



Resumen de prensa 30/10/2025

30/10/2025

Índice

UNEF

La columna de UNEF – La PAC reconoce la agrivoltaica: una nueva etapa para el campo español	4
Cataluña aprueba el nuevo decreto ley que regulará las instalaciones de energías renovables	7
La Comunidad busca industrias de alta demanda energética	9
Foro sobre las prioridades energéticas	10
La patronal fotovoltaica augura más almacenamiento de energía en las nuevas plantas solares de la Región de Murcia	11
El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación	13
El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación	15
El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación	16
El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación	18
La Comunidad se lanza a la búsqueda de industrias de alta demanda energética	20
Entrix aterriza en España y Portugal para impulsar la nueva era de almacenamiento energético inteligente	23

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Cajamar desarrolla 10 MW de fotovoltaica en Almería	25
Cajamar vuelve a elegir al epecista fotovoltaico ISE Energía	27
El mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos alcanzará los 115.800 millones de dólares para 2030	29
El mercado global de módulos e inversores solares crecerá a 115.800 millones de dólares para 2030	31
Colbún Chile usará hidrógeno verde producido con energía solar para refrigerar su Complejo gasístico Nehuenco	34
Cómo mejorar la competitividad de la agricultura española en un contexto de transición ecológica	35
El gigante del almacenamiento alemán Entrix ficha a Juan Galiardo (Uber) para su entrada en el mercado ibérico	39
El Gobierno de Gustavo Petro impulsa "la mayor inversión en energía solar comunitaria en la historia de Colombia"	42
El sector solar europeo afronta su primera caída en una década	44
EnchufeSolar y Risen impulsan su mayor instalación hasta la fecha con el sistema inteligente Estratego	51
Granada afirma impulsar «el mayor bombeo solar del mundo», con tecnología de la UGR	53
La instalación del día: marquesina FV de 88 kWp en el Parque Tecnológico de Euskadi	55
Paterna licita un proyecto fotovoltaico de 40 kW para el depósito Las Balsas	57

LAS RENOVABLES

Las renovables comienzan a contribuir al control dinámico de tensión de la red	61
La anulación judicial de un proyecto en Galicia alarma al sector eólico	62
Nace Labraza, el primer parque eólico en 20 años, gracias a Iberdrola y el Gobierno vasco	63
El segundo congreso del Amoniacio Renovable reúne en Madrid a más de 200 profesionales	64
La II Jornada del Amoniacio Renovable consolida a España como referente para alcanzar un futuro sin emisiones	68
APPA Marina reclama medidas urgentes para no retroceder en la eólica marina	72
APPA Marina refuerza su liderazgo y exige medidas para activar la eólica offshore en España	74
La asociación APPA Marina insiste en que se convoquen las subastas de eólica marina	76
Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión	77
Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión	79
Red Eléctrica inicia la habilitación de instalaciones renovables para participar en el control dinámico de tensión	81
REE se reafirma en su señalamiento a las eléctricas como responsables del apagón	84
Algeciras, epicentro del debate sobre el hidrógeno renovable	88
CETIM y Norvento impulsan R3POWER, un proyecto para repotenciar parques eólicos con criterios de economía circular	89
Cómo desmantelar un parque eólico sin dejar huella: el caso de Muel	91
Contaminación y fracking descubre los riesgos ambientales ocultos	96
Corredor, 'palo y zanahoria' a las renovables: les pide ayuda para evitar otro apagón mientras les culpa del 28-A	101
Economía circular: cómo impulsar la producción sostenible	104
EDP firma un contrato a largo plazo con McDonald's en Brasil	110
Energía solar, eólica y baterías impulsan el cambio global	112
ENplus celebra 15 años como referente mundial de la certificación de la calidad de los pellets de madera	114
Galicia, entre el viento y las olas: el reto de la justicia eólica	116
Habilitan las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión	119
Hibridación: Nadara y Greenvolt	122
Huawei presenta en Data Centre World soluciones modulares y sostenibles para la nueva era de la IA	124
La anulación del parque eólico A Ruña III enciende las alarmas del sector sobre la seguridad jurídica en Galicia	126
La eléctrica finlandesa Fortum gana 519 millones de euros hasta septiembre, un 37% menos	128

La patronal eólica, «estupefacta» por el fallo del TSXG que «genera riesgo estructural para la seguridad jurídica»	130
Las eléctricas afirman que las nucleares no están preparadas para realizar un control dinámico de tensión y evitar apagones	132
Las renovables auparán a las baterías y viceversa: así es el escenario de Statkraft para 2050	134
Los alemanes pagan hasta un 82% más por calentarse en cuatro años, tras dejar el gas ruso	137
Los compromisos de suministro a centros de datos de las eléctricas de EEUU alcanzan los 160 GW, el doble que la capacidad de generación que se espera construir	140
Marpower, el proyecto UE que quiere que el transporte marítimo use amoníaco verde en vez de fuelóleo pesado	142
Megabaterías: la columna vertebral de la transición energética	146
Naturgy incrementa su beneficio un 6% hasta los 1.668 millones y se prepara para dar el salto a los índices MSCI	151
Sonnedix: de productor independiente a 'utility' renovable moderna	153
Suministradora del Vallés lanza su nuevo ecommerce para clientes profesionales	157
Un estudio revela que la energía eólica ahorró a Reino Unido 104.000 millones de libras entre 2010 y 2023	159
Wärtsilä suministrará el sistema híbrido de baterías acoplado en corriente continua más grande de Australia	161
Xunta y eólica acusan al TSXG de usar un argumento falso contra los parques	163

LAS OTRAS ENERGÍAS

España prepara su escudo contra los apagones tras el colapso eléctrico	164
La CNMC quiere aprobar la retribución de las redes sin atender al Gobierno	167
Las eléctricas ganarán un récord de 11.000 millones en 2025 pese al apagón	168
Endesa obtiene un beneficio de 1.711 millones hasta septiembre, un 22% más	169
Endesa incrementa su beneficio neto un 22%	170
Endesa 9M2025: solidez financiera y sube su deuda neta	174
Endesa se ve con margen para adquisiciones y afirma que, si se presentan oportunidades, las aprovechará	177
Redeia evita por ahora un blindaje financiero para cubrir el apagón	178
Redeia gana un 4% menos en los nueve primeros meses del año	179
Redeia 9M2025: mas inversiones e ingresos y peor beneficio	182
Naturgy gana el 5,6% más, pese al retroceso del 1,8% del ebitda	185
Naturgy 9M2025: cierre con buenos resultados gracias al gas	186
Iberdrola coloca 1.000 millones en bonos verdes híbridos	189
Antonio Picazo: "Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual de unos 20.000 nuevos suministros netos al mes"	190
Endesa reitera que, con Almaraz, hay que reconsiderar el calendario de cierre de nucleares	193
Bogas pone en órbita a Endesa con un beneficio de 1.711 millones, un 22% más que hace un año	195

Iberdrola, Endesa y Naturgy aparcen la batalla fiscal para salvar las nucleares Vozpópuli	198
Catalunya regula per primer cop les comunitats energètiques i les bateries per a l'emmagatzematge d'electricitat	201
El port de Barcelona licita les noves línies elèctriques per al moll Adossat	203
"La industria del metal en España necesita una apuesta decidida por parte del Gobierno"	205

LA ECONOMÍA

Airef eleva el alza de PIB al 3%, pero prevé ajustes fiscales desde 2026	209
El ingreso mínimo vital llega a menos de la mitad de las personas en pobreza severa	210
La Fed recorta los tipos hasta el 3,75%, su nivel más bajo en tres años	211

La columna de UNEF – La PAC reconoce la agrivoltaica: una nueva etapa para el campo español

- Con esta reforma, la agrivoltaica pasa a ocupar un lugar propio dentro de la PAC. Se trata de un avance estructural que integra por fin la transición energética en el corazón de la política rural, uniendo productividad, diversificación de rentas y resiliencia climática.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/la-columna-de-unef-la-pac-reconoce-la-agrivoltaica-una-nueva-etapa...>

Miércoles, 29 octubre 2025

Con esta reforma, la agrivoltaica pasa a ocupar un lugar propio dentro de la PAC. Se trata de un avance estructural que integra por fin la transición energética en el corazón de la política rural, uniendo productividad, diversificación de rentas y resiliencia climática.

Martín Behar, director de estudios y medioambiente de UNEF

El pasado 17 de octubre se modificó el Real Decreto 1048/2022, incorporando por primera vez en la normativa nacional la elegibilidad de las superficies agrivoltaicas. Esta reforma, que será de aplicación a partir de la campaña de solicitud única de 2026, introduce de forma explícita la figura de las instalaciones agrivoltaicas dentro del sistema de ayudas directas de la Política Agraria Común (PAC).

El nuevo artículo 9.12 es claro: mientras las instalaciones fotovoltaicas convencionales se consideran superficies improductivas —y, por tanto, no elegibles—, las parcelas con sistemas agrivoltaicos podrán mantener su condición de admisibles hasta el cien por cien de la superficie, siempre que la actividad agrícola sea predominante. Con ello, la PAC pasa a reconocer la complementariedad entre producción agraria y generación solar, un cambio largamente trabajado por el sector fotovoltaico.

El **impacto real** de esta medida aún es difícil de cuantificar en hectáreas, pero sí se pueden anticipar sus primeras líneas de aplicación. La mayoría de proyectos agrivoltaicos con cultivos hortícolas en España son pilotos pequeños y de corta duración, por lo que su integración dependerá de contar con contratos plurianuales o ciclos de cultivo estables que demuestren cierta permanencia. En cambio, los cultivos leñosos —como frutales, viñedos u olivares— ofrecen una mayor continuidad agronómica y, por tanto, facilitan la acreditación del mantenimiento efectivo de la actividad agrícola. Es previsible que sean los primeros en consolidar la compatibilidad con los pagos de la PAC.

Además, tanto las plantas fotovoltaicas como las explotaciones agrícolas con proyectos en marcha suelen destinar solo una parte del terreno al uso agrivoltaico, de modo que el porcentaje subvencionable será proporcional a esa superficie. En el caso de las fincas agrícolas, en cambio, no se perderá la **subvencionalidad** por instalar estructuras agrivoltaicas sobre una porción del terreno cultivado.

Actualmente, UNEF monitoriza una docena de proyectos piloto con cultivos leñosos, varios de carácter hortícola y otros apoyados por el IDAE. En conjunto, esta medida mejorará notablemente la rentabilidad agraria, reforzará la bancabilidad de los proyectos y abrirá una nueva fuente de ingresos en el medio rural. En pocas palabras: **el mundo agrícola será más resiliente y saldrá reforzado**. Esta afirmación parte de la base de que no solo habrá un refuerzo económico, sino que las instalaciones agrivoltaicas han demostrado que existen ahorros tangibles de los consumos de agua, beneficios en cuanto a la reducción del estrés térmico de los cultivos, mejoras en el manejo de la saturación y en la calidad de los mismos.

En cuanto a los **beneficiarios**, será igual que para las ayudas por hectáreas admisibles actuales de la PAC: podrán solicitarlas los agricultores activos, es decir, quienes realizan la actividad agraria y asumen el riesgo económico de la explotación. Ser propietario del terreno no basta para percibir pagos directos, salvo que el titular gestione la finca por cuenta propia.

Ahora bien, aunque el reconocimiento ya es oficial, su **aplicación práctica** dependerá de varios desarrollos complementarios. En las grandes instalaciones seguirá siendo necesario tramitar el cambio de uso del suelo, puesto que el régimen solo ampara superficies donde la agricultura sea claramente predominante, medida que previsiblemente se establecerá en función de la proporción de superficie cultivada respecto al total del recinto. Por el momento, el pastoreo queda excluido, y aún deben definirse los límites máximos de cobertura de los módulos, las condiciones de mecanización y la pérdida admisible de superficie cultivable por caminos, apoyos o zonas técnicas. Estas cuestiones deberán ser reguladas por el MAPA y el FEAGA mediante desarrollo reglamentario.

Desde el sector, prevemos que en los proyectos de mayor escala, la **Declaración de Impacto Ambiental (DIA)** será un factor determinante: sus restricciones sobre fertilizantes y fitosanitarios pueden condicionar el manejo agrícola. Por ello, muchos proyectos tenderán hacia modelos de agricultura ecológica integrada con energía solar, una evolución que desde UNEF denominamos hace años **bioagrovoltaica**, en la que la producción eléctrica y la agraria comparten un enfoque sostenible y bajo en insumos.

También **quedan muchos aspectos por definir** como, por ejemplo, el establecimiento claro de una **definición**, los criterios que aseguren que la agricultura es la **actividad principal**, o como se

representarán estas parcelas en el **visor SIGPAC** (de cara a su **aplicación administrativa**), entre otros. Desde UNEF consideramos que la definición debe ser lo suficientemente amplia como para abarcar todas las tipologías de agrovoltaica —incluidas aquellas que incorporan prácticas específicas de manejo del pastoreo—. Asimismo, entendemos que la actividad principal debe determinarse en función del porcentaje de utilización del suelo y que, por tanto, no se debería requerirse un cambio de uso, al mantenerse la función agraria de la parcela. En relación con el SIGPAC, entendemos que lo más adecuado sería crear una categoría propia para las superficies agrivoltaicas, reconociendo que estos sistemas mantienen su condición de suelo agrario.

Con esta reforma, la agrivoltaica pasa a ocupar un lugar propio dentro de la PAC. Se trata de un avance estructural que integra por fin la transición energética en el corazón de la política rural, uniendo productividad, diversificación de rentas y resiliencia climática. Más allá de su valor técnico, el cambio tiene una dimensión social y territorial profunda: reconoce que el campo no es solo receptor de ayudas, sino protagonista de la descarbonización. Lo que antes se percibía como una amenaza para la agricultura comienza a entenderse ahora como una oportunidad para asegurar su futuro.

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

Cataluña aprueba el nuevo decreto ley que regulará las instalaciones de energías renovables

- Aprobado el nuevo decreto ley que regulará la implantación de instalaciones de energías renovables en Cataluña.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/196122/cataluna-aprueba-nuevo-decr...>

Lola Sánchez

Miércoles, 29 octubre 2025

El Consell de Govern de la Generalitat ha aprobado el nuevo decreto ley que regulará la **implantación de instalaciones de energías renovables en Cataluña** para garantizar el equilibrio entre el desarrollo energético y la preservación agraria.

En este sentido, la Associació Catalana de Comunitats de Regants (**ACATCOR**) y la delegación en Cataluña de la Unión de Empresas Fotovoltaicas (**UNEFCAT**) celebran que el nuevo texto normativo recoja los criterios y principios pactados el pasado mes de septiembre, en el marco del acuerdo que dichas entidades presentaron en el Parlamento de Cataluña.

Instalaciones de energías renovables en Cataluña

El decreto ley, que ahora inicia su trámite de ratificación en el Parlamento, establece que los **terrenos de regadío activos o planificados** queden protegidos como espacios estratégicos para la soberanía alimentaria, a la vez que promueve el **autoconsumo**, la **agrovoltaica** y la **instalación de sistemas fotovoltaicos en infraestructuras de regadío**, como canales o balsas.

De igual modo, prevé un **régimen simplificado** para estas instalaciones y favorece los **proyectos de proximidad vinculados a la gestión del agua**.

“Valoramos positivamente que el Gobierno de la Generalitat haya optado por la **coordinación**, la **seguridad jurídica** y el **respeto por el territorio**. Esta norma pone fin a la incertidumbre generada

después de la retirada del decreto anterior y sitúa a Cataluña en una posición más sólida para avanzar hacia un sistema energético renovable, distribuido y aceptado a nivel social”, argumentan desde ACATCOR y UNEFCAT.

En última instancia, ambas organizaciones reafirman su compromiso de continuar colaborando con las Administraciones y el resto de actores económicos y sociales, “con el fin de promover un **modelo energético sostenible** que refuerce la soberanía alimentaria y energética de la región”.

Economía

La Comunidad busca industrias de alta demanda energética

La Región acoge la cuarta edición del encuentro de responsables autonómicos de Energía

A. LORENTE

La Región de Murcia se convirtió ayer en el epicentro energético de España al acoger la cuarta edición del Encuentro de Responsables de Energía Autonómicos.

El evento, organizado por el Gobierno regional —a través de la Consejería de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor— y la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), reunió a representantes de más de 800 empresas del sector.

El director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, inauguró la jornada junto al direc-

tor general de UNEF, José Donoso, y destacó la necesidad de «equilibrar el exceso actual de oferta renovable, especialmente fotovoltaica, con un incremento de la demanda industrial». Para ello, subrayó, «es imprescindible invertir en redes de transporte energético que permitan aprovechar la producción existente».

Miralles explicó que uno de los factores clave para lograr ese equilibrio es «la incorporación de industrias con alto consumo energético», ámbito en el que la Región de Murcia «parte con ventaja» gracias al Polo del Hidrógeno Verde de Escombreras y al impulso previsto con el Plan Industrial de la Región de Murcia.



Federico Miralles, junto al director de UNEF, ayer durante el encuentro técnico en la Consejería de Medio Ambiente.

Como ejemplo, citó el proyecto de Repsol para instalar un electrolizador en Escombreras, que producirá más de 14.500 toneladas anuales de hidrógeno verde, generará cerca de 1.000 empleos directos y evitará la emisión de 167.000 toneladas de dióxido de carbono.

El responsable autonómico advirtió, sin embargo, que «sin una adecuada planificación de la red de transporte, el esfuerzo del sector renovable no podrá ser aprovecha-

do por la industria». También criticó la «intervención del sistema energético» por parte del Gobierno central tras el reciente apagón, que, según dijo, «está asfixiando al sector fotovoltaico».

Miralles insistió en la importancia de atraer nuevas industrias que consuman energía y contribuyan a estabilizar el sistema. «Tenemos un exceso de energía renovable que no se está utilizando y que pone en riesgo la estabilidad de la red», ad-

virtió. En este sentido, recordó que la Ley de Simplificación Administrativa regional ya ha agilizado los trámites para construir infraestructuras y desplegar sistemas de almacenamiento energético.

Por último, destacó que el Plan Industrial está convirtiendo a Murcia en «la mejor ubicación para atraer industria de alta demanda, generar empleo de calidad y fortalecer la estabilidad de la red que reclaman ciudadanos y empresas». ■

CARM



ANDRÉS MOLINA / AGM

Foro sobre las prioridades energéticas

La Región acogió ayer la cuarta edición del encuentro de responsables de Energía autonómicos, organizado por la Consejería de Medio Ambiente y la Unión Española Fotovoltaica, asociación que aglutina a más de 800 empresas. El director general de Industria, Energía y Minas de la Comunidad, Federico Miralles, abrió el evento, donde destacó «la necesidad de equilibrar el exceso actual de oferta renovable, en la que la fotovoltaica está muy presente, con un aumento de la demanda industrial». Para ello, el responsable regional señaló que es necesario una mayor inversión en redes.

La patronal fotovoltaica augura más almacenamiento de energía en las nuevas plantas solares de la Región de Murcia

- La sectorial y las comunidades autónomas analizan en Murcia la crisis de inversión y rentabilidad en España y las soluciones para relanzar las plantas solares



Encuentro de la UNEF y los directores generales autonómicos de Energía, este miércoles en Murcia.

patronal fotovoltaica augura almacenamiento energía nuevas plantas solares region murcia

<https://www.laverdad.es/murcia/patronal-fotovoltaica-augura-almacenamiento-energia-nuevas-plantas-202510...>

Alberto Sánchez

Jueves, 30 octubre 2025

Las baterías de almacenamiento de energía serán un elemento más junto a los paneles solares en las futuras instalaciones fotovoltaicas que se desarrollen en la Región de Murcia. El director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), José Donoso, vaticinó este miércoles que las empresas del sector que inviertan en la Comunidad apostarán por plantas híbridas (hay dos previstas en Lorca y Fuente Álamo) para lograr una mayor rentabilidad ante la crisis de precios que atraviesa esta actividad. El almacenaje permitirá volcar la energía producida en la red en las horas más caras para regular los precios del mercado y lograr así un mayor atractivo con las inversiones.

La patronal fotovoltaica, con 800 empresas asociadas en España, se reunió ayer con los directores generales autonómicos con competencias en Energía de toda España, que celebraron en Murcia el cuarto encuentro anual de la UNEF. Donoso apuntó que España se encuentra en una posición de «ventaja competitiva» frente a otros estados como Alemania, donde producir un kilovatio solar es el doble de caro, lo que atrae el interés de la industria para instalar centros de datos y cualquier instalación que demande una gran cantidad de energía.

Sin embargo, la burocracia y el sistema de fijación de precios en España empaña el avance de la fotovoltaica, hasta el punto de que a determinadas horas se llega a pagar cero euros por energía producida en las plantas. El director general de Industria, Energía y Minas de la Comunidad, Federico Miralles, suma al problema el colapso en los nudos de las redes de transporte energético, como

ocurre en la Región (el 83% están saturados). «La rentabilidad antes permitía que los promotores de las plantas fotovoltaicas pudieran pagar un precio por los refuerzos que hay que hacer en la red, que a lo mejor ahora no se lo pueden permitir», comentó, al tiempo que advierte de que en la Región «puede ser que algún proyecto caiga por no tener esa rentabilidad».

Donoso cree que hay que buscar fórmulas para relanzar ese atractivo, entre las que propone dar certidumbre a las subastas energéticas «con un calendario fijo» o determinar un suelo y un techo en cuanto al precio. Insistió en la solución del almacenamiento por la «posibilidad de capturar esos precios un poco más altos, que mejoran la rentabilidad de los proyectos y se pueden llevar a cabo».

Críticas a Vox

El representante de la patronal fotovoltaica a nivel estatal se ha sumado a las quejas de la Asociación Empresarial de Energías Renovables y Ahorro Energético de Murcia (Aremur), que denunció hace unos días los intentos de Vox para regular a nivel normativo en contra de la producción solar en España. Donoso confirmó que esos intentos también se producen en otras comunidades y dijo «no entender» que un partido que «defiende la soberanía nacional» se muestre en contra «de la energía nacional». «La fotovoltaica y el sol son nuestra energía, son nuestra tecnología. España fue el país pionero».

Miralles, por su parte, celebró que las enmiendas que presentó la formación en la Asamblea Regional contra la cuarta Ley de Simplificación Administrativa, y que pretendían poner trabas a la instalación de estos parques solares en terrenos agrícolas, no salieran adelante.

El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan...

● El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar



IMG_9071

Economía

<https://www.cartagenaactualidad.com/articulo/economia/gobierno-regional-impulsa-industria-alta-demanda-en...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación

En el cuarto encuentro de directores generales de Energía, el director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, destaca el esfuerzo de la Comunidad a través del Plan Industrial para impulsar este tipo de inversiones

La Región de Murcia acoge esta reunión técnica, organizada por la Consejería junto a UNEF, principal asociación del sector solar fotovoltaico en España que aglutina a más de 800 empresas

29.10.2025 La Región de Murcia se convirtió hoy en la capital energética española al acoger la cuarta edición del encuentro de responsables de Energía autonómicos, organizada por el Gobierno regional, a través de la Consejería de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, y la Unión Española Fotovoltaica, principal asociación del sector nacional, que aglutina a más de 800 empresas.

El director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, abrió el encuentro técnico, al que acudió el director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), José Donoso, y la mayoría de los directores generales autonómicos, y destacó la "necesidad de equilibrar el exceso actual de

oferta renovable, en la que la fotovoltaica está muy presente, con un aumento de la demanda industrial, y para ello es necesario invertir en redes”.

Miralles explicó que un “elemento clave” para que el sistema alcance un mayor equilibrio es “la incorporación a la demanda de industrias con altas necesidades energéticas, algo en lo que la Región de Murcia parte con ventaja al contar con el polo del Hidrógeno Verde de Escombreras y al impulso que esperamos obtenga el Plan Industrial de la Región de Murcia”.

El director general puso como ejemplo el electrolizador proyectado por Repsol en la zona, que permitirá la producción anual de más de 14.500 toneladas de hidrógeno verde, generará casi un millar de empleos directos y evitará la emisión de 167.000 toneladas de dióxido de carbono.

“Para que estos proyectos avancen es imprescindible acometer la planificación de la red de transporte, porque sin inversión en redes el esfuerzo del sector de las energías renovables no puede ser aprovechado por la industria”, reveló el director general, quien añadió que “a esta ya difícil situación se une la intervención del sistema tras el apagón por parte del Gobierno central, que está asfixiando además al sector fotovoltaico”.

A su juicio, “es fundamental atraer nuevas industrias que demanden energía y permitan equilibrar el sistema para acabar con el exceso de energía renovable que no estamos utilizando y que pone en riesgo la estabilidad de la red”. En este sentido, Federico Miralles volvió a poner como ejemplo a la Región de Murcia, “ya que desde el Gobierno regional, y a través de la Ley de Simplificación Administrativa, hemos agilizado ya los trámites para la construcción de redes y el despliegue del almacenamiento”.

El director general también remarcó el papel del Plan Industrial, que “nos está convirtiendo en la mejor ubicación para atraer esa industria de alta demanda energética que necesitamos para generar empleo de calidad y riqueza, al tiempo que se equilibra la red y la dotamos de la necesaria estabilidad que nos reclaman ciudadanos y empresas”.



El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan...

- En el cuarto encuentro de directores generales de Energía, el director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, destaca el esfuerzo de la Comunidad a través del Plan Industrial para impulsar este tipo de inversiones La Región de Murcia acoge esta reunión técnica, organizada por la Consejería junto a...

<https://noticiaspres.es/2025/10/el-gobierno-regional-impulsa-la-industria-de-alta-demanda-energetica-para-e...>
prensa

Jueves, 30 octubre 2025

En el cuarto encuentro de directores generales de Energía, el director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, destaca el esfuerzo de la Comunidad a través del Plan Industrial para impulsar este tipo de inversiones

La Región de Murcia acoge esta reunión técnica, organizada por la Consejería junto a UNEF, principal asociación del sector solar fotovoltaico en España que aglutina a más de 800 empresas

El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan...

- El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación En el



<https://murciaactualidad.com/el-gobierno-regional-impulsa-la-industria-de-alta-demanda-energetica-para-equi...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación

En el cuarto encuentro de directores generales de Energía, el director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, destaca el esfuerzo de la Comunidad a través del Plan Industrial para impulsar este tipo de inversiones

La Región de Murcia acoge esta reunión técnica, organizada por la Consejería junto a UNEF, principal asociación del sector solar fotovoltaico en España que aglutina a más de 800 empresas

29.10.2025 La Región de Murcia se convirtió hoy en la capital energética española al acoger la cuarta edición del encuentro de responsables de Energía autonómicos, organizada por el Gobierno regional, a través de la Consejería de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, y la Unión Española Fotovoltaica, principal asociación del sector nacional, que aglutina a más de 800 empresas.

El director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, abrió el encuentro técnico, al que acudió el director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), José Donoso, y la mayoría de los directores generales autonómicos, y destacó la "necesidad de equilibrar el exceso actual de oferta renovable, en la que la fotovoltaica está muy presente, con un aumento de la demanda industrial, y para ello es necesario invertir en redes".

Miralles explicó que un “elemento clave” para que el sistema alcance un mayor equilibrio es “la incorporación a la demanda de industrias con altas necesidades energéticas, algo en lo que la Región de Murcia parte con ventaja al contar con el polo del Hidrógeno Verde de Escombreras y al impulso que esperamos obtenga el Plan Industrial de la Región de Murcia”.

El director general puso como ejemplo el electrolizador proyectado por Repsol en la zona, que permitirá la producción anual de más de 14.500 toneladas de hidrógeno verde, generará casi un millar de empleos directos y evitará la emisión de 167.000 toneladas de dióxido de carbono.

“Para que estos proyectos avancen es imprescindible acometer la planificación de la red de transporte, porque sin inversión en redes el esfuerzo del sector de las energías renovables no puede ser aprovechado por la industria”, reveló el director general, quien añadió que “a esta ya difícil situación se une la intervención del sistema tras el apagón por parte del Gobierno central, que está asfixiando además al sector fotovoltaico”.

A su juicio, “es fundamental atraer nuevas industrias que demanden energía y permitan equilibrar el sistema para acabar con el exceso de energía renovable que no estamos utilizando y que pone en riesgo la estabilidad de la red”. En este sentido, Federico Miralles volvió a poner como ejemplo a la Región de Murcia, “ya que desde el Gobierno regional, y a través de la Ley de Simplificación Administrativa, hemos agilizado ya los trámites para la construcción de redes y el despliegue del almacenamiento”.

El director general también remarcó el papel del Plan Industrial, que “nos está convirtiendo en la mejor ubicación para atraer esa industria de alta demanda energética que necesitamos para generar empleo de calidad y riqueza, al tiempo que se equilibra la red y la dotamos de la necesaria estabilidad que nos reclaman ciudadanos y empresas”.

El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan...

- Murcia.com - Noticias de la Region de Murcia. El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación - murcia.com. Noticias de la Region de Murcia y sus municipios, noticias de Murcia, noticias de Cartagena, noticias de Lorca, etc.



El Gobierno regional impulsa la industria de alta demanda energética para equilibrar la red eléctrica con el Plan Industrial y la simplificación

[Murcia](#) [Cartagena](#) [Lorca](#) [Yecla](#) [Caravaca](#) [informacion](#) [actualidad](#) [empresas](#) [Noticias de la Region de Murcia](#)

<https://www.murcia.com/region/noticias/2025/10/29-el-gobierno-regional-impulsa-la-industria-de-alta-demand...>

Murcia.com

Miércoles, 29 octubre 2025

La Región de Murcia acoge esta reunión técnica, organizada por la Consejería junto a UNEF, principal asociación del sector solar fotovoltaico en España que aglutina a más de 800 empresas

La Región de Murcia se convirtió hoy en la capital energética española al acoger la cuarta edición del encuentro de responsables de Energía autonómicos, organizada por el Gobierno regional, a través de la Consejería de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, y la Unión Española Fotovoltáica, principal asociación del sector nacional, que aglutina a más de 800 empresas.

El director general de Industria, Energía y Minas, Federico Miralles, abrió el encuentro técnico, al que acudió el director general de la Unión Española Fotovoltáica (UNEF), José Donoso, y la mayoría de los directores generales autonómicos, y destacó la "necesidad de equilibrar el exceso actual de oferta renovable, en la que la fotovoltáica está muy presente, con un aumento de la demanda industrial, y para ello es necesario invertir en redes".

Miralles explicó que un "elemento clave" para que el sistema alcance un mayor equilibrio es "la incorporación a la demanda de industrias con altas necesidades energéticas, algo en lo que la Región de Murcia parte con ventaja al contar con el polo del Hidrógeno Verde de Escombreras y al impulso que esperamos obtenga el Plan Industrial de la Región de Murcia".

El director general puso como ejemplo el electrolizador proyectado por Repsol en la zona, que permitirá la producción anual de más de 14.500 toneladas de hidrógeno verde, generará casi un millar de empleos directos y evitará la emisión de 167.000 toneladas de dióxido de carbono.

"Para que estos proyectos avancen es imprescindible acometer la planificación de la red de transporte, porque sin inversión en redes el esfuerzo del sector de las energías renovables no puede ser aprovechado por la industria", reveló el director general, quien añadió que "a esta ya difícil situación se une la intervención del sistema tras el apagón por parte del Gobierno central, que está asfixiando además al sector fotovoltaico".

A su juicio, "es fundamental atraer nuevas industrias que demanden energía y permitan equilibrar el sistema para acabar con el exceso de energía renovable que no estamos utilizando y que pone en riesgo la estabilidad de la red". En este sentido, Federico Miralles volvió a poner como ejemplo a la Región de Murcia, "ya que desde el Gobierno regional, y a través de la Ley de Simplificación Administrativa, hemos agilizado ya los trámites para la construcción de redes y el despliegue del almacenamiento".

El director general también remarcó el papel del Plan Industrial, que "nos está convirtiendo en la mejor ubicación para atraer esa industria de alta demanda energética que necesitamos para generar empleo de calidad y riqueza, al tiempo que se equilibra la red y la dotamos de la necesaria estabilidad que nos reclaman ciudadanos y empresas".

La Comunidad se lanza a la búsqueda de industrias de alta demanda energética

- 'Un kilovatio hora en España cuesta la mitad que en Alemania', señala el director de Unión Española Fotovoltaica, José Donoso, en el Encuentro de Responsables de Energía Autonómicos celebrado en Murcia



El director general Federico Miralles, junto al director de UNEF, este miércoles durante el encuentro técnico en la Consejería de Medio Ambiente.

Empresas,energía,España,Industria

<https://www.laopiniondemurcia.es/comunidad/2025/10/29/comunidad-lanza-busqueda-industrias-alta-1231613...>



Alejandro Lorente

Miércoles, 29 octubre 2025

La Región de Murcia se convirtió esta tarde en el epicentro energético de España al acoger la cuarta edición del Encuentro de Responsables de Energía Autonómicos. El evento, organizado por el Gobierno regional —a través de la Consejería de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor— y la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), reunió a representantes de más de 800 empresas del sector.

El director general de Industria, Energía y Minas, **Federico Miralles**, inauguró la jornada junto al director general de UNEF, **José Donoso**, y destacó la necesidad de “equilibrar el exceso actual de oferta renovable, especialmente fotovoltaica, con un incremento de la demanda industrial”. Para ello, subrayó, “es imprescindible invertir en redes de transporte energético que permitan aprovechar la producción existente”.

Miralles explicó que uno de los factores clave para lograr ese equilibrio es “la incorporación de industrias con alto consumo energético”, ámbito en el que Murcia “parte con ventaja” gracias al **Polo del Hidrógeno Verde de Escombreras** y al impulso previsto con el **Plan Industrial de la Región de Murcia**. Como ejemplo, citó el proyecto de **Repsol** para instalar un electrolizador en Escombreras,

que producirá más de **14.500 toneladas anuales de hidrógeno verde** , generará cerca de **1.000 empleos directos** y evitará la emisión de **167.000 toneladas de CO₂** .

El responsable autonómico advirtió, sin embargo, que “sin una adecuada planificación de la red de transporte, el esfuerzo del sector renovable no podrá ser aprovechado por la industria”. También criticó la “intervención del sistema energético” por parte del Gobierno central tras el reciente apagón, que, según dijo, “está asfixiando al sector fotovoltaico”.

Miralles insistió en la importancia de **atraer nuevas industrias** que consuman energía limpia y contribuyan a estabilizar el sistema. “Tenemos un exceso de energía renovable que no se está utilizando y que pone en riesgo la estabilidad de la red”, señaló. En este sentido, recordó que la **Ley de Simplificación Administrativa** regional ya ha agilizado los trámites para construir infraestructuras y desplegar sistemas de almacenamiento energético.

Por último, el director general destacó que el **Plan Industrial** está convirtiendo a Murcia en “la mejor ubicación para atraer industria de alta demanda energética, generar empleo de calidad y fortalecer la estabilidad de la red que reclaman ciudadanos y empresas”.

Por su parte, el director general de la UNEF, **José Donoso** , destacó durante el encuentro la posición de liderazgo que ha alcanzado España en el ámbito de las energías renovables, y especialmente en la fotovoltaica. Donoso agradeció al Gobierno regional su interés y colaboración con el sector, así como su papel como anfitrión del encuentro, que calificó de “muy importante” por reunir a los principales responsables autonómicos de Energía. Según explicó, el objetivo de la reunión era “transmitir la situación real del sector”, fomentar la empatía entre administraciones y empresas, y compartir tanto los retos de la gestión pública como los desafíos que afronta la industria.

El responsable de UNEF subrayó la necesidad de mejorar la comprensión mutua entre el sector privado y la administración. A su juicio, “no siempre existe la empatía suficiente con la administración para entender la enorme carga de trabajo” que soporta, especialmente ante el fuerte desarrollo de las energías renovables registrado en los últimos cinco años.

Donoso puso en valor que este crecimiento ofrece una oportunidad histórica para España: **“Por primera vez en una revolución industrial, tenemos ventaja competitiva gracias a la energía fotovoltaica ”**. Explicó que producir **un kilovatio hora en España cuesta “la mitad que en Alemania”** , lo que convierte a nuestro país en un destino atractivo para industrias con alto consumo energético.

Como ejemplo del auge del sector, señaló que las solicitudes de puntos de conexión eléctrica para demanda industrial han pasado de **2 gigavatios hace cinco años a 70 en la actualidad** , reflejo del creciente interés de industrias, centros de datos y otros grandes consumidores por instalarse en España aprovechando los bajos costes energéticos.

Sin embargo, advirtió de que esta expansión genera una “enorme carga administrativa” tanto para las comunidades autónomas como para el Gobierno central, que deben garantizar que los proyectos se desarrollen de forma adecuada y en emplazamientos correctos.

Por último, Donoso recordó que la UNEF, que agrupa a más de **800 empresas del sector** , tiene la responsabilidad de ejercer un papel pedagógico. “No se trata solo de que las empresas hagan las

cosas bien, sino de que las hagan excelentemente”, concluyó.

Entrix aterriza en España y Portugal para impulsar la nueva era de almacenamiento energético inteligente

- La compañía nombra a Juan Galiardo, exdirector general de Uber en España, como Regional Manager Iberia de la compañía, para liderar su implantación en la región y consolidar su crecimiento, confiando en su amplia experiencia



<https://es.paperblog.com/entrix-ateriza-en-espana-y-portugal-para-impulsar-la-nueva-era-de-almacenamiento...>

Miércoles, 29 octubre 2025

La compañía nombra a Juan Galiardo, exdirector general de Uber en España, como Regional Manager Iberia de la compañía, para liderar su implantación en la región y consolidar su crecimiento, confiando en su amplia experiencia y en el éxito demostrado en el desarrollo y escalado de proyectos tecnológicos

Con su llegada a España y Portugal, Entrix refuerza su papel como *partner* tecnológico y estratégico para promotores, fondos de infraestructura y utilities que buscan hibridar activos renovables o maximizar el rendimiento de sus proyectos de almacenamiento mediante soluciones basadas en inteligencia artificial.

