimestral confirma una tendencia estruc-

tural al alza, ligada al rápido crecimiento de la generación renovable y a las limitaciones de flexibilidad del sistema eléctrico europeo.

Las horas cero se producen cuando la oferta de electricidad supera con creces a la demanda, en particular en momentos de elevada producción solar y eólica combinada con una demanda moderada. En estos escenarios, determinadas centrales —especialmente nucleares, térmicas o instalaciones con altos costes de parada y arranque— pre-

fieren seguir produciendo incluso pagando por verter su electricidad al mercado antes que desconectarse. El resultado son precios horarios negativos que, lejos de ser una anomalía puntual, empiezan a formar parte habitual del funcionamiento del mercado.

Los países del norte de Europa vuelven a situarse a la cabeza. Suecia lideró el ranking de horas con precios negativos en el segundo trimestre, apoyada en una elevada producción renovable y una fuerte ca-

pacidad hidráulica, mientras que otras zonas con alta penetración solar, como Alemania o los Países Bajos, también registraron numerosos episodios de precios por debajo de cero. En contraste, mercados con mayor dependencia térmica o menor integración renovable presentan una incidencia mucho más reducida. Desde Bruselas, el diagnóstico es claro: el aumento de las horas cero no es un fallo del mercado, sino una señal de que el sistema eléctrico avanza más rápido.



La UE reclama al Gobierno que rebaje los impuestos a la electricidad

J. Sanz. MADRID

La directora general de Energía de la Comisión Europea, Ditte Juul Jørgensen, reclamó ayer a España que se plantee «reducir la carga impositiva aplicada a la electricidad para ayudar a los hogares vulnerables en sus necesidades de calefacción y refrigeración». Así se expresó Jørgensen en un encuentro en Nueva Economía Fórum, en el que señaló que la fiscalidad de la electricidad en España «está por encima de la media de la Unión Europea», afirmó la responsable europea, quien lamentó que de forma general en muchos países de la Unión la factura eléctrica incluye muchos impuestos y cánones, además de conceptos que nada tienen que ver con la energía, como la televisión. Por ello, incidió en la importancia de reducir el nivel impositivo para que la electrificación sea competitiva comparada con otras fuentes energéticas, algo que también sería favorable para la industria y las empresas.

Por su parte, el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, que ocupa su puesto desde 2019, valoró su «disposición para llegar a consensos. Hay que defender el sueño europeo frente a las pesadillas de otros lugares», concluyó el número dos de Energía.



El debate energético

Sánchez se aferra al pacto con Iberdrola y Endesa sobre el cierre de las nucleares

► La Moncloa blindo las líneas rojas si las eléctricas quieren aplazar el calendario, sobre todo que no conlleve costes al Estado ni al consumidor

DAVID PAGE
IVÁN GIL
Madrid

Las grandes eléctricas han dado el paso definitivo para intentar aplazar el cierre de la central nuclear de Almaraz. Iberdrola, Endesa y Naturgy, que comparten accionariado en la planta, presentaron a finales de octubre al Gobierno la solicitud formal para posponer hasta junio de 2030 el cierre de la central, cuyos dos reactores ahora está previsto que se desconecten en noviembre de 2027 y de 2028, respectivamente. La petición de momento se limita a Almaraz, pero la pretensión de las eléctricas, en principio, pasaría por ir pidiendo en próximos años la prolongación de todas o casi todas las plantas.

Las grandes eléctricas pactaron en 2019 entre sí y con el Ejecutivo (a través de la sociedad pública Enresa) un calendario para el cierre progresivo de todos las centrales nucleares que arranca 2027 y culminará en 2035 con el apagón nuclear total. Esa es la guía vigente. Y frente a las presiones pronucleares desde ámbitos políticos, económicos y empresariales y en pleno debate sobre la petición de prolongar la vida de Almaraz (sobre la que el Gobierno tendrá que pronunciarse en principio este año), la Moncloa advierte de que su hoja de ruta sigue pasando por el



Central nuclear de Almaraz en Cáceres.

cierre escalonado de las centrales y se mantiene firme en las líneas rojas que exige cumplir a las eléctricas para siquiera estudiar futuras peticiones de retrasar las clausuras.

«Merece la pena»

«Hemos pactado con las empresas energéticas el cierre de las centrales nucleares y vamos a seguir esa línea», sentenció el jueves el propio presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, durante su intervención en el

foro internacional *Spain Investors Day*. Un posicionamiento que Sánchez justificó en su apuesta firme «por una energía más barata y por supuesto también por una energía que cumpla con esa transición ecológica que necesitamos para dejarle a nuestros hijos y a nuestras hijas un mundo habitable. Creo que merece la pena». El presidente advirtió a las eléctricas de que esa defensa de la transición ecológica y de sus efectos beneficios «por supuesto está por

delante de cualquier otro interés legítimo que se pueda tener por parte de las empresas».

La Moncloa mantiene sin cambios todas las «líneas rojas» que marcó a las eléctricas para siquiera estudiar cualquier petición de ampliar la vida de las centrales nucleares, especialmente la referente a que no implique trasladar costes extras a los clientes a través del recibo de luz o a los contribuyentes mediante reducciones de impuestos.

«Si las empresas que tienen esas centrales nucleares en propiedad consideran que quieren prolongar su vida, ya saben lo que tienen que hacer: proponer y garantizar la seguridad energética, la seguridad de los territorios en donde operan y por supuesto que ni la Administración General del Estado ni tampoco los ciudadanos y las ciudadanas van a tener que pagar vía bonificaciones la prolongación de la vida de esas centrales nucleares», zanjó Sánchez ante un foro plagado de empresarios e inversores nacionales e internacionales.

En mayo Sánchez mostró su disposición a estudiar una ampliación de la vida de todas las centrales nucleares si lo pedían las eléctricas propietarias –aunque en la Moncloa no lo vean imprescindible para el país–, pero solo si la solicitud cumplía tres condiciones previas: que se garanti-

El presidente se reafirma en su apuesta por «una energía que cumpla con la transición ecológica»

ce la seguridad de los ciudadanos desde una perspectiva radiológica; que sea conveniente para garantizar la seguridad de suministro eléctrico, y especialmente que no suponga un mayor coste para los consumidores ni para los contribuyentes.

Iberdrola, Endesa y Naturgy, tras un largo pulso del Ejecutivo que había bloqueado durante un año los intentos de negociación, cedieron y retiraron la exigencia previa de tener garantías de que se aplicaría una gran rebaja de impuestos a las nucleares antes de pedir la prórroga de la central de Almaraz. Las eléctricas intentan así allanar un futuro sí del Ministerio para la Transición Ecológica aparcando la batalla por la fiscalidad para poder cumplir con esas líneas rojas que había planteado el Gobierno. ■

Mariscal / Efe

Sánchez reafirma la intención del Gobierno de seguir adelante con el cierre de nucleares

- El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ha reafirmado su apuesta por las energías renovables y su intención de seguir adelante con el cierre de las centrales nucleares.



El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez.

<https://elperiodicodelaenergia.com/sanchez-reafirma-la-intencion-del-gobierno-de-seguir-adelante-con-el-cierr...>

Redacción

Viernes, 16 enero 2026

Una estrategia que ha dicho que va a seguir así mientras él siga siendo presidente del Gobierno. "Todo el tiempo, no vamos a frenar", ha recalcado

El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ha reafirmado su apuesta por las energías renovables y su intención de seguir adelante con el cierre de las centrales nucleares, "por delante de cualquier interés de las empresas".

Sánchez ha hecho esta advertencia en la clausura de la 16 edición del foro financiero internacional Spain Investors Day, en la que ha resaltado que España cuenta actualmente con los precios de la energía más competitivos gracias a las renovables.

Una estrategia que ha dicho que va a seguir así mientras él siga siendo presidente del Gobierno. "Todo el tiempo, no vamos a frenar", ha recalcado.

El cierre de las centrales nucleares

Ha incidido en que se ha pactado ya con las empresas energéticas el cierre de las centrales nucleares y ha subrayado su voluntad de contribuir a una transición ecológica que deje un mundo habitable para las próximas generaciones.

"Creo que merece la pena y, por supuesto, eso está por delante de cualquier otro interés legítimo que se pueda tener por parte de las empresas", ha defendido Sánchez.

En este sentido, ha avisado de que si las propietarias de las nucleares quieren prolongar la vida de las centrales, "ya saben lo que tienen que hacer": garantizar la seguridad energética y de los territorios donde operan y no repercutir el coste de la prolongación de la vida de esas centrales en la Administración General del Estado ni en los ciudadanos vía bonificaciones.



Una consejera de REE cifra en un 46% la subida de la luz si Almaraz sigue abierta

Natalia Fabra, asesora del Gobierno, asegura que reduciría la inversión en renovables

Rubén Esteller MADRID.

La consejera de Red Eléctrica y asesora del Gobierno, Natalia Fabra, ha llevado a cabo un estudio sobre el impacto en los precios de prolongar la vida de las centrales nucleares. Para esta economista, esta medida puede ser un “alivio a corto plazo, pero puede desplazar la inversión en renovables y almacenamiento de la que depende la transición, generando mayores precios y emisiones a medio-largo plazo”.

El documento, publicado por *Energyeconlab* con financiación europea, analiza mediante simulaciones detalladas del mercado eléctrico ibérico los efectos económicos y ambientales de retrasar el cierre de la central nuclear de Almaraz más allá de 2027, en un contexto marcado por la transición energética española y los objetivos del PNIEC.

El trabajo parte del debate reabierto a finales de 2025 sobre la conveniencia de extender la vida útil de las nucleares y se centra en tres variables clave: precios mayoristas de la electricidad, rentabilidad de las inversiones en renovables y almacenamiento, y emisiones de CO2 del sector eléctrico.

El principal mensaje es que los efectos de prolongar la operación nuclear no pueden evaluarse con un enfoque estático. Si se asume que las inversiones en renovables y almacenamiento previstas para 2030 se mantienen intactas, la extensión de la central nuclear de Almaraz reduce los precios eléctricos y las emisiones al desplazar generación con gas. En este escenario, los precios mayoristas caerían de forma apreciable entre 2028 y 2030 y las emisiones del sector eléctrico disminuirían de manera significativa. Sin embargo, este resultado cambia cuando se introducen los efectos dinámicos sobre la inversión.



Natalia Fabra, consejera de REE y economista. JESUS UMBRIA

Cree que reabrir las nucleares puede erosionar la credibilidad regulatoria

La permanencia de Almaraz en el sistema deprime los precios capturados por la solar (entre el 12 y el 18%) y la eólica, y aumenta de forma notable el vertido de renovables en horas de exceso de generación (entre el 30 y el 60%). Esta combinación deteriora la rentabilidad de nuevos proyectos, especialmente solares, y puede frenar el despliegue de renovables y almacenamiento.

Si la respuesta inversora es lo suficientemente intensa, el efecto inicial de precios bajos se revierte: el sistema acaba registrando precios más altos y mayores emisiones, tanto durante el periodo de extensión como, de forma más acusada, tras el cierre definitivo de la central, al quedar un parque de generación limpia más reducido.

El estudio muestra además que estos resultados son robustos frente a distintos supuestos de demanda eléctrica, precios del gas y del CO2, y que el riesgo aumenta en escenarios de menor crecimiento de la demanda, donde la presión sobre la rentabilidad de las renovables es aún mayor. La autora subraya también un elemento institucional relevante: modificar el calendario de

cierre puede erosionar la credibilidad regulatoria, elevar las primas de riesgo exigidas por los inversores y encarecer el capital para proyectos limpios, reforzando el freno a la inversión.

Según los cálculos de Natalia Fabra, en el escenario central más adverso, en el que solo se materializa el 75% de las inversiones previstas para 2030, los resultados son los siguientes: los precios mayoristas de la electricidad suben entre un 4,5% y un 7,2% anual en el periodo 2028-2030, y el incremento se acentúa hasta alrededor del 11% en 2031, una vez cerrada Almaraz, por el déficit acumulado de capacidad limpia.

En el escenario *Feasible*, más conservador en inversiones y demanda, el impacto es algo menor pero igualmente significativo: los precios aumentan entre un 1,6% y un 2,4% en 2028-2030, y repuntan cerca de un 9-10% en 2031.

Si el recorte inversor es más severo y solo se alcanza el 50% de los objetivos, el efecto se dispara. En ese caso, los precios suben entre un 15% y un 20% antes de 2031, y llegan a incrementarse hasta en un 20-24% tras el cierre, según el escenario considerado, y hasta el 46,8% más allá de 2031. Además, la economista considera que las emisiones también se incrementarían entre un 5 y un 8%.

El trabajo advierte de que extender la vida de las nucleares puede ofrecer un alivio temporal en precios y emisiones, pero entraña el riesgo de comprometer el ritmo de despliegue renovable y de almacenamiento del que depende la transición energética. Por ello, defiende que las decisiones sobre el calendario nuclear deben evaluarse con una visión dinámica y sistémica, y no únicamente a partir de sus efectos inmediatos sobre el mercado eléctrico.



Forestalia usó más de sesenta sociedades para llevar autopistas eléctricas al País Vasco

► Al menos dos empresas del grupo se disolvieron en pleno registro de la Guardia Civil

GERARD BONO
ALSASUA (NAVARRA)

El Grupo Forestalia echó a rodar a finales de 2021 un macroproyecto (en el que intermedió Antxon Alonso, presunto socio y amigo de Santos Cerdán) con el que pretendía expandir su producción de energía renovable al norte de Zaragoza. En total, ABC ha podido identificar al menos 11 parques fotovoltaicos (909.542 placas solares) y 52 parques eólicos (406 aerogeneradores) que, instalados en la comarca de las Cinco Villas, usarían dos autopistas eléctricas construidas por la compañía para llevar su electricidad, principalmente, hasta dos subestaciones de Red Eléctrica en Vitoria y la vizcaína Gatica.

El despliegue, que acabó decayendo ante la oposición de colectivos sociales y organismos municipales, forales y autonómicos, se veía acompañado de una red societaria de las mismas dimensiones.

Una porción del entramado

Cada uno de los parques eólicos y fotovoltaicos, que en su mayoría recibieron Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) y autorizaciones administrativas previas favorables por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miterd), contaba con una mercantil distinta detrás.

Un total de 63 sociedades pertenecientes al grupo presidido por Fernando Samper, relacionadas con dicha infraestructura pensada para llevar energía renovable al País Vasco. Estas, según publicó 'Libertad Digital', uni-



Vista aérea de una fábrica de Forestalia en Cubillos del Sil // ABC

camente constituirían una pequeña parte del entramado total del grupo, el cual ascendería a más de 800.

Fuentes conocedoras del desarrollo empresarial de Forestalia apuntan que este fraccionamiento de los proyectos, en sociedades constituidas con un capital inicial de 3.000 euros, estaría orientado a facilitar su venta posterior. Algo que ocurrió, por ejemplo,

Forestalia fraccionó sus proyectos en decenas de sociedades con solo 3.000 euros de capital para facilitar su posterior venta

el pasado mes de octubre, cuando Repsol anunció la compra de 15 de sus parques eólicos en tramitación, para combinar su futura producción con una central de ciclo combinado de su propiedad en el municipio de Escatrón (Zaragoza), vinculada a un centro de datos próximo.

En lo relativo a los proyectos de la comarca de las Cinco Villas y el País Vasco, todas las sociedades de la red empezaron a «operar» el 3 de marzo o el 5 de mayo de 2020, algo más de un año antes de que la mayoría de expedientes (tramitados por separado ante el Miterd al afectar a varias comunidades autónomas) salieran a exposición pública.

Además, compartían el mismo domicilio social, la sede de Forestalia en Madrid, ubicada en la 2ª planta del número 20 de la calle de Ortega y Gasset, y en la mayoría de casos partieron con el mismo socio único, la mercantil Nearco Renovables SL. Este, poco tiempo después cambiaba de identidad a Artemisa SL o Esfinge SL.

Empresas disueltas

Ya en 2024, diversos informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) explicaban estos cambios societarios a petición de la Dirección General de Política Energética y Minas, órgano del Miterd encargado de otorgar las autorizaciones a los parques de renovables. Para el caso del parque Narumi, por ejemplo, con nueve aerogeneradores en el municipio de Ejea de los Caballeros (Zaragoza), las participaciones de la sociedad que tenía detrás (con el mismo nombre) eran propiedad de Nearco Renovables como socio único. 3.000 de ellas a un precio nominal de un euro cada una, traspasadas posteriormente a Artemisa SL, que tenía como socio único a Fernando Sol SL, matriz de Forestalia.

Una operativa que se repitió con ligeras variaciones en las más de 60 mercantiles asociadas a estos proyectos, al menos dos de las cuales han sido disueltas recientemente, según los actos publicados en el Boletín Oficial del Registro Mercantil. Se trata de Energía Inagotable de Salacia, SL (detrás de un parque eólico en el municipio de Tauste con siete aerogeneradores), disuelta el 9 de diciembre de 2025, y Energía Inagotable de Saritor, SL (detrás de un parque eólico en Tauste con cuatro aerogeneradores), disuelta el 12 de diciembre de 2025. Unas fechas que coinciden con el registro de la sede de Forestalia en Zaragoza por parte de la Guardia Civil, el pasado 11 de diciembre.

El Mar del Norte refuerza su papel como la gran central eléctrica verde de Europa

- El Mar del Norte es el mayor centro de energía eólica marina del mundo; la colaboración y la consolidación de los avances logrados ayudarán a maximizar los beneficios en materia de seguridad energética, según Ember.



El Mar del Norte refuerza su papel como la gran central eléctrica verde de Europa

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mar-del-norte-refuerza-su-papel-como-la-gran-central-electrica-verde-d...>

José A. Roca

Viernes, 16 enero 2026

El Mar del Norte es el mayor centro de energía eólica marina del mundo; la colaboración y la consolidación de los avances logrados ayudarán a maximizar los beneficios en materia de seguridad energética, según Ember

El Mar del Norte es la mayor cuenca eólica marina del mundo. Según un reciente informe de la consultora **Ember**, con 101 parques eólicos operativos que suman 30 GW, el Mar del Norte tiene una capacidad mayor que los mares de China Meridional o Oriental, y cuenta con una importante cartera de proyectos en construcción o en fase inicial de desarrollo.

Seis países con capacidad eólica marina operativa en el Mar del Norte contribuyen a este total: el Reino Unido, Alemania, los Países Bajos, Bélgica, Dinamarca y Noruega, en orden de capacidad total. Este esfuerzo colectivo contribuye a maximizar la producción económica del Mar del Norte, ya que sus importantes extensiones de lecho marino poco profundo son idóneas para la instalación de turbinas marinas de cimentación fija.

Las nuevas instalaciones siguen batiendo récords

La energía eólica del Mar del Norte continúa creciendo, sumando alrededor de 1,6 GW en 2025 desde tres emplazamientos: Moray West y Neart Na Goithe en el Reino Unido, y Goode en el Mar del Norte alemán. Esto representa más del doble de la capacidad instalada en 2024, pero se mantiene en torno a la tasa promedio de los últimos 10 años.

Con 7 GW en construcción en el Mar del Norte, la capacidad líder mundial aumentará pronto. Esta cartera de nuevos proyectos incluye emplazamientos que batan récords. Dogger Bank (fases A, B y C) será el mayor del mundo cuando se complete, con 3,6 GW. La escala de los emplazamientos individuales también está aumentando: el tamaño promedio de los parques eólicos en construcción supera los 1,2 GW.

Aunque el Mar de China Meridional alberga el parque eólico marino más grande, el sitio Yangjiang Shaba de 1,7 GW (fases 1 a 5), el Mar del Norte alberga cuatro de los cinco parques eólicos marinos más grandes del mundo, incluidos Hollandse Kust Zuid (1,5 GW), Hornsea 1 (1,2 GW) y 2 (1,3 GW) y Seagreen (1 GW).

El Reino Unido ha apoyado la instalación de 7,5 GW de nueva energía eólica marina en los Mares del Norte en la última ronda de financiación del gobierno británico. El 14 de enero de 2025, se adjudicaron 8,4 GW de nuevos proyectos eólicos marinos mediante contratos por diferencia, de los cuales 7,5 GW se ubicarán en el Mar del Norte y abarcarán cinco parques eólicos individuales. Esto eleva la capacidad eólica marina total del Reino Unido en el Mar del Norte, instalada, en construcción o contratada, a 32 GW.

La colaboración en el Mar del Norte puede maximizar la seguridad para Europa

La colaboración es esencial para la salud conjunta del sector eólico marino en el Mar del Norte. A pesar de haber alcanzado una escala líder mundial, recientemente se han enfrentado a serios desafíos en materia de precios y cadenas de suministro. En concreto, el aumento inflacionario de precios, la implementación intermitente con cambios en el tamaño de las turbinas y la presión para reducir costes han supuesto desafíos para la cadena de suministro eólica marina europea. Algunos de estos desafíos trascienden Europa, pero el apoyo a las cadenas de suministro locales mediante pedidos regulares y estandarizados de componentes, tamaños de turbinas y conexiones con parques eólicos representa una oportunidad directa para los países ribereños del Mar del Norte.

El Mar del Norte no solo es un centro de despliegue de energía eólica marina, sino que los países costeros también albergan una importante capacidad de fabricación, operación y mantenimiento. Sin embargo, esta cadena de suministro se ve afectada por las diferencias de enfoque entre países y proyectos individuales. Diversos desarrolladores han planteado la estandarización del tamaño y los pedidos de componentes en toda la cadena de suministro europea como una forma de aprovechar al máximo la experiencia en proyectos, respaldando a las fábricas de componentes con pedidos constantes, lo que contribuye a reducir costes a largo plazo.

Los interconectores garantizan que los beneficios se compartan en todo el Mar del Norte

El Mar del Norte es un lugar importante para la infraestructura eléctrica transfronteriza, cuyos flujos contribuyen al equilibrio de las redes eléctricas limpias en toda la cuenca. El Mar del Norte alberga 7 GW de interconectores marinos distribuidos en 7 proyectos independientes, con múltiples proyectos nuevos en desarrollo, incluyendo el proyecto NeuConnect de 1,4 GW en construcción entre el Reino Unido y Alemania. Las conexiones a larga distancia reducen el impacto de las condiciones climáticas locales y los picos de demanda.

Los activos híbridos marinos, que combinan infraestructura de generación y transmisión, permiten la distribución rentable de energía eólica entre países, al tiempo que crean una red marina más mallada y, por lo tanto, segura. Solo un proyecto híbrido de este tipo está operativo en Europa: Kriegers Flak en el mar Báltico. Si bien hay varios planeados para el mar del Norte, no se espera que ninguno esté operativo antes de 2032. La planificación y la financiación conjuntas son la palanca más impactante para fomentar los activos híbridos, algo que la Cumbre del Mar del Norte está perfectamente posicionada para mejorar.

El marco regulatorio sigue fragmentado, los enfoques de reparto de costes no son claros y la planificación energética sigue demasiado centrada en el nivel nacional en lugar de regional. La UE ha tomado medidas para abordar estas barreras, emitiendo una guía para inversiones conjuntas en alta mar y elaborando un Plan de Desarrollo de Redes Marinas, pero la planificación UE-Reino Unido debe estar más integrada.

La electrificación libera más beneficios de la eólica marina

A pesar de los avances en la energía eólica marina, Europa aún depende en gran medida de la importación de combustibles fósiles, ya que la electrificación de los sectores no energéticos sigue siendo lenta. Actualmente, solo una quinta parte de la demanda energética de la UE está electrificada, pero existe un amplio margen en el transporte, la calefacción y los procesos industriales para reducir tanto el uso de combustibles fósiles como la dependencia de las importaciones.

La zona alberga un segmento importante de la demanda energética europea; la mitad del consumo energético industrial de Europa se concentra en países ribereños del Mar del Norte. Al combinar la generación de nueva energía con la electrificación del consumo energético, el Mar del Norte puede convertirse en el motor de una economía más moderna y segura, a pesar del declive a largo plazo de la producción de petróleo y gas.

Sin electrificación, los beneficios de la abundante energía del Mar del Norte para la seguridad energética se limitan al sector eléctrico. La red de la UE ya es limpia en más del 70%, mientras que solo el 1% del transporte ligero está electrificado. La combinación de la electrotecnología y las energías renovables ofrece beneficios en dos direcciones. La energía eólica marina proporciona un suministro eléctrico económico y con bajas emisiones de carbono para calefacción y transporte, mientras que la electrificación satisface la creciente y flexible demanda de energía eólica variable. Por lo tanto, el desarrollo de ambas tecnologías es esencial para un sistema eléctrico moderno y bien integrado en todo el Mar del Norte.

La eólica marina ayuda a estabilizar los precios de la electricidad

Los altos e inciertos precios de la energía amenazan con socavar las principales prioridades políticas de Europa, desde la competitividad industrial hasta el coste de la vida. Solo invirtiendo en sus propios recursos energéticos, Europa puede estabilizar, controlar y reducir permanentemente sus precios energéticos. La energía eólica marina contribuye a este objetivo de dos maneras principales.

En primer lugar, los precios pueden fijarse por largos periodos (normalmente de 15 a 20 años) mediante Contratos por Diferencia (CfD, el mecanismo de apoyo preferido en Europa). En segundo lugar, a medida que aumenta la generación de energías renovables de bajo coste, las centrales eléctricas de gas menos eficientes y más caras quedan excluidas del orden de mérito, lo que reduce los precios de equilibrio del mercado.

Un total de 49 parques eólicos marinos de fondo fijo han obtenido contratos CfD en Europa, 19 de los cuales estaban operativos a finales de 2025. Los precios adjudicados en estas subastas han seguido una tendencia similar a la de los costes tecnológicos, que cayeron alrededor de un 70 % entre 2015 y 2020. En consecuencia, los precios de las subastas cayeron de 150-250 € a principios de la década de 2010 (a precios de 2024), a un mínimo de alrededor de 60 € por MWh en 2020.

La alta inflación y las interrupciones de la cadena de suministro durante la crisis energética elevaron los costes, lo que provocó que los precios de las subastas aumentaran y se estabilizaran en 80-95 € por MWh en los últimos años. Sin embargo, Ørsted ha estimado que, con una mejor coordinación entre los gobiernos y la industria, los costes podrían volver a caer un 30 % desde los niveles actuales para 2040.

A pesar de los recientes aumentos, los precios fijos que ofrece la energía eólica marina son competitivos con los precios actuales de la electricidad. Por ejemplo, ocho parques eólicos marinos se han puesto en marcha mediante contratos por diferencia (CfD) desde 2023, con un precio de ejercicio medio de 75 €/MWh. El precio medio de los que entrarán en funcionamiento entre 2026 y 2032 es solo ligeramente superior, 90 €/MWh (o 93 € excluyendo los precios franceses, que son más bajos al excluir los costes de conexión a la red).

En comparación, el precio medio de la energía para el día siguiente en Europa en 2025 era de 85 €/MWh, con tres de las mayores economías del Mar del Norte por encima de este nivel (Alemania, Reino Unido y Países Bajos). Si bien se espera que los precios de la electricidad bajen moderadamente, junto con los del gas, en los próximos años, esto sigue siendo muy incierto. No obstante, la energía eólica marina garantiza electricidad a precios competitivos hoy en día, a la vez que ofrece las ventajas adicionales de estabilidad e independencia energética.

El Mar del Norte es un activo estratégico esencial para Europa

La transición del Mar del Norte, de una cuenca histórica de petróleo y gas a una potencia mundial en energías renovables, representa una de las oportunidades estratégicas más cruciales para Europa. Si bien la región ya lidera el mundo en capacidad eólica marina, la verdadera medida de su éxito futuro dependerá de la profundización de la cooperación.

La cumbre del Mar del Norte de 2026 es una oportunidad ideal para destacar esta importancia estratégica y renovar el compromiso de colaboración para el éxito conjunto. Al sincronizar las

políticas nacionales, estandarizar las cadenas de suministro y acelerar el despliegue de interconectores híbridos, las naciones del Mar del Norte pueden superar un enfoque nacional fragmentado y avanzar hacia un sistema energético marino más unificado, seguro y competitivo.

Este enfoque no solo garantizará la seguridad energética y reducirá los costes para millones de hogares, sino que también consolidará el papel del Mar del Norte como la "central eléctrica verde" de Europa durante las próximas décadas.

España presenta su proyecto para alcanzar la neutralidad climática en la edificación en 2050

- El Gobierno de España ha presentado a la Comisión Europea su proyecto del Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE), un documento estratégico que está alineado con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/sector-hvac/152539/espana-presenta-su-proyecto-...>

Javier Espada

Viernes, 16 enero 2026

Este plan de acción es una respuesta a la solicitud de la UE a los países miembros de articular un proyecto para cumplir los objetivos europeos de descarbonización para 2030 y contribuir a alcanzar un parque edificado de cero emisiones en 2050.

podrá recibir recomendaciones de las instituciones europeas antes de su presentación definitiva para su entrada en vigor, que está prevista el **31 de diciembre de 2026**.

En el periodo comprendido entre 2020 y 2023, España ha logrado reducir el consumo energético de las viviendas en un **10 %**, con una media de **540.000 rehabilitaciones al año**, según los datos del INE. Ahora, el plan presentado al ejecutivo europeo contempla una reducción de un **25 % para 2030** y de un **33 % para 2035**, superando de esta manera los objetivos de reducción del 16 y el 20 % fijados por la Directiva de Eficiencia Energética (EPBD).

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

El **Gobierno de España** ha presentado a la Comisión Europea su proyecto del **Plan Nacional de Renovación de Edificios** (PNRE), un documento estratégico que está alineado con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Este plan es una guía de la **transformación completa** de todo el parque edificatorio español, tanto público como privado, para lograr la **neutralidad climática en 2050**, y

Este plan de acción es **una respuesta a la solicitud de la UE** a los países miembros de articular un proyecto para cumplir los objetivos europeos de descarbonización para 2030 y contribuir a alcanzar un parque edificado de cero emisiones en 2050, incorporando para ello normas mínimas de eficiencia energética y trayectoria de rehabilitación.

Los pilares del PNRE español

Según explican desde el Gobierno, la reducción del consumo y las emisiones previstas por el **Plan Nacional de Renovación de Edificios** entre 2020 y 2030 equivalen a la rehabilitación integral de **1.567.986 viviendas**, superando la previsión del PNIEC (1.377.000 viviendas).

Ahora, para alcanzar los objetivos previstos, el PNRE ha propuesto el despliegue de siete políticas con más de **200 actuaciones** agrupadas en **57 medidas**.

- **Rehabilitación energética** de edificios.
- Lucha contra la **pobreza energética**.
- **Regeneración urbana** y barrios sostenibles.
- Impulso a la energía renovable.
- Gobernanza y financiación.
- Innovación, circularidad e industrialización.
- Acompañamiento, sensibilización y formación.

Proceso participativo amplio

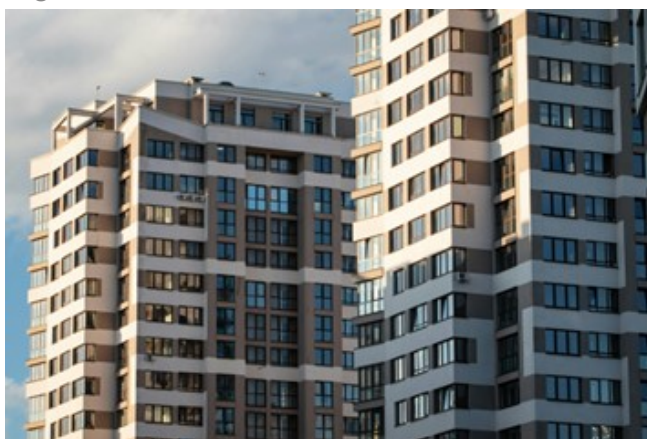
Para la elaboración del PNRE se ha desplegado un amplio **proceso participativo** que ha contado con cuatro grupos de trabajo, cinco mesas de expertos y una participación de **más de 400 agentes**. Este proceso de creación del PNRE ha estado enmarcado en el proyecto **ARCE 2050**, Arquitectura Cero Emisiones, una iniciativa del Ministerio de Vivienda que incorpora a su compromiso con la descarbonización del entorno construido, la apuesta por una arquitectura de calidad.