La llegada a España coincide con una aceleración sin precedentes del mercado nacional, que ya cuenta con una cartera total de proyectos de 36 GW, de los cuales más de 20 GW disponen ya de punto de conexión y más de 5 GW en fase de información pública, de los que 3.5 GW se han sumado en el último trimestre. Y en un momento clave en el que el almacenamiento se consolida como la gran oportunidad para la industria fotovoltaica, tanto por su potencial de rentabilidad como por su papel clave en la estabilidad del sistema eléctrico, garantizando así, un suministro más estable y fiable, alineado con los objetivos de descarbonización del país.

Con más de 2,5 GW y 7,2 GWh y 52 activos bajo gestión, Entrix opera en Alemania donde ha sido pionera en la optimización de baterías, en Polonia, Italia, y ahora llega a España y Portugal, con oficinas en Múnich, Varsovia, Milán y Madrid.

Como explica **Juan Galiardo, Regional Manager Iberia de Entrix**, «el almacenamiento se ha convertido en la pieza que faltaba para garantizar la competitividad de las renovables. Nuestra tecnología

basada en IA permite optimizar en tiempo real la operativa de activos flexibles, baterías o proyectos híbridos, maximizando su rentabilidad en mercados mayoristas y de servicios de ajuste».

Entrix ha desarrollado un algoritmo, basado en inteligencia artificial, que permite optimizar en tiempo real la operativa del activo flexible, con un modelo de servicio y acompañamiento integral. Esto quiere decir que la compañía se involucra en el proyecto desde sus fases más tempranas; asesorando al cliente en decisiones estratégicas, como el tipo de hibridación, el dimensionamiento del activo o los parámetros de garantía, para maximizar su rentabilidad desde el inicio.

Entrix opera tanto con baterías independientes como con activos renovables híbridos en Europa. Como muestra de su compromiso con el sector, la compañía forma parte de las principales asociaciones del ecosistema energético español, entre ellas **UNEF** (Unión Española Fotovoltaica) y **AEPIBAL** (Asociación Española de Baterías y Almacenamiento Energético).

Cajamar desarrolla 10 MW de fotovoltaica en Almería

- ISE Energía explicó a [pv magazine](#) que el proyecto, realizado para Cajamar mediante un contrato EPC, se divide en dos plantas de 4,93 MW. La producción conjunta anual superaría los 17.000 MWh.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/cajamar-desarrolla-10-mw-de-fotovoltaica-en-almeria/>

Miércoles, 29 octubre 2025

ISE Energía, compañía especializada en el desarrollo de grandes instalaciones de autoconsumo fotovoltaico industrial, ha puesto en marcha dos instalaciones fotovoltaicas que suman una potencia total de 10 MW para la entidad financiera Cajamar en la provincia de Almería. Se trata de la segunda colaboración entre ambas organizaciones, realizada a través de un contrato EPC y desarrollada a través de Grupo Gransolar, filial especializada en soluciones de autoconsumo industrial.

Según explicó la compañía a [pv magazine](#), las dos plantas presentan un dimensionamiento de 4.991,25 kW en corriente continua y 4.928 kVA en corriente alterna. Están equipadas con módulos solares bifaciales monocristalinos de 655 y 660 W, montados sobre estructuras fijas biposte con configuración 3V y una inclinación de 20°. La orientación de los paneles es con azimut 0°, es decir, hacia el sur geográfico.

La superficie total ocupada por ambas instalaciones alcanza los 110.802 metros cuadrados, distribuidos en dos parcelas de 52.860 y 57.942 metros cuadrados respectivamente. ISE Energía estima que la producción conjunta anual superará los 17.000 MWh de energía eléctrica de origen renovable.

Estos proyectos se enmarcan en la iniciativa Mardesol de Cajamar, que contempla una red de más de veinte plantas solares distribuidas por distintas localidades, con una proyección de operación superior a los 25 años.

Además, ISE Energía ha anunciado el inicio de las obras de una nueva planta de autoconsumo de 28 MW en territorio español, ampliando así su cartera de proyectos en el ámbito de la generación

distribuida.

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

Embargan 5 millones de euros a tres empresas fotovoltaicas españolas por estafa en Italia 28 octubre 2025 Tres empresas controladas por empresarios españoles obtuvieron indebidamente más de 5 millones de euros en incentivos para la producción fotovoltaica...

Cajamar vuelve a elegir al epecista fotovoltaico ISE Energía

- ISE Energía (Grupo Gransolar) pone en marcha dos parques solares que suman 10 megavatios para Cajamar. En Almería. En el marco de la iniciativa Cajamar mardesol



Instalación solar fotovoltaica ejecutada por la andaluza ISE Energía (Grupo Gransolar) en Almería, para su cliente Cajamar

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Cajamar vuelve a elegir al epecista fotovoltaico ISE Energía

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/cajamar-almer-a-vuelve-a-elegir-20251028>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

Los dos proyectos -informa ISE Energía- forman parte de la iniciativa que Cajamar ha denominado mardesol. En ese marco, mardesol, Cajamar se dotó de un primer huerto solar, en Jaén (huerto solar Olivares) en el año 2023. La instalación jiennense cuenta con casi 13.000 placas solares, suma una potencia de siete megavatios y es capaz de generar -apuntan desde la entidad financiera- más del 50% de la energía requerida por todo el Grupo en un año. "Esta instalación -concretan desde Cajamar- es de generación pura, porque no hay conexión física con los centros de consumo, pero con el acuerdo cerrado con la comercializadora, se puede considerar que se realizará un autosuministro de energía a través de la red eléctrica, liberando al mercado sólo los excedentes de energía no consumida". La puesta en marcha del proyecto mardesol continúa ahora con los 10 MW de Almería.

David Fernández, director de ISE Energía : "ISE Energía está en un momento de expansión y consolidación. Estos proyectos con Cajamar son una muestra de cómo nuestra visión y capacidades están alineadas con las necesidades de promotores y empresas que buscan soluciones sostenibles y eficientes. Además, estamos muy emocionados por todos los proyectos que tenemos en marcha, como el mayor proyecto de autoconsumo en España, 28 megavatios, que será un referente en el sector energético"

En materia de autoconsumo senso stricto, la entidad financiera ya cuenta además con una veintena de instalaciones. Todas ellas sumaban (al cierre de 2024) casi un megavatio de potencia nominal en total, producían alrededor de 739 megavatios hora al año y un ahorro estimado de más de 90.000 euros; y evitaban aproximadamente 192 toneladas de CO2 anuales, según la **Memoria de Sostenibilidad Cajamar 2024** .

Credenciales ISE

ISE Energía es una compañía especializada en la ejecución de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo bajo la modalidad EPC (llave en mano). Está enfocada en grandes consumidores de energía. ISE es parte de Grupo Gransolar, grupo que cuenta con más de 20 años de trayectoria en el sector fotovoltaico. Según su perfil corporativo, **ISE Energía** ha ejecutado más de 150 MW desde su fundación en 2019.

El mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos alcanzará los 115.800 millones de dólares para 2030

- El mercado de módulos solares alcanzará los 80.700 millones de dólares, mientras que el de inversores solares llegará a 35.000 millones de dólares para 2030, según GlobalData.



El mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos alcanzará los 115.800 millones de dólares para 2030

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-mundial-de-modulos-e-inversores-solares-fotovoltaicos-alcanza...>

José A. Roca

Jueves, 30 octubre 2025

El mercado de módulos solares alcanzará los 80.700 millones de dólares, mientras que el de inversores solares llegará a 35.000 millones de dólares para 2030, según GlobalData

Se prevé que el mercado global de módulos e inversores solares fotovoltaicos (FV) alcance los 115.800 millones de dólares para 2030, impulsado principalmente por la región Asia-Pacífico (APAC), gracias a sus sólidas políticas públicas, ambiciosos objetivos de energía renovable, grandes inversiones, rápida urbanización, reducción de costos tecnológicos y expansión de la manufactura e innovación solar en las principales economías, según la firma de análisis y datos **GlobalData**.

El informe más reciente de GlobalData, titulado " *Solar PV Modules and Inverters Market Size, Share and Trends Analysis by Technology, Installed Capacity, Generation, Key Players and Forecast, 2024–2030* ", revela que el mercado global de módulos solares fotovoltaicos alcanzará los 80,7 mil millones de dólares, mientras que el mercado de inversores solares fotovoltaicos llegará a 35 mil millones de dólares para 2030. En la región APAC, el mercado de módulos FV alcanzó 38,8 mil millones de dólares en 2024 y se estima que llegará a 46,2 mil millones de dólares en 2030.

Expansión significativa

Bhavana Sri Pullagura, analista sénior de energía en GlobalData, dijo: “El mercado global de módulos e inversores solares fotovoltaicos está experimentando una expansión significativa, impulsada por la acelerada transición global hacia soluciones energéticas sostenibles y los objetivos de emisiones netas cero. Los sólidos incentivos gubernamentales y las innovaciones tecnológicas en módulos de alta eficiencia y sistemas de inversores avanzados están fomentando una adopción a gran escala en los segmentos de servicios públicos, comercial y residencial”.

Los cambios recientes en las políticas comerciales, incluidos los aranceles de EE. UU., están reestructurando las cadenas de suministro y acelerando los esfuerzos de localización en toda la región APAC. En Europa, Oriente Medio y África (EMEA), los mercados de módulos están siendo moldeados por políticas centradas en la calidad, la capacidad industrial doméstica y la adquisición estratégica, especialmente en Oriente Medio.

Pullagura añadió: “En América, especialmente en Estados Unidos, las medidas políticas recientes han fomentado fuertemente que la fabricación de módulos se traslade más cerca del país. Los ajustes arancelarios y los derechos antidumping/compensatorios (AD/CVD) sobre módulos y celdas procedentes de ciertos países del Sudeste Asiático han alterado significativamente las cadenas de suministro y aumentado los precios de los módulos en el mercado estadounidense. La disminución prevista en el valor de los módulos solares en América, a pesar del crecimiento continuo en las instalaciones, se debe principalmente a una fuerte erosión de precios causada por el exceso de oferta y la reducción de costos de producción”.

Asia Pacífico lidera la producción mundial

El mercado global de inversores solares fotovoltaicos está evolucionando rápidamente, impulsado por la creciente demanda de proyectos a gran escala, sistemas híbridos solar+almacenamiento y regulaciones más estrictas sobre cumplimiento de red y ciberseguridad, especialmente en Europa y EEUU. La región APAC sigue siendo el principal centro de producción, mientras que Oriente Medio y África emergen como áreas de crecimiento que requieren inversores de alta capacidad y preparados para almacenamiento, adecuados para proyectos a gran escala y redes eléctricas débiles.

El valor del mercado global de inversores FV está liderado por APAC (19,8 mil millones de dólares), seguida por América (7,7 mil millones) y EMEA (7,6 mil millones).

“La dinámica del mercado global de módulos e inversores solares fotovoltaicos está siendo influenciada por las políticas industriales nacionales, las reformas regulatorias y los cambios en las prácticas de adquisición. Las distintas regiones están respondiendo de diversas formas: APAC está ampliando su capacidad y manufactura local; EMEA se centra en la calidad, la producción doméstica y la adquisición estratégica; y EEUU está ajustando incentivos y políticas comerciales mientras mantiene el impulso de despliegue. Estos desarrollos seguirán impactando las cadenas de suministro, la adopción tecnológica y los flujos de inversión en todo el sector solar fotovoltaico”,
cpncluye Pullagura.



El mercado global de módulos e inversores solares crecerá a 115.800 millones de dólares para 2030

- De acuerdo con GlobalData, el mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos superará los 115.000 millones de dólares en 2030, impulsado por l...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/el-mercado-global-de-modulos-e-inversores-solares-crecera-a-115800-m...>

Jueves, 30 octubre 2025

30 octubre 2025 0

El mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos (PV) alcanzará los **115.800 millones de dólares en 2030**, impulsado en gran medida por la región de **Asia-Pacífico (APAC)**, gracias a sus sólidas políticas públicas, ambiciosos objetivos de energía renovable, inversiones a gran escala, rápida urbanización, reducción de los costes tecnológicos y la expansión de la fabricación e innovación solar en las principales economías, según **GlobalData**, empresa líder en datos y análisis.

El último informe de la compañía, titulado "Solar PV Modules and Inverters Market Size, Share and Trends Analysis by Technology, Installed Capacity, Generation, Key Players and Forecast, 2024–2030", revela que el mercado mundial de **módulos solares fotovoltaicos** alcanzará los **80.700 millones de dólares**, mientras que el mercado de **inversores solares fotovoltaicos** se estima en **35.000 millones de dólares para 2030**.

El mercado de módulos solares de la región **APAC** alcanzó los **38.800 millones de dólares en 2024** y se estima que llegará a **46.200 millones en 2030**.

Bhavana Sri Pullagura, analista sénior del sector eléctrico en **GlobalData**, comenta que "el mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos está experimentando una expansión

significativa, impulsada por la aceleración de la transición global hacia soluciones energéticas sostenibles y los objetivos de emisiones netas cero. Los fuertes incentivos gubernamentales y las innovaciones tecnológicas en módulos de alta eficiencia y sistemas avanzados de inversores están fomentando la adopción a gran escala en los segmentos de servicios públicos, comercial y residencial”.

Los recientes cambios en las políticas comerciales, incluidos los **aranceles de Estados Unidos** , están **reconfigurando las cadenas de suministro** y acelerando los esfuerzos de localización en toda la región **Asia-Pacífico** . En **Europa, Oriente Medio y África (EMEA)** , los mercados de módulos se están viendo influidos por iniciativas políticas centradas en la calidad, la capacidad industrial doméstica y la contratación estratégica, especialmente en Oriente Medio.

Pullagura añade que “en el continente americano, especialmente en Estados Unidos, las medidas políticas recientes han fomentado de forma decidida la relocalización de la fabricación de módulos. Los ajustes arancelarios y los derechos antidumping y compensatorios (AD/CVD) sobre módulos y células procedentes de determinados países del sudeste asiático han alterado significativamente las cadenas de suministro e incrementado los precios de los módulos en el mercado estadounidense. Se prevé que la disminución del valor de los módulos solares en América, a pesar del crecimiento continuo de las instalaciones, se deba principalmente a la erosión de precios causada por el exceso de oferta y la reducción de los costes de producción”.

El mercado mundial de **inversores solares fotovoltaicos** está evolucionando rápidamente, impulsado por la creciente demanda de proyectos a gran escala, sistemas híbridos solares con almacenamiento y regulaciones más estrictas de cumplimiento de red y ciberseguridad, especialmente en **Europa y Estados Unidos** .

La región **APAC** sigue siendo el principal **centro de producción** , mientras que **Orientes Medio y África** emergen como áreas de crecimiento que requieren inversores de alta capacidad y preparados para almacenamiento en proyectos de gran escala e integración en redes débiles. El valor del mercado mundial de inversores solares fotovoltaicos está liderado por la región **APAC con 19.800 millones de dólares** , seguida de **América con 7.700 millones** y **EMEA con 7.600 millones** .

Pullagura concluye que “la dinámica del mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos está siendo influida por las políticas industriales nacionales, las reformas regulatorias y los cambios en las prácticas de contratación. Las diferentes regiones están respondiendo de distintas maneras: APAC está ampliando su capacidad y fabricación local; EMEA se concentra en la calidad, la producción doméstica y la contratación estratégica; y Estados Unidos está ajustando los incentivos y las políticas comerciales mientras mantiene el impulso en el despliegue. Estos desarrollos continuarán afectando las cadenas de suministro, la adopción tecnológica y los flujos de inversión en todo el sector solar fotovoltaico”.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

-

Últimas Noticias

29 octubre 2025



Colbún Chile usará hidrógeno verde producido con energía solar para refrigerar su Complejo gasístico Nehuenco

- Colbún inaugura la primera planta industrial de producción de hidrógeno verde en una central de energía en Chile



Colbún Chile usará hidrógeno verde producido con energía solar para refrigerar su Complejo gasístico Nehuenco

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/colb-n-usar--hidr-geo-verde-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

Ubicado en Quillota, el complejo termoeléctrico Nehuenco puede abastecer el consumo energético de más de 570 mil viviendas. Como parte habitual del proceso de enfriamiento de sus generadores, las centrales termoeléctricas utilizan hidrógeno. En el caso de Nehuenco, hasta el momento se usaba hidrógeno gris, producido con combustibles fósiles. Pues bien, con esta "nueva planta de H2V, cuya operación es off-grid (es decir, no conectada al sistema), ese proceso de enfriamiento se realizará con hidrógeno verde, generado a partir de energía fotovoltaica" (la instalación tiene cien kilovatios). La nueva instalación -informa Colbún- ha demandado una inversión de 1,6 millones de dólares.

El proyecto marca un nuevo paso en la estrategia de Colbún de modernizar y adaptar el Complejo Nehuenco, instalación que opera desde comienzos de los 2000 y que está compuesta por tres unidades de generación cuyo combustible principal es el gas natural. Nehuenco I opera desde 1999; Nehuenco II, desde 2003; y Nehuenco III, desde 2002 (suman 887 megavatios de potencia).

En 2024 Colbún implementó la instalación de "la primera planta de hidrógeno verde en una central eléctrica en Perú", permitiendo así reemplazar por hidrógeno verde también el 100% del hidrógeno gris usado en la instalación termoeléctrica Fenix.

Cómo mejorar la competitividad de la agricultura española en un contexto de transición ecológica

- A pesar de que la transición energética hacia un modelo más limpio y sostenible es una necesidad urgente, existe un dilema en muchas regiones: la instalación de grandes plantas fotovoltaicas ocupa terrenos que, en muchos casos, también son aptos para la agricultura. Ante este reto surge una solución innovadora: la...



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/como-mejorar-la-competitividad-de-la-agricultura-espanola-en-un-c...>
pv magazine

Miércoles, 29 octubre 2025

A pesar de que la transición energética hacia un modelo más limpio y sostenible es una necesidad urgente, **existe un dilema en muchas regiones** : la instalación de grandes **plantas fotovoltaicas ocupa terrenos que, en muchos casos, también son aptos para la agricultura** . Ante este reto surge una solución innovadora: la **agrovoltaica** , un sistema que combina placas solares en cultivos para generar electricidad sin renunciar a la producción agrícola.

Este concepto está cambiando la forma en la que entendemos la sinergia entre energía-alimentación. La agrovoltaica no solo resuelve un conflicto de uso del suelo, sino que puede aportar beneficios tanto para la producción de alimentos como para la eficiencia energética. Es, en definitiva, **una herramienta para mejorar la competitividad de la agricultura española en un contexto de transición ecológica** .

¿Qué es la agrovoltaica?

La agrovoltaica consiste en la integración de paneles solares en tierras agrícolas de manera que ambos sistemas coexistan y se benefician mutuamente. A diferencia de una instalación solar convencional, en la que los módulos ocupan la totalidad del terreno, en la agrovoltaica se diseñan estructuras elevadas, espaciadas o adaptadas para permitir que los cultivos crezcan y se desarrollen bajo su superficie.

El objetivo es instalar placas solares en un campo, sino en diseñar la instalación para que sea compatible con la actividad agrícola subyacente, creando un ecosistema sinérgico donde el todo es mayor que la suma de sus partes.

¿Cómo funcionan las placas solares en cultivos?

El funcionamiento de un sistema agrovoltáico es relativamente sencillo en concepto, pero requiere una planificación técnica cuidadosa. Los paneles solares se instalan en estructuras elevadas o bien se distribuyen con espacios estratégicos entre filas, de manera que no cubran completamente el terreno. La altura y orientación de los módulos se ajustan para optimizar tanto la producción energética como la luz que llega a los cultivos.

En algunos casos se emplean seguidores solares que modifican el ángulo de los paneles a lo largo del día. Con ello se logra un equilibrio entre la electricidad producida y la radiación solar que necesitan las plantas. Además, los paneles pueden proporcionar sombra en las horas de mayor insolación, lo que en climas cálidos ayuda a reducir el estrés térmico de los cultivos y a mantener mejor la humedad del suelo.

Por tanto, la agrovoltáica no se trata solo de colocar placas solares en terrenos agrícolas, sino de diseñar un sistema inteligente que tenga en cuenta el tipo de cultivo, las necesidades de luz, el clima local y la productividad esperada.

Beneficios de combinar energía solar y agricultura

La implementación de placas solares para cultivos genera una triple victoria: para el agricultor, para el cultivo y para el medio ambiente.

El agricultor diversifica sus ingresos mientras ahorra en electricidad

Uno de los grandes atractivos de la agrovoltáica es que aporta beneficios tanto para la agricultura como para la energía. Por un lado, permite a los agricultores diversificar sus ingresos. La venta de la energía generada crea una fuente de revenue estable y predecible que actúa como un seguro contra las malas cosechas o la volatilidad de los precios de los productos agrícolas. Esto proporciona una mayor resiliencia económica a las explotaciones.

Ahorro para el cultivo

Los paneles solares en cultivos generan una sombra parcial que, lejos de ser un inconveniente, puede ser una ventaja en zonas con alta radiación solar. Muchos cultivos, como los hortalizas o las vides, pueden beneficiarse de un ambiente más fresco y de una menor evaporación del agua del suelo. Esto se traduce en un ahorro en riego de entre un 15% y un 30%, y en una reducción de la vulnerabilidad frente a olas de calor.

Desde el punto de vista energético, la agrovoltáica contribuye a aumentar la superficie disponible para la instalación de paneles sin competir con otros usos del suelo, algo clave en regiones densamente pobladas o con gran valor agrícola. Además, al estar más cerca de las explotaciones

agrícolas, la energía producida puede consumirse de forma local, reduciendo pérdidas en el transporte eléctrico.

Impacto ambiental positivo

Otro aspecto fundamental es el impacto ambiental positivo de la agrovoltaica. Al permitir un uso doble del suelo, se reduce la presión sobre los ecosistemas naturales que de otro modo podrían verse afectados por grandes plantas solares. También se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al sustituir energía fósil por renovable.

La instalación de paneles puede ayudar a mantener la humedad del terreno y a reducir la erosión en zonas expuestas al sol y al viento. Incluso existen estudios que señalan que la biodiversidad de insectos polinizadores aumenta en este tipo de sistemas, ya que las condiciones de sombra favorecen determinadas especies vegetales asociadas a los cultivos.

Por lo tanto, la agrovoltaica no solo combina dos actividades productivas, sino que también puede mejorar la resiliencia de los sistemas agrícolas frente al cambio climático.

¿Es la agrovoltaica rentable para su explotación?

La rentabilidad de un proyecto agrovoltaico depende de varios factores, como el tipo de cultivo, la ubicación geográfica, la irradiación solar y las subvenciones disponibles. Aunque la inversión inicial es superior a la de una instalación solar convencional, los ingresos por la venta de energía y el ahorro en costes operativos, especialmente en agua y electricidad, acortan significativamente el periodo de retorno de la inversión.

Para cultivos de alto valor que se benefician de la sombra, la agrovoltaica no solo es rentable energéticamente, sino también agrícolamente. Es fundamental realizar un estudio personalizado que analice las sinergias específicas para cada caso, pero los datos apuntan a que es una inversión sólida y de futuro para el sector agroalimentario.

Además, la energía producida puede utilizarse para el autoconsumo en la propia finca, alimentando bombas de riego, invernaderos, sistemas de refrigeración o maquinaria. Esto se traduce en una reducción drástica de la factura eléctrica, uno de los gastos más significativos en la agricultura moderna. La agrovoltaica convierte al agricultor en un productor de energía, dándole una independencia nunca antes vista.

Retos y limitaciones actuales

Aunque las ventajas son evidentes, la agrovoltaica también tiene retos por superar. El primero es el coste inicial de las instalaciones, ya que requieren estructuras adaptadas y un diseño más complejo que las plantas solares convencionales. Esto eleva la inversión y puede dificultar su adopción a gran escala sin ayudas públicas o incentivos específicos.

Compatibilidad con los diferentes cultivos

Otro reto importante es la compatibilidad con los diferentes cultivos. No todas las plantas responden igual a la sombra parcial. Mientras que algunos cultivos hortícolas se benefician, otros que requieren

alta radiación pueden ver reducida su productividad si los paneles no están bien configurados. Esto hace necesario un estudio agronómico detallado en cada proyecto.

Normativa agrícola

Además, la normativa en muchos países todavía no contempla de manera clara la agrovoltaica. En España, por ejemplo, aunque se están desarrollando proyectos piloto, aún no existe un marco regulatorio específico que facilite su despliegue masivo. La burocracia, los permisos de suelo y la necesidad de definir criterios técnicos, son obstáculos por resolver.

A pesar de ello, en nuestro país la agrovoltaica empieza a ganar protagonismo en proyectos experimentales y en colaboraciones entre empresas del sector solar y el agrícola. Regiones con alta radiación solar y tradición agrícola, como **Andalucía, Murcia o Castilla-La Mancha, son candidatas naturales para esta tecnología** .

En Europa, países como Francia y Alemania ya llevan años impulsando proyectos agrovoltaicos, con resultados prometedores tanto en la producción energética como en la agrícola. La Unión Europea también ha empezado a incluir la agrovoltaica en sus planes de financiación e investigación dentro de la estrategia de transición verde.

El futuro de la agricultura es agrovoltaico

La agrovoltaica no es una moda pasajera, sino una pieza fundamental para el futuro de la agricultura. Con el avance de la tecnología, veremos paneles solares más eficientes y semitransparentes, así como sistemas de inteligencia artificial que optimicen dinámicamente la sombra y el riego en función de las necesidades de la planta. Integrar placas solares para cultivos es la evolución lógica hacia una gestión del territorio más inteligente, resiliente y sostenible.

Aunque todavía enfrenta retos técnicos, económicos y normativos, la agrovoltaica tiene un potencial inmenso en países como España, donde abundan tanto el sol como la tradición agrícola. Apostar por este modelo es apostar por un futuro más sostenible, competitivo y resiliente.

Testimonio

Placas solares para refrigeración industrial en el Llagar Germán, que se ha actualizado gracias a la entrada de la tercera generación. Plantando su propia manzana asturiana, mejorando la maquinaria del llagar e instalando placas solares.

<https://www.youtube.com/watch?v=QTwLA8mdH28>

El gigante del almacenamiento alemán Entrix ficha a Juan Galiardo (Uber) para su entrada en el mercado ibérico

- La compañía opera con más de 2,5 GW y 7,2 GWh y 52 activos BESS bajo gestión en mercados como Alemania, Polonia o Italia.



Juan Galiardo dirigirá las operaciones de Entrix en España y Portugal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gigante-del-almacenamiento-aleman-entrix-ficha-a-juan-galiardo-uber-p...>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

La compañía opera con más de 2,5 GW y 7,2 GWh y 52 activos BESS bajo gestión en mercados como Alemania, Polonia o Italia

Entrix, empresa líder en la gestión de **sistemas de energía flexibles en Europa**, anuncia su lanzamiento oficial en el mercado ibérico, consolidando así su expansión y su apuesta por el papel estratégico del almacenamiento energético en la transición hacia un sistema eléctrico más estable, eficiente y renovable. La compañía nombra a **Juan Galiardo**, **exdirector general de Uber en España**, como Regional Manager Iberia de la compañía, para liderar su implantación en la región y consolidar su crecimiento, confiando en su amplia experiencia y en el éxito demostrado en el desarrollo y escalado de proyectos tecnológicos.

Con su llegada a **España y Portugal**, Entrix refuerza su papel como partner tecnológico y estratégico para promotores, fondos de infraestructura y utilities que buscan hibridar activos renovables o maximizar el rendimiento de sus proyectos de almacenamiento mediante soluciones basadas en inteligencia artificial.

Aceleración de proyectos

La llegada a España coincide con una aceleración sin precedentes del mercado nacional, que ya cuenta con una cartera total de proyectos de 36 GW, de los cuales más de 20 GW disponen ya de

punto de conexión y más de 5 GW en fase de información pública, de los que 3.5 GW se han sumado en el último trimestre.

Y en un momento clave en el que el almacenamiento se consolida como la gran oportunidad para la industria fotovoltaica, tanto por su potencial de rentabilidad como por su papel clave en la estabilidad del sistema eléctrico frente a los desafíos de la intermitencia y la creciente demanda, garantizando así, un suministro más estable y fiable, alineado con los objetivos de descarbonización del país.

Con más de 2,5 GW y 7,2 GWh y 52 activos bajo gestión, Entrix opera en Alemania donde ha sido pionera en la optimización de baterías, en Polonia, Italia, y ahora llega a España y Portugal, con oficinas en Múnich, Varsovia, Milán y Madrid.

Como explica **Juan Galiardo, Regional Manager Iberia de Entrix**, *"el almacenamiento se ha convertido en la pieza que faltaba para garantizar la competitividad de las renovables. Nuestra tecnología basada en IA permite optimizar en tiempo real la operativa de activos flexibles, baterías o proyectos híbridos, maximizando su rentabilidad en mercados mayoristas y de servicios de ajuste"*.

Con Inteligencia Artificial

Entrix ha desarrollado un algoritmo, basado en inteligencia artificial, que permite optimizar en tiempo real la operativa del activo flexible, con un modelo de servicio y acompañamiento integral. Esto quiere decir que la compañía se involucra en el proyecto desde sus fases más tempranas; asesorando al cliente en decisiones estratégicas, como el tipo de hibridación, el dimensionamiento del activo o los parámetros de garantía, para maximizar su rentabilidad desde el inicio.

También ayuda a estructurar el modelo comercial, identificando fuentes de ingresos garantizados. El equipo de Entrix trabaja codo con codo con todos los actores del proyecto para asegurar una puesta en marcha óptima, ofreciendo además monitorización 24/7 y un dashboard detallado para evaluar el rendimiento de los activos.

Su experiencia permite trasladar aprendizajes de mercados más maduros, como el alemán, al contexto español, contribuyendo a acelerar la integración de soluciones de almacenamiento y a reforzar la seguridad del sistema eléctrico.

En palabras del **CEO y fundador de Entrix Steffen Schülzchen**, *"la península ibérica es un mercado clave en la expansión internacional de Entrix en Europa. Confiamos en que nuestra tecnología pueda contribuir al desarrollo del mercado de almacenamiento en la región."*

Entrix opera tanto con baterías independientes como con activos renovables híbridos en Europa. Las primeras permiten participar de forma autónoma en los mercados eléctricos maximizando su rentabilidad, mientras que los proyectos híbridos combinan generación y almacenamiento para aprovechar mejor la producción renovable y estabilizar el suministro. En ambos casos, la tecnología avanzada de Entrix optimiza en tiempo real la operativa de los activos, aumentando su eficiencia y valor en el sistema eléctrico.

Como muestra de su compromiso con el sector, Entrix forma parte de las principales asociaciones del ecosistema energético español, entre ellas **UNEF** (Unión Española Fotovoltaica) y **AEPIBAL** (Asociación Española de Baterías y Almacenamiento Energético), participando activamente en la promoción de un modelo energético más sostenible e innovador.

El Gobierno de Gustavo Petro impulsa "la mayor inversión en energía solar comunitaria en la historia de Colombia"

- El Gobierno del Cambio, a través del Ministerio de Minas y Energía, acelera la puesta en marcha del programa ?Colombia Solar?. Gustavo Petro



Parque solar fotovoltaico. Fuente foto: Ministerio de Minas y Energía de Colombia

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-gobierno-de-gustavo-petro-impulsa-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia se ha dirigido a "operadores de red y generadores con composición accionaria de la nación", apelación respecto de la cual ha recibido 686 proyectos estructurados por 25 generadores y operadores públicos o mixtos, "los cuales han sido evaluados mediante mesas técnicas y criterios de priorización social, ambiental y económica". Pues bien, como resultado -informa el Ministerio-, se han priorizado recursos por valor de 935 mil millones de dólares para la ejecución de proyectos durante 2025, beneficiando a cerca de 34.000 familias de departamentos históricamente excluidos como La Guajira, Chocó, Nariño, Amazonas y Catatumbo. Además, se destinarán 27 mil millones de dólares adicionales a la estructuración de 183 proyectos en convenio con universidades, que entrarán en ejecución en 2026.

Edwin Palma Egea, ministro de Minas y Energía de Colombia : "tenemos asegurados 8,3 billones de pesos en vigencias futuras para desarrollar el programa de Colombia Solar, y en Comunidades Energéticas vamos a ejecutar el primer billón de pesos [258.000 millones de dólares]. Quiero anunciarles que el 31-32% de ese primer billón de pesos va a estar en La Guajira. Aprobamos en nuestro comité de contratación 320.000 millones de pesos para 10.000 familias en Maicao y en Albania. Eso son recursos importantes para el departamento, para los municipios, para la transición energética, para bajar las tarifas de energía eléctrica y para, a su vez, seguir poniendo en el centro del debate público los asuntos de la energía"

La ejecución -informa el Ministerio- se adelantará mediante contratos interadministrativos, un mecanismo que agiliza los procesos y garantiza la participación de entidades con idoneidad técnica y financiera, asegurando eficiencia, transparencia y sostenibilidad.

“La energía no puede ser un privilegio. Con Colombia Solar -ha dicho el ministro Palma-, cada panel instalado en una vereda, una escuela o un puesto de salud es una victoria de la equidad y del cambio. Por eso queremos que las comunidades también sean guardianas de esta transformación, que nos ayuden a cuidar y vigilar el buen uso de los recursos, porque la transición energética justa solo es posible si la construimos juntos”.

Durante 2024, en el marco de la estrategia nacional de Comunidades Energéticas, más de 18.000 comunidades de todo el territorio -explican desde Minas- manifestaron su interés en acceder a soluciones basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Con la inversión hoy anunciada, el denominado " **Gobierno del Cambio** ", que preside Gustavo Petro, consolida la que ha definido como "la mayor apuesta de la historia reciente por una transición energética popular, territorial y participativa".



El sector solar europeo afronta su primera caída en una década

- Tras una década de expansión imparable, el sector solar europeo enfrenta su primer frenazo, poniendo a prueba el liderazgo renovable de la Unión Europea.



El sector solar europeo afronta su primera caída en una década

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

El sector solar europeo afronta su primera caída en una década

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-sector-solar-europeo-afronta-su-20251029>

Manuel Moncada

Miércoles, 29 octubre 2025

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como el pilar central de la transición energética europea. Solo en junio de este año, la solar aportó más de 45 TWh de electricidad, un 22 % más que en el mismo mes de 2024. En el primer semestre de 2025, la producción alcanzó los 180 TWh, frente a los 147 TWh generados en el mismo periodo del año anterior.

Entre los países que más han contribuido a este ascenso destaca Países Bajos, líder europeo en potencia solar instalada per cápita, que logró cubrir el 40,5 % de su electricidad con fotovoltaica en junio.

Este crecimiento ha tenido un impacto directo en la reducción de los combustibles fósiles. En plena crisis energética de 2022, el carbón representaba el 15,8 % de la generación europea, frente al 12,8 % de la solar. Tres años después, las cifras se han invertido: el carbón cayó al 6,1 % y la energía solar escaló al 22,1 %. Incluso en invierno, cuando la radiación solar es limitada, esta tecnología asegura más del 5 % de la generación en el conjunto de la UE, llegando al 10 % en los países más soleados.

De récord a retroceso

La energía solar vive en Europa un momento de contrastes. En junio de 2025 alcanzó un hito histórico al convertirse en la principal fuente de electricidad de la Unión Europea, con un 22,1 % de la

generación, superando a todas las demás tecnologías. Sin embargo, al mismo tiempo, los analistas advierten que el mercado atraviesa una fase de desaceleración que amenaza el cumplimiento de los ambiciosos objetivos fijados para 2030.

El dato refleja el peso creciente de esta tecnología en el mix energético, pero el contraste es evidente. Alcanzar el siguiente gran objetivo —750 GW solares en 2030— se complica ante un mercado que empieza a mostrar signos de fatiga.

En concreto, las previsiones para 2025 apuntan a un descenso del 1,4 % en la capacidad fotovoltaica instalada, lo que marcaría el primer retroceso desde 2015. Este cambio de tendencia preocupa a los analistas porque llega en un momento clave: la UE debe acelerar su despliegue renovable para cumplir los compromisos del Pacto Verde y de la neutralidad climática en 2050.

El informe reconoce, no obstante, que el bloque cumplirá en 2025 su objetivo intermedio de 400 GW de capacidad solar, establecido en la estrategia RePowerEU. En concreto, a finales del próximo año, se prevé que el Viejo Continente alcance los 402 GW.

Dries Acke, director general adjunto de SolarPower Europe: "La cifra (-1,4%) puede parecer pequeña, pero el simbolismo es enorme. El declive del mercado, justo cuando se espera que la energía solar se acelere, merece toda la atención de los líderes de la UE.

Y es que Europa necesita electricidad competitiva, seguridad energética y soluciones para la crisis climática. Pues bien, la energía solar satisface todas estas necesidades. Ahora solo falta que los responsables políticos establezcan los marcos de electrificación, flexibilidad y almacenamiento de energía que impulsarán el éxito de la energía solar durante el resto de la década.

¿Qué está frenando el mercado?

Según los autores del informe, los motivos de la desaceleración son claros. Tras años de fuerte expansión, el mercado se estancó en 2024 y la previsión de caída en 2025 se explica, sobre todo, por la drástica reducción de las instalaciones residenciales en tejados.

Además, la combinación de precios más bajos de la electricidad y la retirada progresiva de programas de apoyo público al autoconsumo, entre otras cosas, han disminuido el atractivo de la inversión en tecnologías solares.

En cambio, la energía solar a gran escala mantiene un mejor desempeño, impulsada por las subastas estatales y los contratos corporativos de compraventa de energía (cPPA). Sin embargo, incluso estos últimos muestran síntomas de debilidad debido a la creciente cautela de los compradores.

El almacenamiento como salvavidas

Los expertos coinciden en que la clave para recuperar la dinámica está en el despliegue masivo de almacenamiento en baterías y en mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico. Sin ello, la intermitencia de la generación solar podría convertirse en un freno estructural.

Consciente de este reto, SolarPower Europe acaba de lanzar su Plataforma de Almacenamiento en Baterías para Europa, una iniciativa destinada a reunir a la industria y a presionar por un marco regulatorio que impulse la inversión en este segmento.

Mirando hacia 2030

El estancamiento de la energía solar abre un debate crucial: ¿puede Europa mantener su liderazgo renovable en un contexto de mercado menos favorable?

La respuesta dependerá de la rapidez con que se adapten las políticas de apoyo, de la integración de nuevas tecnologías y del compromiso de los actores privados.

Europa ya demostró que puede crecer rápido. Ahora el reto es sostener ese crecimiento sin perder de vista la meta de 2030, cuando la energía solar deberá triplicar su presencia actual para garantizar un futuro energético limpio y seguro.

Europa está a punto de cumplir, por un estrecho margen, el objetivo intermedio del plan RePowerEU de alcanzar 400 GW de capacidad solar instalada en 2025. Sin embargo, el verdadero desafío está en la siguiente meta: 750 GW en 2030.

Según el escenario medio proyectado por SolarPower Europe, con el actual nivel de despliegue el continente llegaría solo a 723 GW en 2030, insuficiente para cubrir los compromisos climáticos.

Los analistas coinciden en que el éxito futuro de la energía solar no dependerá únicamente de sumar megavatios. El sistema energético europeo requiere ajustes profundos: rediseño de subastas, evolución de los mercados de PPA y, sobre todo, inversiones urgentes en almacenamiento y flexibilidad.

La energía solar ya no puede considerarse un actor aislado dentro del sistema eléctrico. Su crecimiento exponencial ha puesto de relieve la necesidad de un sistema resiliente y flexible, capaz de mantener la estabilidad del suministro incluso en momentos de baja generación.

Europa se encuentra, por tanto, en una encrucijada: consolidar la energía solar como su motor principal o arriesgarse a que los avances logrados hasta ahora se diluyan. El sol brilla más fuerte que nunca en el continente, pero las nubes en el horizonte obligan a actuar con rapidez.

Frenazo del autoconsumo residencial

Como se ha comentado, el mercado fotovoltaico europeo se prepara para cerrar 2025 con su primer retroceso en casi una década. Y la principal razón detrás de esta desaceleración está en los tejados residenciales, que hasta hace poco eran el motor del crecimiento.

Entre 2020 y 2023, el segmento doméstico —instalaciones por debajo de 10 kW— aportó alrededor del 30 % de la nueva capacidad solar en la Unión Europea. Pero para 2025, su participación caerá a apenas un 15 %, con 9,3 GW instalados.

La caída responde a un factor común: la retirada de programas de incentivos sin sustitutos adecuados en mercados clave como Italia, Países Bajos, Austria, Bélgica, Chequia y Hungría. El resultado ha sido un desplome de más del 60 % en las instalaciones residenciales respecto a 2023. A la lista se suman Polonia, España y Alemania, donde el retroceso supera el 40 %. En términos absolutos, las contracciones de los mercados neerlandés y alemán son las que más pesan en la caída del segmento.

La fotovoltaica florece en los balcones

Pese a la contracción general, un subsegmento sorprende con su dinamismo: la energía solar enchufable o para balcones. Alemania lidera este fenómeno de los balcones solares con más de 190.000 sistemas registrados en solo seis meses de 2025, lo que representa un crecimiento del 32 % en capacidad. Este auge eleva el número de instalaciones a casi un millón en el país, aunque la cifra real podría ser muy superior si se incluyen sistemas aún no registrados.

El papel del sector empresarial

Frente a la situación en el ámbito residencial, el segmento comercial e industrial (C&I) se muestra más resiliente. Menos dependiente de subsidios, su crecimiento responde a la lógica económica: reducir costes energéticos y blindarse ante la volatilidad de precios. Francia, Alemania y Grecia encabezaron el aumento en 2023, pero en 2025 se espera un leve retroceso en su contribución. En cambio, Hungría y España podrían registrar un repunte.

La excepción vuelve a ser Países Bajos, donde la crisis de los tejados también afecta al mercado C&I: se prevé que las instalaciones comerciales caigan más de un 20 % en 2025, quedando en menos de la mitad del nivel alcanzado en 2023.

La apuesta por la gran escala

La debilidad del segmentos residencial propicia que la solar a gran escala asuma un papel protagonista, ya que, según el informe, en 2025 se espera que represente la mitad de toda la nueva capacidad fotovoltaica en Europa.

Alemania y España lideran este avance, con volúmenes de instalación en tierra de magnitudes comparables y que, en conjunto, aportarán más del 45 % de la capacidad añadida en la UE. Si se suma Italia, la proporción supera el 50 %.

El acceso a capital —tanto público como privado— ha sido clave para este desarrollo, apoyado en instrumentos como la financiación pública y los contratos de compraventa de energía (PPA). Estas fórmulas han reducido el riesgo y permitido la entrada de inversiones a gran escala, asegurando que los proyectos continúen avanzando pese a las turbulencias del mercado.

Los PPA corporativos superan los 20 GW en Europa

En apenas cinco años, los Acuerdos de Compra de Energía corporativos (cPPA) se han consolidado como una de las herramientas clave para impulsar la expansión solar en Europa. Al aseurar los precios de electricidad a largo plazo y reducir la exposición a la volatilidad del mercado mayorista, estos contratos se han convertido en una tabla de salvación tanto para los promotores como para los grandes consumidores de energía.

El balance hasta 2024 parecía imparable: ese año se firmaron 7 GW en nuevos contratos solares, la cifra más alta registrada hasta la fecha, y el volumen acumulado superó los 20 GW, un hito que refleja la creciente participación del sector privado en la transición energética europea.

La demanda de cPPA se disparó durante la crisis energética de 2021-2022, cuando los precios récord del gas y la electricidad empujaron a las empresas a buscar estabilidad a largo plazo. La energía

solar emergió entonces como la tecnología más atractiva en este panorama, consolidando su dominio dentro de los acuerdos firmados en el continente.

A medida que el mercado maduró, también lo hicieron sus estructuras contractuales. Hoy son frecuentes las carteras agregadas y los acuerdos multitecnología, mientras que los proyectos híbridos empiezan a explorar fórmulas que incluyan almacenamiento en baterías (BESS). No obstante, estas innovaciones aún enfrentan obstáculos: la ausencia de modelos de ingresos claros para el almacenamiento frena su incorporación plena en los PPA.

El frenazo de 2025

Tras un arranque prometedor en el primer trimestre de 2025, con 2,2 GW firmados, el mercado ha sufrido un revés en el segundo trimestre: la capacidad contratada ha caído a 1,3 GW, un descenso del 41 % respecto al trimestre anterior.

La causa principal está en el desajuste entre compradores y vendedores. Los precios mayoristas persistentemente bajos —incluso negativos en algunos mercados— redujeron la urgencia de las empresas por cerrar acuerdos a largo plazo. Al mismo tiempo, los promotores, con costes de generación (LCOE) ya muy ajustados, no están dispuestos a comprometerse a contratos a precios fijos bajos.

El resultado es la pérdida del dinamismo que había caracterizado al mercado hasta ahora. Los expertos advierten que esta situación podría prolongarse en el corto plazo, hasta que los precios energéticos y las expectativas de las partes encuentren un nuevo punto de equilibrio.

Un papel aún estratégico

Pese a la desaceleración coyuntural, los cPPA siguen siendo vistos como un pilar esencial para garantizar inversiones en nueva capacidad solar en Europa, complementando las subastas públicas. Con un volumen anual que ya rivaliza con las mayores rondas de licitación, su evolución futura dependerá de la capacidad de adaptarse a un mercado energético más volátil, con precios bajos y condiciones cambiantes.

La pregunta que queda en el aire es si los PPA podrán seguir creciendo al mismo ritmo en un contexto de energía abundante y barata, o si deberán reinventarse incorporando más flexibilidad y soluciones asociadas al almacenamiento para mantener su atractivo.

Tendencias en el podio solar de la UE

Seguir de cerca el desarrollo de los principales mercados solares de Europa clave para pronosticar el futuro mercado solar de la UE. A continuación presentamos las principales tendencias en el despliegue solar del podio solar de la UE.

(Grafica países)

Alemania

En Alemania, el mercado solar alcanzó en 2024 una capacidad de 17,3 GW, pero se espera una ligera contracción en 2025 hasta los 16,9 GW, lo que representa una caída del 3%. El impulso principal proviene de las subastas de renovables, cada vez más vinculadas al almacenamiento, junto con el ambicioso objetivo nacional de alcanzar 215 GW solares en 2030. También destacan la eliminación progresiva del carbón y las reformas regulatorias recientes, como el Paquete Solar 2024. Sin

embargo, el mercado enfrenta obstáculos: la desaceleración del segmento de tejados residenciales, un apoyo político incierto, políticas poco sólidas para el almacenamiento y el efecto de precios negativos que eliminan compensaciones.

España

En el caso de España, la capacidad instalada fue de 8,8 GW en 2024 y se proyecta un crecimiento moderado del 3% en 2025, alcanzando los 9,0 GW. Este desempeño positivo se explica por una amplia cartera de proyectos a gran escala que ya cuentan con permisos, así como por el objetivo del NECP de 76 GW para 2030, que podría derivar en políticas más favorables. Además, las comunidades energéticas están contribuyendo al desarrollo del mercado de tejados. No obstante, el país también presenta barreras: el retroceso del segmento residencial, el incremento de recortes y precios negativos, y la fragilidad de la red eléctrica, evidenciada en el apagón de 2025.

Italia

Por su parte, Italia registró en 2024 una capacidad de 6,8 GW, pero en 2025 se espera un retroceso del 12%, situándose en 6,0 GW. Entre los impulsores se encuentran las subastas de almacenamiento en baterías, el esquema FER-X que respalda el despliegue solar y el objetivo del NECP, cercano a los 80 GW. Sin embargo, el mercado italiano enfrenta importantes limitaciones: la oposición regional al uso de suelo para proyectos solares, la caída en instalaciones residenciales tras el fin de programas de apoyo y los obstáculos administrativos que retrasan significativamente los permisos para grandes proyectos.

En conjunto, estos tres países muestran dinámicas contrastantes. Alemania se mantiene como el mercado más grande de Europa, aunque con signos de desaceleración. España es el único de los tres que crecerá en 2025, gracias al empuje de proyectos utility-scale, pero con el desafío de modernizar su red. Italia, en cambio, experimentará la contracción más fuerte, arrastrada por trabas burocráticas y oposición local, a pesar de contar con mecanismos de apoyo como FER-X y subastas de almacenamiento.

Posibles escenarios

El futuro inmediato de la energía solar en Europa se mueve en un terreno incierto. Las previsiones para el segundo semestre de 2025 dibujan dos escenarios posibles: uno de crecimiento moderado y otro de contracción más pronunciada, ambos dentro de un rango estrecho pero con consecuencias muy distintas para el rumbo de la transición energética.

Escenario de crecimiento: hasta un 1,1 %

En la hipótesis más optimista, el mercado solar europeo podría crecer un 1,1 % en 2025. Este repunte se apoyaría principalmente en:

Alemania, España y Hungría, donde se espera un impulso final en instalaciones a gran escala.

Francia, que podría registrar un "efecto adelanto" en proyectos de tejados comerciales antes de la eliminación de sus tarifas de alimentación.

Mercados de tejados solares como el alemán, el neerlandés y el belga, que muestran señales de una leve recuperación en la segunda mitad del año.

España e Italia, donde el segmento comercial e industrial (C&I) podría acelerar, compensando parcialmente la caída residencial.

Escenario de contracción: hasta -2,3 %

En el extremo opuesto, la energía solar podría cerrar el año con una caída del 2,3 %. Este escenario se sustentaría en:

La prolongada debilidad del mercado de tejados residenciales y pequeños sistemas comerciales.

El aplazamiento de proyectos a gran escala, frenados por la incertidumbre regulatoria y especulativa en varios países.

La inestabilidad normativa de principios de 2025, con casos como la moratoria temporal de Francia para proyectos renovables a gran escala o las restricciones territoriales en Italia, que redujeron la confianza de los inversores.

Más allá de 2025: el reto de la década

Más allá de los vaivenes de este año, el informe advierte de una brecha creciente entre las tendencias actuales y las ambiciones del bloque. Para cumplir el objetivo de la UE de alcanzar 750 GW en 2030, el despliegue anual entre 2026 y 2030 debería superar en un 7 % de media el récord alcanzado en 2024.

Esto supone mantener durante cinco años consecutivos un ritmo de expansión sin precedentes, algo que solo será posible si los países europeos logran marcos regulatorios más estables, mayor coordinación entre mercados y políticas que refuercen la confianza inversora.

• **Este artículo está incluido en la edición de octubre (2025) de Energías Renovables (ER245), que puedes descargar gratis aquí.**

EnchufeSolar y Risen impulsan su mayor instalación hasta la fecha con el sistema inteligente Estratego - Energética 21

- El proyecto de referencia integra 929,02 kWp de potencia fotovoltaica y 1.075 kWh de almacenamiento, distribuidos en cinco unidades All in One de Risen, coordinadas por Estratego.



Risen Enchfe Solar Estratego

enchufesolar

risen

sistema inteligente

estratego

baterías risen

inversores sma

solaredge

ems inteligente

<https://energetica21.com/noticia/enchufesolar-risen-impulsan-mayor-instalacion-fecha-sistema-inteligente-estr...>

Energética 21

Miércoles, 29 octubre 2025

EnchufeSolar y Risen consolidan su alianza con un nuevo caso de éxito que combina baterías Risen, inversores SMA y SolarEdge, y el sistema Estratego, el EMS inteligente multimarca con SCADA integrado. La propuesta aporta valor de marca a ambas compañías. Risen suma a su tecnología de almacenamiento una capa de control inteligente que maximiza el rendimiento y la fiabilidad en el día a día. EnchufeSolar, por su parte, transforma su experiencia en una plataforma de gestión energética flexible, capaz de adaptar la estrategia a turnos, campañas o estacionalidad, ajustando las consignas al pulso real de la actividad.

Esta configuración permite aprovechar al máximo cada kilovatio generado y almacenado: Estratego decide en tiempo real cuándo priorizar el consumo directo, cuándo cargar o descargar la batería y cómo suavizar los picos de potencia para contener la factura eléctrica. Todo ello con un SCADA integrado que ofrece alarmas, telemetría avanzada y trazabilidad de datos para operación, mantenimiento y reporting.

El proyecto de referencia integra 929,02 kWp de potencia fotovoltaica y 1.075 kWh de almacenamiento, distribuidos en cinco unidades All in One de Risen, coordinadas por Estratego. El sistema permite producir y optimizar en torno a **603.548 kWh al año**, reduciendo de forma significativa el término de potencia mediante peak shaving.

Más allá de las cifras, el valor diferencial reside en el control inteligente: una plataforma que convierte los datos en decisiones automáticas y que crece con la instalación, preparada para incorporar más kWp, más kWh o nuevas cargas, como la recarga de flotas de vehículos eléctricos.

Granada afirma impulsar «el mayor bombeo solar del mundo», con tecnología de la UGR

- Los tres proyectos contemplan la construcción de tres centrales fotovoltaicas y sistemas de bombeo con una potencia total de 20 MW, capaces de elevar 23 hectómetros cúbicos de agua al año. Garantizarán el suministro a 30.000 habitantes y el riego de 9.000 hectáreas.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/granada-afirma-impulsar-el-mayor-bombeo-solar-del-mundo-con-tec...>

Miércoles, 29 octubre 2025

Los tres proyectos contemplan la construcción de tres centrales fotovoltaicas y sistemas de bombeo con una potencia total de 20 MW, capaces de elevar 23 hectómetros cúbicos de agua al año. Garantizarán el suministro a 30.000 habitantes y el riego de 9.000 hectáreas.

Pilar Sánchez Molina

Los Ayuntamientos y Comunidades de Regantes del Altiplano de Granada han presentado al Gobierno tres grandes proyectos hidráulicos que suponen, según afirman, «la mayor instalación mundial de bombeo de agua potable exclusivamente con energía solar».

Desarrollados con tecnología patentada por la Universidad de Granada, requerirán una inversión de 106 millones de euros con el objetivo de «garantizar el abastecimiento de agua a más de 30.000 habitantes de las comarcas de Baza y Huéscar y consolidar el futuro agrícola de la zona».

La tecnología que ha hecho posible el desarrollo de estas iniciativas es una patente de bomba hidráulica desarrollada por el profesor José Antonio Moreno Pérez, de la Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Granada (UGR). Este sistema -informa la UGR- combina un «diseño hidráulico y eléctrico avanzado con nuevos algoritmos de gestión energética, lo que se traduce en una eficiencia un 20% superior a los bombeos de agua convencionales».

Durante la presentación se señaló que “con dos bombeos solares de 6 MW de potencia y una conducción hasta los municipios de Baza, Freila y Zújar, el proyecto de abastecimiento a la comarca de Baza se convierte en el sistema más grande del mundo en su categoría, superando ampliamente a proyectos anteriores como el de Tolomus+Musalhaqat en Yemen”.

En conjunto, los tres proyectos contemplan la construcción de tres centrales fotovoltaicas y sistemas de bombeo con una potencia total de 20 MW, capaces de elevar 23 hectómetros cúbicos de agua al año. Garantizarán el suministro de agua potable a 30.000 habitantes y posibilitarán el riego de 9.000 hectáreas agrícolas que benefician a unos 3.000 agricultores. Por otro, aseguran el suministro de agua potable para la población. La Universidad estima que los bombeos solares del Altiplano de Granada evitarán la generación anual de 26.000 toneladas de CO₂ y 73.000 kilogramos de SO₂.

Además, la UGR señala que esta solución solar va a garantizar la sostenibilidad del acuífero Baza-Zújar-Freila, al frenar su sobreexplotación, así como la protección del río Castril, al descartarse definitivamente el trazado inicial que planteaba captar agua junto a su cauce.

El Altiplano de Granada es un territorio situado al norte de la provincia, constituido por las comarcas de Baza y Huéscar.

Primer prototipo en 2020

Investigadores de la ETS de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Granada (UGR) diseñaron ya en 2020 un sistema de riego fotovoltaico 100 % desconectado de la red eléctrica, que eliminaba la dependencia del suministro convencional. Se destinó a la Comunidad de Regantes de la Loma de las Vacas (Castril, Granada).

El desarrollo, liderado por José Antonio Moreno (Departamento de Mecánica de Estructuras e Hidráulica, UGR), integra diseño hidráulico y eléctrico avanzado para bombeo solar de alta cota. La instalación incorpora una central fotovoltaica de 235 kW, proporcionando una eficiencia hasta un 20 % superior respecto a bombeos solares estándar.

El sistema gestiona una dotación de agua de 11 L/s, procedente de la depuradora local, y sustituye las dos estaciones de bombeo existentes que elevaban el caudal hasta una balsa de 24.000 m³. El bombeo supera una cota final de 270 m, para un riego a 210 m, optimizando la presión disponible, reduciendo pérdidas y generando ahorros significativos en consumo de agua y energía.

El sistema se considera actualmente único en el mundo debido a su combinación de caudal, altura de bombeo y operación exclusivamente fotovoltaica, siendo un hito tecnológico en el sector del riego de alta montaña.

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

La instalación del día: marquesina FV de 88 kWp en el Parque Tecnológico de Euskadi

- La marquesina cuenta con una cimentación de zapatas aisladas y estructura metálica, cubierta a un agua con una inclinación de 10°. Las dimensiones en planta son de 47 m * 10 m, con una altura mínima de 2,50 m y una máxima de 4,55 m.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/la-instalacion-del-dia-marquesina-fv-de-88-kwp-en-el-parque-tecnolo...>
Miércoles, 29 octubre 2025

La marquesina cuenta con una cimentación de zapatas aisladas y estructura metálica, cubierta a un agua con una inclinación de 10°. Las dimensiones en planta son de 47 m * 10 m, con una altura mínima de 2,50 m y una máxima de 4,55 m.

Jose Pedrosa

Marquesina fotovoltaica de 88 kWp para autoconsumo colectivo en los edificios E8 y E10

Imagen: Parque Tecnológico de Euskadi

El Campus Vitoria-Gasteiz del Parque Tecnológico de Euskadi ha puesto en marcha una nueva instalación solar fotovoltaica de 88 kWp para autoconsumo colectivo en los edificios E8 y E10. El Grupo Elecnor ejecutó las obras con un presupuesto de adjudicación de 203.987 euros.

El sistema cuenta con un total de 160 paneles de silicio monocristalino de 550 Wp, conectados a dos inversores trifásicos de 40 kW, con tres MPPT de dos entradas cada uno. La distribución de los paneles se ha realizado en diez strings, con 16 paneles en cada uno.

La instalación consiste en una marquesina con cimentación de zapatas aisladas y estructura metálica, cubierta a un agua con una inclinación de 10°. Las dimensiones en planta son de 47 m * 10 m, con una altura mínima de 2,50 m y una máxima de 4,55 m.

La estructura de la marquesina está formada por diez pórticos metálicos, compuestos por pilares HEB180 y vigas IPE360, sobre los que descansan correas metálicas IPE140 que unen todos los pórticos. Sobre estas correas se apoya la cubierta, construida mediante el montaje de una chapa grecada ondulada. El sistema de alumbrado es tipo LED.

El Parque Tecnológico estima una generación anual de 104.777 kWh, de los cuales se aprovechará el 85 % para autoconsumo, lo que representa un ahorro energético de 89.060 kWh al año.

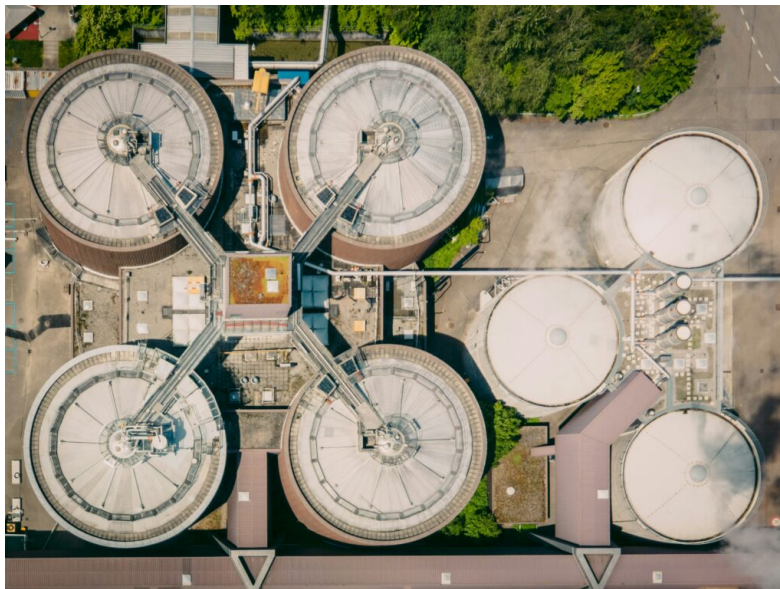
Este proyecto está financiado por la Unión Europea a través del programa NextGeneration EU y gestionado por el Gobierno de España y el Gobierno Vasco.

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

Paterna licita un proyecto fotovoltaico de 40 kW para el depósito Las Balsas

- El valor estimado del contrato es de 52.614 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas fue el 5 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de cuatro meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/paterna-licita-un-proyecto-fotovoltaico-de-40-kw-para-el-deposito-las...>

Miércoles, 29 octubre 2025

El valor estimado del contrato es de 52.614 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas fue el 5 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de cuatro meses.

Jose Pedrosa

Planta de tratamiento de agua

Imagen: Patrick Federi, Unsplash

La empresa Aigües Municipals de Paterna ha convocado una licitación para instalar módulos fotovoltaicos destinados a la producción de energía en la cubierta plana del depósito de agua potable "Las Balsas", de tipo semienterrado y con una capacidad de almacenamiento de 1.500 m³.

El valor estimado del contrato es de 52.614 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas fue el 5 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de cuatro meses.

La superficie útil disponible en la cubierta para la instalación es de aproximadamente 440 m².

Las características básicas de la instalación fotovoltaica se han tomado de un estudio previo realizado en 2018. La potencia mínima instalada será de 40 kW, con unos 128 paneles solares monocristalinos de 500 Wp cada uno.

El objetivo mínimo de producción de energía para autoconsumo es de 68.449 kWh al año. Para alcanzarlo, el licitador podrá proponer un diseño con una potencia instalada superior a la indicada.

La instalación funcionará en régimen de autoconsumo, sin vertido de excedentes a la red.

El contrato cuenta con financiación de la Unión Europea a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

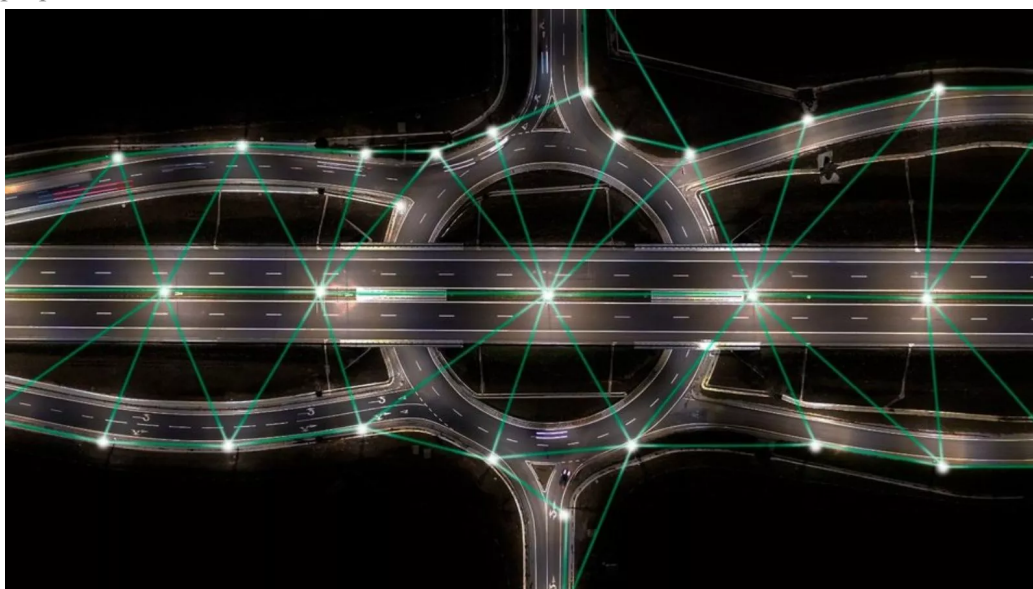
Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content



Signify amplía su porfolio de iluminación con nuevas luminarias solares de alumbrado urbano

- Signify ha incorporado dos nuevos productos con los que amplía su porfolio de iluminación profesional bajo su propia marca.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/productos/196112/signify-ampliacion-porfolio-iluminacion>

C de Comunicación

Miércoles, 29 octubre 2025

Productos

Signify, compañía especializada en iluminación, ha incorporado dos nuevos productos con los que amplía su porfolio de iluminación profesional y que refuerzan su avance en alumbrado urbano solar modular: **Signify SunStay Pro gen2** y **SunStay Pro gen2 mini**.

Asimismo, desde la firma anuncian que durante el próximo año introducirán más productos de **iluminación profesional** bajo la marca Signify en su porfolio. “Este lanzamiento subraya el papel cada vez más importante de la marca en Signify en su cartera de soluciones de iluminación circulares, de alto rendimiento y eficientes desde el punto de vista energético”, aseguran. El rol de la firma se eleva dentro de su gama, junto a marcas globales como **Philips** y **Color Kinetics**.

“En Signify, nos enorgullece consolidar nuestro liderazgo en innovación, rendimiento y sostenibilidad con una gama de productos, sistemas y servicios de iluminación inteligentes y conectados bajo un porfolio de marcas de confianza. El lanzamiento de estas nuevas luminarias exteriores premium bajo la marca Signify supone un importante paso adelante, ya que sitúa a la marca en el centro de nuestro porfolio de iluminación profesional”

Harsh Chitale, CEO del negocio Profesional en Signify.

Nuevas soluciones de Signify en su porfolio de iluminación

Signify SunStay Pro gen2 y SunStay Pro gen2 mini , ambos modelos disponibles en los mercados europeos desde septiembre de 2025, proporcionan una tecnología solar integrada y conectada, adecuada para diferentes aplicaciones, desde carriles bici hasta campus universitarios y zonas peatonales. Asimismo, el modelo compacto, Signify SunStay Pro gen2 mini, ha sido diseñado para ser circular, con carcasa de aluminio fundido a presión todo-en-uno, fabricada en un 80 % con material reciclado.

Cuenta, además, con un **multisensor de movimiento** con funciones de iluminación bajo demanda y activación anticipada que permiten ajustar el brillo en función del nivel de actividad del entorno. Por ejemplo, su cargador híbrido permite que la luminaria funcione sin conexión a la red en días soleados y que obtenga parte de la energía de la red en días nublados. Además, sus paneles verticales de recarga (opcionales) ayudan a captar más energía solar en los meses de invierno.

Como parte de este lanzamiento, Signify ha actualizado su web, para convertirla en un punto de información sobre sus ofertas profesionales, que incluyen luminarias, lámparas, software de iluminación conectada y servicios. A principios de este año, la empresa también integró **Signify MyCreation y Signify Interact** bajo la marca bajo su marca, lo que supuso el primer paso hacia este cambio.



Las renovables comienzan a contribuir al control dinámico de tensión de la red

Agencias MADRID.

Red Eléctrica de España (REE) ha habilitado ya las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión, de acuerdo con el nuevo procedimiento de operación (P.O.) 7.4 solicitado por el operador del sistema en 2020 y aprobado el pasado mes de junio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC),

según informó la compañía tras la presentación de resultados.

No obstante, la filial de Redeia indicó que el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones “es aún bajo” y, a día de hoy, se han presentado 168 solicitudes, de las que 125 corresponden a instalaciones renovables no gestionables. De ellas 24 están ya en condiciones de comenzar las pruebas. “El resto, o bien declaran no poder seguir con-

signa de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria”, añadió la compañía.

El operador del sistema ha realizado en las últimas semanas las pruebas de habilitación de las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión, estando así preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar este servicio desde el momento en que se lo notifiquen.



La anulación judicial de un proyecto en Galicia alarma al sector eólico

El TSXG desautorizó la construcción del proyecto A Ruña III, en A Coruña

Sergio Guinaldo MADRID.

El Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) anuló este martes las autorizaciones previas y de construcción del parque eólico A Ruña III, situado en el término municipal de Mazaricos (A Coruña). La sentencia, que admite presentar re-

curso de casación ante el Tribunal Supremo, ha puesto en jaque al sector en la región, ya que se trata del primer pronunciamiento judicial tras las recientes resoluciones del Tribunal Supremo y del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE), sobre las autorizaciones administrativas previas y de construcción de un parque eólico de la comunidad.

Los magistrados basan la anulación en que la declaración de impacto ambiental se limitó al parque

eólico cuando se tenía que haber realizado de forma conjunta con la de la línea eléctrica de evacuación, por lo que obliga al promotor a reiniciar el proceso integrando ambas instalaciones. “A Ruña III no sólo se configura como una instalación que produce energía eléctrica, sino que también la almacena y transporta hasta la red”, indica el TSXG, al tiempo que añade que “se tenían que haber contemplado todos sus componentes en un sólo proyecto o, al menos, valorar am-

bos de forma conjunta en una sola declaración de impacto ambiental”. Además, el TSXG señaló la falta de análisis del proyecto, el cual debió integrar en su declaración de impacto ambiental medidas para “para prevenir o, en su caso, mitigar”, los daños que el parque eólico podría producir a algunos espacios próximos a la Red Natura 2000.

Tras conocer la sentencia, desde la Asociación Empresarial Eólica (AEE) expresan “estupefacción”, ya que su alcance genera un riesgo sig-

nificativo y estructural para la seguridad jurídica de los proyectos eólicos en Galicia. La asociación recalca que, cuando este parque se tramitó, la ley en vigor en Galicia permitía tramitar por separado las líneas de evacuación de los proyectos de generación.

“Por cada año de retraso en la instalación de los parques en desarrollo en Galicia y afectados por esta judicialización se dejan de crear 2.750 empleos y más de 6.300 millones de inversión”, recalca la AEE.



Renovables

Nace Labraza, el primer parque eólico en 20 años, gracias a Iberdrola y el Gobierno vasco

Una inversión público-privada de 59 millones activará en 2026 un proyecto de energía 100% verde ▶ Cubrirá el consumo eléctrico de 30.000 hogares

PABLO GARCÍA BLANCO
MADRID

En 2026, si el ritmo de las obras cumple con lo previsto, verá la luz el primer parque eólico construido en el País Vasco en 20 años. El último hasta la fecha entró en funcionamiento en 2006, en la zona de Punta Lucero del puerto de Bilbao. Durante este trimestre comenzarán los trabajos de ejecución en la localidad alavesa de Oyón-Oion, cercana a Navarra y La Rioja, del que se conocerá como parque de Labraza, un proyecto impulsado por la sociedad Aixear, participada por Iberdrola y el Gobierno vasco. Invertirá 59 millones en la construcción del complejo renovable.

Las obras alumbrarán a todo un icono para las energías renovables de Euskadi en el futuro: un parque eólico fruto de la colaboración público-privada. Tendrá ocho aerogeneradores de Siemens Gamesa con una capacidad unitaria de 5 MW. Una vez en funcionamiento, en teoría a finales de 2026, el parque eólico de Labraza producirá anualmente hasta 99.679 megavatios hora (MWh), que abastecerán mediante energía renovable a 30.000 hogares. Una población equiparable a localidades cercanas y económicamente relevantes como Durango (Bizkaia) o Eibar (Gipuzkoa).

La reducción de emisiones de dióxido de carbono que conseguirá Labraza equivaldrá a la contaminación que generan 50.000 vehículos. Eso son 16.300 toneladas de CO₂, un ahorro que se compara también con los beneficios de plantar 1,6 millones de árboles. Un proyecto pionero en dos décadas destinado a producir energía 100% verde que se sumará a la capacidad eólica instalada en la actualidad en Euskadi. Iberdrola distribuye 143 MW de los 153 MW totales que hay en la comunidad autónoma en sus cuatro parques eólicos: Oiz, Elgea, Urkilla y Badaia. Ahora aspira a multiplicar esa capacidad aliándose con el Ente Vasco de la Energía (EVE), sociedad del Gobierno vasco que comparte el accionariado de Aixear con el grupo que preside Ignacio Galán.

El País Vasco es la comunidad autónoma líder en capacidades tecnológicas e industriales en

energía eólica. Por esta razón, la instalación de los ocho aerogeneradores es una oportunidad para el sector eólico y de gran trascendencia para la industria vasca en general. Una oportunidad que, para ser aprovechada en todo su potencial, debe despejar sus últimas trabas burocráticas. Algo que ya se viene materializando. El parque eólico de Labraza acaba de solicitar la licencia de obras y avanza en la ejecución tras haber conseguido todas las autorizaciones previas durante la tramitación sectorial. Se trata de la declaración de impacto ambiental (DIA), la autorización administrativa previa (AAP), la autorización administrativa de construcción (AAC), así como las urbanísticas tras la aprobación del Plan Especial, informan desde Iberdrola. Una cascada de trámites que garantizan seguridad jurídica y cumplimiento de la legalidad vigente.

Labraza, por otra parte, no ha requerido la realización de nuevas infraestructuras eléctricas para su conexión a la red, ya que cuenta con una línea de evacuación a través de la subestación de las instalaciones eólicas ya existentes en Aguilar de Codés (Navarra), reduciendo de manera importante las afecciones ambientales. Dicha subestación corre a cargo de EDS Ingeniería y Montaje, cuya sede se ubica en Galdakao (Bizkaia).

A su vez, las multiplicadoras de los aerogeneradores que instalará Siemens Gamesa se fabricarán en las instalaciones de As-teasu (Gipuzkoa) y la subestación está a cargo de EDS Ingeniería y Montaje. En el futuro parque eólico intervendrán los principales operadores de renovables a nivel estatal, además del Gobierno vasco.

Entre los beneficios para los vecinos residentes en el entorno del proyecto se encuentran, según la compañía eléctrica, la reducción del precio de la energía en domicilios, además de acuerdos de suministro de energía eléctrica a largo plazo con empresas próximas al parque. O con mejoras en centros sociales.

Todo ello enmarcado en la Estrategia Energética de Euskadi 2030, que persigue triplicar la potencia de energía renovable para esa fecha, pasando de los 350 MW que se generan hoy a 900 en 2028.



Mikel Amundarain (EVE), Julio Castro (Iberdrola Renovables), Mikel Jauregi (consejero de Industria), Kerman Gabiola (Siemens Gamesa) e Irantxu Allende (viceconsejera), en el parque eólico del monte Oiz. CEDIDA

El segundo congreso del Amoníaco Renovable reúne en Madrid a más de 200 profesionales

- II Jornada Nacional del Amoníaco Renovable, celebrada ayer en Madrid y organizada por la Asociación Española de Amoníaco Renovable (AEAR)



El segundo congreso del Amoníaco Renovable reúne en Madrid a más de 200 profesionales

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/movilidad/el-segundo-congreso-del-amoniaco-renovable-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

El presidente de AEAR, Raúl Rodríguez Parra, ha sido el encargado de abrir el evento. Lo ha hecho con un discurso en el que ha puesto en valor la capacidad del país para aprovechar todo su potencial renovable y portuario en la cadena de valor del amoníaco renovable. Posteriormente, Fernando Villamón, subdirector general de la Dirección General de Proyectos Estratégicos y Políticas Sectoriales, ha subrayado que “España reúne todas las condiciones para ser líder en producción y exportación de amoníaco renovable en Europa. Además, estamos entre los países más eficientes en logística a nivel mundial. Somos un puente entre Europa, África y América Latina”.

A continuación ha intervenido la directora del Valle Andaluz del Hidrógeno, María Molina. Molina (ejecutiva en Moeve, antes Cepsa) ha introducido el bloque sobre el papel de las administraciones en el desarrollo del amoníaco renovable. En su intervención, Mercedes Ballesteros, directora del Departamento de Energía en el Ciemat, ha recalcado el papel mayoritario que ya tienen las renovables en el mix energético español y ha incidido en la oportunidad que suponen los sectores de difícil electrificación, como industria pesada, transporte de larga distancia, aviación y sector marítimo para contribuir para la descarbonización y en los que es clave el amoníaco.