Además, el borrador de PNRE ha sido sometido a un trámite de audiencia e información pública a través de la página web de MIVAU desde el 28 de noviembre al 13 de diciembre de 2025, habiéndose recibido **81 aportaciones de particulares**, asociaciones, administraciones públicas, empresas y otros agentes.

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

Más de ocho millones de viviendas en España deberán rehabilitarse energéticamente antes de 2030

- Más de ocho millones de viviendas en España deberán rehabilitarse antes de 2030 para cumplir la Directiva Europea de Eficiencia Energética



Más de ocho millones de viviendas en España deberán rehabilitarse energéticamente antes de 2030

<https://www.ambientum.com/ambientum/eficiencia-energetica/mas-de-ocho-millones-de-viviendas-en-espana-...>

Ambientum Portal Ambiental

Viernes, 16 enero 2026

La rehabilitación energética del parque residencial español se ha convertido en uno de los grandes retos de la transición ecológica. La Unión Europea ha marcado 2030 como fecha límite para que las viviendas alcancen, al menos, una calificación energética E si quieren venderse o alquilarse, un requisito que obligará a rehabilitar más de ocho millones de inmuebles en España.

Contenido del artículo

Toggle

- Un parque residencial envejecido y poco eficiente
- La presión normativa acelerará la rehabilitación... o la venta
- Rehabilitación energética: ahorro económico y revalorización
- España, a la cola de Europa en rehabilitación
- 2026, un año clave para la transformación del sector

Un parque residencial envejecido y poco eficiente

El sector residencial concentra alrededor del 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero y cerca del 30 % del consumo energético final. En España, gran parte de las viviendas fueron construidas antes de que existieran normativas de eficiencia energética, lo que explica que solo el 1,1 % del parque inmobiliario cuente actualmente con la calificación energética A.

Este elevado consumo se destina principalmente a calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, por lo que la rehabilitación energética se presenta como una herramienta clave para reducir

emisiones, combatir el cambio climático y avanzar hacia un modelo de vivienda más sostenible.

La presión normativa acelerará la rehabilitación... o la venta

España deberá adaptar su normativa nacional a la nueva Directiva de Eficiencia Energética de la Unión Europea antes de mayo de 2026. Este nuevo marco regulatorio endurecerá progresivamente los requisitos para vender o alquilar una vivienda, actuando como un catalizador del mercado inmobiliario.

Según expertos del sector, muchos propietarios de viviendas antiguas se enfrentarán a una decisión clave: invertir en una rehabilitación energética o vender el inmueble antes de acometer las reformas necesarias. Esta situación podría incrementar la oferta de viviendas en venta, generando oportunidades para compradores e inversores interesados en la renovación energética.

Rehabilitación energética: ahorro económico y revalorización

Lejos de ser solo un coste, la rehabilitación energética se consolida como una inversión de futuro. Una reforma integral puede reducir hasta un 60 % el consumo energético anual del hogar y aumentar el valor de la vivienda entre un 8 % y un 12 %, según estimaciones del sector inmobiliario.

Además del ahorro directo en la factura energética, estas mejoras contribuyen a reducir la pobreza energética y a mejorar el confort térmico y la salud de los hogares.

España, a la cola de Europa en rehabilitación

La tasa actual de rehabilitación energética en España apenas alcanza el 0,08 % del parque residencial, muy lejos del objetivo mínimo del 2 % anual fijado por la Comisión Europea. Países como Francia, Alemania o Italia avanzan a mayor velocidad, impulsados por políticas públicas ambiciosas y programas de incentivos.

Diversos estudios estiman que una apuesta decidida por la eficiencia energética podría generar importantes beneficios económicos a largo plazo, tanto en ahorro energético como en salud pública y productividad.

2026, un año clave para la transformación del sector

La combinación de presión regulatoria, ayudas públicas y una creciente concienciación social sitúa a 2026 como un punto de inflexión para la rehabilitación energética en España. La eficiencia energética deja de ser una opción para convertirse en un factor determinante del valor real de la vivienda.

Avanzar hacia un parque residencial más eficiente no solo permitirá cumplir los objetivos climáticos europeos, sino también impulsar la economía, generar empleo y mejorar la calidad de vida de millones de personas.



El fondo soberano dará al Gobierno 60.000 millones de potencia inversora

Hasta 10.500 millones procedentes del plan de recuperación se aportarán como capital al Instituto de Crédito Oficial para que multiplique la capacidad financiera

CAIO MATTOS
Madrid

El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, anunció ayer que los 10.500 millones de euros del fondo soberano que anunció el jueves el presidente Pedro Sánchez —un mecanismo de financiación inédito en España y procedente de lo que no ha gastado España de su parte del plan de recuperación europeo— elevarán la capacidad de inversión directa del Instituto de Crédito Oficial (ICO) hasta al menos los 60.000 millones. “Es un aumento de capacidad permanente, estructural, para la economía española”, resumió el responsable de Economía. Así, el ICO, un banco público que financia proyectos que el mercado privado no cubre bien, podrá invertir en sectores innovadores e industrias nacientes, como la IA, o actividades de interés social, entre ellas la vivienda, y mantener el impulso inversor del mecanismo europeo que finaliza este año.

“Es una noticia relevante para la economía española, puesto que lo que hacemos es anticiparnos a la finalización de la llegada de los fondos europeos este 2026 y asegurar que va a haber una capacidad de continuar con esa modernización”, agregó Cuerpo. El mecanismo de recuperación, un cañonazo de dinero sin precedentes que Bruselas disparó para reactivar la economía comunitaria tras la pandemia, termina a finales de este año. Los Estados miembro deben tener ejecutadas las inversiones y reformas —y gastado el dinero asociado a ellas— antes del 31 de agosto de 2026. Pero a muchas capitales las ayudas se les han atragantado.

Bajo la perspectiva de que los Veintisiete no serían capaces de gastar antes de esa fecha los 650.000 millones del mecanismo de recuperación —España fue uno de los países más beneficiados, con casi 80.000 millones en ayudas directas—, la Comisión Europea flexibilizó en junio pasado las reglas. Desde entonces, los Gobiernos pueden redirigir las partidas que quedaron sin ejecutar hacia ámbitos como la defensa o el sector espacial. Algunos países ya han puesto en marcha nuevos mecanismos para reaprovechar esos recursos. Por ejemplo, Polonia creó un vehículo de inversión con 5.000 millones en defensa.

“Esto bebe de la negociación que hemos tenido en el cierre de la agenda [modificación al plan de recuperación] el año pasado con la Comisión Europea”, expli-



Carlos Cuerpo, ayer durante la firma de un convenio de colaboración en Madrid. CHEMA MOYA (EFE)

có Cuerpo ayer, tras acudir a la firma del nuevo Plan de Educación Financiera, una campaña cuatrienal de concienciación en las escuelas que Economía lleva con el Banco de España, la CNMV y el Ministerio de Educación. “El cumplimiento de los hitos está asociado a la creación de este fondo. Es decir, a la capitalización del ICO con esos 10.500 millones, y nos avala para ampliar el marco temporal para utilizarlos”, añadió sin dar más detalles. El ministerio presentará oficialmente el nuevo instrumento la semana que viene y dará más concreción sobre su alcance.

De esta forma, el Gobierno mata dos pájaros de un tiro: consigue un tiempo de descuento para gastar el dinero que se ha quedado atascado, además sin tener que rendir cuenta a Bruselas, y a la vez se asegura un cheque para invertir en una situación compli-

cada. No ha podido aprobar unos nuevos Presupuestos y tiene que llevar cada negociación al límite para conseguir el apoyo de sus socios en el Parlamento.

La frágil aritmética parlamentaria, de hecho, ha sido uno de los motivos que han atascado el cumplimiento de los hitos del plan de recuperación. La lógica del mecanismo europeo es la siguiente: Bruselas va liberando las ayudas a cambio de la ejecución de reformas e inversiones que los Estados miembros han pactado con ella en sus planes nacionales. Pero varios de estos hitos y objetivos, como se les denomina en jerga comunitaria, han quedado en el tintero o han tenido que ser reformulados por la imposibilidad de tramitarse. Una de las iniciativas más relevantes que se ha chocado con el veto de las Cortes es la equiparación fiscal del diésel a la gasolina, derivando en una minoración de

las ayudas europeas. “No se pudo aprobar en el Congreso esta medida. No ha habido ningún avance desde entonces”, reconoció ayer Cuerpo.

El nuevo fondo soberano se llamará España crece y, a través de la inyección de ese excedente de dinero del plan de recuperación, incrementará el colchón del ICO, que de manera directa “va a ser capaz de movilizar en torno a 60.000 millones”, dijo Cuerpo. “De manera indirecta, cuando le añadamos la movilización de fondos por parte de las entidades, estimamos podrá llegar a los 120.000”, señaló el ministro, puntualizando que esta última previsión, que anunció Sánchez el jueves en la clausura de la XVI edición del Spain Investors Day, hasta podría ser “conservadora”.

Escenario inédito

Lo que plantea el Ejecutivo es algo inédito en España. Los fondos soberanos son un vehículo de inversión de propiedad de un país. El Gobierno contribuye a ello con parte de los ingresos públicos, por ejemplo superávits fiscales —una situación en la que no se encuentra España—, y los va invirtiendo para crear un colchón que puede destinarse a distintos ámbitos, por ejemplo para prestaciones sociales, aportes al sistema de pensiones, estabilizar la economía en caso de crisis. O, en el caso de España, capitalizar el ICO para ampliar su músculo, apalancarse más y generar mayor financiación con carácter estructural dirigida a proyectos y sectores estratégicos.

“Es un fondo ambicioso, con esa capacidad de transformar y de seguir modernizando la economía española en sectores clave y en industrias que creemos que van a ser clave también para aumentar nuestro crecimiento potencial a largo plazo a través de una mayor innovación”, argumentó Cuerpo. Las áreas estratégicas en las que podrá el foco, además de la inteligencia artificial y la vivienda, son la energía, la digitalización, la reindustrialización, la economía circular, las infraestructuras, el agua y saneamiento y la seguridad.

En la actualidad, el mayor fondo soberano del mundo es el de Noruega, con activos por valor de 1,7 billones de euros, en su mayor parte procedentes de los excedentes del petróleo del Mar del Norte. El vehículo que gestionará el ICO está muy lejos de esas cifras, pero aspira también a contar con aportes de inversores nacionales e internacionales de hasta 120.000 millones de euros sin que se pierda el control del mismo: el vehículo seguirá siendo gestionado exclusivamente por el ICO.

“El fondo seguirá siendo parte de ICO y parte del capital de Economía”, aseguró el responsable de Economía. “Lo que vamos a hacer es fomentar que haya la posibilidad de que otros actores puedan invertir allí donde el fondo quiere poner el acento”.

“Es una noticia relevante para la economía española”, afirma Carlos Cuerpo

El mayor instrumento de este tipo es el noruego, con activos por 1,7 billones



Economía

El número de contratos públicos desiertos se triplica desde 2018 con el alza del SMI

Más de 21.400 licitaciones quedaron sin cubrir en 2024 por la imposibilidad de revisar precios

La obligación de asumir las deudas que deje la anterior adjudicataria desincentiva a concurrir

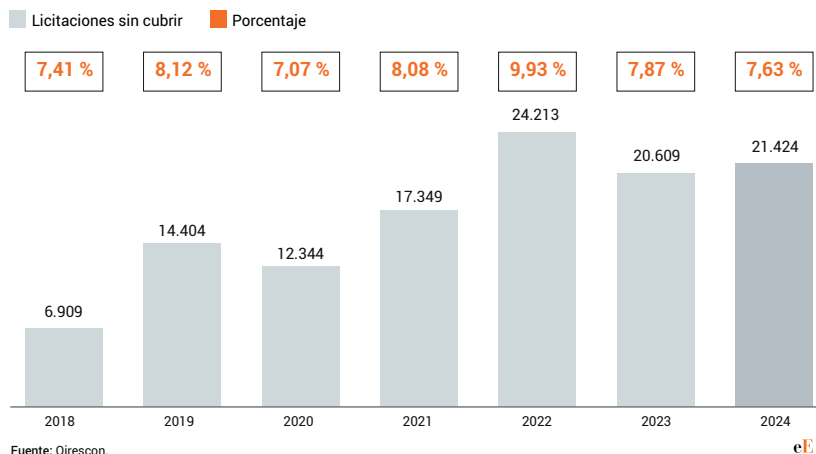
Noelia Casado MADRID.

El Gobierno ha decidido explorar todas las opciones que tienen en su mano para permitir que se puedan revisar los precios de los contratos que suscriben las empresas con el sector público antes de acordar el Salario Mínimo Interprofesional (SMI) de 2026. Tanto las empresas como los sindicatos se han hecho eco durante años del impacto que tienen los nuevos costes laborales en las contrataciones públicas y que se evidencia en las cifras de las licitaciones que quedan desiertas cada año. En 2024, superaron las 21.400, lo que triplica el número de 2018.

La vicepresidenta y ministra de Trabajo, Yolanda Díaz, anunció que su departamento está manteniendo reuniones con el de Hacienda para explorar una fórmula que permita flexibilizar los criterios para la revisión de estos contratos y haga posible indexar el coste del alza. Las empresas coinciden en señalar la imposibilidad de revisar los precios por los que asumen la prestación de un servicio o la ejecución de una obra como una de las principales causas que explican el incremento registrado en el periodo posterior a la pandemia.

Más de la mitad de los contratos que quedaron sin cubrir en 2024 eran ofertados por los ayuntamientos, en concreto, 10.905. Este es el último año sobre el que la Oficina Independiente de Regulación y Supervisión de la Contratación (Oirescon), adscrita al Ministerio de Hacienda, ha publicado datos. Algo que las empresas del sector relacionan con que es el ámbito de la administración en el que más se están ajustando los precios, pese a que haya supuesto un deterioro de la calidad.

Más de 21.400 licitaciones quedaron sin cubrir en 2024



Más de 10.000 lotes fueron licitados por los ayuntamientos, donde se ajustan más los precios

Es en este ámbito donde se licitan muchos de los servicios intensivos en mano de obra y por tanto, los que más se ven afectados por los incrementos de los costes salariales que vienen marcados por ley (como el aumento de las cotizaciones de la última reforma de pensiones) o las alzas del SMI, en el caso de tener un elevado porcentaje de trabajadores en este rango salarial, como sucede en los servicios de limpieza o en la atención de comedores públicos.

Si bien, no es un problema exclusivo de los ayuntamientos, sino que se extiende a las licitaciones que promueve tanto el Estado como las comunidades autónomas. El propio organismo vinculado a Hacienda ha hecho mención en sus últimos informes a la proporción de lotes de licitación que quedan sin cubrir y al hecho de que la amplia mayoría de los contratos no recogen ninguna cláusula que permita la revisión del precio, como consecuencia de lo recogido en la Ley de Desindexación y de Contratos del Sector Público que CEOE presiona para modificar.

Es habitual que cuando un contrato de estas características queda vacante, se prorrogue (a veces de forma obligatoria, a veces no) el contrato suscrito con la empresa que estaba cubriendo esa licitación hasta el momento. En el segundo caso,

es frecuente que se suela revisar el precio de acuerdo a lo que se ha ofertado en el nuevo lote. No obstante, no está prevista la actualización automática y es algo por lo que las empresas tienen que pelear, según explican fuentes empresariales. Una situación que especialmente crítica para las empresas que prestan servicios esenciales y que no pueden dejar de prestarlos si el contrato queda vacante, aunque no les aporte ningún beneficio económico.