Desde la óptica de la industria, Justo Pagán, subdirector general para el Impulso de Proyectos Industriales, ha puesto el foco en la necesidad de inversiones a gran escala y en la innovadora visión de futuro que requiere apostar por el amoníaco renovable: “el coste del amoníaco verde duplica o triplica el precio del amoníaco gris, pero tenemos que ser inteligentes a largo plazo -ha dicho- para anticiparnos a cuál va a ser la tecnología del mañana”.

En la misma línea, el subdirector general de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles, José Luis Cabo Sánchez, ha valorado la claridad del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2021-2030: “facilita a la industria el camino a seguir y anticipar cuáles serán las inversiones. Para ello es clave también la colaboración público-privada a través del Grupo Asesor del Hidrógeno Renovable”.

Acto seguido, el responsable de financiación pública de Avalon Renovables, Sergio García, ha introducido el bloque sobre la visión de las diferentes industrias. Por parte del sector marítimo, la directora general de Anave, Elena Seco, ha destacado que “a corto plazo, la implantación de combustibles renovables como el amoniaco en buques está siendo lenta. El sector enfrenta desafíos como la antigüedad de la flota y la inseguridad regulatoria. Para incentivar la transición, es imprescindible contar con un marco global y previsible”.

A su vez, el director gerente de la Fundación Hidrógeno de Aragón, José María Santa Bárbara, ha subrayado la revolución que supone la capacidad actual de producir amoniaco sin generar emisiones y ha añadido que hace falta “una garantía normativa proporcione la estabilidad necesaria para trasladar confianza al sector marítimo”. Además, “el amoniaco es la molécula que hace posible la mitad de la comida del mundo como fertilizante”.

Verónica Rivière, presidenta de la Asociación Gas Industrial, ha puesto el foco en la alta sensibilidad de la industria gasintensiva a los precios energéticos: “el coste de producción de la molécula es la principal barrera que tenemos que vencer. Es necesario promover un entorno competitivo para potenciar el despliegue de soluciones renovables”.

Durante la mesa “Las autoridades portuarias ante el desafío logístico del amoniaco renovable”, moderada por la directora logístico comercial de Enagás, Nerea Chacartegui, han participado representantes de los principales enclaves estratégicos del país: Puerto de Huelva, Puerto de Algeciras, Autoridad Portuaria de Cartagena, Puerto de Alicante, Autoridad Portuaria de Ferrol – San Cibrao y Port Tarragona. Los participantes han compartido su experiencia en la gestión de energías renovables.

Entre las principales conclusiones, los responsables portuarios han coincidido en la necesidad de probar todos los combustibles derivados del hidrógeno verde –como el propio amoniaco renovable– y afrontar juntos las barreras normativas y regulatorias que aún limitan el despliegue logístico y operativo a gran escala. Además, han coincidido en subrayar el su papel facilitador y agilizador de trámites para que empresas innovadoras puedan instalarse junto a los puertos, si bien han alertado de la saturación del 87% de los nudos de distribución eléctrica en España como limitación crítica para este desarrollo.

Respecto al bunkering de amoniaco, los participantes han destacado que las primeras plantas renovables serán clave para atender la demanda local y que, para hacer realidad el repostaje marítimo, será esencial una triple alineación entre productores de combustible, empresas de transporte y los propios puertos.

La percepción general de los puertos españoles respecto a la implantación del amoniaco renovable es positiva, ya que España cuenta con las energías renovables más competitivas de Europa y albergan el 20% de todos los proyectos de hidrógeno verde planteados en el continente.

En este sentido, los puertos españoles -explican desde AEAR- están plenamente preparados para afrontar este nuevo negocio, con todas las herramientas necesarias para impulsar la innovación y consolidar a España como referente logístico y exportador.

Diego Crespo, de eFuels & Hydrogen Regulatory Affairs de Moeve: “impulsar el despliegue del amoniaco verde a escala industrial es esencial para avanzar en independencia energética en España y en Europa. Además, su capacidad para almacenar y transportar hidrógeno verde, así como para producir combustibles y fertilizantes más sostenibles, lo convierten en un aliado para acelerar la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte marítimo o la industria”

El director de Desarrollo de Negocio de Enagás, Fernando Impuesto, ha enfocado su discurso en el papel de las infraestructuras gasistas en la transición al amoniaco renovable: “hay una oportunidad grande en el desarrollo del amoniaco renovable. España tiene las condiciones ideales para su desarrollo, pero hay que superar dos elementos. Uno es la necesidad de desarrollar las infraestructuras y otro, la regulación que permita el desarrollo de este mercado. Para ello lo que proponemos es la cooperación entre todos los agentes”.

En la mesa redonda sectorial, moderada por el director general de AEAR, José Ramón Freire, han participado representantes de Avalon Renovables, Tresca Ingeniería, Ignis P2X, Carbueros Metálicos, ATD y Exolum, que han repasado los principales “desafíos y oportunidades que enfrenta el sector empresarial ante el amoniaco renovable”. El director ejecutivo de Ignis P2X, José Antonio Miembra, ha destacado que “el exceso de regulación en la fase de producción dificulta la puesta en marcha de proyectos” y ha insistido en que Europa debe fomentar la producción interna de esta molécula frente a su importación.

Fernando Monasterio, business development & comercial manager H2 & derivates de Exolum, ha defendido por su parte la necesidad de armonizar los criterios regulatorios del amoniaco renovable en los distintos puertos para favorecer la consolidación de España como pionera en esta tecnología, y ha destacado que la logística portuaria puede ser un catalizador para estos proyectos mediante la simplificación de trámites burocráticos.

El director de desarrollo de negocio de Avalon Renovables, Sergio Martínez, ha abogado por su parte por ver la regulación como un facilitador e impulsor tanto de la producción como de la demanda, apuntando a la importancia de reforzar el autoconsumo para aportar autonomía y competitividad y siempre, compatibilizando la permisología con los proyectos alimentados por red, junto a la reducción de impuestos y peajes para aprovechar al máximo el excelente recurso renovable de España hasta poder llevar el precio final por debajo de los 1.000 euros la tonelada de amoniaco renovable a través de contratos a largo plazo.

Por su parte, el director ejecutivo y fundador de ATD, Fabián Plaza, ha enfatizado que la competitividad dependerá de la oferta, entendida como disponibilidad y precio, mencionando el cracking como un aspecto tecnológico a vigilar. Mientras que Héctor Carbonell, on-site & energy transition director Southern Europe de Carbueros Metálicos, ha criticado que la falta de demanda de amoniaco renovable se debe a que todavía “contaminar es barato” y que se debe fomentar un punto de encuentro en el precio entre los combustibles fósiles y los renovables. Carbonell ha resaltado por

otro lado el hecho de que, a pesar de que el amoniaco es una molécula tóxica e inflamable, su uso seguro puede equipararse al de otros combustibles, como en los automóviles.

Como cierre de la II Jornada del Amoníaco Renovable, el presidente de AEAR, Raúl Rodríguez Parra, ha ofrecido una visión global sobre las estrategias imprescindibles para consolidar el amoniaco renovable en el mercado. Rodríguez Parra, que es director comercial y de desarrollo de negocio en Tresca, ha subrayado que la clave reside en el desarrollo de proyectos sólidos, ya que son activos de larga duración, capaces de responder a las demandas futuras de una población en crecimiento y un escenario energético en transición. Por fin, Parra ha insistido en la importancia de dotar al sector de seguridad jurídica y normativas estables a largo plazo, recordando que en los últimos cinco años el amoniaco renovable se ha convertido en una opción interesante para abordar en la transición energética de España

Para lograr una consolidación real, el presidente de la asociación animó a las empresas y administraciones a promover una demanda racional del amoniaco renovable y a trabajar juntas en la construcción de un entorno competitivo y seguro, capaz de situar a España como referente en producción, exportación y aplicación de este vector energético clave.

Credenciales AEAR

La Asociación Española del Amoníaco Renovable (AEAR) se define como "una entidad independiente y sin ánimo de lucro que agrupa a actores de toda la cadena de valor del amoníaco renovable en España". Declara como su objetivo "impulsar el desarrollo y la adopción del amoníaco renovable como combustible limpio y materia prima esencial para la industria química y de fertilizantes, contribuyendo así a la descarbonización de la economía".

La II Jornada del Amoniacio Renovable consolida a España como referente para alcanzar un futuro sin emisiones

- AEAR ha organizado la II Jornada del Amoniacio Renovable para analizar los retos y oportunidades que marcarán el futuro del amoniacio renovable.



La II Jornada del Amoniacio Renovable consolida a España como referente para alcanzar un futuro sin emisiones.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-ii-jornada-del-amoniaco-renovable-consolida-a-espana-como-referente-...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

AEAR

La **Asociación Española del Amoniacio Renovable (AEAR)** ha reunido en Madrid a más de doscientos profesionales, instituciones, empresas líderes y representantes de la administración pública para analizar los retos y **oportunidades que marcarán el futuro del amoniacio renovable como piedra angular de la transición energética y la industria descarbonizada en España.**

Durante la inauguración, **Raúl Rodríguez Parra**, presidente de AEAR, ha puesto en valor la capacidad del país para aprovechar todo su potencial renovable y portuario en la cadena de valor del amoniacio renovable. Posteriormente, **Fernando Villamón**, subdirector general de la Dirección General de Proyectos Estratégicos y Políticas Sectoriales, ha subrayado que "España reúne todas las condiciones para ser líder en producción y exportación de amoniacio renovable en Europa. Además, estamos entre los países más eficientes en logística a nivel mundial. Somos un puente entre **Europa, África y América Latina**".

A continuación, **María Molina**, directora del Valle Andaluz del Hidrógeno, en representación de Moeve, ha introducido el bloque sobre el papel de las administraciones en el desarrollo del amoniacio renovable. En su intervención, **Mercedes Ballesteros**, directora del Departamento de Energía en CIEMAT, ha recalcado el papel mayoritario que ya tienen las renovables en el mix energético español y ha incidido en la oportunidad que suponen los sectores de difícil electrificación, como industria

pesada, transporte de larga distancia, aviación y sector marítimo para contribuir para la descarbonización y en los que es clave el amoniaco.

Desde la óptica de la industria, **Justo Pagán**, subdirector general para el Impulso de Proyectos Industriales, ha puesto el foco en la necesidad de inversiones a gran escala y en la innovadora visión de futuro que requiere apostar por el amoniaco renovable: “El coste del amoniaco verde duplica o triplica el precio del amoniaco gris, pero tenemos que ser inteligentes a largo plazo para anticiparnos a cuál va a ser la tecnología del mañana”.

En la misma línea, **José Luis Cabo Sánchez**, subdirector general de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles, ha valorado la claridad del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: “Facilita a la industria el camino a seguir y anticipar cuáles serán las inversiones. Para ello es clave también la colaboración público-privada a través del Grupo Asesor del Hidrógeno Renovable”.

Acto seguido, **Sergio García**, responsable de financiación pública de Avalon Renovables, ha introducido el bloque sobre la visión de las diferentes industrias. Por parte del sector marítimo, Elena Seco, directora general de ANAVE, ha destacado que “a corto plazo, la implantación de combustibles renovables en buques como el amoniaco está siendo lenta. El sector enfrenta desafíos como la antigüedad de la flota y la inseguridad regulatoria. Para incentivar la transición, es imprescindible contar con un marco global y previsible”.

A su vez, **José María Santa Bárbara**, director gerente de la Fundación Hidrógeno de Aragón, ha subrayado la revolución que supone la capacidad actual de producir amoniaco sin generar emisiones y ha añadido hace falta “una garantía normativa proporcione la estabilidad necesaria para trasladar confianza al sector marítimo”. Además, “el amoniaco es la molécula que hace posible la mitad de la comida del mundo como fertilizante”.

Verónica Rivière, presidenta de la Asociación Gas Industrial, ha puesto el foco en la alta sensibilidad de la industria gasintensiva a los precios energéticos: “El coste de producción de la molécula es la principal barrera que tenemos que vencer. Es necesario promover un entorno competitivo para potenciar el despliegue de soluciones renovables”.

Durante la mesa “Las autoridades portuarias ante el desafío logístico del amoniaco renovable”, moderada por **Nerea Chacartegui**, directora logístico comercial de Enagás, participaron representantes de los principales enclaves estratégicos del país: Puerto de Huelva, Puerto de Algeciras, Autoridad Portuaria de Cartagena, Puerto de Alicante, Autoridad Portuaria de Ferrol – San Cibrao y Port Tarragona. Todos ellos compartieron su experiencia en la gestión de energías renovables.

Entre las principales conclusiones, los responsables portuarios coincidieron en la necesidad de testar todos los combustibles derivados del hidrógeno verde –como el propio amoniaco renovable– y afrontar juntos las barreras normativas y regulatorias que aún limitan el despliegue logístico y operativo a gran escala. Subrayaron su papel facilitador y agilizador de trámites para que empresas innovadoras puedan instalarse junto a los puertos, aunque alertaron de la saturación del 87% de los nudos de distribución eléctrica en España como limitación crítica para este desarrollo.

Respecto al bunkering de amoniaco, los participantes indicaron que las primeras plantas renovables serán clave para atender la demanda local y que, para hacer realidad el repostaje marítimo, será esencial una triple alineación entre productores de combustible, empresas de transporte y los propios puertos. También resaltaron las expectativas de los trabajadores ante la manipulación de este combustible y la buena percepción general.

La percepción general de los puertos españoles respecto a la implantación del amoniaco renovable es positiva, ya que España cuenta con las energías renovables más competitivas de Europa y albergan el 20% de todos los proyectos de hidrógeno verde planteados en el continente. En este sentido, los puertos españoles están plenamente preparados para afrontar este nuevo negocio, con todas las herramientas necesarias para impulsar la innovación y consolidar a España como referente logístico y exportador.

Después ha tenido lugar la intervención de Diego Crespo, eFuels & Hydrogen Regulatory Affairs de Moeve, quien ha asegurado que “impulsar el despliegue del amoniaco verde a escala industrial es esencial para avanzar en independencia energética en España y en Europa. Además, su capacidad para almacenar y transportar hidrógeno verde, así como para producir combustibles y fertilizantes más sostenibles, lo convierten en un aliado para acelerar la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte marítimo o la industria”.

Posteriormente, **Fernando Impuesto**, director de Desarrollo de Negocio de Enagás, indicó durante su ponencia sobre el papel de las infraestructuras gasistas en la transición al amoniaco renovable en que “hay una oportunidad grande en el desarrollo del amoniaco renovable. España tiene las condiciones ideales para su desarrollo, pero hay que superar dos elementos. Uno es la necesidad de desarrollar las infraestructuras y otro la regulación que permita el desarrollo de este mercado. Para ello lo que proponemos es la cooperación entre todos los agentes”.

En la mesa redonda sectorial, moderada por José Ramón Freire, director general de AEAR, participaron representantes de Avalon Renovables, Tresca Ingeniería, Ignis P2X, Carbueros Metálicos, ATD y Exolum, quienes pusieron sobre la mesa los principales desafíos y oportunidades que enfrenta el sector empresarial ante el amoniaco renovable. José Antonio Miembra, CEO de Ignis P2X, destacó que “el exceso de regulación en la fase de producción dificulta la puesta en marcha de proyectos” e insistió en que Europa debe fomentar la producción interna de esta molécula frente a su importación.

Fernando Monasterio, business development & comercial manager H2 & derivates de Exolum, defendió la necesidad de armonizar los criterios regulatorios del amoniaco renovable en los distintos puertos para favorecer la consolidación de España como pionera en esta tecnología, y señaló que la logística portuaria puede ser un catalizador para estos proyectos mediante la simplificación de trámites burocráticos. Asimismo, Sergio Martínez, director de desarrollo de negocio de Avalon Renovables, abogó por ver la regulación como un facilitador e impulsor tanto de la producción como de la demanda, apuntando a la importancia de reforzar el autoconsumo para aportar autonomía y competitividad y siempre, compatibilizando la permisología con los proyectos alimentados por red, junto a la reducción de impuestos y peajes para aprovechar al máximo el excelente recurso renovable de España hasta poder llevar el precio final por debajo de los 1.000 euros la tonelada de amoniaco renovable a través de contratos a largo plazo.

Por su parte, **Fabián Plaza**, CEO y fundador de ATD, enfatizó que la competitividad dependerá de la oferta, entendida como disponibilidad y precio, mencionando el cracking como un aspecto tecnológico a vigilar. A la par, Héctor Carbonell, on-site & energy transition director Southern Europe de Carburos Metálicos, criticó que la falta de demanda de amoníaco renovable se debe a que todavía “contaminar es barato” y que se debe fomentar un punto de encuentro en el precio entre los combustibles fósiles y los renovables. Resaltó, que, a pesar de que el amoníaco es una molécula tóxica e inflamable, su uso seguro puede equipararse al de otros combustibles como en los automóviles.

Como cierre de la II Jornada del Amoníaco Renovable, **Raúl Rodríguez Parra**, presidente de AEAR y director comercial y de desarrollo de negocio de Tresca, ofreció una visión global sobre las estrategias imprescindibles para consolidar el amoníaco renovable en el mercado. Subrayó que la clave reside en el desarrollo de proyectos sólidos, ya que son activos de larga duración, capaces de responder a las demandas futuras de una población en crecimiento y un escenario energético en transición. Rodríguez Parra insistió en la importancia de dotar al sector de seguridad jurídica y normativas estables a largo plazo, recordando que en los últimos cinco años el amoníaco renovable se ha convertido en una opción interesante para abordar en la transición energética de España

Para lograr una consolidación real, el presidente de la asociación animó a las empresas y administraciones a promover una demanda racional del amoníaco renovable y a trabajar juntas en la construcción de un entorno competitivo y seguro, capaz de situar a España como referente en producción, exportación y aplicación de este vector energético clave.



APPA Marina reclama medidas urgentes para no retroceder en la eólica marina

- APPA Marina alerta de las oportunidades desaprovechadas en la eólica marina, debido a la ausencia de subastas, los retrasos administrativos y la falta de certi...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/eolico/appa-marina-reclama-medidas-urgentes-para-no-retroceder-en-la-eolic...>

Miércoles, 29 octubre 2025

29 octubre 2025 0

La Sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables APPA Marina ha anunciado la incorporación de Saitec Offshore Technologies y Magallanes Renovables a su Junta Directiva con el objetivo de reforzar su capacidad de representación y dar un nuevo impulso al desarrollo de las energías marinas en España.

Al mismo tiempo, la organización señala que **el sector de la eólica marina decae a la espera de contar con un marco normativo y retributivo que resulte atractivo para desarrollar las primeras inversiones.**

Según APPA; para avanzar en los objetivos del PNIEC será imprescindible activar tecnologías como la eólica marina, ya comercialmente maduras, pero aún sin desarrollo real en España, pese a contar con 3 GW asignados. **La ausencia de subastas, los retrasos administrativos y la falta de certidumbre jurídica están bloqueando un sector clave para la transición energética y la economía azul.**

En el Real Decreto-ley, que finalmente no fue convalidado, se incluía una disposición que representaba un avance relevante en I+D+i marina: **permitir autorizaciones tipo para prototipos en zonas ya evaluadas.** Esta medida, al facilitar la sustitución de dispositivos sin repetir trámites, habría agilizado el desarrollo tecnológico y debería recuperarse en futuras regulaciones.

España dispone del conocimiento, los recursos y la industria necesaria para liderar la eólica flotante, pero **sin nuevas ayudas específicas y efectivas el sector permanece estancado. Se necesitan incentivos claros, subastas y una regulación estable y adecuada** que permitan el despegue del sector.

El **Presidente de APPA Marina Pedro Mayorga** señala que “no se puede seguir perdiendo oportunidades mientras otros países avanzan. Los 3 GW del PNIEC deben venir acompañados ya de medidas concretas”.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

29 octubre 2025



APPA Marina refuerza su liderazgo y exige medidas para activar la eólica offshore en España

- La asociación incorpora a Saitec Offshore y Magallanes Renovables a su Junta Directiva y reclama un marco regulatorio estable para la eólica marina.



APPA Marina refuerza su liderazgo y exige medidas para activar la eólica offshore en España

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/eolica/appa-marina-refuerza-su-liderazgo-y-20251029>

Manuel Moncada

Miércoles, 29 octubre 2025

El **presidente de APPA Marina, Pedro Mayorga**, subraya que la ampliación de la Junta "consolida una visión más diversa y sólida del sector", destacando que "el tejido tecnológico e industrial nacional está preparado, pero necesita certidumbre regulatoria y una planificación a largo plazo para desplegar los primeros proyectos en aguas españolas".

Un sector preparado, pero bloqueado

Pese al objetivo de 3 GW de potencia eólica marina establecido en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** para 2030, España sigue sin proyectos comerciales en marcha. El sector denuncia que la ausencia de subastas, los retrasos administrativos y la inseguridad jurídica están frenando una de las tecnologías con mayor potencial de la transición energética.

"El sector está listo desde el punto de vista tecnológico e industrial, pero necesitamos un marco regulatorio claro y mecanismos que impulsen la cadena de valor nacional", advierte **Carlos Ariel Garrido Mendoza, director de Innovación de Saitec Offshore Technologies**. La empresa vasca es pionera en el desarrollo de la plataforma flotante Demo SATH, una de las soluciones más avanzadas para la eólica marina en aguas profundas.

Por su parte, **Magallanes Renovables**, especializada en energía de corrientes marinas, aportará su experiencia internacional y su enfoque innovador a la Junta. Su **director, Mario Iglesias Casal**, defiende que "España dispone de una base industrial y tecnológica excepcional que debe aprovecharse para posicionarse en el mapa europeo de las energías marinas".

La oportunidad perdida

La asociación ha lamentado la no convalidación del Real Decreto-ley 7/2025, que incluía una disposición para facilitar la tramitación de proyectos experimentales en zonas ya evaluadas. Según APPA Marina, esa medida habría supuesto un impulso clave para la I+D+i marina al permitir la sustitución ágil de prototipos sin repetir procedimientos administrativos. La entidad reclama recuperar esa línea de acción en futuras regulaciones.

Llamamiento al Gobierno

Desde APPA Marina se insiste en que España dispone del conocimiento, los recursos y la industria necesarios para liderar la eólica flotante, pero advierte que "sin incentivos claros y una regulación efectiva, el país corre el riesgo de quedar rezagado frente a otros mercados europeos".

"No podemos seguir perdiendo oportunidades mientras otros países avanzan", ha señalado Mayorga. "Los 3 GW del PNIEC deben venir acompañados de medidas concretas que impulsen un mercado nacional y fortalezcan la cadena de valor española".

Hacia un ecosistema marino sólido

Con la entrada de Saitec y Magallanes, la Junta Directiva de APPA Marina se consolida junto a **EnerOcean, EVE, IHCantabria y Degima**, entidades históricamente vinculadas al desarrollo de las energías del mar. La asociación apuesta por integrar nuevas voces y fortalecer un ecosistema nacional capaz de liderar el desarrollo tecnológico, industrial y regulatorio de la eólica marina y otras fuentes oceánicas como las olas y las corrientes.

Artículos relacionados

- **La eólica marina que no acaba de zarpar**
- **España se juega su liderazgo en eólica marina flotante por el bloqueo regulatorio y la falta de planificación**
- **Estas son las áreas marinas donde no se pueden instalar aerogeneradores**

La asociación APPA Marina insiste en que se convoquen las subastas de eólica marina

- APPA Marina ha lamentado que aún no se haya convocado ninguna subasta de eólica marina en España.



El sector espera el anuncio de las subastas de eólica marina.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-asociacion-appa-marina-insiste-en-que-se-convoquen-las-subastas-de-e...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

Este sector tiene un objetivo de 3 GW en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España (PNIEC) para el año 2030

La Sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Marina) ha lamentado que aún no se haya convocado ninguna subasta de eólica marina en España y que el país todavía no disponga de un marco normativo "estable y ágil" por las oportunidades de negocio que se pierden.

En una nota, APPA Marina recuerda que este sector, que **tiene un objetivo de 3 gigavatios (GW) en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España (PNIEC) para el año 2030**, "languidece" a la espera de contar con un marco normativo y retributivo "que resulte atractivo para desarrollar las primeras inversiones".

Asimismo, la asociación ha incorporado a su junta directiva a dos nuevos miembros, Saitec Offshore Technologies y Magallanes Renovables, con **objeto de reforzar su capacidad de representación y dar un nuevo impulso al desarrollo de las energías marinas en nuestro país.**

Ambas incorporaciones completan una junta directiva que ya contaba con Enreoclean, Eve, IHCantabria y Degima, entidades que han contribuido "históricamente al impulso y consolidación de la asociación en el ámbito de las renovables marinas", añade la nota.

Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión

● Hasta enero no podrán comenzar a realizar estas funciones para el operador del sistema



Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión

<https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-habilita-las-primeras-renovables-que-podran-contribuir-al-con...>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

Hasta enero no podrán comenzar a realizar estas funciones para el operador del sistema

Red Eléctrica, como operador del sistema (OS), ha realizado durante las últimas semanas las pruebas de habilitación de las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión en línea con el nuevo P.O. 7.4 solicitado por el OS en 2020 y aprobado en junio por la CNMC. El operador del sistema está preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar dicho servicio desde el momento en que lo notifiquen al operador. Está previsto que sea en diciembre cuando comiencen a realizar los primeros trabajos para en enero comenzar ya a operar.

Red Eléctrica se mantiene a disposición de los agentes y del resto de plantas renovables a los que invita a realizar sus solicitudes para ser habilitados y poder participar en el nuevo P.O. Por el momento, el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones es aún bajo. A día de hoy, se han presentado 168 solicitudes, de las que 125 corresponden a instalaciones renovables no gestionables. De ellas 24 están ya en condiciones de comenzar las pruebas. El resto, o bien declaran no poder seguir consigna de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria.

También ciclos e hidráulicas

Además de las plantas renovables no gestionables, también han presentado solicitudes centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas que ya tienen la obligación de prestar el servicio

de control dinámico de tensión en su modalidad básica. Por ello, en el proceso se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que son las únicas que pueden ofrecer nuevos recursos al sistema.

Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las renovables habilitadas obtendrán prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

Para su habilitación la normativa del nuevo P.O establece que las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de consignas de reactiva y de consignas de tensión. Esta última modalidad – seguimiento de consigna de tensión en tiempo real - es la que ofrece flexibilidad y permite que las instalaciones respondan a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

Muchas instalaciones renovables, que actualmente deben seguir una consigna de factor de potencia, tienen la obligación normativa de disponer de capacidad técnica para seguir consignas de tensión, con lo que se espera contar con recursos adicionales en el sistema en el corto plazo.

Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión - Energética 21

- Según la normativa, para su habilitación las instalaciones renovables tienen que acreditar su capacidad de control de tensión fundamentalmente en modo seguimiento de consignas de tensión en tiempo real, esencial para responder a las variaciones rápidas de tensión.



Red eléctrica tensión renovables

[red eléctrica](#) [renovables](#) [control dinámico de tensión](#) [sistema eléctrico](#) [plantas renovables](#) [recursos renovables](#)

<https://energetica21.com/noticia/red-electrica-habilita-primeras-renovables-podran-contribuir-control-dinamico...>

Energética 21

Miércoles, 29 octubre 2025

Según la normativa, para su habilitación las instalaciones renovables tienen que acreditar su capacidad de control de tensión fundamentalmente en modo seguimiento de consignas de tensión en tiempo real, esencial para responder a las variaciones rápidas de tensión.

En las últimas semanas, **Red Eléctrica ha realizado las pruebas de habilitación de las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión en línea con el nuevo P.O. 7.4** solicitado en 2020 y aprobado en junio por la CNMC. El operador del sistema está preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar dicho servicio desde el momento en que lo notifiquen a Red Eléctrica.

Red Eléctrica se mantiene a disposición de los agentes y del resto de plantas renovables a los que invita a realizar sus solicitudes para ser habilitados y poder participar en el nuevo P.O. Por el momento, el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones es aún bajo. A día de hoy, **se han presentado 168 solicitudes, de las que 125 corresponden a instalaciones renovables no gestionables** . De ellas **24 están ya en condiciones de comenzar las pruebas** . El resto, o bien declaran no poder seguir consigna de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria.

Además de las plantas renovables no gestionables, también han presentado solicitudes centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas que ya tienen la obligación de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica. Por ello, en el proceso se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que son las únicas que pueden ofrecer nuevos recursos al sistema.

Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las renovables habilitadas obtendrán prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

Para su habilitación la normativa del nuevo P.O establece que las instalaciones tienen que **acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos** : a través de consignas de reactiva y **de consignas de tensión**. Esta última modalidad –seguimiento de consigna de tensión en tiempo real- es la que **ofrece flexibilidad** y permite que las instalaciones **respondan** a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

Muchas instalaciones renovables , que actualmente deben seguir una consigna de factor de potencia, **tienen la obligación normativa de disponer de capacidad técnica** para seguir consignas de tensión, con lo que se espera contar con recursos adicionales en el sistema en el corto plazo .

Red Eléctrica inicia la habilitación de instalaciones renovables para participar en el control dinámico de tensión

- En el marco del nuevo P.O. 7.4, Red Eléctrica ha completado las pruebas de habilitación de las primeras plantas renovables con capacidad de seguimiento de con...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/red-electrica-inicia-la-habilitacion-de-instalaciones-renovables-p...>

Miércoles, 29 octubre 2025

Red Eléctrica ha dado un paso decisivo en la **integración de las energías renovables en la operación del sistema eléctrico** con la habilitación de las primeras instalaciones que podrán ofrecer el nuevo servicio de **control dinámico de tensión**. Este servicio, regulado en el **Procedimiento de Operación 7.4 (P.O. 7.4)**, aprobado por la **CNMC** el pasado junio, permitirá que las plantas renovables contribuyan activamente a mantener la estabilidad de la red.

El operador del sistema ha completado con éxito las primeras pruebas y se encuentra preparado para que las instalaciones habilitadas comiencen a prestar el servicio en cuanto lo notifiquen. Paralelamente, Red Eléctrica mantiene abierta la convocatoria e invita a los titulares de plantas renovables a presentar sus solicitudes de habilitación para participar en el nuevo esquema operativo.

Hasta la fecha se han recibido **168 solicitudes**, de las cuales **125** proceden de **instalaciones renovables no gestionables**, como parques eólicos o plantas fotovoltaicas. De ese total, 24 están ya en disposición de iniciar las pruebas finales. El resto de los proyectos continúan completando los requisitos técnicos o documentales necesarios, mientras que algunos han declarado no disponer aún de capacidad para seguir consignas de tensión.

También han presentado solicitudes centrales convencionales, como ciclos combinados o hidráulicas, que ya están obligadas a ofrecer el servicio básico de control de tensión. No obstante,

Red Eléctrica está dando prioridad a las **renovables no gestionables** , ya que son las que pueden aportar nuevos recursos de regulación al sistema eléctrico.

Las instalaciones que obtengan la habilitación **disfrutarán de prioridad de despacho** y podrán **suavizar las rampas máximas de variación de su producción** , lo que facilitará una integración más eficiente y segura de la generación renovable.

Para poder ofrecer este servicio, las plantas deben **demostrar su capacidad técnica para regular la tensión** , tanto mediante consignas de potencia reactiva como a través de consignas de tensión en tiempo real. Esta última modalidad permite responder con rapidez a las fluctuaciones del sistema y aporta una mayor flexibilidad operativa, clave en un contexto de creciente penetración de energías limpias.

Muchas instalaciones renovables ya cuentan con la tecnología necesaria para operar bajo consignas de tensión, pese a trabajar actualmente con consignas de factor de potencia. Esta adaptación facilitará que en los próximos meses se incorporen **nuevos recursos flexibles** al sistema, reforzando la seguridad y estabilidad de la red eléctrica española.

Aclaraciones de REE sobre el control de tensión en España

- Los niveles de tensión en los últimos años no ha aumentado. Los valores medios eran más altos años atrás, pero con la puesta en servicio de elementos de control de tensión en la RdT estos valores actualmente son menores. Sí ha aumentado la variabilidad de las tensiones, variabilidad que debe ser controlada por los generadores que aportan al sistema un control de tensión efectivo.
- En el ámbito de la regulación de tensión, Red Eléctrica, cumpliendo con su responsabilidad, ha trabajado y se ha adelantado siempre con medidas para modernizar el sistema y adaptarlo a las necesidades presentes y futuras.
- Así lo ha hecho, por ejemplo, desde 2020, cuando propuso la modificación del P.O 7.4 vigente hasta el pasado mes de junio con el objetivo de aumentar el volumen de recursos en el sistema que son capaces de realizar un seguimiento de consignas de tensión. En este tiempo, se han superado diferentes proyectos piloto y varios procesos de información pública en los que se recibieron posicionamientos críticos de una parte de la generación convencional.
- Las centrales de generación que actualmente participan en el servicio de control de tensión deben tener una capacidad para aportar o absorber potencia reactiva del 30% respecto a su potencia máxima, lo que aporta suficiente potencia reactiva para su reacción a las variaciones de tensión en el sistema.
- Con respecto a las capacidades de las centrales convencionales para prestar el servicio de control de tensión, Red Eléctrica no tiene constancia de que los reguladores hayan emitido exenciones que permitan prestar el servicio por debajo del mínimo establecido en la normativa.
- No hubo una falta de capacidad de reactiva programada en el sistema el pasado 28 de abril, sino que la misma no fue activada por los generadores en el momento en el que el sistema lo requería. Su aportación al sistema como establece la normativa hubiera reducido la dinámica de la variación de tensión que se produjo. Sin embargo, como ha quedado demostrado, los

grupos no alcanzaron mayoritariamente el valor mínimo legalmente obligatorio, con respuestas lentas o insuficientes a la variación que desencadenó los eventos posteriores.

- El límite de tensión en la red de transporte es de 435 kV porque así lo establece la regulación española desde al menos el año 1998 y lo ha confirmado la normativa europea más reciente. Operar con un valor máximo de 420 kV implicaría un cambio estructural; su aplicación en el sistema actual multiplicaría los costes asociados a las restricciones técnicas y no se podría asegurar que, con los recursos disponibles actualmente, dicho valor no fuera superado.
- Por último, el servicio de control de tensión mediante las consignas de reactiva no aporta al sistema flexibilidad de adaptación a variaciones rápidas de tensión. De ahí la necesidad de que las instalaciones puedan controlar tensión también en modo de consigna de tensión.

REE se reafirma en su señalamiento a las eléctricas como responsables del apagón

- El operador del sistema, Red Eléctrica, anuncia la habilitación (para la prestación del servicio de control dinámico de tensión) de 24 instalaciones renovables



Redes eléctricas

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/ree-se-reafirma-en-su-se-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

El operador del sistema, Red Eléctrica, ha realizado las pruebas de habilitación de las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión en línea con el nuevo Procedimiento de Operación PO 7.4 solicitado por el operador del sistema en 2020 y aprobado en junio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Y Red Eléctrica (REE) ha anunciado esta mañana que ya está preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar dicho servicio "desde el momento en que lo notifiquen al OS". Además, REE se declara "a disposición de los agentes y del resto de plantas renovables", a los que invita a realizar sus solicitudes para ser habilitados y poder participar en el nuevo PO. Por el momento -informa Red Eléctrica-, el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones es aún "bajo". Más concretamente, y, "a día de hoy, se han presentado 168 solicitudes, de las que 125 corresponden a instalaciones renovables no gestionables" (parques eólicos y solares fotovoltaicos, por ejemplo). De entre todas ellas, dos docenas (24) están ya en condiciones de comenzar las pruebas, según reza el comunicado que ha difundido hoy REE. "El resto, o bien declaran no poder seguir consigna de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria".

Además de las plantas renovables no gestionables, también han presentado solicitudes -informa REE- centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas que ya tienen la obligación de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica. "Por ello -matiza el OS-, en

el proceso se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que son las únicas que pueden ofrecer nuevos recursos al sistema".

Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las renovables habilitadas obtendrán prioridad de despacho (si hay más generación de electricidad que demanda en un momento dado, serán "desenchufadas" en primer lugar las que no tengan prioridad de despacho) y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

Red Eléctrica explica

«Para su habilitación la normativa del nuevo PO establece que las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de consignas de reactiva y de consignas de tensión. Esta última modalidad – seguimiento de consigna de tensión en tiempo real- es la que ofrece flexibilidad y permite que las instalaciones respondan a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación. Muchas instalaciones renovables, que actualmente deben seguir una consigna de factor de potencia, tienen la obligación normativa de disponer de capacidad técnica para seguir consignas de tensión, con lo que se espera contar con recursos adicionales en el sistema en el corto plazo»

Esto es todo lo que cuenta Red Eléctrica sobre el control de tensión en el comunicado que ha difundido hoy.

- Los niveles de tensión en los últimos años no han aumentado, en contra de lo que han venido sosteniendo (tras el apagón) ciertos actores del sector en los últimos meses. Antes al contrario, los valores medios "eran más altos años atrás, pero con la puesta en servicio de elementos de control de tensión en la Red de Transporte estos valores actualmente son menores". Sí ha aumentado -reconoce el operador del sistema, OS- la variabilidad de las tensiones, "variabilidad que debe ser controlada por los generadores que aportan al sistema un control de tensión efectivo" (o sea, por las centrales de gas de ciclo combinado, las nucleares y la gran hidráulica, propiedad prácticamente en su totalidad de solo cuatro empresas, Iberdrola, Endesa, EDP y Naturgy -caso de la nuclear y la hidráulica- y de las mismas 4 empresas y alguna más, en el caso del gas).
- En el ámbito de la regulación de tensión, Red Eléctrica ha trabajado y se ha adelantado siempre -presumen en el OS- con medidas para modernizar el sistema y adaptarlo a las necesidades presentes y futuras.
- Así -recuerdan desde REE-, lo ha hecho, por ejemplo, desde 2020, cuando propuso la modificación del Procedimiento de Operación 7.4, vigente hasta el pasado mes de junio. La modificación planteada por Red Eléctrica tenía y tiene como objetivo el "aumentar el volumen de recursos en el sistema que son capaces de realizar un seguimiento de consignas de tensión". En este largo quinquenio, se han superado diferentes proyectos piloto y varios procesos de información pública "en los que se

recibieron posicionamientos críticos -advierte REE- de una parte de la generación convencional".