Las patronales de estos sectores se agruparon bajo la plataforma de Alianza, centrada en reivindicar un cambio en la legislación que impide la revisión de precios. Su presidente, Javier Sigüenza, señala a eleconomista.es que el hecho de que estos contratos tengan duraciones de hasta cinco años hace que para estas empresas las subidas del

SMI tengan un efecto acumulado de gran calado al que hay que sumar la incertidumbre de no saber en cuánto tendrán que revisar los salarios de los trabajadores con el año ya empezado. Este año, el Gobierno tenía previsto impulsar la subida del SMI en la última semana de enero o a inicios de febrero y ha ofrecido elevarlo un 3,1%, si bien, todavía no hay acuerdo al respecto.

A este factor, hay que sumarle la jurisprudencia introducida por el TJUE en el año 2018, que cambió

Las contrataciones siguen sin saber cuánto tendrán que ajustar los salarios este 2026

el criterio aplicado hasta entonces por el Tribunal Supremo y que obliga a las empresas con una actividad centrada en la mano de obra a asumir las deudas que hubiera dejado la compañía que los presentaba antes con sus trabajadores y con la Seguridad Social. Algo que resta el atractivo que podría tener para parte de las empresas el presentarse a una licitación que ofrece un escaso margen de beneficios.

Por ello, desde el ámbito empresarial se incide en la necesidad de promover algún cambio legal que permita la revisión de precios y así, volver a hacer rentable asumir licitaciones de menor importe y evitar que cada año cerca de un 7% de los lotes queden sin cubrir. Los empresarios defienden que es necesario cambiar estas leyes y entienden que un reglamento sería insuficiente.



El salario mínimo superará tras la subida lo que ganan el 30% de los trabajadores

► Los últimos incrementos atrapan cada vez más sueldos medios que quedan a expensas de lo que dicta el Gobierno

JOSÉ MARÍA CAMARERO
MADRID



El nuevo salto que va a experimentar el salario mínimo interprofesional (SMI) este año, que le situará en los 1.221 euros al mes, va a situarlo en la media de lo que cobran prácticamente un 30% de los trabajadores en toda España. Las subidas aprobadas por el Gobierno en los últimos años han recorrido un camino de alzas mucho más rápido de lo que lo ha hecho el conjunto de las nóminas. El resultado: cada vez más ocupados cobran lo mismo o menos que el SMI en un contexto en el que los sueldos que antes podían ser considerados como medios ahora son mucho más básicos.

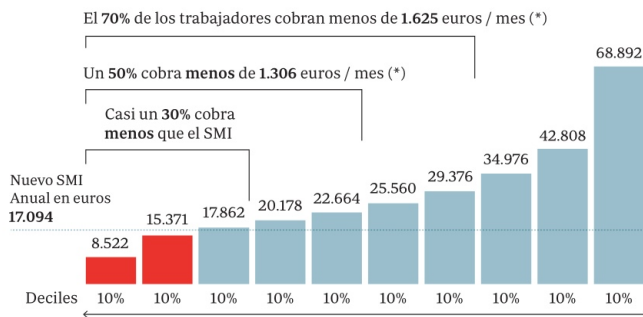
La prevista subida del 3,1% del SMI este año lo situará en 17.904 euros brutos al año la media que cobran casi uno de cada tres trabajadores españoles, cuya cuantía no supera los 17.862 euros anuales, según los últimos datos de la Encuesta de Población Activa (EPA). Esta estadística apunta a que los ocupados con los sueldos ubicados los tres deciles inferiores (las tres décimas partes del universo laboral) no superan esa cantidad, mientras que el SMI se va a encontrar en el mismo nivel cuando lo autorice el Consejo de Ministros.

Las subidas del salario mínimo están opacando, al mismo tiempo, al resto de incrementos salariales que se aprueban en las empresas, sobre todo en las que tienen firmado un convenio colectivo, ya sea propio o sectorial. Al ir por delante la normativa estatal que la realidad de esos negocios, los incrementos aprobados por el Ejecutivo obligan a muchos sectores a rehacer sus propios acuerdos entre patronal y sindicatos para cambiar las estructuras salariales mínimas que se quedan por debajo de la referencia legal.

El comité de expertos designado por la vicepresidenta segunda, Yolanda Díaz, para abordar el último alza del sueldo mínimo ha lanzado varias advertencias sobre cómo el SMI va englobando cada vez más sueldos que hasta hace poco no se encontraban bajo esa referencia normativa. Es lo que estos analistas denominan como el efecto agrupamiento

Sueldos y salarios mínimos

Por deciles y en bruto



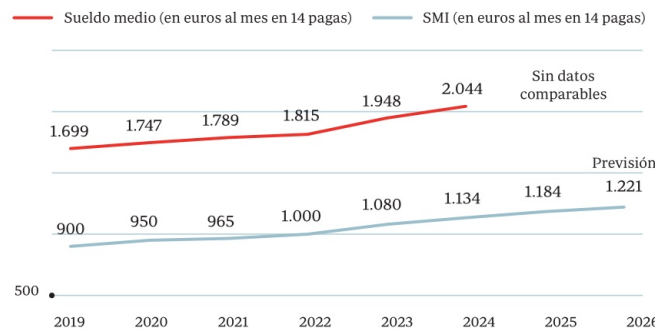
(*) Cantidad neta. Cálculo realizado a partir de un caso de 14 pagas, tipo de contrato general, casado/a y cuyo cónyuge no obtiene rentas superiores los 1.500 euros anuales

Fuente: INE

ABC

Evolución salarial en España

Bruto, en euros al mes



Fuente: INE y Ministerio de Trabajo

ABC

('butching', en inglés): un «aumento de la concentración de personas trabajadoras en una estrecha banda salarial en torno al salario mínimo», lo que implica un «peligro potencial de que personas trabajadoras experimentadas o con una cualificación media queden dentro de dicha banda» frente a la teoría económica de que el salario mínimo sea únicamente una referencia pero «solo para las personas trabajadoras sin cualificación o sin experiencia», indica el informe, cuyos autores aconsejan a Trabajo analizar estas implicaciones en el mercado laboral y en el sueldo del conjunto de trabajadores.

Los expertos de Díaz avisan del peligro de agrupamiento de muchos trabajadores en una banda salarial tan baja

La realidad de estos incrementos del SMI es que la posibilidad de que sus alzas repercutan en el resto de sueldos y los impulsen con tracción es «limitada», según esos expertos de Díaz. A pesar de que el salario mínimo ha pasado de 736 euros en 2018 a los 1.181 de 2025, esto es, un aumento acumulado del 61% en este periodo, esa medida no se ha propagado con fuerza al conjunto de salarios. En primer lugar, apuntan varios estudios incluidos en el informe de los expertos, porque hasta 10 millones de trabajadores se rigen por el convenio del sector en el que se encuentran ubicados. Además, porque la existencia de trabajos más precarios (temporales, subcontratados e incluso en situación irregular) limita la capacidad de impulso salarial por mucho que se incremente el SMI. Y también porque las prácticas y becas ejercen una especie de freno para que se transmitan estas subidas a todas las nóminas.



Prácticamente la mitad de los españoles cobra menos de 1.306 euros brutos al mes, según los registros del INE hasta 2024. E incluso, si se dividen las retribuciones en diez partes iguales, el 70% de los ocupados perciben menos de 1.725 euros al mes, multiplicados por 14 pagas. Y solo los tres últimos deciles, los de quienes más cobran, consiguen superar esas cuantías, aunque cada vez son menos trabajadores.

Puestos precarios

Esta situación se explica por la cada vez mayor presencia de puestos de trabajo precarios en el sentido de que no alcanzan las 40 horas semanales que busca la mayor parte de los españoles. Pero la realidad del mercado laboral es muy distinta. Durante 2025 el mercado laboral superó por primera vez en la historia la cota de los tres millones de trabajadores con jornada parcial, es decir, inferior a las ocho horas diarias. De todos ellos, casi la mitad reconocen estar en esta situación porque no han encontrado un puesto de más horas al día, ante la falta de ofertas en este sentido. Es uno de los talones de Aquiles que siguen afectando con fuerza al mercado laboral español, a pesar de los casi 22 millones de afiliados que el Gobierno insiste en exponer como buen síntoma de la economía y su evolución de los últimos años.

Esa parcialidad es la que implica, en cierta medida, que el salario más fre-



cuenta en España (el que cobran más trabajadores) fuese de 15.574 euros brutos en 2023, según el INE, inferior al de otros años como consecuencia del aumento experimentado por el SMI, que desplazó a muchos trabajadores de sueldos bajos al intervalo de los 14.000-16.000 euros anuales, haciendo de esta banda salarial la más frecuente. Antes, entre los años 2018 y 2021, el salario bruto anual más frecuente superó los 18.000 euros y en 2022 bajó hasta los 14.586 euros por los fuertes incrementos del SMI. Así lo refleja la 'Encuesta de Estructural Salarial 2023' del INE, en la que se señala que este salario bruto más frecuente de casi 15.575 euros lo percibieron el 4,6% de los ocupados. No obstante, el INE explica que también destacaron por su frecuencia los salarios de 19.500 euros anuales brutos, percibidos por el 4% de los asalariados. De este modo, en total, uno de cada cuatro asalariados (25,6%) cobró en ese periodo un sueldo frecuente de entre 14.000 y 20.000 euros anuales.

Pero es que, además, hay más de 600.000 ocupados que se encuentran ya en situación de pluriactividad. También implica otro récord laboral. Y explica cómo casi un 3% de los españoles necesitan estar trabajando en dos o más empresas a la vez, combinando su actividad, para poder llegar a fin de mes.



María Jesús Montero, en la rueda de prensa del martes tras el Consejo de Política Fiscal y Financiera en Madrid. CLAUDIO ÁLVAREZ

Hacienda revisará el cálculo de la capacidad fiscal autonómica, clave para repartir fondos

La reforma del sistema llevará aparejada una actualización de la recaudación teórica

PABLO SEMPERE
LAURA DELLE FEMMINE
Madrid

El Gobierno quiere aprovechar la reforma del sistema de financiación autonómico en la que lleva trabajando varios meses para introducir cambios de calado en la letra pequeña del modelo. La intención del Ministerio de Hacienda es actualizar lo que se conoce como recaudación normativa, una estimación teórica de los ingresos que podría obtener una autonomía si exigiera a sus contribuyentes el mismo esfuerzo fiscal que las demás. El ajuste es clave porque la recaudación teórica, más allá de un dato técnico que mide la capacidad fiscal de los territorios, sirve para definir la cantidad de dinero que estos deben inyectar en la caja común que, posteriormente, reparte los recursos con los que se sostienen los servicios públicos.

El cambio en el que trabaja Hacienda se explica por tres grandes razones. La primera es el fuerte desfase que existe actualmente en algunos impuestos cedidos, como el de sucesiones y donaciones o el de transmisiones patrimoniales, cuya recaudación teórica, que lleva déca-

das sin revisarse, se encuentra muy alejada de la potencial, en algunos casos al alza y en otros a la baja. La segunda es la integración en la cesta común de otras figuras como el impuesto de patrimonio o el de depósitos bancarios, lo que hace necesario fijar para estos tributos por primera vez unos ingresos normativos. La última es el aumento de la participación autonómica del IRPF y el IVA en esa hucha compartida, lo que necesariamente implica la actualización de sus umbrales recaudatorios en el nuevo modelo.

Todo ello, sostiene el departamento dirigido por María Jesús Montero en un documento remitido a las comunidades, contribuirá "a una medición más correcta de la capacidad fiscal de cada comunidad autónoma que, correlativamente, redundará en una mayor equidad y justicia de todos los cálculos del modelo". Al fin y al cabo, de la recaudación normativa que tienen fijada las comunidades de régimen común depende la cuantía que entra en la caja común. El reparto posterior de estos recursos, en cambio, se determina según otras variables, donde el criterio principal es la población, ponderada por variables demográficas y geográficas.

Para entender el alcance de los cambios que plantea el Ejecutivo hay que comprender primero cómo funciona el modelo de financiación. Las comunidades meten en una bolsa común —la-

mada fondo de garantía en el actual modelo—, el 75% de lo que recaudan de una lista cerrada de impuestos. Aquí entra el 50% del IRPF, el 50% del IVA y el 58% de los impuestos especiales —con la reforma, el porcentaje de los dos primeros pasará al 55% y al 56,5%, respectivamente—, tributos que comparten con el Estado. Además, aportan el 100% de otras figuras como transmisiones patrimoniales y actos jurídicos documentados (ITP y AJD), sucesiones y donaciones, el impuesto sobre hidrocarburos o el especial que grava determinados medios de transporte. La suma refleja la capacidad tributaria de los territorios a efectos del sistema, pero no coincide con lo que efectivamente ingresan las autonomías por esos tributos, puesto que pueden aplicar alzas o rebajas fiscales.

En este esquema es donde entra en juego la recaudación normativa, "esencial para calcular las transferencias del modelo de financiación", según explica Julio López Laborda, profesor de Economía Aplicada en la Universidad de Zaragoza. En la medida en que una comunidad no pueda cubrir sus necesidades de gasto con su recaudación normativa, prosigue, la diferencia (o, en el nuevo modelo, un porcentaje de esa diferencia), "se cubre con transferencias de nivelación, horizontales o verticales". Y si la recaudación normativa es superior a las necesidades de gasto, la diferencia "genera una trans-

ferencia negativa", desarrolla el experto.

La revisión de la recaudación normativa era urgente, según explican varios académicos expertos en financiación. Al fin y al cabo, "es la cantidad que se toma como referencia para ver cuánto aportan las comunidades al fondo de garantía, a la bolsa común", recuerda Diego Martínez López, catedrático en la Universidad Pablo de Olavide de Sevilla, por lo que de sus cuantías depende buena parte de la fortaleza de la hucha. En algunos impuestos, los ingresos teóricos se asemejan bastante a la capacidad real, sostiene. En otros, la brecha es llamativa.

Los impuestos de sucesiones y donaciones y de transmisiones patrimoniales, así como las tasas afectas a los servicios transferidos o el impuesto a determinados medios de transporte, están muy desactualizados, ya que se utiliza la referencia recaudatoria del momento en el que fueron cedidos a las comunidades.

La integración de nuevos tributos en la cesta común es una de las causas del cambio

Varios expertos coinciden en que el ajuste es urgente por el desfase actual

En algunos casos hay que remontarse a los años ochenta y en otros a los noventa. Aunque esos umbrales se actualizan cada año con el índice de los ingresos tributarios del Estado —una variable que mide la evolución de la recaudación estatal—, es imposible recoger la capacidad fiscal real.

El sistema optó por simplificar, afirma López Laborda, y esta es una de las tareas pendientes de la reforma. Para esta revisión, Martínez López propone utilizar modelos econométricos con datos que estiman cómo influyen variables económicas y estructurales (bases imponibles, renta, población, actividad...) en la recaudación de cada tributo, aunque está por ver la fórmula que escoge Hacienda.

Desfases

Los mayores desfases se concentran en los impuestos cedidos tradicionales, como se denominan en jerga fiscal el impuesto de sucesiones y donaciones, el de patrimonio —que pasará a formar parte de la cesta común con la reforma—, el ITP y el AJD y los tributos sobre el juego. "Estos impuestos los liquidan las comunidades autónomas, que saben cuánto recibe un contribuyente de una herencia y que qué cuota tiene que pagar por ella", ejemplifica Ana Herrero, profesora de Economía Aplicada en la UNED.

Herrero recuerda que, en la década de los 2000, en plena burbuja inmobiliaria, los tributos vinculados al ladrillo dispararon su recaudación, para después desinflarse con el crac financiero. Esta evolución no fue recogida por las recaudaciones normativas. Fuentes de Hacienda explican que en transmisiones patrimoniales la recaudación teórica está sobrestimada, mientras que está infravalorada con respecto a su capacidad real en el caso de sucesiones y donaciones.

Mucho más sencilla debería ser la revisión de la recaudación teórica de los nuevos porcentajes del IRPF (55%) y el IVA (56,5%). En los impuestos al consumo, apunta López Laborda, la recaudación normativa no es más que la correspondiente a los consumos realizados en cada comunidad. En el IRPF, son los ingresos que podría obtener una comunidad si se aplicase la normativa estatal al tramo autonómico del impuesto. Además, las bases imponibles de estos gravámenes están en mano del Estado, que es quien los liquida.

En cuanto a los impuestos que ahora empezarán a formar parte del modelo, como el de patrimonio, el de los depósitos en entidades de crédito o el de depósito de residuos en vertederos, "es probable que la recaudación normativa pase a ser la que existe actualmente, como ya se hizo en su momento con el impuesto de sucesiones", añade Martínez López.



Hacienda se abre a compensar parte del alza del SMI en contratos públicos

PARA SEDUCIR A LOS EMPRESARIOS/ Montero concede a Díaz una contrapartida para tratar de sumar a CEOE al pacto con los sindicatos para incrementar un 3,1% el salario mínimo manteniéndolo fiscalmente exento.

J. Portillo /G. D. Velarde. Madrid
Hacienda está dispuesta a conceder algo de margen de actuación adicional a Trabajo en su batalla por sumar la firma del empresariado español al acuerdo de incremento del salario mínimo interprofesional (SMI). En concreto, según confirman fuentes oficiales, el departamento que dirige la vicepresidenta primera del Gobierno, María Jesús Montero, ha abierto la puerta a la posibilidad de ofrecer un "gesto" a la patronal, permitiendo la compensación parcial de los contratos con la administración ante el alza de la inflación y el salario mínimo.

La cesión de Hacienda —que hasta la fecha se había opuesto frontalmente— llevó a la vicepresidenta segunda, ministra de Trabajo y líder de Sumar, Yolanda Díaz, a suspender *in extremis* la reunión de negociación del SMI que tenía previsto celebrar el viernes con patronal y sindicatos, en aras de ampliar la negociación y tratar de volver a convertirse así en la muñidora de un acuerdo tripartito que en el SMI no se ha dado desde 2020.

Hacienda descarta modificar la Ley de Desindexación, que evita a la Administración Pública actualizar el coste de los contratos con la evolución de precios y salarios, pero ha abierto un diálogo con Trabajo para explorar hasta dónde se podría llegar para ofrecer algún tipo de compensación parcial en las contrataciones. Después de todo, el Gobierno ha propuesto volver a incrementar un 3,1% del salario mínimo este año, hasta los 17.094 euros anuales.

Desde el departamento que dirige Montero señalan que ya se hizo un esfuerzo para contentar a Díaz aceptando la plena exención fiscal del nuevo SMI, ampliando la deducción tributaria *ad hoc* que ya se creó el año pasado a tal efecto para evitar que los beneficiarios del salario mínimo tengan que pagar el IRPF por primera vez en su historia.

Tras aceptar esta pérdida de ingresos, Hacienda echa números para ver qué impacto puede asumir a la hora de compensar el coste de los contratos públicos de una for-



Las vicepresidentas del Gobierno y ministras de Hacienda y Trabajo, María Jesús Montero y Yolanda Díaz.

CEOE ve "difícil" el acuerdo

A pesar del esfuerzo que pueda llegar a realizar Hacienda en la oferta de compensación de la subida del salario mínimo en los contratos públicos, desde CEOE ven altamente "difícil" poder llegar a un acuerdo tripartito para la subida de 2026 que el departamento de Yolanda Díaz pretende encauzar de forma "inmediata". Por un lado, se muestran escépticos con el alcance de la medida que vienen reclamando desde hace siete años y que en ningún momento el Ministerio de Hacienda se ha

mostrado abierto a negociar. Además, fuentes empresariales señalan EXPANSIÓN que una medida de alcance parcial sería insuficiente como contrapartida para el apoyo de CEOE. Recuerdan que la subida pretendida del 3,1%, hasta los 1.221 euros mensuales en catorce pagas es más del doble que la propuesta lanzada por las organizaciones empresariales, del 1,5%, y también rebasa sobradamente el IPC del pasado año, que cerró en el 2,7%. Recuerdan desde la patronal que hay sec-

tores sensiblemente afectados en los que impactaría de forma negativa este nuevo incremento de costes, como la agricultura, la hostelería y el empleo del hogar. No obstante, señalan las fuentes consultadas que estudiarán la propuesta que ponga sobre la mesa el Ministerio de Trabajo —con el beneplácito de Hacienda— y será sometida a los órganos de dirección de las organizaciones empresariales antes de tomar una decisión final. Si bien, anticipan que la negativa es el escenario más probable.

ma más o menos quirúrgica.

Entre las opciones disponibles estaría la de poder compensar una parte del incremento de los costes laborales que asumen las empresas afectadas por el aumento del salario mínimo que mantienen relaciones comerciales con la Administración. Son especialmente aquellas que tienen que ver con servicios de limpieza, seguridad, conservación, mantenimiento de hospitales, servicios de alimentación en colegios (come-

dores escolares), etc. Por ejemplo, aun con la vigencia de la Ley de Desindexación, en los casos de las empresas de construcción estas pueden revisar el precio de los contratos en caso de que se produzcan sobrecostes en los materiales. Si bien, este resarcimiento se encuentra condicionado: se limita al 20% del presupuesto cualquier posible compensación y solo se lleva a cabo cuando haya una subida mínima del 8% de los costes.

Cabe recordar que hay muchas empresas que suscriben acuerdos de prestación de servicios para plazos de larga duración (5 años) y en el momento de acordar el precio de la contrata no se cuenta con el sobrecoste que asumirán las empresas que se ven obligadas a ir subiendo la retribución de los trabajadores afectados por el salario mínimo.

"Es un incremento de costes imprevisto que afecta a las empresas", señala Javier Sigüenza, presidente de alian-

La patronal reclama una derogación total de la desindexación para los contratos con el sector público

zAS, confederación que agrupa a organizaciones empresariales del sector de los servicios esenciales. Explica, además, que esta circunstancia tiene un efecto colateral ya que esta indefinición sobre los costes laborales que deberán de asumir se traslada como un obstáculo para la negociación de los propios convenios colectivos.

En última instancia, advierte Sigüenza, existen riesgos incluso para la viabilidad de estas empresas. "Si tienen un margen pequeño, habrá empresas que no puedan soportar el incremento de costes y tengan que echar el cierre", señala.

Demanda conjunta

Dentro del perímetro del diálogo social y de la negociación colectiva la derogación de la Ley de Desindexación es uno de los pocos elementos que concita la demanda tanto de las organizaciones empresariales y de los sindicatos. En el caso de la construcción ambas partes incluyeron en el último convenio una solicitud conjunta para la modificación de la Ley de Desindexación y de la Ley de Contratos del Sector Público para excluir la aplicación de la primera a los contratos públicos y para incluir en la segunda un sistema de revisión de precios similar al vigente hasta el 2015 que incluía la "mano de obra".

"Cuando no se ajustan los contratos públicos a los precios, hay retrasos e incluso abandonos, lo que resulta especialmente preocupante. Es decir, la ley debe ajustarse para proteger a empresas y trabajadores", explica el presidente de la Confederación Nacional de la Construcción (CNC), Pedro Fernández Alén. Y subraya la importancia de que se pueda ampliar a toda la mano de obra ya que los costes laborales también pueden fluctuar de forma sensible no solo por el incremento del salario mínimo.



La financiación y la quita alumbran una Cataluña con más superávit que Madrid

► El esquema de Montero asegura 5.300 millones extra a la Generalitat y salda de una tacada su agujero presupuestario

BRUNO PÉREZ
MADRID



Los caras de una misma moneda. Amparada en el diagnóstico compartido por una amplia mayoría de expertos sobre la necesidad de reformar el sistema de financiación autonómica, para resolver los graves problemas de insuficiencia de recursos que el vigente ha creado en un puñado de comunidades autónomas, y de acometer una quita de la deuda autonómica, para facilitar a los gobiernos regionales que se financien por sus propios medios en los mercados de capitales tras tres lustros de dependencia del dinero barato del Estado, la vicepresidenta primera y ministra de Hacienda, María Jesús Montero, se ha lanzado en los últimos meses a una ofensiva reformista, muy esperada pero ensombrecida por la sospecha de que se ha hecho con el único objetivo de cumplir con las promesas a ERC para conseguir las investiduras de Pedro Sánchez como presidente del Gobierno y de Salvador Illa como presidente de la Generalitat.

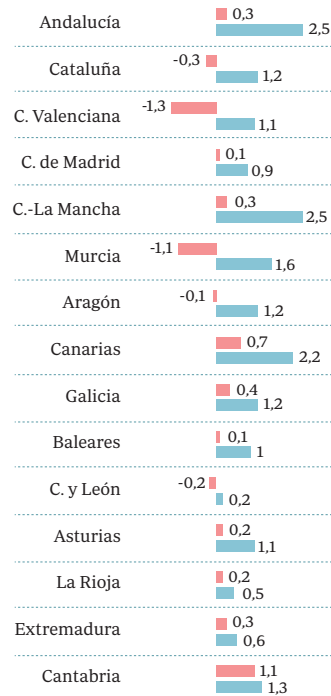
Montero ha hecho todos los esfuerzos de los que ha sido capaz por negar ningún tipo de trato de favor a Cataluña en estas reformas y por subrayar que son propuestas con las que ganan todas las comunidades autónomas. Sin embargo, tanto la información muy parcial proporcionada por el Ministerio como sobre todo los primeros análisis realizados por expertos e instituciones de prestigio en este campo como Fedea apuntan en esa dirección. ABC ha realizado el ejercicio de agregar la mejora de recursos que el Ministerio de Hacienda prevé que tenga cada comunidad autónoma con su propuesta de reforma de financiación autonómica y el ahorro anual en intereses que la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (Airef) ha estimado a partir de la propuesta de absorción de 83.000 millones de euros de deuda autonómica planteada por el Gobierno.

El resultado muestra un impacto muy asimétrico por comunidades. Como era de esperar, las señaladas desde hace años como infrafinanciadas verán, en caso de prosperar ambas iniciativas, sensiblemente mejorada su situación financiera, en tan-

Previsión déficit 2027 antes y después de la propuesta del Gobierno

Déficit/superávit sobre PIB

■ Prev. Airef ■ Tras Gobierno



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Hacienda y de Airef

Mejora recursos financiación+quita del Gobierno*

En millones de euros



(*): Datos Ministerio de Hacienda (mejora por reforma de la financiación) y Airef (ahorro intereses quita deuda)

más saneadas. La Autoridad Fiscal estima que en 2027 la región capitalina tendrá un superávit del 0,1% del PIB, que la propuesta del Gobierno y los casi 3.000 millones extra que inoculará en las arcas madrileñas mejoraría, sí, pero solo hasta el 0,9% del PIB, tres décimas por debajo del excedente fiscal que se vaticina para Cataluña.

El 'sorpaso' de Cataluña a la Comunidad de Madrid en términos de colchones fiscales ilustra la revolución en la fotografía de la situación fiscal de las comunidades autónomas que traerá consigo el proyecto del Gobierno, de aplicarse en los términos en que está previsto. Las regiones que a día de hoy presentan una situación fiscal más delicada, como la Comunidad Valenciana, la Región de Murcia o la misma Cataluña, o sufren un déficit claro de financiación, como Castilla-La Mancha y Andalucía, saltarán gracias a la reforma pactada por Hacienda con la Generalitat al casi desconocido mundo de los excedentes presupuestarios, con Andalucía -la única autonomía que recibirá más recursos que Cataluña- y Castilla-La Mancha con un superávit potencial del 2,5% del PIB gracias a los nuevos recursos que recibirán en forma de nuevos ingresos y menos intereses.

Por contra, las autonomías que tradicionalmente han presentado una situación más saneada, como La Rioja, la Comunidad de Madrid o Baleares, quedarán ancladas en excedentes presupuestarios mucho más modestos, en el entorno del 1% o por debajo. Cataluña, Comunidad Valenciana o la Región de Murcia seguirán arrastrando un lastre de mayor deuda que seguirá comprometiendo su financiación respecto a otras autonomías, pero al menos no tendrán que emitir nueva deuda para financiar su funcionamiento ordinario.

Comentario aparte merecen Castilla y León y Extremadura, dos de las comunidades peor tratadas por la reforma. Extremadura obtendrá cero euros extra del sistema de financiación y un ahorro en intereses de 77 millones de euros de media de aquí a 2030 que apenas le permitirá mejorar su superávit del 0,3% al 0,6%, pese a ser una de las autonomías con menor capacidad fiscal por habitante; mientras que a Castilla y León los algo menos de 400 millones que se le garantizan apenas le sirven para salir del déficit del 0,2% que la Autoridad Fiscal espera para 2027.

La ministra de Hacienda, María Jesús Montero // EP





La UE y el Mercosur firman un acuerdo histórico entre las presiones de Trump

Bruselas logra su paso más importante en el camino para diversificar sus mercados

ANNA BUJ

Bruselas. Corresponsal

El Gran Teatro José Asunción Flores de Asunción, dentro de la sede del Banco Central de Paraguay, fue ayer el escenario de un acto histórico. Después de más de 26 años de negociaciones, los representantes de la Unión Europea (UE) y del bloque de países del Mercosur (Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay) finalmente firmaron el acuerdo comercial que creará una de las mayores zonas de libre comercio del mundo.

Algo que tiene un enorme significado en tiempos turbulentos por el pulso arancelario de Donald Trump en la Casa Blanca y la incertidumbre causada por las últimas crisis en Venezuela o Groenlandia.

A la espera del aval de la Eurocámara, el documento de Paraguay es la joya de la corona del camino iniciado por Europa para diversificar sus mercados, después de acatar el 15% de aranceles de Washington. El siguiente, si todo sale bien, será en India, adonde la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, y el

presidente del Consejo Europeo, António Costa, también tienen previsto viajar a finales de enero.

Ambos dirigentes aparecieron ayer muy sonrientes junto al comisario de Comercio, Maros Sefcovic, el encargado de firmar simbólicamente el pacto ya que las competencias de Comercio de la UE recaen exclusivamente sobre la Comisión. Según Von der Leyen, la firma manda una señal "contundente" al mundo. "Refleja una elección clara y deliberada: elegimos el comercio justo frente a los aranceles; elegimos una asociación de largo plazo frente al

aislamiento; y, sobre todo, queremos ofrecer beneficios reales y tangibles a nuestras sociedades y empresas", celebró la conservadora alemana.

Un mensaje que no podía ser más oportuno, ya que la amenaza de aranceles de EE.UU. sobre los países europeos que se interpongan a su afán de conquistar Groenlandia encontró a la cúpula comunitaria en la sede del banco paraguayo. Respondiendo en español, Costa fue claro al decir que su misión en Paraguay era no solo "afirmar la creación de la zona económica más amplia del mun-

do, sino también enviar un mensaje muy claro para el mundo". "Si Rusia invade Ucrania, tenemos que levantarnos para defender la integridad territorial, la soberanía, el derecho internacional en Ucrania. Si los derechos humanos son violados en Venezuela, nos debemos levantar por los derechos humanos en Venezuela. Si queremos prosperidad tenemos que abrir los mercados y no cerrarlos, tenemos que crear zonas de integración económica y no aumentar los aranceles", aseguró, en español, el ex primer ministro portugués después de la firma.

El pacto es monumental. Supone el mayor acuerdo comercial de la Unión Europea en términos de reducción arancelaria, al eliminar 4.000 millones de euros de gravámenes sobre sus exportaciones y crear un mercado conjunto de más de 700 millones de consumidores y cerca del 25% del PIB global. Según las cifras de Bruselas,



CESAR OLMEDO / REUTERS

Ursula von der Leyen, con los presidentes Santiago Peña (Paraguay), Javier Milei (Argentina) y Yamandú Orsi (Uruguay)

"Si queremos prosperidad debemos abrir los mercados y no cerrarlos", responde Costa a EE.UU.