- Las centrales de generación que actualmente participan en el servicio de control de tensión deben tener -concreta REE- una capacidad para aportar o absorber potencia reactiva del 30% respecto a su potencia máxima, "lo que aporta suficiente potencia reactiva para su reacción a las variaciones de tensión en el sistema".
- Con respecto a las capacidades de las centrales convencionales para prestar el servicio de control de tensión, Red Eléctrica explica en su comunicado que no tiene constancia de que los reguladores hayan emitido exenciones que permitan prestar el servicio por debajo del mínimo establecido en la normativa (REE estaría insinuando aquí quizá que las compañías propietarias de las centrales convencionales obligadas a prestar servicio de control de tensión habrían "rebajado" motu proprio ese 30%, poniendo en riesgo la seguridad de suministro).
- No hubo una falta de capacidad de reactiva programada en el sistema el pasado 28 de abril -sostiene rotundo el OS-, sino que la misma "no fue activada -insisten por enésima vez en REE- por los generadores en el momento en el que el sistema lo requería". La lectura que sobre el particular hace Red Eléctrica no deja lugar a interpretaciones: "su aportación al sistema como establece la normativa [la de las instalaciones obligadas a controlar la tensión, ergo los ciclos, nuclear e hidráulica de Endesa, Iberdrola y compañía] hubiera reducido la dinámica de la variación de tensión que se produjo; sin embargo, como ha quedado demostrado, los grupos no alcanzaron mayoritariamente el valor mínimo legalmente obligatorio, con respuestas lentas o insuficientes a la variación que desencadenó los eventos posteriores".
- El límite de tensión en la red de transporte es de 435 kV porque así lo establece la regulación española desde al menos el año 1998 y lo ha confirmado la normativa europea más reciente. Operar con un valor máximo de 420 kV implicaría un cambio estructural; su aplicación en el sistema actual multiplicaría los costes asociados a las restricciones técnicas y no se podría asegurar que, con los recursos disponibles actualmente, dicho valor no fuera superado.
- Por último, el servicio de control de tensión mediante las consignas de reactiva no aporta al sistema flexibilidad de adaptación a variaciones rápidas de tensión. De ahí la necesidad de que las instalaciones puedan controlar tensión también en modo de consigna de tensión.

El operador del sistema invita las plantas renovables a realizar la solicitud para ser habilitadas y poder participar en este servicio que entrará en vigor el 1 de enero. Según la normativa, para su habilitación las instalaciones renovables "tienen que acreditar -insiste REE- su capacidad de control de tensión fundamentalmente en modo seguimiento de consignas de tensión en tiempo real, esencial para responder a las variaciones rápidas de tensión".

La capacidad de control de tensión de estas tecnologías les otorga prioridad de despacho de su producción en el sistema eléctrico respecto a las instalaciones que no aporten dicha capacidad.

Artículos relacionados

- **Red Eléctrica coloca en el foco del apagón a las compañías eléctricas**
- **REE advierte de la urgencia; Iberdrola, Endesa y cía dicen que no están preparadas; y la CNMC pide más análisis**
- **REE se ratifica: el apagón fue causado por operaciones no justificadas de las compañías eléctricas**

ALGECIRAS Inauguración en la ETSIA del I Congreso RH2 Enovables



Acto de inauguración en Algeciras. JESÚS MONTILLA

Algeciras, epicentro del debate sobre el hidrógeno renovable

ALGECIRAS | La Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Algeciras (ETSIA) acoge desde este miércoles el I Congreso RH₂Enovables para la Desfossilización Industrial (RH₂EDiN 2025), un encuentro organizado por la Universidad de Cádiz (UCA) y la Fundación Campus Tecnológico de Algeciras (FCTA) que reúne durante dos días a expertos, investigadores, empresas e instituciones del ámbito energético nacional e internacional.

El acto inaugural, celebrado esta mañana, ha contado con la participación del rector de la Universidad de Cádiz, Casimiro Mantell; el alcalde de Algeciras, José Ignacio Landaluce; la subdelegada del Gobierno en Cádiz, Blanca Flores; el secretario general de Industria

El congreso incluye comunicaciones científicas, así como encuentros entre investigadores

y Minas de la Junta de Andalucía, José Javier Alonso; la presidenta de la Mancomunidad de Municipios del Campo de Gibraltar, Susana Pérez Custodio; el vicepresidente tercero de la Diputación de Cádiz, Jacinto Muñoz; y la directora de la ETSIA, Paloma Cubillas.

Durante la apertura, los intervinientes coincidieron en destacar la relevancia de la transición energética y el papel del hidrógeno renovable en la transformación del tejido

industrial del Campo de Gibraltar y del sur de Europa. El rector, Casimiro Mantell, subrayó la apuesta de la Universidad de Cádiz por la investigación aplicada y la colaboración con el sector industrial.

El congreso, que se desarrollará hasta mañana jueves, aborda los últimos avances en energías renovables, hidrógeno verde y tecnologías asociadas a la descarbonización industrial, con el apoyo del Vicerrectorado del Campus Bahía de Algeciras y la financiación de la Diputación de Cádiz.

El programa científico se estructura en seis ejes, entre ellos la producción y almacenamiento de hidrógeno, los valles y corredores energéticos que exploran la conversión de electricidad renovable.

CETIM y Norvento impulsan R3POWER, un proyecto para repotenciar parques eólicos con criterios de economía circular

- El proyecto busca impulsar la economía circular eólica mediante el reciclaje de palas, el ecodiseño y el desarrollo de nuevos materiales sostenibles.



CETIM y Norvento impulsan R3POWER, un proyecto para repotenciar parques eólicos con criterios de economía circular

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

CETIM y Norvento impulsan R3POWER

<https://www.energias-renovables.com/eolica/cetim-y-norvento-impulsan-r3power-un-20251029>

Manuel Moncada

Miércoles, 29 octubre 2025

El CETIM ha acogido en su sede de Culleredo la primera reunión presencial del consorcio impulsor del proyecto y una jornada internacional sobre oportunidades de financiación europea en I+D+i vinculadas a las energías renovables. R3POWER, enmarcado en la convocatoria TransMisiones 2024, pretende dar respuesta a dos grandes desafíos del sector eólico español para 2030: la gestión de un parque envejecido, que generará unas 20.000 toneladas anuales de residuos difíciles de reciclar, y la necesidad de triplicar la capacidad instalada hasta alcanzar los 451 GW.

R3POWER, cuyo título completo es “Circularidad en la repotenciación de parques eólicos mediante reutilización, reciclado, ecodiseño y desarrollo de nuevos materiales reciclables y reparables (PLEC2024-011036)”, está financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, la Agencia Estatal de Investigación (AEI) y el FEDER de la Unión Europea, a través del programa TransMisiones 2024, en cooperación con el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI).

El consorcio empresarial está encabezado por **Norvento** y formado por **Renercycle, Temha, Girawind, Acteco, HI-Iberia, Aeroblade y Aerox**. En el ámbito científico, CETIM lidera la investigación junto a la Universidad de Valladolid, AIMEN y Ciemat. En concreto, desde CETIM se coordina la estrategia de reciclaje y revalorización de palas, desarrollando tecnologías mecánicas, termoquímicas, químicas y biológicas orientadas al modelo de residuo cero. El centro también participa en la formulación de nuevos composites sostenibles, integrando materiales reciclables y reparables.

Innovación y circularidad eólica

R3POWER propone aprovechar infraestructuras existentes y desarrollar nuevas tecnologías de

reciclaje de palas de aerogenerador, además de investigar materiales sostenibles, reciclables y reparables. Para ello, el consorcio investigador aplica estrategias de reciclado avanzado, inteligencia artificial y ecodiseño, y evalúa la viabilidad técnica, económica y medioambiental de las soluciones obtenidas. En concreto, el proyecto contempla la construcción y prueba, en 2028, de un aerogenerador experimental de entre 600 y 800 kW que servirá como demostrador tecnológico.

Financiación europea y cooperación

La jornada celebrada en CETIM incluyó una mesa redonda moderada por **Fernando Val, director general de Atiga**, sobre las oportunidades de financiación en el marco europeo. En ella se presentaron dos casos de éxito de la convocatoria Horizonte Europa: EOLIAN y SUSPENSE.

Por su parte, **Óscar López, responsable de I+D+i de Norvento**, detalló los avances de EOLIAN, centrado en el desarrollo de palas eólicas más reciclables, mientras que **Mar Castro, investigadora principal de CETIM**, explicó la labor del centro en SUSPENSE, un proyecto que impulsa adhesivos biológicos sostenibles como alternativa a los de origen fósil.

Cómo desmantelar un parque eólico sin dejar huella: el caso de Muel

- Gracias a la empresa navarra RenerCycle, hemos podido acceder a todos los detalles del proceso de desmantelamiento y recuperación de materiales del parque de Muel (Zaragoza), propiedad de RWE.



Cómo desmantelar un parque eólico sin dejar huella: el caso de Muel

<https://elperiodicodelaenergia.com/como-desmantelar-un-parque-eolico-sin-dejar-huella-el-caso-de-muel/>

Sergio Fernández Munguía

Miércoles, 29 octubre 2025

Gracias a la empresa navarra RenerCycle, hemos podido acceder a todos los detalles del proceso de desmantelamiento y recuperación de materiales del parque de Muel (Zaragoza), propiedad de RWE.

En los próximos años, la energía eólica se enfrentará al gran desafío de repotenciar cientos de parques que alcanzan el final de su vida útil. Se trata de un tema crucial y no exento de cierta controversia: la opinión pública muestra preocupación por los posibles residuos que puedan generar estas instalaciones tras su desmantelamiento, así como por las dificultades en el reciclaje de algunos componentes, especialmente las palas.

En este contexto, el parque eólico de Muel (Zaragoza), propiedad de RWE, se ha convertido en un caso ejemplar para toda la industria. Gracias a la colaboración con RenerCycle, hemos podido seguir de cerca todas las fases del proceso: desde la retirada de los aerogeneradores hasta la valorización de cada uno de sus materiales.

Los resultados, certificados por Bureau Veritas, son contundentes: el 99,85 % del peso total de los aerogeneradores ha sido reciclado o reutilizado para nuevos fines, acercándose así al objetivo de residuos cero.

Un viaje al pasado: los míticos NordTank 600/43

Antes de hablar de reciclaje y economía circular, hay que detenerse en las verdaderas protagonistas de esta historia: las 27 turbinas NordTank 600/43 que han operado en el parque de Muel desde 1998.

Fabricadas bajo licencia de la danesa NordTank por la empresa zaragozana TAIM (Talleres Auxiliares de la Industria Minera), estas máquinas son una auténtica rareza en el panorama eólico español, no así en el europeo.

Con 600 kW de potencia y un diámetro de rotor de 43 metros, cada una de ellas ha completado 27 años de servicio, superando incluso las expectativas iniciales.

Más allá de su longevidad, estas turbinas esconden curiosidades tecnológicas que las convierten en piezas únicas: una nacelle con apertura tipo cáscara, regulación pasiva mediante pérdida aerodinámica (stall) y un sistema de puntas de pala giratorias que actuaban como freno aerodinámico. Una tecnología de otra época, que hoy nos recuerda hasta qué punto ha evolucionado la industria eólica.

El desafío del desmantelamiento

Desmontar aerogeneradores que no fueron diseñados con criterios de circularidad supone un auténtico desafío técnico y logístico. En el caso del parque de Muel, no existían manuales, planos ni herramientas específicas para su desmontaje, lo que obligó al equipo de RenerCycle a reinventar el proceso desde cero, siempre cumpliendo con los más altos estándares de seguridad.

Uno de los mayores retos fue diseñar nuevos utillajes de izado y transporte. Dado que los originales ya no estaban disponibles en el mercado, fue necesario aplicar ingeniería inversa para desarrollar soluciones a medida que garantizaran una retirada segura y eficiente.

A principios de julio, las 27 turbinas ya habían sido desmontadas en colaboración con la también Navarra Tetrace y trasladadas a la planta de RenerCycle en Falces (Navarra). Allí comenzó la segunda fase del proceso: la recuperación y el reciclaje de todos los componentes.

Palas: uno de los mayores retos

El rotor, que representa alrededor del 10 % del peso total, es el componente más difícil de reciclar debido al uso de materiales compuestos (composites).

Una de las grandes críticas al sector eólico ha sido el almacenamiento de palas en vertederos. Una imagen que se grabó en la opinión pública desde que Bloomberg publicara una foto que dio la vuelta al mundo.

Pero el panorama ha cambiado. Las nuevas tecnologías de reciclaje y recuperación de materiales están transformando la forma en que la industria gestiona el final de vida de las turbinas.

En este caso, palas del parque de Muel han sido recicladas mecánicamente en instalaciones especializadas.

Mientras, RenerCycle y ACCIONA avanzan en su proyecto conjunto Waste2Fiber, una planta de reciclado de palas eólicas en Lumbier (Navarra) que permitirá reciclar fibras y resinas para su uso en nuevos materiales estructurales.

Grandes componentes: un valor como repuestos

Los grandes componentes como multiplicadoras, generadores y bujes tiene un valor de mercado relevante como repuestos, especialmente cuando hablamos de turbinas y componentes descatalogados desde hace ya muchos años. Este mercado secundario extiende la vida útil de cientos de turbinas en Europa.

En el caso de Muel, varios generadores han sido enviados a un cliente danés que los utilizará como repuestos en sus turbinas.

Además, con el objetivo de conocer con más detalle el estado de los componentes y la posible extensión de vida, una de las multiplicadoras, un generador y un transformador se van a aprovechar para su análisis detallado en el proyecto de I+D R3POWER, desarrollado junto a Norvento y AIMEN.

Pequeños componentes, grandes oportunidades

Los pequeños componentes son clave en la circularidad del mantenimiento. Cada vez más, la industria apuesta por el reacondicionamiento de piezas que, tras un proceso de revisión y certificación, vuelven a ponerse en servicio con plenas garantías, menor coste y menor huella ambiental.

En el caso de Muel, RWE, propietaria del parque, ha recuperado más de 250 componentes de nacelle (bombas, electroválvulas, luminarias) y 1.550 elementos eléctricos de los armarios (condensadores, fusibles, etc.).

Todos ellos se han clasificado y será reutilizados en otros parques de su flota. De este modo, el desmantelamiento de un parque contribuye directamente al mantenimiento de otros.

En el caso de las NordTank 600/43, muchos de sus componentes como bombas, electroválvulas o luminarias, siguen siendo compatibles con modelos posteriores de NEG Micon (NM600, NM750), lo que abre la puerta a un mercado aún mayor para su reutilización como repuestos.

Torres: acero que vuelve al mercado

Las torres suponen cerca del 70 % del peso total del aerogenerador. En el caso de Muel, el acero se ha enviado a acerías españolas para su fundición y retorno al mercado como materia prima. El acero es el material con mayor tasa de reciclaje industrial del mundo (>90 %) y puede reciclarse infinitamente sin perder sus propiedades.

Otros elementos metálicos interiores como escaleras, barandillas o plataformas, fabricados en aluminio, también se han recuperado. Este metal es considerado estratégico por la Unión Europea por su papel en la transición energética.

Además, como parte del proyecto R3POWER, se están inspeccionando torres para **estudiar su estado** (desde los espesores del acero hasta las soldaduras) y definir nuevos protocolos de evaluación y reacondicionamiento.

En junio se realizaron las primeras pruebas en campo, donde se extrajeron 38 muestras de acero que serán analizadas por AIMEN Centro Tecnológico para conocer su comportamiento y potencial de reutilización.

Transformadores y cables: la mina de cobre

El cobre es uno de los materiales más valiosos que se recuperan durante el desmantelamiento de un parque eólico. Presente en transformadores, generadores y cableado, su recuperación representa un flujo de alto valor económico y estratégico para la industria europea, que depende en gran medida de las importaciones.

En el caso del parque de Muel, todo el cobre procedente de los transformadores y cables se ha separado, clasificado y enviado a fundiciones nacionales, donde se recicla para reintroducirse en el mercado como materia prima secundaria.

Imanes permanentes: el tesoro escondido

Los imanes permanentes son uno de los materiales más valioso de las turbinas eólicas y también uno de los que más controversia generan, por aquello de ser minerales críticos o “tierras raras” y estar la cadena de suministro dominada principalmente por China.

A pesar de que no todos los tipos de aerogenerador los necesitan (dependiendo de la solución del tren de potencia), en el caso de estas Nordtank se utilizaron para fijar armarios eléctrico a la torre, con una pequeña fracción del peso total, pero un valor de mercado muy alto.

RenerCycle colabora con la canadiense Cyclic Materials para recuperar y reprocesar las tierras raras contenidas en estos imanes. Parte de los imanes permanentes retirados en Muel han sido enviados a sus instalaciones en Canadá para su recuperación.

Los análisis de las unidades de Muel revelan un 28 % de neodimio y praseodimio (NdPr) y un 1,48 % de disprosio (Dy), todos ellos materiales críticos para fabricar nuevos motores y turbinas.

Aceites: uno de los mayores retos

La gestión de los aceites lubricantes de multiplicadoras y sistemas hidráulicos es un tema complejo pero muy relevante. Es sin duda uno de los principales retos a la hora de alcanzar el ZeroWaste, ya que son muy complejos de tratar.

En el marco del proyecto RENEROIL4WIND, RenerCycle y SKF están desarrollando métodos de reacondicionamiento de aceites que permitan su reutilización.

En Muel se han recuperado 1.500 litros de aceite, para ser utilizado en un banco de pruebas con una de las multiplicadoras recuperadas y comprobar su viabilidad como lubricante reacondicionado.

Tornillería: la ciencia de la segunda vida

Aunque pueda parecer un componente menor, lo cierto es que el la tornillería tiene un impacto relevante en el coste y en el uso de materiales de un aerogenerador. Una relevancia, por cierto, que crece a medida que las turbinas aumentan de tamaño.

En colaboración con los institutos alemanes Fraunhofer IWES e IZFP, RennerCycle ha suministrado tornillos de uniones estructurales (rotor-buje y torre-torre) para analizar su vida remanente.

Los ensayos incluyen pruebas de fatiga y modelado de daños, con el objetivo de establecer criterios técnicos que permitan su reutilización segura. El proyecto evaluará también el impacto ambiental y económico de esta práctica frente al reciclado convencional.

El camino hacia los residuos cero

El desmantelamiento del parque eólico de Muel demuestra que la circularidad en la eólica ya es una realidad industrial.

Los resultados, con un espectacular 99,85 % de materiales recuperados o reciclados, confirman que reciclar o recuperar casi el 100 % de una turbina no es ciencia ficción, sino el resultado de aplicar ingeniería, colaboración y conocimiento técnico.

El siguiente paso para la industria será hacerlo más rápido, más económico y con mayor valor añadido en cada flujo de materiales, consolidando la economía circular como una práctica habitual en los futuros repowerings.

Un artículo de Sergio Fernandez Munguía, autor de Windletter. Puedes suscribirte a Windletter [aquí](#).

Contaminación y fracking descubre los riesgos ambientales ocultos

- El fracking libera petróleo y gas natural, pero inyecta químicos tóxicos que amenazan las aguas subterráneas.



<https://www.ambientum.com/ambientum/residuos/contaminacion-y-fracking-descubre-los-riesgos-ambientales...>

Ambientum Portal Ambiental

Miércoles, 29 octubre 2025

El fracking, o fracturación hidráulica, es una técnica utilizada para extraer gas natural y petróleo del subsuelo mediante la inyección de agua, arena y químicos a alta presión. Este proceso fractura las formaciones de roca, liberando los recursos almacenados. Es especialmente empleado en yacimientos no convencionales donde otros métodos serían ineficaces.

Sin embargo, el fracking es objeto de controversia debido a los riesgos ambientales asociados. Entre las principales preocupaciones están la contaminación de aguas subterráneas, el manejo de sustancias químicas, la emisión de gases de efecto invernadero, y la generación de sismos. Estos factores han levantado alarmas entre distintos sectores.

Contenido del artículo

Toggle

- El proceso de fracking: Cómo se extraen los recursos del subsuelo
- Los componentes químicos utilizados en el fracking: Una mezcla peligrosa
- Contaminación del agua subterránea: Relatos y evidencia científica
- Impacto en acuíferos cercanos: Estudios de casos en diferentes regiones
- Riesgos para la salud humana: ¿Qué sucede cuando el agua está contaminada?
- Evidencia del impacto ambiental: Consecuencias a largo plazo
- Fracking y la regulación: ¿Suficientes medidas para proteger el agua?

- Alternativas al fracking: Soluciones sostenibles a considerar
- Opinión pública y movimientos sociales contra el fracking
- Conclusión: Una reflexión sobre los riesgos y el futuro del fracking

El proceso de fracking: Cómo se extraen los recursos del subsuelo

El fracking, o fracturación hidráulica, es un proceso técnico utilizado para extraer petróleo y gas natural de formaciones rocosas profundas en el subsuelo. Este método implica perforar un pozo vertical, que puede extenderse cientos o incluso miles de metros bajo tierra, seguido de una perforación horizontal que aumenta el área de extracción.

Pasos principales del proceso:

- **Preparación del sitio** : Se limpia el área y se instalan equipos de perforación junto con sistemas de almacenamiento de agua y químicos.
- **Perforación del pozo** : Se crea un canal mediante perforadoras, reforzado con tuberías metálicas y cemento para evitar fugas.
- **Inyección del fluido de fracturación** : Una mezcla de agua, arena y productos químicos es bombeada a alta presión para generar fracturas en las rocas.
- **Liberación de recursos** : Los hidrocarburos atrapados se movilizan a través de las fisuras hacia el pozo principal para su extracción.

El fracking requiere grandes cantidades de agua y sustancias químicas, lo que destaca la necesidad de comprender sus posibles impactos ambientales.

Los componentes químicos utilizados en el fracking: Una mezcla peligrosa

El proceso de fracturación hidráulica utiliza una combinación de agua, arena y diversos productos químicos para extraer gas y petróleo de formaciones subterráneas a gran profundidad. Aunque la composición exacta del fluido de fracturación varía según la empresa y el lugar, se estima que puede contener entre 600 y 750 compuestos químicos diferentes.

Entre los productos químicos más comúnmente utilizados se encuentran:

- **Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX)**: altamente tóxicos y asociados con efectos nocivos en la salud humana.
- **Disolventes como el metanol**: empleados para reducir la fricción.
- **Ácidos como el ácido clorhídrico**: usados para disolver minerales y perforar roca.
- **Biocidas**: diseñados para eliminar bacterias que pueden dañar la maquinaria.

Muchos de estos químicos son potencialmente cancerígenos, persistentes y bioacumulativos, lo que se traduce en riesgos significativos para el medio ambiente si llegan a las aguas subterráneas o superficiales.

Contaminación del agua subterránea: Relatos y evidencia científica

La contaminación del agua subterránea a causa del fracking ha generado preocupación a nivel mundial. Numerosos relatos de comunidades cercanas a los sitios de extracción documentan cambios en la calidad del agua potable, incluyendo olores extraños, sabores metálicos y casos de turbidez. Estas observaciones coinciden con investigaciones científicas que han encontrado trazas de metano y compuestos orgánicos volátiles en acuíferos cercanos.

Estudios científicos destacados:

- **Casos de metano inflamable:** Investigaciones en Pennsylvania detectaron emisiones de metano en pozos de agua residenciales tras actividades de fracking.
- **Sustancias químicas tóxicas:** Se descubrieron ftalatos y benceno en análisis de agua subterránea, ambos vinculados a severos riesgos para la salud.

La evidencia acumulada subraya la necesidad de mayor regulación y monitoreo.

Impacto en acuíferos cercanos: Estudios de casos en diferentes regiones

El fracking ha generado preocupación por su potencial para contaminar acuíferos cercanos. En Pensilvania, Estados Unidos, estudios vinculados a zonas de extracción encontraron trazas de metano y compuestos químicos en pozos de agua potable.

En Alberta, Canadá, informes identificaron migración de fluidos de fracturación hacia formaciones acuíferas, causando alteraciones en la calidad del agua.

Mientras, en Argentina, particularmente en Vaca Muerta, análisis indicaron presencia de metales pesados en acuíferos aledaños, atribuidos posiblemente a actividades relacionadas con fracking.

Estos casos subrayan la necesidad de regulación estricta y monitoreo continuo para proteger recursos hídricos esenciales.

Riesgos para la salud humana: ¿Qué sucede cuando el agua está contaminada?

La contaminación del agua por actividades como el fracking puede tener graves implicaciones para la salud humana. La liberación de sustancias químicas tóxicas, como el benceno y los metales pesados, contamina las fuentes hídricas esenciales. Estas sustancias pueden infiltrarse en acuíferos y ríos, afectando el suministro de agua potable.

Los efectos sobre la salud incluyen:

- **Problemas neurológicos:** La exposición a químicos como el tolueno puede dañar el sistema nervioso.
- **Enfermedades gastrointestinales:** El agua contaminada provoca infecciones bacterianas y parasitarias.
- **Cáncer:** Sustancias cancerígenas como el arsénico aumentan el riesgo de desarrollar tumores.
- **Daño reproductivo:** Varias toxinas afectan la fertilidad y el desarrollo fetal.

Incluso pequeñas concentraciones de contaminantes generan impactos acumulativos a largo plazo.

Evidencia del impacto ambiental: Consecuencias a largo plazo

El fracking ha dejado una huella significativa en el medio ambiente, con pruebas que subrayan los efectos prolongados. Las comunidades cercanas a pozos de extracción suelen enfrentar desafíos relativos a los recursos hídricos.

- **Contaminación del agua:** Estudios han detectado químicos tóxicos en aguas subterráneas tras operaciones de fracturación hidráulica. Estos contaminantes incluyen metales pesados y compuestos orgánicos volátiles.
- **Emisiones de gases:** El metano, un potente gas de efecto invernadero, se filtra a la atmósfera, contribuyendo al cambio climático.
- **Degradación del suelo:** Los terrenos utilizados para el fracking tienden a presentar erosión y contaminación residual que afectan su fertilidad a largo plazo.

Investigaciones científicas resaltan que algunos impactos persisten incluso décadas después de cesar la actividad.

Fracking y la regulación: ¿Suficientes medidas para proteger el agua?

El fracking, o fracturación hidráulica, ha generado preocupación por su impacto en el agua subterránea y superficial. Las regulaciones varían considerablemente entre países y regiones, lo que complica la implementación de estándares universales. Algunas normativas clave incluyen:

- **Monitoreo de pozos** para prevenir fugas de sustancias químicas.
- **Distancias mínimas** de separación entre operaciones de fracking y fuentes de agua.
- **Gestión de residuos** mediante tratamientos adecuados de las aguas residuales.

Sin embargo, estudios han señalado fallas en la supervisión, como la contaminación por metano y productos químicos utilizados durante el proceso. Esto plantea preguntas sobre la efectividad de las leyes y su capacidad para proteger comunidades y ecosistemas.

Alternativas al fracking: Soluciones sostenibles a considerar

Para mitigar los impactos ambientales del fracking, se pueden explorar fuentes de energía más sostenibles que prioricen el cuidado del medio ambiente. Algunas alternativas incluyen:

- **Energía solar:** Los paneles fotovoltaicos transforman la luz solar en electricidad, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.
- **Energía eólica:** Las turbinas convierten la fuerza del viento en electricidad limpia y renovable.
- **Biomasa:** Aprovecha materia orgánica como fuente energética, promoviendo el reciclaje de residuos.
- **Geotermia:** Utiliza el calor subterráneo para generar energía, con emisiones mínimas.
- **Hidrógeno verde:** Producido con fuentes renovables, representa una opción neutra en carbono.

Adoptar estas soluciones implica inversiones iniciales, pero sus beneficios ambientales y económicos a largo plazo compensan significativamente.

Opinión pública y movimientos sociales contra el fracking

La creciente preocupación por el impacto ambiental del fracking ha generado movimientos sociales y debates en la opinión pública. Entre las críticas más comunes, se destacan los riesgos para los recursos hídricos, la deforestación y el aumento en emisiones de gases de efecto invernadero.

Factores que impulsan las protestas:

- **Daños irreversibles al medio ambiente:** Se teme que la actividad minera perjudique recursos naturales esenciales.
- **Impacto en comunidades locales:** Los residentes cercanos a las zonas de fracking suelen denunciar problemas de salud y pérdida de biodiversidad.
- **Falta de regulación adecuada:** Activistas exigen leyes más estrictas para proteger ecosistemas frágiles.

Cientos de organizaciones han movilizado campañas de sensibilización que buscan prohibir esta técnica en diversas regiones del mundo.

Conclusión: Una reflexión sobre los riesgos y el futuro del fracking

El fracking representa un tema polarizador debido a sus implicaciones ambientales, sociales y económicas. Si bien aporta beneficios energéticos al aumentar la autonomía energética y reducir costos, también acarrea riesgos significativos. Entre las principales preocupaciones se encuentran:

- **Contaminación de aguas subterráneas:** Las fugas químicas pueden dañar fuentes vitales de agua potable.
- **Emisión de gases de efecto invernadero:** Las fugas de metano contribuyen al cambio climático.
- **Impactos sísmicos:** La inyección de fluidos puede inducir terremotos.
- **Alteración de ecosistemas:** Modifica paisajes y afecta la biodiversidad.

La búsqueda de soluciones sostenibles será crucial para equilibrar las necesidades energéticas y los desafíos ambientales de este controvertido método.

Redacción Ambientum



Corredor, 'palo y zanahoria' a las renovables: les pide ayuda para evitar otro apagón mientras les culpa del 28-A

- Es una suerte de palo y zanahoria. Buscar su apoyo para a evitar volver a caer pero culparles de haberlo hecho seis meses atrás. Red Eléctrica, el



Beatriz Corredor.

<https://www.elindependiente.com/economia/2025/10/30/corredor-palo-y-zanahoria-a-las-renovables-les-pide-a...>

null

Jueves, 30 octubre 2025

Es una suerte de palo y zanahoria. Buscar su apoyo para a evitar volver a caer pero culparles de haberlo hecho seis meses atrás. Red Eléctrica, el operador de la red, está combinando su defensa de lo sucedido el pasado 28 de abril, cuando España se fue a negro, con intentar poner los cimientos de una infraestructura que esté mucho más protegida ante posibles nuevas alteraciones de tensión que precipiten otro 'cero energético'. El operador del sistema necesita a las centrales renovables que gestionan las grandes compañías energéticas, pero al mismo tiempo reitera a cada ocasión que se le brinda en culparlas de ser las responsables en algunas de sus plantas por haber actuado con "respuestas lentas o insuficientes" que terminaron por desencadenar el apagón.

El operador que preside Beatriz Corredor ha aprovechado la presentación de sus cuentas hasta septiembre para reafirmarse en que actuó correctamente. Defiende que la programación de red que se hizo fue la adecuada y que si se produjeron alteraciones en la tensión fue por otras razones, como el desacople de determinadas plantas renovables de la red cuando se iniciaron las primeras oscilaciones.

Del apagón a los tribunales, así es la guerra millonaria entre Sánchez Galán y Corredor

Tan sólo su informe sobre lo ocurrido llega a la conclusión de que la programación no tuvo nada que ver. No así los informes elaborados por el Gobierno y los gestores europeos, que reparten culpas entre el operador y las eléctricas. Red Eléctrica insiste medio año después en que aquel lunes en el que España se quedó sin luz ni energía “no hubo falta de capacidad programada en el sistema”. También que la causa estuvo en que los generadores de la energía no activaron esa capacidad para absorber las oscilaciones de tensión “en el momento en el que el sistema lo requería”. Y añade que de haberlo hecho se hubiera reducido “la dinámica de la variación de tensión que se produjo”.

'Vigías' de la tensión

Una reiteración que viene soliviantando desde hace semanas a las eléctricas a las que ahora la propia Red Eléctrica quiere recurrir para que se sumen al control de la tensión. En septiembre pasado nuevos episodios de oscilaciones “bruscas” de tensión hicieron saltar las alarmas ante el riesgo de un nuevo apagón. Tanto que el operador ha puesto en marcha medida de refuerzo.

Entre ellas, en junio pasado se aprobó el llamado ‘procedimiento 7.4’ por el que las energías renovables se podrían sumar al control en tiempo real –dinámico- de la tensión en la red. De modo que al igual que ya hacen energías convencionales como los ciclos combinados de gas, las hidráulicas o las nucleares, pudieran intervenir en casos de oscilaciones no deseadas en el sistema. De esta manera, la red de ‘vigías’ y agentes dispuestos a intervenir en el control de tensión sería mayor y mucho más distribuida a lo largo de la red nacional.

Red Eléctrica habilita a las primeras plantas renovables para que controlen la tensión de la red en tiempo real

En la propia información en la que anunciaba que ya se habían habilitado las primeras 24 plantas renovables para poder ejercer esta labor, Red Eléctrica lamentaba que aún son pocas las plantas renovables que han solicitado ser habilitadas para esta función. Entre los beneficios que Red Eléctrica reportará a quienes den el paso a ofrecer esta tarea de vigilancia en tiempo real –hasta ahora las renovables sólo la podían llevar a cabo en caso de ser programadas con antelación- está la obtención de prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de producción.

Energía más cara

El refuerzo y blindaje de la red ante nuevos episodios de sobretensión es una urgencia para Red Eléctrica. Desde el pasado 28 de abril se ha impuesto la necesidad de apuntalar una red necesitada de mejoras y que desde entonces opera en modo reforzado, es decir, con mayor peso de la energía convencional –ciclo combinado, hidráulica y nuclear- y menor de renovable. La condición de energía síncrona, más estable y constante y por ello con mayor capacidad para controlar y absorber oscilaciones de tensión, ha obligado a ello.

Redeia logra 398 millones de beneficio y reitera que no proveerá fondos para reclamaciones

Sin embargo, el 'modo reforzado' es más caro. Energías como el gas o la nuclear son más costosas de generar que la eólica o solar, lo que está traduciéndose en un mayor coste. Las energéticas han estimado que este sistema ajustado ha tenido ya un sobre coste de 731 millones desde abril. Un incremento que tendrán que trasladar a sus clientes. Iberdrola ya ha anunciado que en su caso los 180 millones añadidos de coste que ha tenido tendrán un impacto en las próximas facturas de sus abonados.

La relación entre Corredor y las eléctricas se ha ido complicando sobremanera en los últimos meses. El caso más claro es el de Iberdrola, compañía que incluso ha llevado a los tribunales a la presidenta de Red Eléctrica. Insinuar que el origen estuvo en una planta gestionada por Iberdrola ubicada en Badajoz, "se comportó de forma indebida", aseguró en su comparecencia en el Senado. Fue la gota que colmó el vaso: "No vamos a permitir que se ponga en cuestión nuestra reputación", ha insistido desde Iberdrola.

Sin miedo a reclamaciones

El pulso entre eléctricas y operador del sistema también se traduce en que las principales compañías ya han iniciado procesos para preparar posibles reclamaciones por los daños ocasionados por el apagón. Todas ellas culpan a Red Eléctrica e insisten que la mala planificación estuvo detrás de lo sucedido.

Por el momento, las presiones no han surtido efecto. La presidenta de Red Eléctrica ha optado por reforzar su versión de inocencia sobre lo ocurrido el día del apagón y escenificarlo asegurando que su convencimiento es tal que ni siquiera ha hecho provisiones para hacer frente a posibles indemnizaciones. En las últimas cuentas presentadas, hechas públicas este martes, Redeia insiste en que no proveerá recursos al no creerlo necesario. Confía en la inocencia de su proceder y en sus servicios jurídicos que aseguran que "no es probable" que el "incidente implique la salida de recursos del grupo en el futuro". Pero sabe que la última palabra aún no es definitiva, que restan informes por aparecer, como el de la CNMC y el que elabora la Audiencia Nacional. Por eso deja la puerta a vierta a tener que revertir esa confianza y esa decisión.

Por el momento, la operadora ha visto cómo sus inversiones en lo que va de año se han tenido que disparar un 47%. La inmensa mayoría de sus inversiones, 834 de los 967 millones, los ha destinado a mejoras en la infraestructura de transporte de la electricidad. Hasta este mes de septiembre Red Eléctrica ha logrado 389 millones de beneficio neto, un 4,6% menos que en el mismo periodo del año pasado, pero suficiente para aprobar un dividendo de 0,20 euros por acción para sus accionistas que abonará en enero del próximo año.

Economía circular: cómo impulsar la producción sostenible

- La Economía Circular es clave para la sostenibilidad global, priorizando reciclaje, reutilización y diseño sostenible.



<https://www.ambientum.com/ambientum/economia-circular/economia-circular-como-impulsar-la-produccion-s...>

Ambientum Portal Ambiental

Miércoles, 29 octubre 2025

La economía circular emerge como un modelo productivo esencial para la sostenibilidad global, buscando romper con la lógica tradicional de «usar y tirar». Este sistema se basa en principios de reciclaje, reutilización y diseño sostenible, aspirando a imitar los ciclos naturales. Su objetivo es maximizar la eficiencia de los recursos, manteniendo materiales y productos en circulación el mayor tiempo posible y reduciendo drásticamente la generación de residuos.

Principios clave de la economía circular:

- **Preservación de recursos:** Minimizar el uso de materiales y aprovechar los existentes.
- **Extensión de vida útil:** Diseñar productos duraderos y fáciles de reparar.
- **Reciclaje:** Transformar materiales al final de su ciclo para nuevos usos.

Su propósito principal es crear un equilibrio entre crecimiento económico y sostenibilidad ambiental.