La ausencia sonada de Lula da Silva, uno de los grandes promotores, deja un "sabor amargo"

impulsará en un 39% las exportaciones anuales al Mercosur (por un valor de 49.000 millones de euros). Pero, pese a los datos, la presión del campo y la oposición de grandes países comunitarios han amenazado con descarrilar el pacto hasta el último minuto. España, junto con Alemania, ha sido uno de sus grandes promotores en Bruselas. Francia, la segunda economía de la UE, sigue oponiéndose, pero finalmente se logró la mayoría cualificada necesaria (los votos de 15 países que representan el 65% de la población europea) tras el aval de la primera ministra italiana, Giorgia Meloni, tras incorporar nuevas cláusulas de salvaguarda. Ayer se lo agradeció su amigo Javier Milei.

Además del presidente argentino, estaban en Paraguay su presidente, el anfitrión, Santiago Peña, y el uruguayo Yamandú Orsi. Sin embargo, la cita tuvo una ausencia destacada, la del brasileño Lula da Silva, quien había organizado una cumbre en Foz de Iguazú a finales de diciembre para esta ceremonia. Desde que volvió al poder en 2023, Lula ha sido un gran promotor de este acuerdo, pero rechazó acudir al encuentro porque Paraguay envió las invitaciones "a última hora". Su ausencia dejó un "sabor amargo", reconoció Peña, que destacó que sin el brasileño no se habría llegado a este hito. ●

Los eurodiputados todavía podrían descarrilar el pacto comercial

■ La firma en Asunción del acuerdo de asociación entre la UE y Mercosur no es el último paso de esta saga, que todavía podría reservar sorpresas. El pacto está dividido en dos partes. La primera, un compromiso político, que deberá ser ratificada por los parlamentos de todos los Estados miembros. La segunda, el acuerdo comercial, que al ser competencia de la Comisión Europea no necesita este paso. Por eso, el acuerdo comercial de momento aplicará

de forma interina a la espera del aval de la Eurocámara, que sí es necesario para su ratificación por los tratados europeos. Y aquí tampoco se espera un proceso placido para la Comisión Europea. Las mayorías en la Eurocámara no están claras, y el avance de las fuerzas de extrema derecha en las últimas elecciones comunitarias no son una buena noticia para Von der Leyen. No solamente se tratará de convencer a los grupos parlamentarios —que ya dan por

supuesto que ante lo complicado del asunto, darán libertad de voto—, sino que contarán los intereses nacionales. Hay partidos que forman parte de los gobiernos de estos miembros que han votado a favor del pacto en el Consejo, pero que en la Eurocámara votarán en contra. Por ejemplo, la Liga de Matteo Salvini, vicepresidente de la Eurocámara, la dirigente que ha sido clave para que Von der Leyen y Costa viajaran ayer a Paraguay al retirar sus reti-

cencias. Los eurodiputados franceses se manifiestan radicalmente en contra del acuerdo, y también se espera que la numerosa delegación polaca del Partido Popular Europeo siga probablemente la postura de su gobierno y vote en contra. De momento, Von der Leyen se enfrentará esta semana a una nueva moción de censura del grupo ultraderechista de los Patriotas por promover el acuerdo, además de a otra movilización de agricultores.



Política

Pedro Sánchez, presidente del Gobierno de España

“Europa debe integrarse más sin necesidad de un acuerdo de los 27”

ENTREVISTA

JORDI JUAN
Madrid

ENRIC JULIANA



Los primeros quince días de enero han trastocado el mundo y han modificado muchas expectativas políticas. En este contexto, *La Vanguardia* entrevista a Pedro Sánchez, presidente del Gobierno de España.

Presidente, usted está intentando demostrar que puede seguir gobernando pese a haber perdido el apoyo de partidos que le votaron. ¿Se puede seguir así hasta el 2027?

Sí. No es una anomalía en Europa que haya gobiernos de coalición en minoría parlamentaria. Esa condición de minoría parlamentaria nos ha exigido construir puentes, dialogar, negociar y acordar. Y eso ha tenido resultados tangibles. Pacto social, reforma laboral, normalización de la vida política en Catalunya después del trauma del 2017, más cohesión territorial, crecimiento económico, creación de empleo, reducción de desigualdades y mejora del poder adquisitivo de las familias. Ahí están los datos. Por tanto, creo que el proyecto político que tengo el honor de encabezar, no solo tiene vocación de culminar esta legislatura, sino de trascenderla y continuar hasta entrada la década del 2030, si así lo quieren los españoles.

¿Sin presupuestos?

Bueno, tenemos presupuestos [prorrogados]. Estos presupuestos nos permiten garantizar todas las políticas de redistribución, de transformación económica, de crecimiento y creación de empleo, pero el Gobierno de España está haciendo sus deberes. El jueves tuve ocasión de anunciar la creación de un fondo soberano con 10.500 millones de euros de esos fondos europeos, con la intención de levantar hasta 120.000 millones de euros adicionales no solo en deuda pública, sino también en deuda privada.

¿No teme una erosión más fuerte del Gobierno, un punto de no retorno? En las elecciones de diciembre en Extremadura, el PSOE solo obtuvo el



DANI DUCH

El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, en las dependencias del palacio de la Moncloa el pasado viernes

16% en las ciudades de Cáceres y Badajoz. Si son datos estructurales, usted tiene pérdidas las próximas elecciones generales. ¿Cree posible remontar? ¿En Aragón, por ejemplo?

Su pregunta tiene dos lecturas. La primera de ellas se refiere al recurrente error que cometen la derecha política y mediática al sacar conclusiones nacionales de dinámicas territoriales. La pregunta hoy es la siguiente: ¿de verdad quieres para tú país

lo que no quieres para el mundo? Ya no estamos hablando de la posibilidad de una mera alternancia, donde hay un mínimo común denominador. Estamos ante una posible involución: un gobierno de coalición ultraderechista entre el Partido Popular y Vox. Es evidente que hay un avance de la ultraderecha y creo que tiene mucho que ver también con lo que está sucediendo al otro lado del Atlántico. El tiempo nos dirá si es coyuntural o estructural ese avance. En todo caso, me parece relevante señalar la responsabilidad que tiene el PP, copiando no solamente las formas, sino también el fondo de las políticas ultras. El PP y la prensa conservadora han blanqueado a la extrema derecha en España. No hay que plegarse a sus postulados, hay que hacerles frente, y esto es lo que está haciendo mi gobierno con políticas alternativas, con decisiones y hechos beneficiosos para el país.

¿Se ve realmente capaz de remontar, o espera que Vox crezca aún más para plantear las

próximas elecciones generales como una disyuntiva entre usted y la extrema derecha, entre usted y el mundo de Trump?

Creo que el crecimiento de la ultraderecha y de la polarización no benefician a nadie. Tampoco beneficia al Partido Popular. Insisto: la manera de combatir la ultraderecha no es plegarse a su ideario, sino hacerle frente. Ponerle freno, no extenderle una alfombra. Estamos viendo como el PP se

“

Cambio de guion

La pregunta hoy es: ¿queremos para España lo que no queremos para el mundo?”

La advertencia

Hay una verdadera amenaza de involución en España: el pacto del PP y Vox”

apresta a gobernar con Vox en Extremadura. Antes ese pacto habría sido objeto de debate, ahora ya se está dando por sentado. Eso es una amenaza de involución. Una fuente de desorden y de inestabilidad política. Me llama mucho la atención el silencio de Vox ante lo que está pasando en Venezuela, o lo que sucede en Groenlandia. En política nacional quieren parecer un gallo y cuando miras fuera son un lacayo. Vox es la voz de su amo. No obedecen a los intereses de España, porque a España no le conviene una Europa fragmentada. Al mundo no le interesa que superpotencias como Estados Unidos no respeten el derecho internacional. La pregunta que hoy tenemos que hacernos no es cuando se celebrarán las elecciones generales, sino qué queremos para el mundo y para nuestro propio país.

Usted tiene oposición en la calle. Todos los presidentes la han tenido. Pero esa oposición alcanza extremos y lenguajes nunca vistos. Es el clima de la época, podría decirse. ¿No cree

“

Propuesta española Europa debe avanzar en la defensa común y puede hacerlo sin la unanimidad de los 27”

El ejemplo danés Dinamarca cumple con el 5% de gasto militar... y Estados Unidos lo hostiga”



que usted también lo ha alimentado, quizá creyendo que la polarización le podía beneficiar? Yo no tengo esa impresión.

Podríamos decir que en algunos momentos ha adoptado la posición del torero que espera la embestida...

Es que hay que tomárselo con deportividad. Ante el ruido, el deber de un presidente del Gobierno es aportar templanza y serenidad al debate público. Siempre he criticado la polarización asimétrica. Yo no amenazo, yo no insulto. Podrán o no gustar las ideas que yo defiendo, pero es evidente que existe una polarización asimétrica. La época a la que nos enfrentamos nos exige un rearme moral. Estar a la altura de los principios y de los intereses que defendemos. En Europa ese rearme moral debe tener como estandarte el respeto a la legalidad internacional frente a la ley del más fuerte, sin silencios cómplices. España creo que está jugando un papel protagonista y primordial porque no hemos aceptado dobles estándares cuando hablamos de Gaza, de Ucrania, de Groenlandia o de Venezuela. Y hemos alzado nuestra voz de manera constructiva, respetuosa, pero fijando una posición que creo que es reconocida por muchos gobiernos del mundo y no solamente de Europa.

Usted ha asumido públicamente el error en la designación de algunos colaboradores directos como José Luis Ábalos o Santos Cerdán, el primero en la cárcel, el segundo en libertad provisional. ¿Ha hecho alguna reflexión interna, personal, sobre lo ocurrido?

He pedido perdón y he convertido esa petición de perdón en hechos, porque hemos ido actuando de manera proporcional a la información que se ha ido publicando y que se ha podido contrastar. A partir de ahí es el tiempo de la justicia y yo puedo garantizarles que vamos a colaborar, como hemos hecho siempre, con la justicia y también con las fuerzas y cuerpos de seguridad del Estado. Hemos cometido errores, pero en la balanza se pueden ver muchos más aciertos que errores. Honestamente, creo que España está viviendo uno de los mejores momentos de los últimos cuarenta años, pese a las dificultades que hemos atravesado. Y ahí están los datos. Este año seguiremos creciendo, seguiremos creando empleo, y tenemos el compromiso de reducir las desigualdades singularmente en dos ámbitos: el acceso a la vivienda y la pobreza infantil. Eso es lo que haremos, más allá del ruido de una oposición que no presenta proyecto, que no tiene un plan. Su único plan es la involución, la derogación y la destrucción.

Si su esposa y su hermano son condenados, ¿qué hará?

En primer lugar lo que le pido a la justicia es que haga justicia. Siempre he defendido y defenderé la inocencia de mi hermano y de mi mujer. Espero que la verdad se abra paso. A partir de ahí también les digo que si existe el derecho a recurrir, lo ejerceremos si se da el caso. Pero espero que no se dé el caso, porque insisto, lo que espero de la justicia es que haga justicia y se imponga la verdad.

“

Planes de futuro
Mi propósito es llegar a 2027 y continuar después, si los españoles así lo quieren”



El presidente del Gobierno durante la entrevista, en el interior del palacio de la Moncloa

“Si Trump ocupa Groenlandia hará de Putin el hombre más feliz”

También se aprecian algunas grietas en el Gobierno de coalición, parece como si cada uno fuera por su lado. ¿Cómo es su relación con Sumar? ¿Da por amortizada a Yolanda Díaz?

Creo que Yolanda Díaz es una de las mejores políticas que tiene España. Así lo digo, claramente, no solamente por las cosas que ha hecho, también por la intuición política que he observado en ella. PSOE y Sumar. Estamos hablando de dos culturas políticas distintas, con más cosas que nos unen que no nos separan. Hemos ido solventan-

do siempre los desacuerdos. También solventaremos el desacuerdo que pueda haber ahora sobre el decreto ley sobre los alquileres, en un momento en que hay que actualizar contratos de alquiler que afectan a 600.000 inquilinos. Tendremos que negociar luego la aprobación en el Parlamento. Claro. Bienvenidos a la política europea. Los acuerdos hay que trabajarlos. Yo no renuncio a aprobar los presu-

Abascal y Trump
“Vox quiere ser un gallo en la política interna y es un lacayo fuera de España”

altura de la coyuntura.

¿Piensa convertir la política internacional en el pivote del último tramo de legislatura?

Política interior y política exterior están más unidas que nunca. Lo estamos viendo cada día. Ucrania, Gaza, Venezuela, Groenlandia... Si nos centramos en Groenlandia, he de decir que una invasión de ese territorio por parte de Estados Unidos haría a Vladimir Putin el hom-

La salud de la coalición
“Nos entenderemos con Sumar, Yolanda Díaz es una de las mejores políticas de España”

bre más feliz del mundo. ¿Por qué? Porque vería legitimado su invasión de Ucrania. Si se produjera un acto de fuerza de Estados Unidos en Groenlandia ello sería la carta de defunción de la OTAN. Entonces Putin estaría doblemente feliz. ¿Cuál es la solución? Si hay una legítima preocupación por parte estadounidense sobre la seguridad en el Ártico, el asunto debe plantearse en el Consejo Atlántico de la OTAN. Ante esta situación, Europa debe avanzar en su proceso de integración y dotarse de una defensa realmente común. Y para ello no necesitamos el acuerdo unánime de los 27 estados miembros. Podemos avanzar una serie de países en ese proceso de integración hacia unas fuerzas armadas realmente europeas, con una industria de la defensa realmente europea y podemos construir puentes con otros países del mundo que también viven con mucha preocupación lo que está sucediendo. Europa debe moverse. Es una gran noticia la firma del acuerdo con el Mercosur ayer en Asunción (Paraguay).

¿Ve factible una invasión de Groenlandia por parte de Estados Unidos?

Cuando uno escucha y lee según que declaraciones, hay que tomárselas en serio.

Si no le hemos entendido mal, está usted planteando que un destacamento de países se adelante en la defensa común. Una asimetría. Una Europa asimétrica para poder avanzar hacia una mayor integración. ¿Lo ha planteado usted a sus colegas europeos?

Hemos hablado de ello, digamos que de manera abstracta.

¿Es la propuesta que España pone encima de la mesa?

Si estamos ante una posible anexión unilateral de Groenlandia que legitimaría la invasión rusa de Ucrania y supondría el debilitamiento o la defunción de la OTAN, lo que Europa debe hacer es caminar más rápido. España lo está haciendo. Hemos aumentado en términos reales el presupuesto en defensa, estamos participando de los instrumentos de financiación comunes y estamos desplegando tropas de disuasión en el este europeo.

¿España se plantea enviar tropas a Groenlandia?

No hay una decisión tomada. Estamos hablando con el resto de países implicados y singularmente con Dinamarca a nivel técnico. Hablaré de ello con el jefe de la oposición y con los grupos parlamentarios. España aún no ha tomado una decisión sobre esta cuestión. [Donald Trump anunció ayer aranceles suplementarios del 10% para los ocho países europeos que han enviado militares a Groen-

Continúa en la página siguiente



Entrevista **Pedro Sánchez**

Viene de la página anterior

landia. Pagarán el 25%].

En un momento tan complejo, ¿es suficiente el 2% del PIB en gasto militar?

Lo he dicho en muchas ocasiones: el 5% es inaceptable. Es inasumible para España. No vamos a recortar políticas sociales, sanitarias, educativas y científicas para aumentar más un gasto militar que hoy no está concebido para reforzar la industria europea de la defensa. España considera que con un gasto de algo más del 2% está cumpliendo de sobra con las capacidades que hoy se nos exigen. Fíjense en una cuestión. Dinamarca ha asumido el 5%. ¿En qué situación se halla hoy Dinamarca? Hostigada por Estados Unidos. ¿De qué estamos hablando?