Contenido del artículo

Toggle

- Principios Fundamentales de la Economía Circular
- Diferencias Entre la Economía Lineal y Circular
- Ventajas de Adoptar un Modelo Circular en la Producción
- Estrategias Clave para Implementar la Economía Circular
- El Papel de las Empresas en la Producción Sostenible

- Tecnologías que Impulsan la Economía Circular
- El Impacto de la Economía Circular en la Reducción de Residuos
- Casos de Éxito en la Transición hacia Modelos Circulares
- Dificultades y Retos en la Adopción de la Economía Circular
- Políticas y Regulaciones que Promueven la Sostenibilidad
- El Rol del Consumidor en la Economía Circular
- Futuro y Perspectivas de la Economía Circular a Nivel Global
- Conclusión: Hacia un Modelo de Producción Más Responsable

Principios Fundamentales de la Economía Circular

La economía circular se basa en principios diseñados para minimizar el desperdicio y optimizar el uso de los recursos naturales. Estos principios incluyen:

- **Diseño para la recuperación:** Los productos se diseñan teniendo en cuenta su ciclo de vida completo, permitiendo la reutilización, reparación y reciclaje de materiales.
- **Extensión de la vida útil:** Se busca evitar el reemplazo prematuro de bienes mediante la optimización de su durabilidad y funcionalidad.
- **Uso de recursos renovables:** Promueve la utilización de materiales biodegradables, reciclados y energías renovables para reducir la dependencia de recursos finitos.
- **Innovación en procesos y modelos de negocio:** Fomentar sistemas circulares como la economía compartida y el modelo de producto como servicio.

Estos principios subrayan la necesidad de repensar criterios tradicionales de producción y consumo.

Diferencias Entre la Economía Lineal y Circular

La economía lineal se basa en la extracción de recursos, la producción de bienes y su eliminación tras el uso. Este modelo prioriza el consumo rápido y genera grandes cantidades de residuos. En contraste, la economía circular busca minimizar el desperdicio mediante la reutilización, reparación y reciclaje de materiales.

Principales diferencias:

- **Uso de recursos:** La economía lineal agota recursos naturales, mientras que la circular optimiza su uso.
- **Gestión de residuos:** La lineal los desecha; la circular los reintroduce en procesos productivos.
- **Impacto ambiental:** La economía lineal contribuye al deterioro ambiental; la circular fomenta sostenibilidad.
- **Estrategias:** La economía circular aplica diseños pensados para la regeneración y eficiencia en lugar de obsolescencia.

Ventajas de Adoptar un Modelo Circular en la Producción

Un modelo circular en la producción ofrece beneficios significativos tanto para las empresas como para el medio ambiente. Este enfoque busca minimizar el desperdicio y optimizar el uso de recursos

a través de la reutilización, el reciclaje y la reducción de materiales.

Principales ventajas:

- **Reducción de costos operativos:** Al implementar estrategias de reutilización y reciclaje, las compañías pueden ahorrar en la adquisición de materias primas.
- **Mayor eficiencia económica:** La prolongación de la vida útil de productos y materiales reduce la necesidad de constantes inversiones en insumos nuevos.
- **Menor impacto ambiental:** Al disminuir los desechos generados, se reducen las emisiones de carbono y la contaminación asociada.
- **Innovación empresarial:** Motiva la adopción de tecnologías sostenibles y modelos de negocio disruptivos enfocados en la eficiencia.

Un enfoque circular fomenta un cambio positivo en los procesos productivos, alineando las actividades industriales con los principios de sostenibilidad y responsabilidad ambiental.

Estrategias Clave para Implementar la Economía Circular

La transición hacia la economía circular requiere acciones concretas que involucren a empresas, gobiernos y consumidores. Estas estrategias promueven la reutilización de recursos naturales, minimizan desperdicios y fomentan la producción sostenible.

Principales estrategias:

- **Diseño para la circularidad :** Crear productos duraderos, reciclables y fáciles de reparar para prolongar su vida útil.
- **Modelos de negocio sostenibles :** Implementar esquemas de alquiler, recompra o remanufactura en sectores clave.
- **Gestión eficiente de residuos :** Facilitar sistemas de recolección y reciclaje adecuados para maximizar la recuperación de materiales.
- **Inversión en innovación tecnológica :** Desarrollar tecnologías que optimicen procesos sostenibles y reduzcan emisiones.
- **Educación y sensibilización :** Involucrar a los ciudadanos a través de campañas de concienciación sobre consumo responsable.

El Papel de las Empresas en la Producción Sostenible

Las empresas desempeñan un rol esencial en la transición hacia modelos de producción sostenibles. Adoptar prácticas basadas en la economía circular no solo promueve la conservación de recursos, sino que también reduce el impacto ambiental. Algunas medidas clave incluyen:

- **Diseño ecológico:** Crear productos con materiales reciclables y duraderos.
- **Implementación de energías renovables:** Sustituir fuentes de energía tradicionales por alternativas limpias.
- **Gestión eficiente de residuos:** Priorizar el reciclaje y reutilización.

Además, fomentan alianzas sostenibles con proveedores y educan a los consumidores sobre hábitos responsables. Estas acciones fortalecen su responsabilidad social y proyecciones a largo plazo.

Tecnologías que Impulsan la Economía Circular

Las tecnologías juegan un papel clave en la transición hacia un modelo de economía circular. Entre las herramientas destacadas se encuentran:

- **Internet de las Cosas (IoT):** Permite rastrear productos a lo largo de su ciclo de vida, optimizando su uso y facilitando el reciclaje.
- **Impresión 3D:** Reduce los desechos al fabricar productos personalizados bajo demanda.
- **Big Data y Analítica:** Ayudan a identificar patrones de consumo y diseñar sistemas más eficientes.
- **Bioteología:** Fomenta la creación de materiales biodegradables y sostenibles.
- **Blockchain:** Garantiza transparencia en cadenas de suministro, evitando la obsolescencia programada.

Estas tecnologías promueven la reutilización de recursos y la minimización de residuos, haciendo posible una producción más responsable.

El Impacto de la Economía Circular en la Reducción de Residuos

La economía circular busca transformar los modelos tradicionales de producción y consumo. Se enfoca en minimizar la generación de residuos, promoviendo el reciclaje, la reutilización y el rediseño de materiales. Este enfoque permite que los materiales mantengan su valor durante más tiempo, evitando su desecho prematuro.

Entre las estrategias efectivas para reducir residuos, se destacan:

- **Reutilización de productos:** Prolonga la vida útil de los bienes.
- **Reciclaje eficiente:** Convierte desechos en nuevos recursos.
- **Innovación en diseño:** Fomenta materiales más sostenibles.

Estas medidas reducen significativamente el impacto ambiental, contribuyendo a la sostenibilidad y al uso responsable de los recursos naturales.

Casos de Éxito en la Transición hacia Modelos Circulares

Numerosas empresas han adoptado el enfoque de la economía circular con resultados significativos. Entre los casos destacados se encuentran:

- **IKEA:** Ha implementado programas de recolección y reutilización de muebles usados para reducir residuos y maximizar la vida útil de sus productos.
- **Patagonia:** Promueve la reparación de prendas y el reciclaje, convirtiendo la sostenibilidad en el centro de su modelo de negocio.
- **Unilever:** Rediseñó sus empaques utilizando materiales reciclados, disminuyendo el uso de plásticos vírgenes en su producción.

Estas iniciativas demuestran cómo las estrategias circulares pueden generar beneficios económicos mientras se protege el medio ambiente, sirviendo de inspiración para otros sectores industriales.

Dificultades y Retos en la Adopción de la Economía Circular

La implementación de la economía circular enfrenta varios desafíos que dificultan su adopción. Entre ellos, se encuentran los **costos iniciales elevados**, ya que la transición hacia modelos de producción sostenible requiere inversiones significativas en infraestructura y tecnologías. Además, la **resistencia al cambio empresarial** surge como un factor crítico. Muchas compañías prefieren mantener sus procesos tradicionales por desconocimiento de los beneficios de la economía circular.

Por otro lado, la **falta de regulación y políticas públicas claras** representa una barrera. Sin marcos legales definidos, resulta complicado para las empresas alinear sus objetivos con los principios circulares. También es desafiante la **educación y sensibilización de los consumidores**, quienes deben aprender a valorar productos reutilizables y reciclados en lugar de desecharlos.

Políticas y Regulaciones que Promueven la Sostenibilidad

Las políticas y regulaciones son herramientas clave para impulsar la economía circular y la producción sostenible. Algunos gobiernos implementan leyes que fomentan la reducción de residuos mediante incentivos fiscales o penalizaciones a prácticas contaminantes.

Ejemplos de regulaciones comunes:

- **Restricciones a plásticos de un solo uso:** Muchos países han prohibido bolsas y utensilios plásticos desechables.
- **Normativas de reciclaje:** Se exige a las empresas separar y gestionar residuos correctamente.
- **Impuestos ambientales:** Se imponen tasas a la contaminación o extracción de recursos naturales.

Además, el apoyo a la innovación sostenible mediante subsidios y programas educativos fomenta prácticas circulares en sectores industriales y comunitarios.

El Rol del Consumidor en la Economía Circular

El consumidor desempeña un papel fundamental en la transición hacia la economía circular. Su comportamiento, elecciones de compra y conciencia ambiental tienen un impacto directo en la demanda de productos sostenibles. Al optar por bienes fabricados con materiales reciclados o producidos de manera responsable, fomenta prácticas que favorecen el ciclo de reutilización y reciclaje.

Formas en que los consumidores contribuyen:

- **Adopción de hábitos responsables:** Reducen el uso de productos desechables y prefieren alternativas duraderas.
- **Educación y conocimiento:** Se informan sobre marcas que promuevan la economía circular.

- **Reciclaje apropiado:** Participan activamente en la separación de residuos para facilitar su reutilización.

Estas acciones aseguran la interacción eficaz entre producción sostenible y consumo ético.

Futuro y Perspectivas de la Economía Circular a Nivel Global

El futuro de la economía circular depende de la colaboración entre gobiernos, empresas y ciudadanos. Se espera que los marcos regulatorios internacionales impulsen prácticas sostenibles, promoviendo el diseño de productos duraderos y reciclables.

- **Innovaciones tecnológicas** como la inteligencia artificial y el Internet de las Cosas juegan un rol clave para optimizar procesos de reutilización.
- **Sectores clave**, como el de la moda y la construcción, tienen el potencial de liderar con materiales reciclados y enfoques regenerativos.
- **Inversiones privadas** y financiamiento para proyectos de economía circular están en aumento, abriendo nuevas oportunidades económicas.

El enfoque global se orienta hacia reducir residuos y minimizar el impacto ambiental, mientras mejora la calidad de vida a largo plazo.

Conclusión: Hacia un Modelo de Producción Más Responsable

Adoptar un modelo de producción más responsable requiere un cambio profundo en la manera en que las empresas, los gobiernos y los consumidores conciben el uso de los recursos. La economía circular plantea un marco en el que se priorizan estrategias como el rediseño de productos, el aprovechamiento de materiales reciclados y la integración de tecnologías sostenibles.

- **Empresas:** Deben fomentar prácticas que minimicen los residuos y promuevan la reutilización.
- **Gobiernos:** Es crucial que impulsen regulaciones que incentiven la economía circular.
- **Consumidores:** Tienen un papel importante al elegir productos sostenibles y reciclar responsablemente.

Esto facilita una transición hacia procesos industriales más limpios, mejora la eficiencia de los recursos y reduce significativamente el impacto medioambiental.

Redacción Ambientum

EDP firma un contrato a largo plazo con McDonald's en Brasil

- La multinacional de origen portugués, cuyo principal accionista es el estado chino, ha firmado un contrato a largo plazo, de 12 años (PPA), con McDonald's



Plano corto de una planta solar fotovoltaica. Aparecen en primer plano las placas, sobre sus estructuras soporte, ligeramente inclinadas, y una calle entre dos hileras de placas

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias. EDP firma un contrato a largo plazo con McDonald's en Brasil

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/edp-firma-un-contrato-a-largo-plazo-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

McDonald's ha elegido a EDP para que esta le suministre energía renovable, a través de un contrato a largo plazo con una planta de energía solar situada en el estado de São Paulo. La energía tendrá por destino 156 establecimientos de McDonald's, incluidos restaurantes, cafeterías y quioscos, en seis estados brasileños. El contrato -presume la compañía energética- refuerza "la posición integrada de EDP como socio clave en la descarbonización corporativa". La electricidad será generada en el parque Solar Novo Oriente, que pasa por ser ahora mismo el mayor complejo fotovoltaico del estado de São Paulo. Con una capacidad instalada de más de trescientos megavatios pico (319 MWp), el parque solar cuenta con 82 inversores y más de 558.000 módulos, lo que corresponde al consumo energético de aproximadamente 375.000 hogares.

Vera Pinto Pereira, miembro del Consejo de Administración Ejecutivo del Grupo EDP

: "el hecho de que McDonald's nos haya vuelto a elegir en su camino hacia un futuro más verde es, sin duda, un reflejo de la confianza que nuestros clientes depositan en las soluciones que ofrece EDP como socio energético global. Esta elección en diferentes mercados clave para EDP refuerza nuestro papel en la aceleración de la transición energética. Queremos seguir apoyando a empresas de diferentes sectores en la adopción de energías limpias, ayudándolas a avanzar en sus estrategias de eficiencia y descarbonización"

Además de la producción de energía, el contrato incluye -informa EDP- la emisión anual de más de 61.000 certificados de energía renovable (I-RECs) "que garantizan el origen limpio de la electricidad y contribuyen a evitar la emisión de alrededor de 3.000 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) al año".

En 2022, EDP construyó tres plantas fotovoltaicas con capacidad para producir más de 11.000 megavatios hora al año, dedicadas a suministrar energía limpia a los restaurantes McDonald's de Brasil. Estas plantas, con una capacidad instalada total de 6,6 MWp, están ubicadas en los estados de São Paulo y Minas Gerais.

Según la compañía lusa, la operación ahora anunciada refuerza "una relación duradera que comenzó con soluciones de eficiencia energética para la cadena de restaurantes y que incluye también el desarrollo de proyectos solares descentralizados para tejados y aparcamientos de los establecimientos de McDonald's y cargadores de movilidad eléctrica".

Energía solar, eólica y baterías impulsan el cambio global

- El nuevo informe Green Transition Scenarios de Statkraft pronostica que las energías renovables suministrarán hasta el 80% de la electricidad para 2050.



Energía solar, eólica y baterías impulsan el cambio global

<https://elperiodicodelaenergia.com/energia-solar-eolica-y-baterias-impulsan-el-cambio-global/>

José A. Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

El nuevo informe Green Transition Scenarios de Statkraft pronostica que las energías renovables suministrarán hasta el 80% de la electricidad para 2050

Las tecnologías renovables competitivas, como la solar, la eólica y las baterías, están impulsando un rápido cambio global lejos de los combustibles fósiles, según el más reciente informe *Green Transition Scenarios* de Statkraft.

El estudio anual analiza tres futuros posibles —un escenario verde, una transición retrasada y otro marcado por la inestabilidad global— para evaluar qué tan rápido puede el mundo descarbonizarse y limitar el calentamiento global.

“En el escenario verde, el calentamiento global puede limitarse a 1,9 grados, en línea con el objetivo de 2 grados del Acuerdo de París, aunque insuficiente para alcanzar 1,5 grados”, explicó Torjus Folsland Bolkesjø, jefe de impulsores de energía global y autor del informe.

“Si el progreso de la transición energética no continúa a un ritmo elevado, el informe prevé un aumento de temperatura de alrededor de 2,4 grados, con graves consecuencias para las personas y el planeta.”

Bolkesjø añadió: “Nuestros escenarios muestran que todavía es posible alcanzar el objetivo de 2 grados del Acuerdo de París, pero esto requiere una reducción de emisiones mucho más rápida que

la que vemos hoy. Las reducciones aceleradas de costos en tecnologías maduras como la solar, la eólica y las baterías significan que la mayor parte de las reducciones globales de CO₂ aún son alcanzables”.

La energía renovable es la clave del éxito

Por su parte, Mari Grooss Viddal, analista principal y autora principal del informe, señaló: “La energía renovable es la clave del éxito, no solo para reemplazar la generación a base de carbón y gas, sino también para acelerar la electrificación del transporte y la calefacción. Un factor crucial para el crecimiento futuro será adoptar soluciones más flexibles que permitan integrar más energía renovable. Statkraft puede desempeñar un papel esencial en esto, gracias a su experiencia en equilibrar los mercados energéticos e invertir en soluciones flexibles”.

El informe proyecta que la generación solar aumentará entre 3 y 6 veces para 2035 y hasta 12 veces para 2050, con las energías renovables superando el 50% de la generación eléctrica global para 2035 y alcanzando hasta el 80% a mediados de siglo.

“Esperamos que la producción anual de energía limpia aumente pronto más rápido que la demanda mundial de electricidad, lo que significa que el ‘pico’ de emisiones del sector eléctrico probablemente ya haya quedado atrás”, indicó Viddal.

Statkraft también señaló que la energía renovable reforzará la seguridad y la competitividad energética en Europa, donde la Unión Europea ya ha reducido las emisiones de gases de efecto invernadero en más de un tercio desde 1990, mientras su economía ha crecido dos tercios.

“Esto demuestra que es totalmente posible reducir emisiones y, al mismo tiempo, generar crecimiento económico”, concluyó Bolkesjø.

ENplus celebra 15 años como referente mundial de la certificación de la calidad de los pellets de madera

- El sello certificador de pellets ENplus (biomasa) cumple 15 años. Los pellets certificados por ENplus representan hoy alrededor del 75% del mercado europeo



Tarjetón felicitación 15º aniversario de la creación del sello para la certificación de pellets ENplus, gestionado por el European Pellet Council. Preside el Consejo Europeo del Pellet Pablo Rodero (Avebiom)

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/enplus-celebra-15-a-os-como-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

ENplus, el sistema de certificación de la calidad de los pellets de madera líder a escala mundial, celebra este año su 15º aniversario, quince años -explican desde la **Asociación Española de la Biomasa**, Avebiom- a lo largo de los cuales el conocido sello se ha consolidado como la referencia internacional del sector. "Lo que nació como una iniciativa europea -señalan desde la Asociación- es hoy un sistema global que certifica a productores, distribuidores y proveedores de servicios en cerca de 50 países". El sello está gestionado a escala internacional por el Consejo Europeo del Pellet (**European Pellet Council**), cuyo presidente es el español Pablo Rodero, que es así mismo responsable de certificación en Avebiom.

Pablo Rodero, presidente del European Pellet Council : "hace quince años, ENplus fue creado por las asociaciones cuando el mercado de pellets carecía de homogeneidad y seguridad, y hoy en día, se ha consolidado como el estándar mundial, convirtiendo al pellet en una commodity más (...). La certificación ENplus es símbolo de confianza y profesionalidad en todo el sector, una homologación esencial para el mercado"

El sello está reconocido por la European Cooperation for Accreditation (ENplus es el único sistema de certificación acreditado para la calidad de los pellets de madera).

Más de 1.300 empresas cuentan con la certificación ENplus, lo que demuestra -apuntan desde Avebiom- la amplia adopción e influencia del esquema. Los pellets certificados por ENplus representan actualmente alrededor del 75% del mercado europeo de calefacción, proporcionando fiabilidad y confianza a millones de usuarios finales.

En España, y según datos de Avebiom, el 65% de las plantas (42 de 65) producen bajo certificación ENplus, "lo que garantiza la calidad y trazabilidad del pellet español". Estas fábricas son, además, las de mayor capacidad productiva: concentran alrededor del 85% de la producción nacional, situando a España entre los países europeos con mayor volumen de pellet certificado.

El discurso de Avebiom

«Gracias a la definición de normas precisas y a la revisión continua de sus estándares y auditorías, ENplus ha contribuido a mejorar la eficiencia y la transparencia en toda la cadena de suministro del pellet, garantizando un nivel constante de calidad, rendimiento y seguridad. Por otra parte, la lucha activa contra el fraude, apoyada en una base de datos digital completa y en herramientas de verificación avanzadas, ha mejorado la trazabilidad del sistema y reforzado su transparencia. ENplus protege activamente su marca y reinvierte los ingresos obtenidos en el fortalecimiento del sector de la bioenergía, apoyando las iniciativas del Consejo Europeo del Pellet y de las asociaciones nacionales»

Por todo ello -apunta el presidente del European Pellet Council, Pablo Rodero-, celebrar el décimo quinto aniversario de ENplus "significa reconocer no solo el éxito del sistema, sino también la confianza que toda la industria ha depositado en esta herramienta de garantía de calidad. En España además -continúa Rodero-, la implantación del esquema ha sido ejemplar: la mayoría de los productores de pellets trabajan ya bajo certificación ENplus, signo de un mercado sólido, transparente y con proyección internacional".

Para conmemorar el aniversario, ENplus desarrollará varias acciones, entre ellas la difusión de testimonios de sus miembros en redes sociales y el apoyo a un proyecto solidario en Uganda que promueve el uso de estufas modernas de pellets en sustitución del carbón.

Protagonistas

ENplus es el sistema de certificación líder mundial en calidad de pellets de madera, gestionado a nivel internacional por el Consejo Europeo de Pellets (EPC). ENplus abarca toda la cadena de suministro, desde la producción hasta la entrega y garantiza que cada lote certificado de pellets cumple estrictos requisitos de calidad, consistencia y rendimiento. En España, ENplus está gestionado por Avebiom como organismo licenciario nacional.

Desde 2004, la Asociación Española de la Biomasa, Avebiom, promueve el desarrollo del sector de la bioenergía en España. Avebiom forma parte de la junta directiva de la Asociación Europea de la Biomasa (Bioenergy Europe) y en la actualidad ostenta la presidencia del Consejo Europeo del Pellet (European Pellet Council). También es miembro de la Asociación Mundial de la Bioenergía.

Galicia, entre el viento y las olas: el reto de la justicia eólica

- Galicia ante la expansión de la eólica por tierra y mar: una revolución industrial que trae empleo y descarbonización, pero que exige diálogo y justicia social.



Galicia, entre el viento y las olas: el reto de la justicia eólica

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Galicia

entre el viento y las olas: el reto de la justicia eólica

<https://www.energias-renovables.com/eolica/galicia-entre-el-viento-y-las-20251029>

Manuel Moncada

Miércoles, 29 octubre 2025

Así se desprende del reciente informe **Sociedad, Eólica y Trabajo**, elaborado por el **Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS)** de la **Fundación 1º de Mayo** con el apoyo de CCOO Galicia, un documento que plantea una cuestión central: ¿cómo desarrollar la energía eólica —en tierra y en el mar— de manera socialmente justa? Su respuesta pasa por una palabra tantas veces ignorada en los grandes proyectos energéticos: diálogo.

Del campo al mar: una historia de fricciones

Galicia es una potencia eólica. Con casi 4.000 megavatios instalados, la comunidad produce más electricidad de la que consume y ha forjado un tejido industrial sólido en torno a esta tecnología renovable. Pero también ha acumulado tensiones. Los parques terrestres, concentrados en zonas rurales con poca población, han provocado conflictos con comunidades vecinales, ecologistas y ayuntamientos, que denuncian desigualdades y escasa participación en las decisiones.

El resultado ha sido un bloqueo judicial y social: más de un centenar de recursos han frenado proyectos eólicos en los últimos años, en parte por falta de consenso y por la percepción de que los beneficios se reparten lejos de los territorios afectados. De ese aprendizaje parte ahora la discusión sobre la eólica marina, con la intención de no repetir los errores del pasado.

El viento del futuro sopla en el Atlántico

España se ha marcado como meta instalar 3.000 megavatios de energía eólica marina para 2030. En Galicia, la expectativa es enorme: más de veinte proyectos han sido ya presentados al Ministerio para la Transición Ecológica, que regula este tipo de instalaciones por estar situadas en aguas de competencia estatal.

El potencial es innegable. La costa gallega cuenta con 2.700 kilómetros cuadrados de zonas de alto potencial para energías renovables, según los **Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)**. Estas áreas, situadas entre 21 y 31 kilómetros mar adentro, son candidatas a acoger los primeros parques eólicos marinos del país.

El proceso, sin embargo, no será inmediato. El nuevo Real Decreto 962/2024 establece que la instalación de estos parques se decidirá mediante concursos públicos o subastas. No solo se valorará el precio de la energía ofertada, sino también el impacto ambiental y los beneficios sociales que generen los proyectos. En teoría, un intento por equilibrar intereses económicos con la protección del entorno y de los sectores tradicionales, como la pesca.

Pesca y viento: dos mundos obligados a entenderse

Pocas comunidades viven tan unidas al mar como Galicia. Por eso, el anuncio de las futuras plataformas eólicas ha despertado inquietud en el sector pesquero, que teme perder zonas de calado o ver alterados los ecosistemas marinos. Las cofradías de pescadores reclaman participar desde el principio en la planificación de los parques y no ser informadas cuando todo esté decidido.

El informe de CCOO propone precisamente reforzar esos mecanismos de participación. Sugiere que la Xunta actúe como mediadora activa entre empresas, pescadores, universidades y organizaciones ecologistas. También plantea que el Observatorio de la Energía Eólica Marina de Galicia amplíe su base social y se convierta en un espacio real de encuentro y transparencia.

"Sin participación no habrá aceptación", resume el documento. En otras palabras: si la eólica marina se percibe como una imposición, el conflicto está garantizado; si se construye sobre acuerdos, puede convertirse en una oportunidad para el litoral gallego.

Un mar de leyes y oportunidades

El desarrollo de la eólica marina implica un complejo entramado legal y administrativo. Los proyectos deberán pasar por subastas estatales y superar estrictas evaluaciones de impacto ambiental. Pero los autores del informe alertan: los criterios socioambientales —hoy limitados al 30% de la puntuación en las subastas— deberían tener un peso igual o mayor que los económicos. Solo así se asegurará que las empresas prioricen la sostenibilidad sobre el beneficio rápido.

También se aboga por apoyar la industria local: astilleros, talleres mecánicos y fábricas de componentes eólicos que ya existen en Galicia y que podrían reactivar el empleo en zonas costeras. La fabricación y mantenimiento de estructuras marinas requiere mano de obra cualificada, y la comunidad cuenta con tradición naval y centros de formación que podrían nutrir esa demanda.

En este sentido, la eólica marina no solo puede ser una fuente de energía limpia, sino también una palanca industrial. Los sindicatos insisten en que el trabajo generado debe ser "estable, seguro y con condiciones dignas", y que se promueva la formación profesional para adaptar a los trabajadores del mar a los nuevos oficios del viento.

Equilibrar los ecosistemas

Más allá de sus implicaciones laborales, otro de los mayores desafíos para la industria eólica será garantizar que su expansión por tierra y mar no dañe los valiosos ecosistemas gallegos. Y es que

tanto los parques flotantes o fijos alteran el paisaje submarino, la migración de aves y los hábitats de especies clave si no se despliegan de forma responsable. Por eso, el informe urge a incrementar la investigación científica pública sobre el impacto de estas instalaciones, especialmente en relación con la pesca y la biodiversidad marina.

Los expertos proponen desarrollar "índices de compatibilidad espacial", herramientas que ayuden a evaluar cómo pueden convivir distintas actividades —pesca, acuicultura, turismo, energía— dentro del mismo espacio marítimo. También plantean abrir el debate sobre zonas de pesca compatibles con los parques y sobre fórmulas de coexistencia o compensación cuando no sea posible compartir el espacio.

Un horizonte de transición justa

El viento del Atlántico sopla con fuerza, pero su energía no bastará si no se recoge de forma justa. El informe de CCOO insiste en que cada parque eólico marino debe crear oportunidades en las comunidades costeras: desde mejoras en infraestructuras energéticas hasta el impulso de comunidades locales que gestionen parte de la energía producida. Incluso propone estudiar la reconversión laboral de marineros hacia trabajos en instalación o mantenimiento de parques marinos, aprovechando su conocimiento del mar y su pericia técnica.

En un contexto global donde la transición energética puede reproducir viejas desigualdades, Galicia tiene la posibilidad de hacer las cosas de otra manera. Si logra conjugar viento y apoyo social, Galicia podría convertirse en un referente europeo de cómo el desarrollo renovable y el bienestar social pueden navegar juntos.

Porque al fin y al cabo, el futuro energético gallego no se decide solo en los despachos o en las subastas, sino también en las rías, en los puertos y en las aldeas donde el viento nunca dejará de soplar.

El redactor recomienda:

- **La eólica marina que no acaba de zarpar**
- **España se juega su liderazgo en eólica marina flotante por el bloqueo regulatorio y la falta de planificación**
- **Estas son las áreas marinas donde no se pueden instalar aerogeneradores**
- **La patronal eólica gallega alerta: Galicia está perdiendo "la gran oportunidad de reindustrializarse"**
- **El PSOE acusa a la Xunta de Galicia de ser la responsable de la pérdida de 6.000 millones de euros en inversiones eólicas**
- **El sector eólico nacional acusa a la Xunta de Galicia de estar preparando una "expropiación de facto"**
- **Eólica marina en Galicia: la Xunta pide "medidas compensatorias" para el sector pesquero**

Habilitan las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión

- REE invita a las plantas renovables a realizar la solicitud para ser habilitadas y poder participar en este servicio que entrará en vigor el 1 de enero. Su capacidad de control de tensión les otorga prioridad de despacho de su producción en el sistema eléctrico.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/habilitan-las-primeras-renovables-que-podran-contribuir-al-control-di...>

Miércoles, 29 octubre 2025

REE invita a las plantas renovables a realizar la solicitud para ser habilitadas y poder participar en este servicio que entrará en vigor el 1 de enero. Su capacidad de control de tensión les otorga prioridad de despacho de su producción en el sistema eléctrico.

Pilar Sánchez Molina

Red Eléctrica de España (REE) acaba de anunciar este miércoles la habilitación de 24 instalaciones renovables para la prestación del servicio de control dinámico de tensión. Lo hace en línea con el nuevo P.O. 7.4 y señala que lo solicitó en 2020, aunque fue aprobado en junio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que aprobó hace unos días una resolución urgente al respecto.

El operador del sistema afirma que “está preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar dicho servicio desde el momento en que se lo notifiquen”, y añade que “se mantiene a disposición de los agentes y del resto de plantas renovables a los que invita a realizar sus solicitudes para ser habilitados y poder participar en el nuevo P.O.”.

Esas instalaciones deben tener «una capacidad para aportar o absorber potencia reactiva del 30% respecto a su potencia máxima, lo que aporta suficiente potencia reactiva para su reacción a las variaciones de tensión en el sistema», explica REE. La normativa del nuevo P.O establece que, para

ser habilitadas, las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de consignas de reactiva y de consignas de tensión. Esta última modalidad – seguimiento de consigna de tensión en tiempo real – es la que ofrece flexibilidad y permite que las instalaciones respondan a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

Por el momento, el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones es aún bajo: a día de hoy, REE ha recibido 168 solicitudes, de las que 125 corresponden a instalaciones renovables no gestionables. De ellas 24 están ya en condiciones de comenzar las pruebas. El resto, o bien declaran no poder seguir consigna de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria.

Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las renovables habilitadas obtendrán prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

También han presentado solicitudes centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas, que ya tienen la obligación de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica, por lo que REE explica que “se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que son las únicas que pueden ofrecer nuevos recursos al sistema”.

Respuesta a Aelec: aclaraciones sobre el control de tensión en España

El pasado lunes, Marta Castro, directora de Regulación de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec), a la que pertenecen Iberdrola, Endesa y EDP España, consideraba que los problemas de tensión en España son «estructurales» y criticaba las medidas planteadas por REE para abordar un problema como el del control de la tensión en la red.

En el anuncio de este miércoles, REE ha realizado varias aclaraciones adicionales, en respuesta a estas declaraciones.

Por un lado, señala que los niveles de tensión en los últimos años «no han aumentado», tal y como afirmaba Aelec esta misma semana, llegando a asegurar que estas variaciones vienen elevándose desde hace 10 años. “Los valores medios eran más altos años atrás, pero con la puesta en servicio de elementos de control de tensión en la RdT, estos valores actualmente son menores. Sí ha aumentado la variabilidad de las tensiones, que debe ser controlada por los generadores que aportan al sistema un control de tensión efectivo”, añade.

Red Eléctrica añade que “cumpliendo con su responsabilidad, ha trabajado y se ha adelantado siempre con medidas para modernizar el sistema y adaptarlo a las necesidades presentes y futuras” en el ámbito de la regulación de tensión, y recuerda que la propuesta de la modificación del P.O. 7.4. la realizó en 2020. Destaca que en este tiempo se han superado diferentes proyectos piloto y varios procesos de información pública “en los que se recibieron posicionamientos críticos de una parte de la generación convencional”.

El OS responde que “no hubo una falta de capacidad de reactiva programada en el sistema el pasado 28 de abril, sino que la misma no fue activada por los generadores en el momento en el que el

sistema lo requería. Su aportación al sistema como establece la normativa hubiera reducido la dinámica de la variación de tensión que se produjo. Sin embargo, como ha quedado demostrado, los grupos no alcanzaron mayoritariamente el valor mínimo legalmente obligatorio, con respuestas lentas o insuficientes a la variación que desencadenó los eventos posteriores”, ha destacado.

En cuanto a los límites de tensión en la red de transporte que gestiona, Red Eléctrica señala que los 435 kV son los que establece la regulación española al menos desde 1998 y lo ha confirmado la normativa europea más reciente. “Operar con un valor máximo de 420 kV implicaría un cambio estructural; su aplicación en el sistema actual multiplicaría los costes asociados a las restricciones técnicas y no se podría asegurar que, con los recursos disponibles actualmente, dicho valor no fuera superado”, explica.

“Por último, el servicio de control de tensión mediante las consignas de reactiva no aporta al sistema flexibilidad de adaptación a variaciones rápidas de tensión. De ahí la necesidad de que las instalaciones puedan controlar tensión también en modo de consigna de tensión”, concluye.

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

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Hibridación: Nadara y Greenvolt

<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/hibridacion-nadara-y-greenvolt/>

www.pv-magazine.es

29/10/2025

Nadara comienza la construcción de su primer proyecto híbrido de energía solar y eólica en España, y Greenvolt asegura financiación por 35 millones de euros para desarrollar un proyecto híbrido en Dinamarca. octubre 29, 2025

Pilar Sánchez Molina Renantis (antigua Falck Renewables) y Ventient Energy, ambas propiedad de inversores institucionales asesorados por Global Infrastructure group, uno de los fondos especializados de JP Morgan Asset Management y parte del banco estadounidense, crearon Nadara en 2024. La empresa anuncia ahora que ha iniciado la construcción del módulo de hibridación solar de los parques eólicos existentes, que se convertirá en una de las plantas híbridas de energía solar y eólica más grandes de España una vez que esté operativa: el proyecto agregará 205MW de nueva capacidad solar en cinco plantas en Valladolid y Palencia (Castilla y León), todas ellas ubicadas junto a los parques eólicos existentes de Nadara, que actualmente tienen una capacidad total de 202.5MW. Las instalaciones de energía solar y eólica juntas superarán los 400MW de capacidad total. Nadara está colaborando con Grupotec y Valtalia para construir las plantas, que se espera que estén operativas en diciembre de 2026. Una vez completado, el proyecto también será el desarrollo fotovoltaico más grande de Nadara en España. Nadara también lanzará un Foro de Comunidades Sostenibles, con su segunda edición que se llevará a cabo en España en 2026, basándose en el formato que ya se está llevando a cabo en el Reino Unido como una plataforma para interactuar con las comunidades locales, apoyar iniciativas culturales y ofrecer un lugar donde las personas puedan compartir sus ideas y opiniones. Greenvolt Group, a través de Greenvolt Power, ha firmado un acuerdo de financiación de proyectos por valor de 35 millones de euros con Ringkjøbing Landbobank para financiar la construcción y explotación de un proyecto híbrido a gran escala en Dinamarca. Este combina la generación fotovoltaica y el almacenamiento de energía en baterías (BESS) con una capacidad instalada total de más de 150 MW. En concreto, el proyecto, ubicado en Hoegholm, al este del país, integra 97,36 MW de generación solar con un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 55-60 MW/110-120 MWh. Según informó la compañía, el proyecto se encuentra actualmente en construcción, y se espera que alcance la fecha de entrada en funcionamiento comercial en el primer trimestre del año que viene. Como parte del portfolio de KKR, Greenvolt Group cuenta actualmente con una cartera de proyectos a gran escala de 14,1 GW en desarrollo en Europa, Estados Unidos y Asia, que abarca proyectos solares, eólicos y almacenamiento en baterías, donde cuenta con una cartera total de 4,7 GW. 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

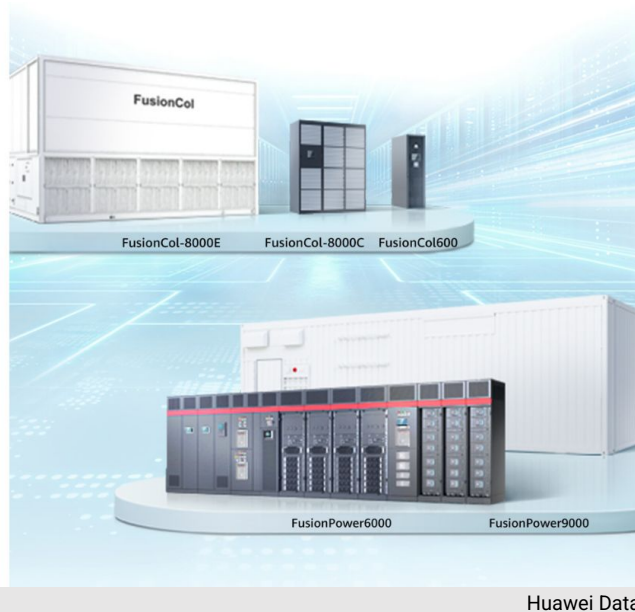
Nadara comienza la construcción de su primer proyecto híbrido de energía solar y eólica en España, y Greenvolt asegura financiación por 35 millones de euros para desarrollar un proyecto híbrido en Dinamarca. octubre 29, 2025

Pilar Sánchez Molina Renantis (antigua Falck Renewables) y Ventient Energy, ambas propiedad de inversores institucionales asesorados por Global Infrastructure group, uno de los fondos especializados de JP Morgan Asset Management y parte del banco estadounidense, crearon Nadara en 2024. La empresa anuncia ahora que ha iniciado la construcción del módulo de hibridación solar de los parques eólicos existentes, que se convertirá en una de las plantas híbridas de energía solar y eólica más grandes de España una vez que esté operativa: el proyecto agregará

205MW de nueva capacidad solar en cinco plantas en Valladolid y Palencia (Castilla y León), todas ellas ubicadas junto a los parques eólicos existentes de Nadara, que actualmente tienen una capacidad total de 202.5MW. Las instalaciones de energía solar y eólica juntas superarán los 400MW de capacidad total. Nadara está colaborando con Grupotec y Voltalia para construir las plantas, que se espera que estén operativas en diciembre de 2026. Una vez completado, el proyecto también será el desarrollo fotovoltaico más grande de Nadara en España. Nadara también lanzará un Foro de Comunidades Sostenibles, con su segunda edición que se llevará a cabo en España en 2026, basándose en el formato que ya se está llevando a cabo en el Reino Unido como una plataforma para interactuar con las comunidades locales, apoyar iniciativas culturales y ofrecer un lugar donde las personas puedan compartir sus ideas y opiniones. Greenvolt Group, a través de Greenvolt Power, ha firmado un acuerdo de financiación de proyectos por valor de 35 millones de euros con Ringkjøbing Landbobank para financiar la construcción y explotación de un proyecto híbrido a gran escala en Dinamarca. Este combina la generación fotovoltaica y el almacenamiento de energía en baterías (BESS) con una capacidad instalada total de más de 150 MW. En concreto, el proyecto, ubicado en Hoegholm, al este del país, integra 97,36 MW de generación solar con un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 55-60 MW/110-120 MWh. Según informó la compañía, el proyecto se encuentra actualmente en construcción, y se espera que alcance la fecha de entrada en funcionamiento comercial en el primer trimestre del año que viene. Como parte del portfolio de KKR, Greenvolt Group cuenta actualmente con una cartera de proyectos a gran escala de 14,1 GW en desarrollo en Europa, Estados Unidos y Asia, que abarca proyectos solares, eólicos y almacenamiento en baterías, donde cuenta con una cartera total de 4,7 GW. 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

Huawei presenta en Data Centre World soluciones modulares y sostenibles para la nueva era de la IA - Energética 21

- La compañía mostrará en su stand cómo el Time to Market en los proyectos de IA se ha convertido en un parámetro esencial para alcanzar el éxito empresarial.