Venezuela. Usted ha hablado con la oposición y los exponentes del gobierno. El ministro de Asuntos Exteriores conversó por teléfono con el secretario de Estado norteamericano Marco Rubio. ¿España se quiere insertar en el proceso que ahora se abre en Venezuela?

La respuesta es un sí rotundo.

Contener a China es hoy el principal objetivo de Estados Unidos. No pueden entenderse los acontecimientos de estos primeros quince días de enero sin el factor China. ¿Seguirá usted buscando una intensa relación política y económica con China?

Europa no puede renunciar a ser la voz que apela al respeto del derecho internacional. Esto me parece clave. Europa concibe China como un rival sistémico, también como un competidor y como un aliado en algunos desafíos globales. La emergencia climática es uno de ellos. En este contexto, España lo que quiere es la resolución pacífica de los conflictos, al respeto del derecho internacional y a construir puentes. El mundo es muy grande y hay regiones del mundo deseando colaborar y cooperar con Europa. Y Europa no puede darles la espalda.

¿Proseguirá el acercamiento a China?

Después de la pandemia he visitado China todos los años. Si me preguntan ustedes si lo seguiré haciendo, mi respuesta es afirmativa. Mi intención es hacer otro viaje a China este año, en interés de España y de Europa.

Se ha enfrentado usted con Israel a propósito de Gaza, fue el primer líder europeo en visitar Pekín después del retorno de Trump a la Casa Blanca, le ha dicho que no a Washington sobre el aumento del gasto militar al 5%, ha condenado con más energía que otros líderes la intervención militar norteamericana en Venezuela, ha rechazado las pretensiones de Trump sobre Groenlandia... ¿Está usted en ruta de colisión con el nuevo bloque de poder mundial, no teme quedar aislado?

Estoy defendiendo lo que de manera mayoritaria piensa la mayoría social de nuestro país, con independencia de lo que

“Todas las comunidades acabarán aceptando el modelo de financiación”



DANI DUCH

Un momento de la entrevista

voten en las elecciones. La voz de España es apreciada en el mundo cuando defiende las posiciones que mantiene sobre Gaza, Ucrania, Venezuela o Groenlandia. Lo puedo asegu-

“El pacto PSOE-ERC. El nuevo modelo de financiación autonómica es un gran acuerdo”

Efectos. El nuevo modelo corregirá el dumping fiscal de la Comunidad de Madrid”

rar. En cuanto a las relaciones con Estados Unidos, nuestra crítica será siempre constructiva. No hemos bloqueado ningún acuerdo en la OTAN y no hemos rechazado compromisos. Crítica leal y constructiva. Dijeron que estábamos solos cuando anunciamos el reconocimiento del estado palestino. Y hoy todo el mundo sabe que no estamos solos en este punto. Abrir camino a veces implica decir cosas que pueden parecer incómodas. No estamos solos.

¿Cómo valora que solo el Gobierno de la Generalitat de Catalunya apoye el nuevo modelo de financiación autonómica?

Es un acuerdo extraordinario. Por fin tenemos una solución. No hay mejor manera de unir una sociedad que fortaleciendo los servicios públicos. Ese

acuerdo los fortalece, puesto que aporta 21.000 millones de euros más a las comunidades autónomas para reforzarlos. Plantea una solución muy importante a una dinámica de elusión y dumping fiscal que está beneficiando a una comunidad muy rica, como es la Comunidad de Madrid. Es un acuerdo entre fuerzas progresistas. Vamos a trabajar y sudar la camiseta para que este modelo de financiación autonómica se pueda aprobar este año 2026. Quiero pedir responsabilidad a todas las fuerzas políticas. Pero ya les adelanto que ninguna comunidad autónoma va a decir que no. ¿Saben por qué? Porque nadie va a recibir menos de lo que ya recibe. También vamos a sacar adelante la quita sobre la deuda. Mejoramos el sistema

de financiación para fortalecer los servicios públicos, no para efectuar regalos fiscales. Yo no quiero el modelo social Quirón. Quiero un modelo social con hospitales públicos.

Usted elogia el pacto del PSOE con Esquerra. La actual legislatura catalana arrancó con un acuerdo entre el PSC y ERC en el que se habla de un modelo singular. ¿Ese compromiso queda superado por el actual acuerdo?

Los estatutos de nueva generación, empezando por el de Catalunya, abrieron la puerta a la gestión de tributos por parte de las comunidades autónomas que así lo decidieran. Yo sé que esto es insuficiente para Esquerra Republicana y así lo han manifestado en muchos de sus pronunciamientos y en el acuerdo firmado con el PSC. Nuestra intención, nuestra voluntad, es caminar en esa dirección y cumplir con los acuerdos, como hemos tratado de hacer siempre. Recientemente también hemos llegado a un significativo acuerdo con Euskadi,

“Prioridades

Vamos a fortalecer los servicios públicos, no a extender cheques fiscales clientelares”

La cuestión catalana. Con la amnistía hemos superado la grave crisis del 2017, espero que se aplique totalmente”

con el gobierno de coalición que forman el PNV y el PSE, sobre una serie de materias del Estatuto de Gernika pendientes de desarrollo.

¿Cree que este año se aplicará de manera definitiva la ley de Amnistía?

Es muy importante el pronunciamiento del Tribunal Constitucional sobre la constitucionalidad de la ley de Amnistía. También el informe del abogado general de la Unión Europea. Ahora estamos pendientes de cuál va a ser la resolución del Tribunal de Justicia Europeo de Luxemburgo y a partir de ahí tengo entendido que también el Constitucional se pronunciará. Yo no tengo ninguna duda de que la justicia se moverá en los términos en que se pronuncie el Tribunal Constitucional. Estamos superando la grave crisis territorial y constitucional del 2017.

¿Foto con Carles Puigdemont en España?

La normalización política comporta la normalización de relaciones. Esa normalización tendrá que producirse y ojalá no sea solo conmigo, sino también con todos los presidentes de Gobierno que vengan después de mí. No solamente me refiero a Carles Puigdemont, sino también a cualquier otro líder que represente a su formación política en el futuro.●



Venezuela fue el país que más empleo extranjero aportó a España en 2025

España gana trabajadores foráneos por quinto año consecutivo: 205.000 más, de los que 40.600 procedían de Venezuela, que adelanta a Colombia

EMILIO SÁNCHEZ HIDALGO
MADRID

España acabó el año 2025 con 205.000 afiliados extranjeros más, lo que eleva el total a 3,08 millones, según las cifras distribuidas el viernes por la Seguridad Social. No es una novedad: es el quinto año seguido en el que este registro crece con esa fuerza, en torno a las 200.000 afiliaciones. De ese impulso, la nacionalidad con mayor protagonismo fue la venezolana, que sumó 40.600 afiliados más en 2025, muy por delante de la segunda con más brío, la colombiana, con 28.900 más. El liderazgo venezolano es una novedad, tras tres años en los que sus vecinos colombianos eran los que más nuevos empleos de origen foráneo aportaban a la Seguridad Social.

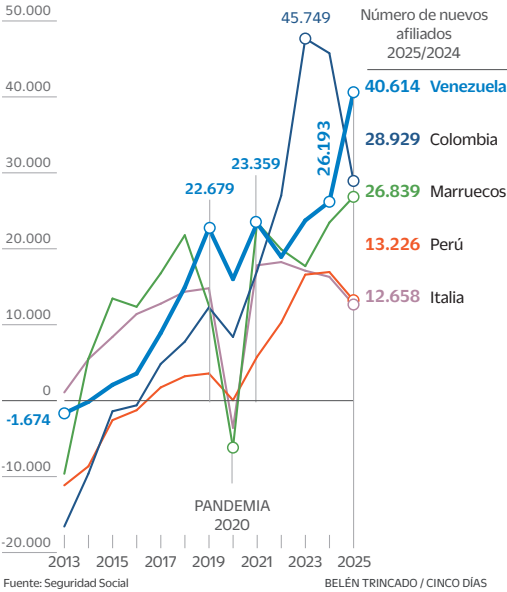
Hay otro país latinoamericano entre los que más nuevo empleo aportan. Perú, en cuarto lugar, suma 13.226 nuevos empleos. El avance en estos tres países y en el resto del continente está detrás del hito que se alcanzó el año pasado: ya hay más de un millón de latinoamericanos afiliados a la Seguridad Social.

El flujo de llegadas de trabajadores venezolanos se viene intensificando casi año a año. Desde que hay registros (los desagregados por países empiezan en 2012), nunca antes se habían incorporado tantos nuevos afiliados del país caribeño en un año. Tras el retroceso en la Gran Recesión, la cifra empezó a escalar en 2015, con 2.081 afiliados más. La cifra ha ido creciendo poco a poco, con nuevas llegadas incluso en el año de la pandemia (16.003 más en 2020). En la última década, se estima que han salido de Venezuela ocho millones de personas, muchos intentando escapar de la represión del régimen chavista, pero también del estrangulamiento económico que sufre el país.

Uno de cada cuatro venezolanos (24%) se dedica a la hostelería, según los datos provistos por la Seguridad Social a este periódico. Otras comunidades latinas también trabajan principalmente en bares y restaurantes, como los argentinos (23%), los colombianos (21%) o los

Uno de cada cinco nuevos trabajadores extranjeros en 2025 procede de Venezuela

Nuevos afiliados extranjeros respecto al año anterior
En diciembre, los cinco países que más aportaron en 2025



Fuente: Seguridad Social

Número de nuevos
afiliados
2025/2024

Afiliados a la Seguridad Social extranjeros
Los diez países que más aportaron en 2025

	Dic. 2025	Diferencia 2025/2019	Diferencia 2025/2024
Venezuela	215.735	148.834	40.614
Colombia	250.248	174.821	28.929
Marruecos	373.436	105.197	26.839
Perú	101.144	62.885	13.226
Italia	204.700	78.549	12.658
Mali	39.766	21.510	10.152
Senegal	62.838	28.192	6.549
China	128.113	19.169	6.438
Ucrania	78.456	30.632	5.873
Pakistán	53.399	14.934	3.735

Países con más afiliados y total

	Dic. 2025	Diferencia s/2019	Diferencia s/2024
Marruecos	373.436	105.197	26.839
Rumania	336.530	-5.000	1.809
Colombia	250.248	174.821	28.929
Venezuela	215.735	148.834	40.614
Italia	204.700	78.549	12.658
Resto	1.704.828	458.095	93.811
TOTAL	3.085.477	960.496	204.659

peruanos (17%). De los cinco grupos latinos más numerosos en España, solo los ecuatorianos se dedican mayoritariamente a otra cosa: el 17% están empleados en la construcción.

El segundo sector más importante para los venezolanos es el comercio (16%), una actividad pujante en la autonomía en la que más concentrados están: la Comunidad de Madrid. El 35% viven en la región capitalina, muy por encima del 13,5% en Cataluña, el 10,9% en la Comunidad Valenciana y el 7,8% en Andalucía.

El total de venezolanos afiliados a la Seguridad Social en España se sitúa en 216.000, lo que la convierte en la cuarta comunidad laboral extranjera más numerosa. En primer lugar está Marruecos (373.000), que adelantó recientemente a Rumania (337.000) tras muchos años del país europeo en cabeza. La comunidad laboral magrebí en España sigue creciendo (fue el tercer país que más nuevo empleo aportó en 2025, 26.800), pero la rumana está estancada (solo sumó 1.800 nuevos empleos el último año).

En tercera posición está Colombia (250.000 afiliados) y en la quinta, Italia

(205.000). Las diez primeras plazas se completan con China (128.100, 6.400 afiliados más en 2025), Perú (101.000 afiliados, 13.200 más), Ucrania (78.000, con 5.900 nuevas altas), Ecuador (74.000, con 1.300 más) y Portugal (70.000, con una ganancia de 2.400 afiliados).

Afiliación

De diciembre de 2024 al mismo mes de 2025 la Seguridad Social ganó 204.700 afiliados extranjeros más, en un año en el que el mercado laboral español creció en medio millón de empleos. Así, el 40% de las nuevas afiliaciones se explican por el colectivo foráneo.

En términos absolutos, el incremento de 2025 es una cifra parecida a la de 2024 (212.000), a la de 2023 (208.000), a la de 2022 (191.000) y a la de 2021 (191.200). Así, se completa un lustro en que cada año el mercado laboral español incorpora en torno a 200.000 afiliaciones de origen extranjero. Desde 2019 se han sumado 960.500 afiliados foráneos más y desde 2015, 1,46 millones.

Como el mercado laboral español cada vez ocupa a más personas, este ritmo absoluto marca un incremento

relativo cada vez menor. Es decir, en términos comparados se está atenuando la llegada de afiliados extranjeros: hemos pasado de una subida del 9,2% en 2021, en plena recuperación tras la pandemia, a un 7,95% en 2024 y a un 7,1% en el último ejercicio.

Este ritmo de creación de empleo eleva el total de afiliados extranjeros a la Seguridad Social hasta 3.078.000, tras superar la barrera de los tres millones en mayo del año pasado. José Antonio Moreno, responsable de migraciones de CC OO, comentó entonces a este periódico que desde la pandemia ha habido un "aumento exponencial de la incorporación de población migrante" al mercado laboral, una reflexión en la que coincidió Mónica María Monguí, especialista en migraciones e investigadora de la Universidad Complutense de Madrid: "Es un fenómeno multicausal y transnacional. Si nos fijamos en la comunidad latinoamericana, la que más crece, quizá tenga que ver con las crisis políticas y económicas, así como con el recrudescimiento de la entrada en EE UU y la red de familiares y amigos que ya está asentada en España".

Uno de cada
cuatro
venezolanos
se dedica
a la hostelería

Representan ya la
cuarta comunidad
laboral extranjera
más numerosa
en España



Un millón de pensionistas no se beneficiará de la deducción fiscal por el alza del SMI

Los excluidos por la medida se incrementan en casi 370.000 con respecto al año pasado

Los parados con una prestación entre 1.134 y 1.432 euros también se verán perjudicados

Blanca Martínez Mingo MADRID.

Entre 2022 y 2024, el aumento del salario mínimo vino acompañado de una subida del mínimo exento de IRPF para evitar que estos trabajadores pagaran impuestos por sus ingresos. Como consecuencia, el límite a partir del cual los contribuyentes tienen que tributar pasó de los 14.000 euros anuales en 2022 hasta los 15.876 en los que se mantiene desde 2024. Un mínimo que afecta por igual a todos. En 2025, la estrategia del Ejecutivo cambió y el Ministerio de Hacienda creó una deducción específica para los trabajadores con ingresos menores al SMI. Esa modificación no se aplicó a parados y pensionistas, una exclusión que Hacienda repetirá en 2026, con la diferencia de que ahora serán más las personas *discriminadas*. En concreto, el número de pensionistas afectados por este trato desigual ascendería hasta al menos 1.000.312 personas.

El departamento liderado por Yolanda Díaz propuso a principios de mes un incremento del 3,1% para el salario mínimo este año, hasta 1.221 euros brutos al mes en 14 pagas (17.094 euros al año). También trasladó en declaraciones a los medios que cuenta con el visto bueno de Hacienda para que el SMI quede libre de tributación y reconoció que lo esperable sería que se repitiera la fórmula del año pasado. Es decir, que se cree una deducción específica para que los trabajadores recuperen lo aportado.

Según los cálculos realizados por la economista y asesora fiscal del REAF, (el registro de economistas asesores fiscales, que pertenece al CGE), Raquel Jurado, la propuesta de Trabajo situaría la deducción en 591 euros (295 procedentes de la cuota estatal y la misma cuantía de la autonómica). Un beneficio fiscal del que no se beneficiarían las personas que se encuentren en paro o quienes perciban una pensión.