Huawei Data centers

[huawei](#) [data centre world](#) [soluciones modulares](#) [sostenibles](#) [ia](#) [centros de datos](#) [time to market](#) [sistemas bess](#)

<https://energetica21.com/noticia/huawei-presenta-data-centre-world-soluciones-modulares-sostenibles-nueva-...>

Energética 21

Miércoles, 29 octubre 2025

La compañía mostrará en su stand cómo el Time to Market en los proyectos de IA se ha convertido en un parámetro esencial para alcanzar el éxito empresarial.

Huawei Digital Power, el área de negocio de Huawei dedicada al desarrollo de productos y servicios de energía digital, presenta sus **últimas soluciones centradas en el ámbito de Data Center Modular** y en la adaptación de los centros de datos a la creciente ola tecnológica impulsada por la **Inteligencia Artificial (IA)** en el **Data Centre World 2025**, que se está celebrando en Madrid,

Huawei Digital Power muestra en su stand cómo el **Time to Market en los proyectos de IA** se ha convertido en un parámetro esencial para alcanzar el éxito empresarial. Los visitantes al stand podrán conocer cómo las **soluciones prefabricadas y modulares** contribuyen a reducir los tiempos de fabricación y entrega, aportando al mismo tiempo flexibilidad y escalabilidad a los Data Centers.

Asimismo, Huawei Digital Power pondrá foco en los **sistemas BESS (Battery Energy Storage System) aplicados a la industria del Data Center**. Estos desarrollos no solo actúan como respaldo energético, sino que también son determinantes en términos de eficiencia y sostenibilidad. La integración con energías renovables, la mejora en la calidad de la energía y la reducción de costes y emisiones, se

han consolidado como factores claves para el diseño y la construcción de los Data Centers del futuro.

Entre las soluciones que se presentan en Madrid destacan los cerramientos inteligentes de pasillo Smart Modular Data Center, UPS Modulares, respaldo inteligente de energía SmartLi, y soluciones de refrigeración modulares como Fan Wall o Evaporación indirecta EHU. Todas ellas desarrolladas con el objetivo de potenciar la eficiencia en el tratamiento de datos, optimizar el consumo energético y facilitar la transformación digital de las empresas, gracias a la integración de algoritmos de inteligencia artificial patentados.

La anulación del parque eólico A Ruña III enciende las alarmas del sector sobre la seguridad jurídica en Galicia

- La sentencia del TSXG que anula las autorizaciones del parque eólico A Ruña III reabre el debate sobre la inseguridad jurídica en Galicia.



El TSXG tumba el parque eólico A Ruña III y enciende las alarmas sobre la seguridad jurídica de los proyectos eólicos en Galicia

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/el-tsxg-tumba-el-parque-e-20251029>

Manuel Moncada

Miércoles, 29 octubre 2025

Las empresas del sector consideran que la sentencia evidencia un riesgo estructural para la tramitación de parques eólicos en la comunidad, donde reclaman un marco jurídico "estable, coherente y predecible". Y es que según la AEE, la situación actual está generando daños patrimoniales significativos, paralización de inversiones y una creciente sensación de "desorden regulatorio" entre los promotores.

Un cambio de criterio con efecto retroactivo

El núcleo del conflicto se encuentra en la interpretación de la normativa sobre la tramitación conjunta de los parques eólicos y sus líneas de evacuación. En este caso, el TSXG entiende que ambos elementos deben evaluarse de manera integrada, pero cuando A Ruña III inició su tramitación, la legislación autonómica permitía hacerlo por separado, y la evaluación ambiental del proyecto ya contemplaba los efectos acumulativos de la línea de evacuación y de otros parques cercanos. El pleito está servido.

El sector eólico subraya que el Tribunal Supremo ya ha avalado en el pasado tramitaciones similares, y que el proyecto contaba con todos los permisos ambientales y constructivos necesarios, obtenidos bajo un procedimiento conforme a la normativa europea. La sentencia, al obligar a re tramitar el proyecto, pese a que la línea de evacuación ya está construida y operativa, se percibe como un precedente que podría extender la incertidumbre al conjunto del desarrollo eólico en la comunidad gallega.

Riesgos económicos y de competitividad

Según las estimaciones de la AEE, cada año de retraso judicial en la ejecución de proyectos eólicos en Galicia implica la pérdida de unos 2.750 empleos y frena más de 6.300 millones de euros de inversión. Además, la ralentización en el despliegue de nueva potencia renovable ahuyenta a las industrias electrointensivas, por lo que decidirán anidar en otras comunidades autónomas, con el consiguiente impacto sobre el tejido industrial gallego y el empleo rural.

El sector advierte de que esta situación compromete no solo la transición energética en la región, sino también la competitividad futura de Galicia. Sin un marco regulatorio estable —señalan—, el riesgo es una pérdida de atracción para la inversión y un retroceso en la generación de empleo industrial de calidad.

Compromiso con la transición energética

Pese al escenario judicial adverso, la AEE insiste en que el compromiso de la industria con Galicia "sigue intacto". De hecho, el sector reafirma su voluntad de seguir impulsando valor añadido, innovación y desarrollo local en los municipios donde opera, pero reclama avanzar con "certezas regulatorias" que garanticen seguridad jurídica y un despliegue ordenado de la energía eólica.

Por último, la organización recuerda que España ha asumido el compromiso de acelerar el desarrollo de energías renovables como herramienta de competitividad, descarbonización y empleo. Y es que no por casualidad la eólica es actualmente la primera fuente de generación del mix eléctrico nacional y un pilar industrial en Galicia, con miles de empleos directos e indirectos y una cadena de valor consolidada.

Credenciales de la AEE

La Asociación Empresarial Eólica agrupa a más de 350 empresas del sector, entre ellas promotores, fabricantes de aerogeneradores y componentes, asociaciones regionales, entidades financieras y consultoras. La AEE representa a una industria que emplea a más de 40.000 profesionales en España, cuenta con 276 centros industriales y aporta el 23 % de la demanda eléctrica nacional, siendo la primera tecnología del sistema energético español.

El redactor recomienda:

- **Galicia, entre el viento y las olas: el reto de la justicia eólica**
- **La patronal eólica gallega alerta: Galicia está perdiendo "la gran oportunidad de reindustrializarse"**
- **El PSOE acusa a la Xunta de Galicia de ser la responsable de la pérdida de 6.000 millones de euros en inversiones eólicas**
- **El sector eólico nacional acusa a la Xunta de Galicia de estar preparando una "expropiación de facto"**

La eléctrica finlandesa Fortum gana 519 millones de euros hasta septiembre, un 37% menos

- Fortum obtuvo un beneficio neto de 519 millones de euros en los nueve primeros meses del año, un 37% menos.



Logo de Fortum.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-electrica-finlandesa-fortum-gana-519-millones-de-euros-hasta-septiembr...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

La compañía eléctrica finlandesa **Fortum** obtuvo un beneficio neto de 519 millones de euros en los nueve primeros meses del año, un 37% menos que en el mismo periodo de 2024, informó la empresa.

El **beneficio bruto de explotación (ebitda)** de Fortum, el segundo mayor grupo eléctrico de los países nórdicos después del sueco Vattenfall, se redujo entre enero y septiembre un 29% interanual, hasta los 864 millones de euros.

Su **beneficio operativo** se situó en 634 millones de euros, un 32% menos que en los nueve primeros meses del año anterior, debido principalmente a la caída de los precios de la electricidad y al menor volumen de energía hidráulica y nuclear producida.

Estos dos factores, sumados a la **desinversión** de su negocio de reciclaje y residuos, provocaron que la facturación del grupo finlandés disminuyera un 19% interanual, hasta los 3.545 millones de euros.

La generación eléctrica de Fortum

La **división de generación eléctrica** en los países nórdicos, su mayor negocio en cuanto a ingresos, facturó 2.327 millones de euros, un 18% menos, tras reducir su volumen de ventas un 14%, hasta los 38,2 teravatios hora (TWh).

El **beneficio operativo de esta división** se redujo un 34,5%, hasta los 607 millones de euros, lastrado por la menor demanda y la caída del precio medio de la electricidad en el mercado eléctrico Nord Pool, que se situó en 36 euros por megavatio hora (MWh), un 5% menos.

La división encargada de la **venta minorista de electricidad y gas** en los países nórdicos, Polonia y España -su segundo negocio principal- facturó 2.146 millones de euros, un 6% menos interanual.

A pesar de la caída de los ingresos, esta división logró mejorar su rentabilidad y registró un beneficio operativo de 100 millones de euros, un 5% más que en el mismo periodo del año anterior.

Fortum mantiene una **disputa legal contra Rusia** desde febrero de 2024 para tratar de que Moscú le compense por el embargo unilateral de sus activos en territorio ruso tras el inicio de la guerra de Ucrania, valorados en "miles de millones de euros", según la empresa.

La patronal eólica, «estupefacta» por el fallo del TSXG que «genera riesgo estructural para la seguridad jurídica»

- Carga contra «un nuevo argumento sorpresa» del alto tribunal gallego sobre el que «ya se ha manifestado el Tribunal Supremo»



Un parque eólico, a 28 de marzo de 2025, en Muras, Lugo, Galicia

patronal eólica estupefacta nuevo fallo

<https://www.eldebate.com/espana/galicia/20251029/patronal-eolica-estupefacta-fallo-tsxg-genera-riesgo-estruc...>

Europa Press

Miércoles, 29 octubre 2025

La Asociación Empresarial Eólica ha mostrado su «estupefacción» ante la reciente sentencia del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) por «su impacto en el desarrollo de proyectos eólicos en Galicia». «Su alcance genera **un riesgo significativo** y estructural para la seguridad jurídica de los proyectos eólicos en Galicia», afirma.

En un comunicado, **critica la sentencia** del TSXG, contra la que cabe recurso ante el Tribunal Supremo, que anula las autorizaciones administrativas previas y de construcción del parque eólico A Ruña III.

«Después de tres años de **una asfixiante trama judicial**, surge un nuevo argumento sorpresa: la obligatoriedad de tramitar el proyecto eólico junto con su línea de evacuación. Cuando este parque se tramitó, la ley en vigor en Galicia permitía tramitar por separado **las líneas de evacuación** de los proyectos de generación. Específicamente, la tramitación ambiental del parque eólico afectado en esta sentencia contemplaba los efectos sinérgicos con la citada línea de evacuación, además del resto de parques existentes en la zona. Sobre este asunto ya se ha manifestado el Tribunal Supremo **avalando la tramitación** de proyectos eólicos en situaciones similares», expone la patronal eólica española.

Expone que el TSXG con esta sentencia obliga a **retramitar el proyecto** del parque eólico, que ya había obtenido autorización ambiental y de construcción de la Xunta «bajo un proceso avalado por el TJUE de Luxemburgo, con la justificación de que debe analizarse en conjunto con una línea de evacuación, cuando dicha línea de evacuación ya existe y está en funcionamiento».

Por otro lado, sobre la cuestión sobre la distancia del parque eólico a **una zona de Red Natura** , de 4,5 kilómetros como mínimo, indica que ya fue evaluada al obtener la autorización ambiental. «Si en dicha evaluación, el órgano ambiental, que es la autoridad ambiental y tiene las competencias y conocimientos técnicos y científicos, hubiera detectado algún riesgo que **no fuera mitigable** , previsible o compensable, no hubiera otorgado una declaración ambiental positiva», razona.

Calcula que por cada año de retraso en la instalación de los parques en **desarrollo en Galicia** y afectados por esta judicialización se dejan de crear 2.750 empleos y más de 6.300 millones de inversión. «Esta dinámica destructiva, si no se desbloquea, abocará a Galicia a un retroceso industrial y de empleo de calidad, y sentenciará a muchos núcleos rurales a seguir **sufriendo un deterioro** con tendencia a la despoblación por no disponer de fondos que les permitan prosperar», advierte.

Las eléctricas afirman que las nucleares no están preparadas para realizar un control dinámico de tensión y evitar...

- Según recoge el diario *El País* este miércoles, lo han hecho en una carta en la que, simultáneamente, solicitan prorrogar el funcionamiento de la central nuclear de Almaraz hasta 2030.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/29/las-electricas-afirman-que-las-nucleares-no-estan-preparadas-para-re...>

Miércoles, 29 octubre 2025

Según recoge el diario *El País* este miércoles, lo han hecho en una carta en la que, simultáneamente, solicitan prorrogar el funcionamiento de la central nuclear de Almaraz hasta 2030.

Pilar Sánchez Molina

El presidente ejecutivo del Grupo Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, dijo este martes, durante la presentación de los resultados de los últimos nueve meses que «el futuro [de la planta nuclear de Almaraz, en Cáceres] solo depende del Gobierno central. No hay ninguna otra limitación».

Las empresas propietarias de la central (Iberdrola, con un 53%; Endesa, con el 36%, y Naturgy, con el 11%) habrían comunicado al Gobierno su disposición a solicitar oficialmente la prórroga del funcionamiento de la planta hasta 2030. Las fechas de cierre pactadas contemplan la parada del primer reactor en 2027 y un año después, en 2028, la del segundo.

«Las nucleares son seguras y son necesarias, y yo creo que se necesitan mucho más que antes, incluso para poder evitar posibles apagones o posibles problemas que puedan afectar al servicio», añadió Galán, así como «por responsabilidad pública y para tener las luces encendidas del país», explicaba, en referencia al apagón del 28 abril, provocado por sobretensiones que originaron una reacción en cadena.

Efectivamente, Aelec —asociación que agrupa a Iberdrola, Endesa y EDP— ha solicitado de manera oficial la prórroga de la vida útil de Central Nuclear de Almaraz hasta 2030, “en el contexto actual de

incertidumbre sobre la estabilidad de tensión” en el sistema eléctrico español.

Lo ha hecho mediante una carta firmada por la presidenta de Aelec, Marina Serrano, y dirigida al secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, según ha publicado este miércoles el diario *El País*.

No obstante, en esa misma carta, la presidenta de Aelec señala que las nucleares españolas no están preparadas para el control dinámico de tensión, tal como exige Red Eléctrica de España (REE) en el marco de reforzamiento del sistema tras el apagón del 28 de abril.

La carta expone que los requisitos planteados por REE “no eran física ni operativamente viables” para las nucleares españolas y podrían comprometer la seguridad de los equipos.

Según el texto, el principal problema radica en que las plantas nucleares, diseñadas para operar en regímenes de carga estable, no pueden responder a consignas dinámicas de tensión como sí pueden hacerlo centrales de gas o sistemas con regulación rápida. Aelec señala que los ciclos combinados presentan una capacidad de control de tensión “más eficaz” —en contraste con las nucleares, que carecen de la tecnología de estabilizadores de potencia (PSS) o respuestas rápidas de frecuencia que exigen los nuevos escenarios con alta penetración renovable.

El trasfondo regulatorio también muestra tensiones adicionales. REE impulsó un ajuste del Procedimiento de Operación 7.4, de julio de 2025, introduciendo penalizaciones por incumplimiento del servicio de control de tensión, lo que desencadenó las alegaciones de las eléctricas ante la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC). Aelec considera que la norma se aplica sin considerar las limitaciones estructurales de las nucleares y aboga por “inversiones en red y la participación progresiva de renovables (fotovoltaica y eólica) en el control dinámico y amortiguamiento de oscilaciones”, entre otras medidas, para evitar futuros apagones.

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

Las renovables auparán a las baterías y viceversa: así es el escenario de Statkraft para 2050

- La energía solar y eólica están destinadas a convertirse en las principales fuentes energéticas del mundo para 2035.



Planta fotovoltaica de Statkraft.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-auparan-a-las-baterias-y-viceversa-asi-es-el-escenario-de-st...>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

La energía solar y eólica están destinadas a convertirse en las principales fuentes energéticas del mundo para 2035

Statkraft, primer productor renovable de Europa y líder en el mercado de PPAs, ha publicado una nueva edición de su informe anual 'Green Transition Scenario', en el que analiza la evolución de la transición energética en tres escenarios: un escenario verde optimista (*Green Scenario*), un escenario en el que la transición se retrasa (*Delayed Scenario*) y otro marcado por la inestabilidad global (*Unrest Scenario*).

En el *Green Scenario*, el calentamiento global puede limitarse a 1,9 grados, en línea con el objetivo de 2 grados del Acuerdo de París, aunque insuficiente para alcanzar el objetivo de 1,5 grados. Sin embargo, si el progreso en la transición energética no continúa a un ritmo elevado, el informe prevé un aumento de temperatura de alrededor de 2,4 grados, con consecuencias importantes para las personas y el planeta.

"Nuestros escenarios muestran que aún es posible alcanzar el objetivo de 2 grados del Acuerdo de París, pero esto requiere un ritmo de reducción de emisiones significativamente más rápido que el actual. Las tensiones geopolíticas y los desafíos económicos y políticos afectan a la velocidad de la transición energética, por otro lado, la rápida reducción de costes de tecnologías maduras como la solar, la eólica y las baterías, permiten que la reducción global de emisiones de CO₂ siga siendo

alcanzable. Vemos que los recortes de emisiones, especialmente en sectores industriales y transporte de larga distancia, están resultando más complicados y costosos de lo que se suponía,” afirma **Torjus Folsland Bolkesjø**, responsable de Estrategias Energéticas Globales y autor del informe

[Descargar archivo PDF](#)

El papel flexible de las baterías

El informe destaca que el papel de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se consolida como un habilitador crucial, competitivo en costes y flexible para la integración de las energías eólica y solar en el sistema eléctrico. No obstante, todos los escenarios muestran que, en el horizonte 2050, existirá una combinación de soluciones que aportan flexibilidad.

En el escenario más optimista, la energía solar será la tecnología dominante de generación eléctrica a nivel mundial para el año 2030, creciendo entre 8 y 16 veces desde 2023 hasta 2050. La eólica terrestre muestra un crecimiento constante en todos los escenarios, con una capacidad total que alcanzará entre 3 y 6 veces el nivel actual.

A medida que la energía eólica y solar se vuelven cada vez más centrales en el sistema, su naturaleza variable hace que las soluciones de flexibilidad sean esenciales. En 2024, la capacidad de las baterías creció más de un 50% en comparación con las instalaciones de 2023. Este crecimiento seguirá en los próximos años, impulsado por la reducción de costes, el aumento de la participación de las energías renovables, una mayor volatilidad de precios en los mercados eléctricos y la creciente necesidad de equilibrar la red.

El fuerte crecimiento global de las tecnologías renovables continúa con récords cada año. En 2024, las inversiones en energía limpia e infraestructuras siguieron aumentando y fueron casi el doble que las inversiones en combustibles fósiles a nivel mundial, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, en sus siglas en inglés) y Ember. “Esperamos que la producción anual de energía limpia pronto supere la demanda energética global, lo que significa que las emisiones ‘máximas’ del sector eléctrico probablemente ya han quedado atrás,” afirma **Mari Grooss Viddal**, analista principal y autora del informe.

Bajos costes

La energía renovable no solo es crucial para alcanzar los objetivos climáticos, sino también para garantizar la seguridad energética y la competitividad en Europa. Los bajos costes y los cortos plazos de construcción hacen que la solar y la eólica sean las tecnologías limpias más importantes, y la electricidad renovable que sustituye al gas fósil en procesos industriales también permite aumentar la competitividad de la industria europea. La Unión Europea ya ha reducido sus emisiones en más de un tercio desde 1990, mientras que la economía ha crecido en dos tercios. “Esto demuestra que es perfectamente posible reducir emisiones y generar crecimiento económico,” concluye Bolkesjø.

El informe, basado en el conocimiento de Statkraft como el mayor productor renovable de Europa y en sus 130 años de experiencia, identifica tendencias clave en todos los escenarios:

La energía solar y eólica están destinadas a convertirse en las principales fuentes energéticas del mundo para 2035.

La notable caída en los costes de las baterías permite una flexibilidad necesaria para desplegar más energía solar y eólica.

El consumo eléctrico aumentará considerablemente, mientras que el consumo total de energía disminuirá al abandonar los combustibles fósiles.

El gas seguirá formando parte del mix energético más tiempo del previsto, ya que el hidrógeno enfrenta desafíos de escalabilidad.

Mayor demanda con centros de datos

Este análisis hace referencia a los centros de datos como una nueva fuente de crecimiento en el consumo eléctrico. Según la IEA, la demanda eléctrica de los centros de datos podría alcanzar los 945 TWh en 2030, y en un escenario de alto crecimiento, superar los 1.700 TWh en 2035. Para mercados eléctricos maduros, como la Unión Europea, los centros de datos representan la primera fuente nueva de crecimiento acelerado en la demanda eléctrica en décadas, poniendo a prueba la resiliencia de las redes y sistemas energéticos.

En Europa, los mercados cercanos a centros tecnológicos o financieros han sido los de mayor crecimiento hasta ahora. Pero a medida que se acelera el desarrollo, muchos de los mercados tradicionales enfrentan escasez de acceso a energía y capacidad de red, lo que ha impulsado el crecimiento en nuevas regiones como los países nórdicos y la península ibérica.

Los alemanes pagan hasta un 82% más por calentarse en cuatro años, tras dejar el gas ruso

- El aumento de los precios del gas en Alemania ha llevado a sus consumidores a pagar hasta un 82% más en la factura energética.



El consumo de gas por las calefacciones se dispara en invierno. FOTO: Endesa

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-alemanes-pagan-hasta-un-82-mas-por-calentarse-en-cuatro-anos-tras-...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

El coste en calefacción crecerá en 2025, pues, por ejemplo, calentar un apartamento de 70 metros cuadrados con gas costará un 15% más, hasta los 1.180 euros, según Eurostat

El aumento de los precios del gas en Alemania, que tras la invasión de Rusia contra Ucrania se desconectó de ese combustible ruso, ha llevado a sus consumidores a pagar hasta un 82% más en la **factura energética**, lo que repercute además en los alquileres, que suelen incluir el recibo de la calefacción.

Fernando, educador venezolano de 42 años que trabaja en una escuela infantil berlinesa, dijo a *EFE* que él ha visto que "cada año el precio de la calefacción ha subido más y más".

En un apartamento del que es propietario y que tiene alquilado, él ha visto "que la subida ha sido de un 30% cada año aproximadamente", contó en su nueva casa en el multicultural barrio de Neukölln.

"En el apartamento que tengo en propiedad, el cargo mensual era de 140 euros, pero ahora, según la cuenta que me acaba de llegar, ese cargo debería ser 390 euros", afirmó.

En **Alemania**, lo habitual es que la calefacción sea un gasto incluido en el alquiler, pero ese coste se paga en base a una estimación.

Si esa estimación ha sido demasiado o insuficiente, al final del año el inquilino debe recibir lo que pagó de más o pagar lo que le falta para saldar la cuenta.

Subidas como la que describió Fernando suponen, para muchos, un auténtico lastre.

Según datos de Eurostat, Alemania era en 2023 de los países en los que más hogares dedicaban un 40% o más de sus ingresos a pagar su vivienda, ya sea en alquiler o propiedad, un dato influenciado también por los costes añadidos como los que representan la calefacción.

En esta situación se encuentra un 13% de los alemanes, cinco puntos por encima de la media del bloque comunitario (8,8%) y que sólo supera Dinamarca (15,4%).

Calefacciones de gas más caras en 2025

Según la asociación de administradores inmobiliarios de Alemania, el coste en calefacción crecerá en 2025, pues, por ejemplo, calentar un apartamento de 70 metros cuadrados con gas costará un 15% más, hasta los 1.180 euros, respecto a 2024.

De este alza informaba en su último estudio la firma germana de servicios energéticos y de medición de consumo Techem, que se apoya en datos de 100.000 edificios residenciales.

Según Techem, en los últimos cuatro años los costes para calentar hogares en Alemania están en niveles de récord, y han subido un 82 % respecto a 2021.

Los esfuerzos de los sucesivos gobiernos de Alemania por impulsar las energías renovables aún no se traducen positivamente en cómo se calientan los hogares alemanes.

"La mayoría de las casas siguen utilizando **calefacción de gas** y, por tanto, se ven afectadas por los precios del gas", dijo a *EFE* **Andreas Fischer**, economista y experto en cuestiones energéticas del Instituto para la Economía Alemana (IW).

El precio de un gas que no sea ruso

Los precios del gas han subido en Alemania, que llegó a comprar en 2020 a Rusia el 55% del total de las importaciones de ese hidrocarburo, después de que se viera obligada a cambiar de principal proveedor por culpa de la invasión rusa en Ucrania.

Según Fischer, el cambio en las fuentes del suministro de gas a las que se ha visto obligada Alemania en particular, y Europa en general, es el principal factor que explica el aumento del precio.

"El gas se ha encarecido. Ya se sabía que el suministro iba a ser algo más caro, ya que antes procedía principalmente de gasoductos y luego tuvimos una situación de crisis", dijo Fischer.

Actualmente **Noruega** es el mayor proveedor de gas natural y, según datos oficiales, el país nórdico, llegó a suministrar en 2024 a Alemania hasta el 48% de gas que usa el país centroeuropeo (un 5% más que en 2023), que también compra ese hidrocarburo a **Países Bajos y Bélgica**, que el año pasado representaron un 25% y un 18%.

Fischer no cree que en Alemania vaya a abaratarse la calefacción a corto plazo.

Los compromisos de suministro a centros de datos de las eléctricas de EEUU alcanzan los 160 GW, el doble que la...

- El análisis de los compromisos de capacidad frente a la generación disponible revela un desequilibrio crítico futuro entre oferta y demanda, que plantea riesgos significativos para la red eléctrica de PJM, según Wood Makenzie.



Centro de datos de NVIDIA.

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-compromisos-de-suministro-a-centros-de-datos-de-las-electricas-de-ee...>

José A. Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

El análisis de los compromisos de capacidad frente a la generación disponible revela un desequilibrio crítico futuro entre oferta y demanda, que plantea riesgos significativos para la red eléctrica de PJM, según Wood Makenzie

Una actualización de **Wood Mackenzie** revela que las eléctricas han comprometido el doble de suministro a centros de datos en comparación con la generación que se espera construir

Según el análisis "*Up, up and away*" de Wood Mackenzie, que incorpora los hallazgos más recientes del proceso de Solicitudes de Ajuste de Carga (LAR, por sus siglas en inglés) de PJM, los compromisos de las empresas eléctricas de Estados Unidos con grandes consumidores han alcanzado más de 160 gigavatios (GW), equivalentes al 22% del pico de carga de 2024 en EEUU.

Basándose en una investigación anterior, "*No turning back: an analysis of utility large load pipelines*", que citaba compromisos de grandes cargas de 116 GW, el nuevo estudio revela que las empresas eléctricas de PJM pronostican colectivamente 55 GW de crecimiento de grandes cargas para 2030 y 100 GW para 2037, impulsados principalmente por el desarrollo de centros de datos, incluidos los mineros de criptomonedas.

Desequilibrio crítico

El análisis de los compromisos de capacidad frente a la generación disponible revela un desequilibrio crítico futuro entre oferta y demanda, que plantea riesgos significativos para la red eléctrica de PJM.

“Nuestro hallazgo principal muestra que las empresas eléctricas de PJM se han comprometido a atender el doble de nueva demanda de gran carga que la nueva generación eléctrica planificada para respaldarla, lo que podría provocar escasez de energía y facturas más altas en el Atlántico Medio”, afirmó Ben Hertz-Shargel, jefe global de Grid Edge en Wood Mackenzie.

El estudio también identifica importantes desafíos de planificación. Las metodologías de pronóstico de las empresas eléctricas muestran inconsistencias, como suposiciones variables en la relación entre demanda y capacidad contratada, así como en las tasas de incremento de las grandes cargas. Esto genera incertidumbre sobre dónde y cuándo se materializarán estas grandes cargas, complicando la planificación de capacidad de la red y de transmisión.

Aunque **Dominion** es conocida como la empresa con la mayor carga de centros de datos, no figura entre las cuatro compañías operativas que pronostican más de 11 GW de crecimiento de grandes cargas para 2040. Aun así, Virginia emerge como un punto crítico de crecimiento, con tres de las seis principales empresas eléctricas pronosticando colectivamente 30 GW de nueva gran carga en el estado. A pesar de esta concentración, dos tercios de la demanda total se espera que se repartan entre las zonas de Dominion, **AEP** y **PPL**.

Cambio drástico

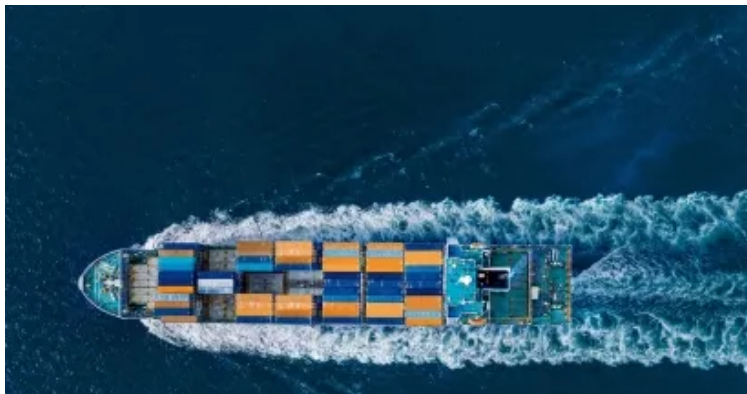
“Los datos revelan un cambio drástico en los patrones de crecimiento, con 2030 como punto de inflexión crítico para la expansión de grandes cargas”, señaló Hertz-Shargel. “Las empresas eléctricas esperan que las adiciones anuales de gigavatios pasen de una tasa de crecimiento anual compuesta del 23% antes de 2030 a –22% después de esa fecha, lo que subraya el potencial de que este aumento de demanda sin precedentes ocurra de forma anticipada.”

El análisis de Wood Mackenzie concluye que, sin una acción inmediata para abordar los déficits inminentes de capacidad de generación y estandarizar las metodologías de pronóstico, la región del Atlántico Medio enfrenta riesgos significativos para la confiabilidad y asequibilidad de la red eléctrica.



Marpower, el proyecto UE que quiere que el transporte marítimo use amoníaco verde en vez de fuelóleo pesado

- Amoníaco verde, o metano verde, o metanol verde, o hidrógeno verde. En definitiva, "combustibles alternativos de emisiones netas cero". Financiado por la Unión Europea, Ma...



Marpower, el proyecto UE que quiere que el transporte marítimo use amoníaco verde en vez de fuelóleo pesado

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Marpower

<https://www.energias-renovables.com/movilidad/marpower-el-proyecto-que-quiere-que-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

El proyecto Marpower (Efficient zero-emissions gas turbine Power system for Maritime transport, o Sistema eficiente de energía con turbina de gas de cero emisiones para el transporte marítimo) es una iniciativa europea en la que participan la Universidad de Vigo y Zabala Innovation y que está financiada con fondos de la UE. Marpower aborda la descarbonización del transporte marítimo, sector responsable de casi el 3% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, una cifra que se espera que aumente en los próximos años, "lo que hace esencial -explican los impulsores de esta iniciativa- desplegar soluciones más limpias, escalables y económicamente viables que cumplan con las crecientes exigencias de la normativa internacional sobre el clima".

Pues bien, en ese marco, y para responder a ese reto, el proyecto Marpower está desarrollando un "sistema de conversión energética de nueva generación basado en turbinas de gas" destinado tanto a la generación eléctrica como a la cogeneración (generación de electricidad y generación de calor simultáneamente) a bordo de los buques. El sistema está diseñado para funcionar con hidrógeno y otros combustibles alternativos de emisiones netas cero, como el amoníaco, el metano o el metanol verdes, combinando tecnologías avanzadas de turbomaquinaria y recuperación de energía. Con este enfoque, el proyecto pretende reducir significativamente las emisiones, garantizando al mismo tiempo que el sector marítimo siga siendo competitivo y fiable.

El proyecto está siendo desarrollado por once socios (los que integran el consorcio Marpower) y lleva ya un año de trabajo, trabajo que se ha centrado en "avanzar desde el diseño conceptual hasta la definición técnica detallada del sistema, preparando los componentes clave para su futura fabricación y validación".

Marpower explica

- **Diseño del sistema principal y de la turbomaquinaria**

El consorcio ha avanzado en el diseño detallado del generador eléctrico del sistema, incluyendo la geometría, el comportamiento térmico y la estimación de pérdidas, para garantizar un rendimiento fiable en condiciones marítimas exigentes. A partir de ello, se ha completado el diseño del primer eje de alta presión (HP), que incorpora rodamientos magnéticos activos (AMB) que permiten que los rotores de alta velocidad funcionen con un desgaste mínimo y menores pérdidas energéticas.

En paralelo, se han completado los diseños conceptuales y tridimensionales (3D) de los compresores y las turbinas. Se ha diseñado un innovador sistema interno de refrigeración para las palas de la turbina de alta presión, capaz de resistir temperaturas de entrada de hasta 1.200°C. Actualmente se preparan los prototipos de las cámaras de combustión, apoyados por simulaciones de dinámica de fluidos computacional (CFD) y la mejora de las instalaciones experimentales para ensayos con hidrógeno. "Estos resultados -apuntan desde el consorcio- sientan una base sólida para las futuras fases de ensamblaje y validación experimental".

- **Innovación en recuperación de calor**

Se ha diseñado un novedoso sistema de recuperador, que incorpora una nueva geometría de superficie de intercambio térmico y métodos automatizados de fabricación. Los análisis de elementos finitos (FEA) y las simulaciones CFD confirman su robustez frente a gradientes extremos y movimientos del buque. Asimismo, se ha iniciado el trabajo en una caldera complementaria de recuperación de calor residual (WHR) para maximizar la eficiencia integral del sistema.

- **Desarrollo del gemelo digital**

Se ha lanzado una completa plataforma de gemelo digital para modelar y validar todo el sistema de conversión energética. "Al combinar modelos de componentes, datos reales y entornos virtuales de operación, el gemelo -explican desde el consorcio- permite realizar análisis predictivos del rendimiento y reducir riesgos y costes antes de la fase de prototipado".

- **Combustibles sostenibles y seguridad**

Se han realizado evaluaciones comparativas de combustibles alternativos, incluidos el hidrógeno, el metanol y el amoníaco, analizando su potencial tecnoeconómico, así como los aspectos de salud, seguridad y medio ambiente (HSE). Los estudios abordan cuestiones de inflamabilidad, toxicidad, riesgos de manipulación y aspectos normativos, garantizando que el sistema Marpower pueda operar "de forma flexible con diferentes combustibles" bajo condiciones seguras y conformes con la normativa.

- **Preparación normativa y evaluación de sostenibilidad**

Desde el inicio del proyecto, el consorcio ha estudiado requisitos técnicos, directrices de seguridad y realizado un mapeo regulatorio para asegurar la

alineación con los procesos de certificación marítima. También se han establecido marcos preliminares de Análisis de Ciclo de Vida (LCA) y Coste del Ciclo de Vida (LCC) para evaluar el rendimiento ambiental y económico del sistema Marpower.

- Planificación de la explotación

Se han identificado los Resultados Clave Explotables (KERs, por sus siglas en inglés) y se están desarrollando estrategias de explotación para facilitar la futura adopción en el mercado de las tecnologías MARPOWER en los próximos años.

El transporte marítimo -apuntan desde Marpower- es uno de los sectores más difíciles de descarbonizar debido a su dependencia de los "combustibles pesados", la larga vida útil de sus activos y su alta demanda energética. Con la entrada en vigor de normativas más estrictas sobre emisiones de la Organización Marítima Internacional (OMI - IMO) y de la UE, los armadores necesitan con urgencia soluciones que equilibren el rendimiento técnico, el cumplimiento normativo y la viabilidad económica. Pues bien, el proyecto Marpower se propone abordar este desafío mediante el desarrollo de un "sistema energético flexible y preparado para diferentes combustibles", que puede integrarse en las operaciones de los buques y apoyar la transición del sector hacia tecnologías neutras en carbono y de cero emisiones.