La deducción del IRPF va acompañada además de un despliegue progresivo y la ventaja se extendería de forma gradual hasta todos los salarios por debajo de 20.049 euros anuales (1.432 euros al mes). Como consecuencia, la horquilla en la que los trabajadores no tributan y los pensionistas y parados sí se ensancharía con la subida del SMI de este año y pasaría de abarcar los ingresos de entre 15.876 y 18.276 euros anuales a comprender todas las nóminas de entre 15.876 y 20.049



La ministra de Hacienda, María Jesús Montero. EFE

Los técnicos de Hacienda piden que se amplíe

Gestha, el sindicato de técnicos de Hacienda, ha pedido al Gobierno que la no tributación por IRPF (Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas) hasta el Salario Mínimo Interprofesional que ya se aplica a los trabajadores se amplíe a pensionistas y desempleados que perciban prestaciones por desempleo. Los técnicos de Hacienda justifican esta propuesta en que las rentas que perciben estos dos grupos de ciudadanos también se consideran rentas del trabajo. De hecho, la condición de pensionista o de beneficiario de prestaciones por desempleo no exime a estos ciudadanos de mantener sus obligaciones con Hacienda. Además, defienden un acuerdo permanente para que las futuras actualizaciones del SMI no tributen.

euros brutos al año. Una diferencia suma a cerca de 367.277 pensionistas más a la lista de afectados por la desigualdad en la deducción en comparación con el rango aplicado el año pasado.

En concreto, según la última nómina de pensiones publicada por el Ministerio de Seguridad Social a finales del mes de diciembre existen al menos 1.000.312 personas que cobran prestaciones contributivas de jubilación, incapacidad permanente, viudedad, orfandad y a favor de familiares y que cobran entre 1.150 y 1.405 euros al mes. Un dato que, sin embargo, queda por debajo de la cifra real al no especificarse el número de personas que cuentan con una nómina de entre 1.134 (el SMI de 2024) y 1.150 euros (la parte más alta del tramo que ofrecen las cifras del Ministerio). Entre los 1.100 y los 1.150 euros hay un total de 386.158 jubilados.

La ley, explica Jurado, especifica que dicha deducción se aplica para "los contribuyentes con rendimientos íntegros del trabajo, derivados de la prestación efectiva de servicios correspondientes a una relación laboral o estatutaria". O lo que es lo mismo, para las personas que

estén trabajando. La economista explica, no obstante, que el coeficiente que se aplica para definir el tramo máximo de deducción (que se sitúa ahora en el 0,2) podría cambiar.

Aunque el Ministerio de Trabajo no cuenta con estadísticas desagregadas por tramos de cuantía percibida, los parados que cobren entre 1.134 y 1.432 euros al mes —la hor-

quia, los parados cobran 1.029 euros al mes, según las cifras publicadas por Trabajo a principios de mes y que datan del mes de noviembre. Es decir, todos los afectados cobrarán por encima de la media.

El viernes pasado, el Ministerio de Trabajo preveía cerrar la negociación del SMI con los agentes sociales. El departamento dirigido por Yolanda Díaz iba a llegar al final de las conversaciones sin el apoyo de la patronal. El jueves por la tarde, el Ejecutivo canceló esta cita con CEOE, CCOO y UGT para ganar tiempo e intentar convencer a Hacienda de compensar el SMI en los contratos suscritos por el Sector Público con empresas privadas sin cambiar la ley; sin embargo, fuentes empresariales defienden no es posible llevar a cabo esta compensación sin cambiar la ley y Hacienda admite la complejidad de este cambio sin una modificación en la norma. La modificación de la Ley de Desindexación es una de las condiciones que los empresarios habían planteado en las últimas negociaciones del SMI para sumarse a un acuerdo, pero no es la única. De hecho, la propuesta de CEOE incluía una subida del 1,5% y que el SMI tributase.

Trabajo negocia para subir el salario mínimo este año hasta los 17.094 euros anuales



Las empresas deberán informar de los salarios que pagan

► Los trabajadores podrán conocer la nómina que percibe la plantilla en puestos de su categoría, según la directiva sobre transparencia salarial

SUSANA ALCELAY
MADRID



El secretismo retributivo tiene las horas contadas. En seis meses entra en vigor la directiva sobre transparencia salarial que irá un paso más allá de la norma de igualdad retributiva de 2020 con exigencias más estrictas y, sobre todo, un régimen sancionador más duro con el objetivo último de fulminar las brechas retributivas injustificadas. La directiva obliga a informar de las condiciones salariales en las ofertas de empleo, revelar políticas y prácticas de remuneración, acordar criterios de valoración de puestos y facilitar información a los trabajadores, exigencias que supondrán un cambio de 180 grados no sólo en la gestión interna de las empresas, también en los procesos de selección. La confidencialidad retributiva llega a su fin con cambios que impactarán de lleno en la vida de las empresas.

La directiva, que fue aprobada el 10 de mayo de 2023, introducirá mecanismos de transparencia para garantizar la igualdad de retribución por un mismo trabajo, con independencia del género del trabajador, lo que llevará a las empresas a rendir cuentas ante sus empleados. La ley de igualdad retributiva que ya está en vigor en España dio pasos en este sentido con la exigencia a cada empresa de elaborar un registro retributivo que refleje los valores medios de los salarios, los complementos y las percepciones extrasalariales. Todos deben estar desglosados por sexo y distribuidos por grupos profesionales o categorías. El registro se debe actualizar anualmente y busca acabar con la brecha salarial entre hombres y mujeres, que en España roza el 16%.

El abanico de exigencias es extenso. El detalle de la norma refleja que en junio las empresas que cuenten con más de 100 empleados deberán facilitar, previa consulta con los representantes de los trabajadores, información sobre la brecha retributiva de género; la brecha retributiva de género en los componen-

tes complementarios o variables; la brecha retributiva de género mediana; la brecha retributiva de género mediana en los componentes complementarios o variables; la proporción de trabajadores y trabajadoras que reciben complementos o variables; la proporción en cada cuartil de la banda retributiva; y la brecha retributiva de género, por categorías de trabajadores, desglosada por salario o sueldo base ordinario y por componentes complementarios o variables. Y las empresas tendrán que proporcionar esta información a la autoridad laboral que la publicará, sin perjuicio de la divulgación que dé la empresa en su página web o por otros medios.

La directiva establece, además, vías de cumplimiento efectivo y reparación para los trabajadores que se hayan vis-

LAS CLAVES

Conocer los criterios

Los trabajadores tienen derecho a solicitar información sobre su nivel salarial y sobre los criterios utilizados para determinar su remuneración.

Prohibición de represalias

La directiva protege a los empleados que ejerzan su derecho a solicitar información salarial o a denunciar desigualdades retributivas.

Sin preguntas sobre la remuneración

Todas las compañías deben abstenerse de solicitar información sobre salarios anteriores a los candidatos durante los procesos de selección.

Ofertas de empleo claras

Las empresas estarán obligadas a informar a los candidatos sobre el rango salarial del puesto que están ofertando antes de la contratación.



to perjudicados por los incumplimientos de su empresa en relación con la transparencia retributiva. Así, cuando la información presentada refleje la existencia de una diferencia en el nivel retributivo medio de al menos un 5% en cualquier categoría que no pueda justificarse por factores objetivos y neutros con respecto al género, las empresas tendrán que llevar a cabo una evaluación retributiva conjunta en colaboración con el comité de empresa.

Una empresa que ignore las nuevas obligaciones se expone a multas de hasta 225.000 euros, a ser excluida en procesos de contratación pública. La indemnización al trabajador, cuando proceda, incluirá atrasos salariales como compensaciones por cualquier otro perjuicio económico que se haya derivado de la situación discriminatoria. Además, las firmas que no cumplan con la normativa pueden perder ayudas públicas, subvenciones o bonificaciones, incluso ser excluidas en procedimientos de contratación pública. Ya no corresponde al empleado demostrar la existencia de discriminación salarial, sino que es la empresa quien debe acreditar que las diferencias retributivas responden a criterios objetivos y neutros respecto al género.

Los cambios no se ceñirán a la vida interna de las empresas, también pondrá condiciones para los procesos de selección que modificarán el modus operandi que tienen los departamentos de recursos humanos. Con la entrada en vigor de la norma, los solicitantes de un puesto de trabajo tendrán derecho a recibir información sobre la banda salarial correspondiente al em-

pleo ofertado y las empresas no podrá preguntar a los candidatos sobre su historial retributivo en su anterior puesto, como ocurre en la actualidad, ni condicionar la contratación a la revelación de esta información.

Según Hays, la transparencia salarial en España sigue siendo limitada, especialmente en sectores donde la inflación salarial ha sido rápida y desordenada, como el tecnológico. En estos entornos, la fuerte demanda de perfiles ha generado grandes brechas internas y un elevado secretismo retributivo, dificultando una gestión equitativa del talento.

«Aunque esta nueva directiva europea supone un gran avance, en España partimos de una situación claramente mejorable, ya que históricamente, la falta de transparencia salarial ha generado desconfianza y desigualdad, afectando tanto al compromiso de los profesionales como a la competitividad de las empresas», afirma Christopher Dottie, director general regional de Hays para el Sur y Oeste de Europa. «En sectores con una evolución salarial muy acelerada, muchas empresas se enfrentan al dilema de cómo actualizar salarios sin romper el equilibrio interno. La ausencia de reglas claras ha llevado, en demasiados casos, a soluciones opacas que penalizan la equidad».

El aumento de la transparencia salarial y de las iniciativas de igualdad salarial en todo el mundo está provocando un cambio cultural, especialmente entre los empleados más jóvenes. Si bien hacer pública la información salarial se consideraba antes un tabú, hay países que ya llevan años implementando po-



La norma europea acabará con la confidencialidad retributiva // ABC

líticas claras respecto a las retribuciones. Es el caso de Reino Unido o de Finlandia. En ambos países ya se permite consultar la nómina del compañero de trabajo para reducir la discriminación salarial, también en Noruega donde, además, los datos fiscales de cualquier persona son accesibles para todas las demás. Algunos estados de Estados Unidos y de Suecia también disponen de un refuerzo normativo de las obligaciones de transparencia retributiva.



Borja Suárez Corujo

El secretario de Estado de Seguridad Social ha estado en la sala de máquinas donde se han fraguado las últimas reformas del mercado laboral y de pensiones. No en primera línea de las fotografías, pero sí al pie del cañón de las negociaciones y de la

redacción que han asentado las bases de «la gran transformación del mercado laboral español». Los récords de empleo conviven con las serias dificultades para sacar adelante nuevos cambios, como las cuotas de autónomos o la jubilación flexible.

«España, salvo hecatombe nuclear, nunca volverá a tener un paro del 20%»

José Luis Roca

GABRIEL UBIETO
Madrid

— España ha sido durante años el país de la Unión Europea con la mayor tasa de paro. Hace unos días se actualizó esa estadística y Finlandia la adelantó. ¿Es mérito de España o es más bien demérito de Finlandia?

— Creo que España está haciendo las cosas muy bien. Hay más gente trabajando y menos gente en paro. El desempleo no se reduce tan rápido como aumenta el empleo porque cada vez tenemos una población activa más grande. Y eso no lo vemos ahora, pero eso es una gran fortaleza, porque España, como los países del entorno europeo, se enfrenta a un proceso de envejecimiento con la jubilación del *baby boom*. Si la tendencia se mantiene este 2026 bajaremos del 10% de paro y en unos años nos homologaremos a los países de nuestro entorno [la tasa de paro media de la UE es del 6%]. El gran cambio estructural que está viviendo nuestro mercado de trabajo provoca que el desempleo no va a subir nunca como lo hizo en el pasado. No vamos a volver a ver nunca un 20% de paro en este país.

— ¿Por qué?

— Ha habido un cambio de mentalidad en el uso de los contratos temporales. El problema de temporalidad abusiva, de exceso de temporalidad, que ha caracterizado nuestro mercado de trabajo desde el año 1984, eso se ha corregido. Ahora estamos en un 12% y las mujeres se han estabilizado especialmente.

— Sigue habiendo sectores con altos porcentajes de temporalidad...

— Ha habido una sustitución de una parte de esa temporalidad, que era una temporalidad asociada a actividades intermitentes o discontinuas, que se articula ahora a través de los fijos discontinuos. Y no es lo mismo tener un contrato fijo discontinuo que uno temporal. Tenemos hoy la misma proporción de fijos discontinuos [5% sobre el total de asalariados]



El secretario de Estado de Seguridad Social, Borja Suárez Corujo, en su despacho en el ministerio.

dos] que hace un año y el año que viene tendremos la misma proporción que este año. Se ha estabilizado completamente.

— El año pasado se ganaron medio millón de ocupados. ¿Qué tipo de empleo se está creando? ¿Crece en cantidad o también en calidad?

— El turismo está creciendo, eso es cierto, pero está cambiando en aspectos relevantes. Ya no es solo *sol y playa*, sino que es *sol, playa y cultura*. La hostelería crece al orden del 2% y eso es bueno, pero los sectores de actividad de alto valor añadido están creciendo mucho más. Por cada empleo creado en la hostelería se han creado 2,3 empleos en información y comunicación y en las actividades profesionales, científicas y técnicas. Es algo que no había ocurrido nunca antes.

— ¿Cómo explica que, pese a esos datos positivos que cita, seis de cada 10 españoles consideren que la situación de la economía es 'mala'?



«La reforma de la jubilación flexible, para que jubilados vuelvan a trabajar, estará lista en breve»

o 'muy mala', según el último CIS?

— Es indiscutible que hay incertidumbre general. Venimos de una crisis de precios descomunal, que no habíamos vivido en 40 años, está la crisis de la vivienda y eso seguramente tiene una incidencia directa en la percepción de la gente. Pero la realidad es que la precariedad que existía en el mercado de trabajo se ha reducido de una manera asombrosa y está ya en unos niveles que son equiparables al ámbito europeo. Aunque que haya mejorado la calidad de empleo no significa que no

tenamos todos preocupaciones y que no aspiremos a tener mejores salarios.

— ¿Qué previsiones tienen para 2026?

— No me atrevo a dar cifras, pero la previsión es que el crecimiento económico va a seguir siendo un crecimiento económico importante y que, en consecuencia, la dinámica del mercado de trabajo va a seguir siendo una dinámica muy positiva.

— ¿Tienen asegurado el 'sí' del PP al decreto para subir las pensiones?

— Me resulta inimaginable pensar que no se va a convalidar.

— Ya ocurrió el año pasado.

— Y le hubiera contestado lo mismo. Creo que después de ver lo que ocurrió, incluso aquellos partidos que pudieran tener la tentación de meterle el dedo en el ojo al Gobierno no la tendrán hoy. Es una cosa muy seria que afecta a muchos millones de personas en toda España.

— Tienen pendiente actualizar las cuotas de los autónomos. ¿Cuándo llamarán a las organizaciones sociales para negociar?

— Seguimos trabajando con la mejor disposición y... discretamente. Cuando tengamos algo que contar, pues lo contaremos, pero a día de hoy no hay una nueva fecha fijada.

— ¿La actualización de las cuotas sería con efecto retroactivo a 1 de enero?

— No está decidido.

— La reforma también pretende reformar el cese de actividad. El año pasado las mutuas rechazaron seis de cada diez peticiones. ¿Cómo lo van a hacer?

— Hay elementos mejorables que suponen que hay un porcentaje de denegaciones muy alto, excesivo. La regulación es excesivamente compleja. Lo tenemos que trabajar con los agentes sociales.

— También tienen pendiente la reforma de la jubilación flexible, para incentivar que pensionistas vuelvan a trabajar.

— Hemos estado trabajando y los cambios deberían ver la luz próximamente.

— ¿Cuándo es «próximamente»?

— No pongo fechas. Hay mucho trabajo hecho.

— ¿Hay espacio en el mercado laboral para ellos, dadas las reticencias de muchas empresas a contratar sénior?

— Ese espacio es creciente y tiene que ver con lo que hablábamos antes de la propia evolución de la población, del proceso de envejecimiento y la necesidad creciente que van a tener las empresas de contratar gente, que en algunos casos vendrá de fuera y en otros ya están aquí. También quiero destacar que esta es una medida, ahora que hay tanto interés sospechoso en un conflicto entre jóvenes y mayores, que no afecta en absoluto a las posibilidades que tienen, que deben tener y que deben mejorar para encontrar empleo. ■