Jussi Sopanen, coordinador del proyecto Marpower en la Universidad LUT : "el progreso alcanzado durante este primer año demuestra que la turbomaquinaria avanzada, las nuevas tecnologías de recuperación de energía y el uso de combustibles sostenibles pueden combinarse para apoyar el desarrollo de sistemas de energía limpia de nueva generación para el transporte marítimo. Esto refuerza nuestra confianza en que el proyecto avanza en la dirección correcta para ofrecer soluciones prácticas que ayuden al sector marítimo a reducir sus emisiones manteniendo la eficiencia y la fiabilidad"

Próximos pasos

Los socios del consorcio explican que el primer año de trabajo se ha traducido en un "progreso significativo", y adelantan que las próximas fases del proyecto Marpower se centrarán en "tareas técnicas exigentes, especialmente en la integración de los distintos diseños de componentes en un sistema de turbina de gas coherente, garantizando al mismo tiempo la alineación con los requisitos normativos, de seguridad y operativos".

Entre las prioridades clave, los socios señalan la validación de la dinámica del rotor y los rodamientos magnéticos activos en condiciones reales de movimiento del buque, la durabilidad de los sistemas de refrigeración de las turbinas y de los recuperadores a altas temperaturas, y la finalización de los estudios experimentales sobre la combustión segura y eficiente con combustibles alternativos.

"A nivel de sistema, será esencial -advierten- consolidar las aportaciones de los socios en un gemelo digital unificado y armonizar los requisitos de seguridad y regulación entre los distintos tipos de combustible, lo que exigirá una estrecha coordinación".

A partir de ahí, el proyecto Marpower se habrá de preparar para entrar en una fase decisiva centrada en la fabricación de prototipos, la validación experimental y el perfeccionamiento de sus diseños.

"Los resultados obtenidos en el primer año -aseguran desde el consorcio- confirman la viabilidad de combinar turbomaquinaria avanzada, el uso de combustibles sostenibles, herramientas digitales y alineación normativa para avanzar hacia sistemas energéticos marinos eficientes, fiables y de bajas emisiones".

Credenciales

El proyecto Marpower reúne a once socios que combinan investigación avanzada, experiencia industrial y conocimientos en construcción naval. El consorcio está formado por la Universidad de Lappeenranta–Lahti (Lappeenranta–Lahti University of Technology, LUT), Aurelia Technologies, Alfa Laval, Politecnico di Milano, Rina Consulting, Rina Services, la Universidad de Vigo, el centro aeroespacial alemán DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), la Universidad Técnica de Dinamarca (Danmarks Tekniske Universitet, DTU), Chantiers de l'Atlantique y Zabala Innovation. Estos agentes abarcan una amplia gama de ámbitos, incluyendo turbomaquinaria, combustibles y combustión alternativos, sistemas de conversión energética, turbinas de gas, sistemas de rodamientos, recuperación de calor, modelización digital, diseño de buques, evaluación normativa y de sostenibilidad, así como comunicación y explotación.



Megabaterías: la columna vertebral de la transición energética

- Las megabaterías están dejando de ser una curiosidad para convertirse en la columna vertebral de los sistemas eléctricos del futuro.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2025/10/29/megabaterias-la-columna-vert...>

Ignacio Mártel

Miércoles, 29 octubre 2025

Para entender qué está pasando en la **red eléctrica de España**, viene muy bien mirar cuál ha sido la evolución de la red en California en estos últimos cinco años. Inspirándome en el excelente especial interactivo del Financial Times – *How mega batteries are unlocking an energy revolution* –, exploro el papel creciente de la tecnología de almacenamiento en grandes baterías en la revolución energética global. Todas las imágenes de este post están extraídas de ese artículo.

Instalaciones de grandes baterías en California.

En un mundo cada vez más electrificado y dependiente de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica, surge un reto clave: **cómo equilibrar oferta y demanda en tiempo real**. La producción renovable no siempre coincide con los momentos de mayor consumo, y los sistemas eléctricos necesitan mecanismos que permitan almacenar energía cuando sobra y liberarla cuando falta.

El sol proporciona la mayor parte de la electricidad de California durante el día. Pero por la noche la situación es diferente. Las baterías son la solución.

Aquí es donde entran en escena las **megabaterías**: sistemas de almacenamiento a gran escala que ya no son simples “pilas gigantes”, sino auténticos elementos estructurales de la red eléctrica. Actúan como reguladores de frecuencia, amortiguadores de picos de demanda y aliados indispensables para lograr sistemas 100 % renovables.

1. Un impulso que nace de la necesidad

Redes bajo presión

El almacenamiento a gran escala no es una moda: surgió como respuesta a crisis reales. En agosto de 2020, **California sufrió apagones por una ola de calor** que disparó la demanda y tensionó la red hasta el límite. Fue una llamada de atención, puesto que el sistema necesitaba herramientas para “guardar” la abundancia renovable del mediodía y usarla en las horas críticas de la tarde.

Algo similar ocurre en muchos países con **alta penetración solar** : durante el día, se produce más electricidad de la que se consume y, sin almacenamiento, esa energía se pierde o se sustituye por energías fósiles en las horas punta.

Tecnología más barata y eficiente

La segunda gran razón es económica. Desde 2010, **el coste de las baterías de ion-litio ha caído un 90 %** , y su densidad energética ha mejorado enormemente.

Un contenedor estándar, que hace unos años almacenaba 3 MWh, ahora supera los 5 o 6 MWh, y ya hay desarrollos que apuntan a 10 MWh por contenedor. A esto se suman nuevos diseños modulares que reducen los tiempos de instalación: Tesla, por ejemplo, afirma poder desplegar **1 GWh en solo 20 días** , una capacidad suficiente para alimentar decenas de miles de hogares durante una hora.

Evolución del precio de las baterías para el período 2014-2024, ponderados por volumen y expresados en términos reales (valores de 2024).

2. Un fenómeno global

El despliegue de megabaterías es global, pero hay dos países en cabeza: **Estados Unidos y China** , que concentran cerca del 70 % de la capacidad instalada.

- En **China**, la expansión de renovables, los centros de datos y la electrificación industrial están disparando la demanda de almacenamiento.
- En **Estados Unidos**, el auge viene impulsado por incentivos federales, la caída de precios y la necesidad de estabilizar redes envejecidas.

Australia, Reino Unido, Chile o Arabia Saudita también están sumándose con proyectos a escala de gigavatios. Las cifras hablan por sí solas: **en 2025, la capacidad global crecerá un 67 % respecto al año anterior** , y se espera multiplicar por diez antes de 2035.

Los proyectos previstos incluyen aquellos que se han propuesto o anunciado con una fecha de finalización estimada antes de finales de 2027.

3. Las múltiples funciones de las megabaterías

A diferencia de otras infraestructuras energéticas, **las megabaterías son multitarea**. Se las conoce como “la navaja suiza del sistema eléctrico” porque pueden cumplir varias funciones al mismo

tiempo:

- **Equilibrio instantáneo:** absorben energía cuando sobra (por ejemplo, a mediodía, cuando la fotovoltaica produce su máximo diario) y la devuelven cuando falta, suavizando las curvas de generación y consumo.
- **Estabilidad de la red:** regulan frecuencia y tensión, aportan potencia de arranque en caso de apagón ("black start") y ayudan a descongestionar líneas saturadas.
- **Modulación de precios:** almacenan cuando la electricidad es barata y la venden cuando es cara, generando ingresos en los mercados mayoristas, reduciendo el impacto de la "curva del pato".
- **Reserva y respaldo:** actúan como colchón ante fallos abruptos, reduciendo la dependencia de centrales de respuesta rápida que utilizan combustibles fósiles.
- **Aplazamiento de inversiones:** en zonas donde reforzar la red sería costoso, las baterías pueden ayudar a gestionar la demanda localmente y aplazar grandes obras.

Almacenar electricidad barata durante el día y redistribuirla cuando los precios y la demanda aumentan por la noche es el modelo de negocio principal de las baterías.

4. Modelos de negocio: más allá de la tecnología

La clave para que estas instalaciones prosperen no es solo técnica, sino también económica. Una batería puede operar en varios mercados simultáneamente (servicios de red, arbitraje, reservas, etc.), lo que se conoce como **stacking de ingresos**. Si solo se dedica a una función, la inversión suele no ser rentable; combinando varias, el modelo mejora mucho.

En algunos países, se utilizan **contratos tolling**, en los que el propietario cede la operación a un tercero (por ejemplo, el operador de red) a cambio de un ingreso estable, similar a un arrendamiento. Sin embargo, persisten obstáculos:

- **Regulación incierta:** muchos proyectos tienen horizontes de 15-20 años, pero la política energética cambia cada legislatura.
- **Doble peaje:** en algunos mercados, las baterías pagan por extraer y por reinyectar energía, reduciendo los márgenes de beneficio.
- **Costes operativos y riesgos:** aunque cada vez más seguros, los sistemas deben gestionar degradación química, mantenimiento y posibles incidentes.

5. Retos técnicos y regulatorios

Escalabilidad tecnológica

Como se ha indicado al principio del post, los costes de las baterías de iones de litio han bajado un 90 % desde 2010, una caída que, según **Artem Abramov**, subdirector de investigación de la consultora energética **Rystad**, probablemente continuará.

Equipada con cientos de potentes baterías, una unidad de almacenamiento estándar, el contenedor de 6 m. de longitud (**15 contenedores ocupan ~ 1.000 m²**), proporcionaba antes entre 3 y 4 MWh.

Ahora suelen suministrar entre 5 y 6 MWh, y varios proveedores están desarrollando contenedores de 10 MWh, suficientes para abastecer de energía a unos 30.000 hogares durante una hora.

Las baterías de ion-litio dominan hoy, pero **no son la solución universal** . Para cubrir necesidades estacionales o de varios días, se exploran alternativas como baterías de flujo, hierro-aire o metal líquido, además de otras tecnologías como bombeo hidráulico o almacenamiento térmico.

Normas que se adaptan lentamente

En muchos países, las regulaciones eléctricas **aún no contemplan plenamente el almacenamiento** como un actor del sistema. Faltan reglas claras para su remuneración en todos los mercados y, en Europa, la armonización avanza muy despacio.

Seguridad y aceptación social

Aunque los incidentes son raros, los riesgos de incendio han generado preocupación pública. Las **nuevas generaciones de baterías** incorporan aislamiento químico, sistemas de supresión avanzados y protocolos más estrictos para ganarse la confianza de las comunidades locales.

Conexiones a la red

En paralelo al boom renovable, **se acumulan solicitudes de conexión que saturan a los operadores** . Retrasos de meses o años pueden frenar proyectos, incluso cuando la tecnología está lista. Este es el caso, desgraciadamente, de nuestro país.

6. España y Europa: terreno fértil

Nuestro país es **un candidato natural para liderar el almacenamiento** en Europa:

- En verano, la **abundancia solar** provoca precios negativos en el mercado mayorista: una oportunidad perfecta para almacenar barato y vender más tarde.
- El **apagón ibérico de abril de 2025** reabrió el debate sobre estabilidad de tensión y arranque en negro del sistema. El Gobierno ya prepara reformas para remunerar estos servicios.
- La nueva legislación europea abre la puerta a que el **almacenamiento** compita en igualdad de condiciones con otras tecnologías.
- En el “cinturón solar europeo”, la **combinación solar + baterías** puede convertirse en un pilar de competitividad energética.

Eso sí, es necesario **eliminar barreras y clarificar el marco regulatorio** para atraer inversión masiva.

7. Conclusión

Las megabaterías están dejando de ser una curiosidad tecnológica para convertirse en **la columna vertebral de los sistemas eléctricos del futuro** .

Actúan como estabilizadores, facilitadores de renovables e impulsores de nuevos modelos energéticos. Su despliegue se acelera gracias a la caída de costes, el avance técnico y la urgencia

climática. Pero para que alcancen su pleno potencial, se necesitan **reglas claras , modelos de negocio flexibles y planificación coordinada** .

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

Naturgy incrementa su beneficio un 6% hasta los 1.668 millones y se prepara para dar el salto a los índices MSCI

- La colocación de las acciones adquiridas en la Oferta Pública de Adquisición (OPA) realizada en el primer semestre permite a la compañía cumplir las condiciones para que sea reincorporada próximamente a los principales índices bursátiles internacionales.



Francisco Reynés, presidente ejecutivo de Naturgy.

<https://elperiodicodelaenergia.com/naturgy-incrementa-su-beneficio-un-6-hasta-los-1-668-millones-y-se-prepa...>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

La colocación de las acciones adquiridas en la Oferta Pública de Adquisición (OPA) realizada en el primer semestre permite a la compañía cumplir las condiciones para que sea reincorporada próximamente a los principales índices bursátiles internacionales

Naturgy consolida un desempeño robusto en los nueve primeros meses de 2025 y avanza firme en el cumplimiento de todos los compromisos adquiridos en su Plan Estratégico 2025-2027.

El grupo logró hasta septiembre un beneficio neto de 1.668 millones de euros, un 6% más, y confirma su objetivo de superar los 2.000 millones de euros al término del ejercicio en línea con el *guidance* comunicado al mercado. El Ebitda se situó en 4.214 millones de euros, en línea con los niveles récords obtenidos en el mismo periodo del año anterior, en un contexto de gran incertidumbre, especialmente en el sector energético. Estos resultados reflejan la fortaleza operativa y la resiliencia del grupo, así como el valor que aporta la diversificación de su actividad.

Entre los hitos más destacados del periodo, Naturgy ha elevado su *free float* por encima del 18% tras completar la colocación de las acciones adquiridas en la Oferta Pública de Adquisición (OPA) realizada en el primer semestre, lo que permite a la compañía cumplir las condiciones para que sea

reincorporada próximamente a los principales índices bursátiles internacionales, especialmente los de la familia MSCI.

La compañía prevé cerrar 2025 con una deuda neta de alrededor de 13.000 millones de euros, lo que supone una ratio deuda neta/EBITDA inferior a 2,5x. Este robusto perfil financiero otorga a Naturgy una cómoda flexibilidad y opcionalidad financiera para aprovechar oportunidades.

El Consejo de Administración ha aprobado el pago de un dividendo de 0,6 € por acción el próximo 5 de noviembre, que se suma a los 0,6 € ya abonados en julio. El plan estratégico contempla una remuneración mínima de 1,7 €, sujeta al mantenimiento del rating BBB.

Buen ritmo inversor

El grupo ha mantenido un fuerte ritmo inversor en los nueve primeros meses del año que le ha permitido seguir avanzando en la transformación de su modelo de negocio y su consolidación como un actor estratégico en aquellos mercados en los que opera. Naturgy invirtió en el periodo 1.389 millones de euros, principalmente en sus negocios de redes de distribución y nueva potencia de generación renovable, ambos destinados a impulsar la transición energética.

En el último año, la compañía ha añadido 1 GW de energía renovable a su portfolio de generación, alcanzando ya una capacidad de 7,8 GW, a la que se sumará próximamente una cartera actualmente en construcción de 1,5 GW. La filosofía de inversión del grupo sigue apalancada en su estricta disciplina financiera y focalizándose en aquellos proyectos y territorios con mayor rentabilidad.

En estos últimos tiempos, la compañía está jugando un papel clave en la garantía de suministro para el sistema energético español a través de sus centrales de ciclo combinado de gas. Estas instalaciones han elevado su producción sustancialmente para dar soporte al operador del sistema en los trabajos de control de voltaje, responder ante contingencias y favorecer una progresiva penetración de energías renovables.

“Naturgy sigue demostrando su vocación de cumplir con todos los compromisos adquiridos en su actual Plan Estratégico, que combina la creación de valor para el accionista con su compromiso con resolver el trilema energético. Gracias al esfuerzo de todo el equipo y en un contexto geopolítico muy complejo, la compañía ha logrado unos buenos resultados y ha llevado a cabo en tiempo récord la colocación de su autocartera, que le deberían permitir retornar a los principales índices bursátiles”, explicó el presidente ejecutivo de Naturgy, **Francisco Reynés**.

Sonnedix: de productor independiente a 'utility' renovable moderna

- Uno de los mayores players de renovables de España se apoyará en las baterías para transformar su razón de ser y competir de tú a tú con los gigantes del sector.



Gerson González, director financiero de Sonnedix en España.

<https://elperiodicodelaenergia.com/sonnedix-de-productor-independiente-a-utility-renovable-moderna/>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

Uno de los mayores players de renovables de España se apoyará en las baterías para transformar su razón de ser y competir de tú a tú con los gigantes del sector

Sonnedix, una empresa con más de 15 años de trayectoria en el sector de las energías renovables, se encuentra en un momento crucial de su evolución en España. Fundada en 2009 con la adquisición de dos plantas, la compañía ha experimentado un crecimiento significativo, especialmente desde 2017, consolidándose como un actor relevante en el panorama energético ibérico.

Con más de 330 parques operativos en 11 comunidades autónomas y 1,3 GW de capacidad en operación, Sonnedix no solo se enfoca en el desarrollo, construcción y operación de proyectos fotovoltaicos, sino que ahora aspira a transformarse en una "utility renovable moderna". Esta ambiciosa visión responde a la necesidad de adaptarse a un mercado energético cada vez más volátil y complejo, buscando ofrecer soluciones más estables y completas a sus clientes.

"Sonnedix nació como un productor de energía independiente y la realidad es que estamos mirando hacia un futuro en el cual Sonnedix pueda ser una *utility* renovable moderna. Hay que tratar de adaptarse en tanto en cuanto hay que probablemente empezar a pensar en baterías de ahí que hable de utility, ya no solo de IPP fotovoltaico. Es un momento complicado, en el cual a día de hoy la volatilidad ha venido y hay que tratar de adaptarse a ella y mitigarla de la mejor manera posible",

explica **Gerson González**, director Financiero y Representante en España en Sonnedix en una entrevista a El Periódico de la Energía.

Un actor clave

Desde su fundación en 2009, Sonnedix ha mantenido una estrategia de crecimiento constante, aunque con un perfil prudente. Tras un período de menor inversión en España hasta 2017, la compañía ha experimentado un notable impulso, expandiendo su presencia tanto en España como en Portugal. Su enfoque a largo plazo es una de sus señas de identidad, buscando operar los proyectos hasta el final de su vida útil. Esta visión se refleja en su participación en todas las fases del ciclo de explotación de proyectos renovables, desde el desarrollo hasta la operación.

Actualmente, Sonnedix cuenta con 1,3 GW operativos en España y un "pipeline" de 1,8 GW, incluyendo 500 MW en desarrollo. En cuanto a inversión, la compañía ha superado los 3.000 millones de euros hasta 2021-2022, incluyendo deuda, lo que demuestra su compromiso con el crecimiento y la expansión. A pesar de no tener un plan de inversión a medio o largo plazo fijo, su estrategia se basa en un enfoque anual, priorizando el desarrollo "Greenfield" y manteniendo una apertura a adquisiciones y fusiones, como la compra de Vela en 2017, una de las mayores del sector en ese momento.

El desafío de la volatilidad

El mercado solar fotovoltaico en España atraviesa un momento complicado, marcado por la volatilidad de precios, con episodios de precios cero y negativos. Esta situación dificulta la obtención de las rentabilidades históricas y exige una adaptación por parte de los actores del sector. Sonnedix, consciente de esta realidad, está reorientando su estrategia para mitigar los riesgos asociados a la volatilidad.

"A día de hoy hemos empezado el desarrollo de dos proyectos relevantes aquí en España para hibridar con baterías. Por lo tanto, creemos firmemente en las mismas de cara a tratar de reducir esas volatilidades de precios", afirma González.

Estos proyectos piloto, uno de aproximadamente 40 MW fotovoltaicos con 30 MW de batería y otro de 100 MW fotovoltaicos con baterías de cuatro horas de duración, buscan reducir la exposición a las fluctuaciones de precios y ofrecer una curva horaria de producción más plana. La compañía cree firmemente que las baterías son una palanca fundamental para ofrecer mejores soluciones a sus clientes y abordar las incertidumbres del sector.

Pero a pesar del potencial de las baterías, su implementación en España enfrenta varios obstáculos. Uno de los principales es el marco regulatorio. Sonnedix señala la necesidad de abordar dos aspectos clave: el desarrollo de la red de transporte y distribución para garantizar una mayor seguridad en el sistema, y una revisión del marco regulatorio específico para las baterías. La falta de agilidad por parte de la administración en la actualización de la normativa es un factor que retrasa la adopción de esta tecnología.

“Como consecuencia de la burocracia administrativa que tenemos en el sistema probablemente sí que se está tardando más de lo que sería idealmente necesario”, afirma el directivo Sonnedix

Confianza a base de PPAs

La financiación es un pilar fundamental para el crecimiento de Sonnedix. La compañía ha apostado fuertemente por un departamento comercial para asegurar sus ingresos a través de contratos a largo plazo, como los PPAs (Power Purchase Agreements). Esta estrategia de tener los ingresos "altamente contratados" es clave para obtener financiación en un entorno de mercado volátil. Sonnedix ha firmado contratos con clientes diversos, incluyendo electrointensivos, y recientemente anunció un acuerdo con BBVA y Renfe.

La prudencia en la gestión de riesgos ha sido una constante en la trayectoria de Sonnedix. A diferencia de otros actores que se expusieron a financiaciones "merchant" (puramente de mercado), Sonnedix ha priorizado la mitigación de la volatilidad de precios, lo que le permite mantener una posición sólida frente a las fluctuaciones del mercado y evitar problemas de refinanciación de deuda.

“El tener nuestros ingresos altamente contratados es lo que a día de hoy los financiadores vienen buscando de cara a tener una mayor certidumbre. Nosotros siempre hemos sido prudentes, hemos tratado de ir paso a paso tratando de cerrar cuanto más contratos y menos exposición a la volatilidad de precios, por eso es uno de los motivos por los cuales a día de hoy los bancos confían en nosotros”, explica el director financiero del grupo en España.

El sector en estos momentos vive un momento complicado, con muchos activos a la venta. Los precios cero y negativos durante tantas horas hace que los actores busquen soluciones. Y otros, sin embargo, se vean en la obligación de buscar refinanciación porque están con el agua al cuello. No es el caso de Sonnedix.

“Aquellos players que no hayan sido prudentes en cuanto a su estimación de ingresos, por supuesto. Las refinanciaciones ya están pasando. Hubo bancos que permitieron hacer financiaciones a puro Merchant, ahora mismo yo dudo que esas esos proyectos concretamente vayan bien del todo”, explica González.

Crecimiento ¿orgánico?

La transformación de Sonnedix de un productor de energía independiente (IPP) a una "utility renovable moderna" es el eje central de su estrategia de futuro. Esta evolución responde a la necesidad de seguir creciendo de manera sostenible y competir en un mercado cada vez más exigente. La compañía busca ir más allá de la producción de energía, ofreciendo soluciones integrales a sus clientes y adaptándose a sus necesidades.

La hibridación con baterías es el primer paso en esta dirección, pero Sonnedix no descarta la incorporación de otras tecnologías, como la eólica. Aunque la prioridad actual es la batería, la eólica ofrece una curva de producción complementaria y la posibilidad de ofrecer 24 horas de energía renovable. Sin embargo, la escasez de nuevos recursos eólicos en España es un factor a considerar.

La compañía también ve con buenos ojos el mecanismo de capacidad para las baterías, considerándolo un impulso necesario para su desarrollo, similar a las ayudas que se dieron a la fotovoltaica en sus inicios. Este mecanismo, que compensa la disponibilidad de capacidad de las baterías, sería una palanca de crecimiento fundamental para el sector.

Posibles compras

Sonnedix mantiene una sólida relación con su principal accionista, JP Morgan Asset Management, al que describe como un inversor institucional con una visión a largo plazo. La compañía no contempla cambios accionariales en el corto plazo, enfocándose en su objetivo de convertirse en una utility renovable.

En un mercado con oportunidades de compra de activos, Sonnedix se muestra atenta a las posibilidades que surgen de la rotación de activos por parte de aquellos actores con una visión a más corto plazo. La compañía cree que su prudencia y su estrategia de contratos a largo plazo la posicionan favorablemente en un entorno macroeconómico desafiante.

“No dejamos de lado el tema de adquisiciones y y fusiones siempre que haya oportunidades en el mercado”, resalta el directivo.

En resumen, Sonnedix se encuentra en un proceso de transformación ambicioso, buscando adaptarse a los desafíos del mercado energético español. Su apuesta por las baterías, su enfoque en la electrificación del sistema y su visión de convertirse en una utility renovable moderna son los pilares de su estrategia para un futuro sostenible y competitivo.



Suministradora del Vallés lanza su nuevo ecommerce para clientes profesionales

- Suministradora del Vallés, compañía especializada en la distribución de material eléctrico, ha lanzado su nuevo ecommerce para clientes.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/distribucion/196079/suministradora-del-valles-nuevo-eco...>

Lola Sánchez

Miércoles, 29 octubre 2025

Suministradora del Vallés, compañía especializada en la distribución de material eléctrico en industrias y viviendas, ha lanzado su **nuevo ecommerce** para clientes instaladores. De esta manera, continúa evolucionando con el objetivo de ofrecer un servicio más ágil, cómodo y adaptado a las necesidades reales de los profesionales.

Entre las **funcionalidades** de la nueva tienda online, se encuentran la consulta de stock y precios en tiempo real; pedidos rápidos y seguimiento de las compras; acceso al histórico y condiciones personalizadas; y gestión de presupuestos, albaranes y facturas.

“Nuestro compromiso sigue siendo el mismo: proporcionar **soluciones técnicas de calidad** con el mejor servicio, ahora también desde cualquier lugar y momento”, argumentan desde la compañía.

Nuevo director general

El pasado mes de junio, *C de Comunicación* anunció la designación de **Albert Herrero** como nuevo director general de Suministradora del Vallés, sustituyendo así a **Joan Domedel Puig** tras más de 22 años al frente de la gerencia.

Ingeniero Industrial por la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), Albert posee una sólida formación académica y una **trayectoria de más de 15 años** como consultor, director de proyectos e ingeniero en España, Francia, Australia, China y Singapur. En concreto, ha ocupado cargos de gestión

en empresas como **Dibal Technology** , **HP** o **By Demes Group** , donde ejerció como CEO desde junio de 2017 hasta mayo de 2025.

Evolución de Suministradora del Vallés

Concebida en 1950 como una pequeña tienda de 70 metros cuadrados, Suministradora del Vallés dispone actualmente de un **amplio catálogo de productos** de electricidad, iluminación, climatización, automatización, energías renovables, vehículo eléctrico, telecomunicaciones, herramientas, ferretería, fontanería, tratamientos de agua y electrodomésticos.

En cuanto a su cobertura geográfica, el distribuidor B2B cuenta con dos puntos de venta ubicados en las ciudades de **Barcelona** (calle de Marina, 334) y **Sabadell** (calle de Girona, 175).

Un estudio revela que la energía eólica ahorró a Reino Unido 104.000 millones de libras entre 2010 y 2023

- La investigación de la University College London muestra que la inversión en energía eólica redujo los costos energéticos y fortaleció la resiliencia fiscal.



Un estudio revela que la energía eólica ahorró a Reino Unido 104.000 millones de libras entre 2010 y 2023

<https://elperiodicodelaenergia.com/un-estudio-revela-que-la-energia-eolica-ahorro-a-reino-unido-104-000-mill...>

José A. Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

La investigación de la University College London muestra que la inversión en energía eólica redujo los costos energéticos y fortaleció la resiliencia fiscal

La generación eólica ha aportado un beneficio neto de 104.000 millones a los consumidores del Reino Unido entre 2010 y 2023, según una nueva investigación de **University College London (UCL)**.

El estudio encontró que la energía eólica redujo los precios de la electricidad en 14.000 millones y los costos del gas natural en 133.000 millones de libras, parcialmente compensados por 43.000 millones en subsidios. Concluye que la inversión sostenida en energía eólica ha reducido significativamente la dependencia de los combustibles fósiles y las facturas energéticas de los hogares.

Los investigadores modelaron los impactos a largo plazo del mercado, comparando la inversión actual del Reino Unido en energías renovables con un escenario en el que la generación a gas hubiera seguido dominando. Descubrieron que, sin la energía eólica, la demanda de gas habría sido mucho mayor en toda Europa, elevando los precios y los costos para los consumidores.

“Está claro que los generadores eólicos reducen los precios del mercado, canibalizando sus propios ingresos y creando valor para otros, mientras limitan su propia rentabilidad. La energía eólica debe

considerarse un bien público —como las carreteras o las escuelas—, donde el apoyo gubernamental genera beneficios nacionales”, señala el informe.

Preocupación por la equidad

El estudio advierte que el modelo de financiación actual, en el que los usuarios de electricidad asumen los costos mientras los usuarios de gas se benefician, plantea preocupaciones sobre la equidad. Hace un llamado a una reforma estratégica de la política energética para alinear los incentivos de inversión con los intereses nacionales a largo plazo.

El socio Will Glover, de **Gowling WLG**, declaró: “Este estudio refuerza el argumento legal y económico para acelerar la inversión en energías renovables. La magnitud de los ahorros destaca el valor estratégico de la energía eólica, no solo para la seguridad energética, sino también para la resiliencia fiscal. Los responsables políticos e inversores deben tratar ahora las renovables no como una alternativa, sino como una prioridad nacional”.

El informe de la UCL concluye que la transición energética no es un subsidio ambiental costoso, sino una inversión financiera convincente que fortalece tanto la seguridad energética como la estabilidad económica.

Wärtsilä suministrará el sistema híbrido de baterías acoplado en corriente continua más grande de Australia

- El sistema de almacenamiento en baterías tendrá la capacidad de abastecer hasta 120.000 hogares y empresas, proporcionando un impulso a los objetivos de energía renovable del país.



Wärtsilä suministrará el sistema híbrido de baterías acoplado en corriente continua más grande de Australia

<https://elperiodicodelaenergia.com/wartsila-suministrara-el-sistema-hibrido-de-baterias-acoplado-en-corriente-...>

José A. Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

El sistema de almacenamiento en baterías tendrá la capacidad de abastecer hasta 120.000 hogares y empresas, proporcionando un impulso a los objetivos de energía renovable del país

El grupo tecnológico **Wärtsilä** suministrará un gran sistema de almacenamiento de energía en Australia, que será el segundo proyecto acoplado en corriente continua (DC) de la compañía en el país. Cabe destacar que este será el sistema híbrido de baterías acoplado en DC más grande del Mercado Nacional de Electricidad (NEM, por sus siglas en inglés), reflejando una tendencia creciente hacia la hibridación de activos de almacenamiento con generación renovable ubicada en el mismo sitio.

Una vez operativo, el sistema de almacenamiento de energía con baterías tendrá la capacidad de abastecer hasta 120.000 hogares y empresas, proporcionando un impulso significativo a las ambiciones de energía renovable del país.

Los proyectos acoplados en DC representan un cambio en el futuro

Los proyectos acoplados en DC representan un cambio en el futuro de la integración de energías renovables. Al acoplar directamente la generación solar con el almacenamiento en baterías mediante un convertidor DC/DC, esta arquitectura minimiza las pérdidas de energía y permite capturar la

energía solar que, de otro modo, sería limitada o desperdiciada, mejorando significativamente la rentabilidad del proyecto, la eficiencia del sistema y la estabilidad general de la red eléctrica. Esto contribuye a estabilizar la red frente al creciente recorte (curtailment) de la energía solar y eólica.

El proyecto ha obtenido la aprobación de sus Estándares de Desempeño del Generador (GPS, por sus siglas en inglés), lo que marca un hito crítico en la integración a gran escala de generación y almacenamiento renovable. Obtener la aprobación GPS fue fundamental para garantizar el diseño y aprobación exitosos del innovador sistema híbrido acoplado en DC, en el que la tecnología de optimización de Wärtsilä desempeña un papel central. El proyecto cuenta con un acuerdo de servicio a 20 años.

“Este proyecto es significativamente más grande que nuestro anterior proyecto acoplado en DC, lo que subraya la necesidad de este tipo de tecnología a gran escala”, dijo David Hebert, vicepresidente de Gestión Global de Ventas de Wärtsilä Energy Storage.

Un avance para las plantas híbridas

“Es particularmente emocionante trabajar en el proyecto acoplado en DC más grande del país; la tecnología de acoplamiento en DC es un avance para las plantas híbridas renovables y un paso crucial hacia el establecimiento de un futuro de energía renovable financieramente viable. El proyecto es un ejemplo destacado de cómo las soluciones híbridas de energía renovable y almacenamiento pueden ayudar a estabilizar la red australiana mientras se avanza en los objetivos de descarbonización”, añadió.

El software inteligente de control y optimización de Wärtsilä, GEMS, estará en el centro del proyecto, gestionando la integración tanto del sistema de almacenamiento de energía como de los activos solares con los requisitos de conexión a la red. El Controlador de Planta de Energía Híbrida (PPC) de GEMS garantiza la coordinación entre la planta solar y el sistema de almacenamiento, realizando operaciones inteligentes de control de potencia y gestión optimizada de la energía de toda la planta para cumplir los requisitos y tiempos de respuesta de la red, cargar y descargar la batería adecuadamente, y maximizar el valor del proyecto.

Este será el noveno sitio BESS (sistema de almacenamiento de energía con baterías) de la compañía en el país, ampliando su presencia local a 1,5 GW / 5,5 GWh de capacidad. Se espera que el proyecto entre en operación en 2028 y contribuya directamente al objetivo de Australia de alcanzar emisiones netas cero para 2045.



Xunta y eólica acusan al TSXG de usar un argumento falso contra los parques

► El sector muestra su "estupefacción" ante el fallo del tribunal gallego que tumba un proyecto en Mazaricos y Medio Ambiente lo ve una "escusa" para "seguir paralizando" el desarrollo eólico

M. NIETO (AGN)

SANTIAGO. No se han hecho esperar las reacciones del sector eólico y la Xunta a la sentencia del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) que tumba los permisos de construcción de un parque en Mazaricos apoyándose en argumentos distintos a los que echó por tierra la Justicia de la UE cuando, en agosto, avaló el proceso de tramitación ambiental seguido para autorizar esa misma instalación. Tanto la Consellería de Medio Ambiente como la Asociación Empresarial Eólica (AEE) acusan al tribunal gallego de basarse en una motivación errónea para mantener la paralización del sector y alertan del impacto para Galicia en términos de inversión o empleo.

La patronal española del sector mostró ayer su "estupefacción" ante el "nuevo argumento sorpresa" del TSXG para anular la autorización del proyecto Ruña III: que el parque y su línea de evacuación debieron tramitarse en un único procedimiento de evaluación ambiental. El sector alega que la ley en vigor en Galicia "permitía tramitar por separado las líneas de evacuación de los proyectos de generación", y que en ese procedimiento ya se contemplaron "los efectos sinérgicos" con la línea de evacuación y otros parques de la zona. Desde la AEE remarcan que esa forma de proceder cuenta con el aval del Tribunal Supremo.

Esgrimen, además, que la línea

de evacuación ya estaba en funcionamiento, dando servicio a otro parque, cuando se tramitó Ruña III, un proyecto que el TSXG aboca a "retramitar" tras haber obtenido los permisos de la Xunta en un

Alegan que la ley avala tramitar por separado el parque y su línea de evacuación, en contra de lo que dicen los magistrados

proceso avalado recientemente por el Tribunal de Justicia de la UE.

Con ese telón de fondo, la conselleira de Medio Ambiente, Ángeles Vázquez, llamó a revisar una sentencia que tildó de "errónea" y avanzó la intención de recurrirla ante el Supremo. Incidió en que la línea de evacuación ya estaba en servicio y había sido "analizada". "Deben ser compartidas, porque se non encheríamos o territorio de postes e cableado", expuso. La política de Melide ve detrás de la decisión del TSXG "unha excusa"

para "seguir paralizando o desenvolvemento da eólica". Lamentó que "o que ocorre en Galicia non acontece en ningún outro país ou rexión da Unión Europea".

Sobre el otro argumento en el que se apoyó el TSXG, el de no haberse analizado adecuadamente los posibles daños en espacios próximos a Red Natura, la patronal eólica alega que no se hubiera otorgado una declaración de impacto ambiental positiva si se hubiera detectado "algún riesgo que no fuera mitigable o compensable".



Parque eólico Paxareiras, en Carnota, Muros y Mazaricos. EP

Reacción

"Cada año de parón se pierden 6.300 millones y 2.750 empleos"

La última sentencia del TSXG constata que el aval de la Justicia de la Unión Europea al proceso de tramitación ambiental seguido por la Xunta para autorizar parques no basta para sacar al eólico de su parálisis en Galicia. Los promotores recuerdan que van ya tres años de una "asfixiante trama judicial" y reclaman "una interpretación jurídica de la regulación que permita a las empresas afrontar los proyectos sin la erosión actual y sin los daños patrimoniales que están soportando".

"Retroceso industrial"

La patronal española del sector eólico estima que, por cada año de retraso en la instalación de parques en desarrollo en Galicia y afectados por la judicialización, "se dejan de crear 2.750 empleos y más de 6.300 millones en inversión". La asociación advierte, además, que llevará a industrias consumidoras a instalarse en otras comunidades. "Esta dinámica destructiva, si no se desbloquea, abocará a Galicia a un retroceso industrial y de empleo de calidad", avisa.

92

Son los **parques afectados por algún recurso judicial** en curso en Galicia, de los que 86 están suspendidos —79 por prejudicialidad casacional—.



España prepara su escudo contra los apagones tras el colapso eléctrico

Entre conflictos institucionales y ajustes normativos, España encara unos meses decisivos que definirán la estabilidad y la gobernanza del sistema eléctrico del país. Las decisiones que ya se han tomado, y las que están por llegar, podrían condicionar futuras inversiones y poner en riesgo la seguridad de suministro

Concha Raso.



Torres eléctricas. iStock

España se encuentra en un momento decisivo para el futuro de su sistema eléctrico. En apenas seis meses, el sistema ha enfrentado un apagón nacional, una reforma urgente de los procedimientos de operación, una propuesta sobre la retribución de las redes de distribución y un plan para la red de transporte. Todo ello, en medio de un pulso institucional entre el Gobierno, la CNMC y Red Eléctrica.

El pasado 10 de octubre, el Ministerio para la Transición Ecológica lanzaba la audiencia pública de la nueva Planificación de la Red de Transporte de Electricidad para el periodo 2025-2030. La propuesta, que estará abierta hasta el 16 de diciembre, movilizará 13.600 millones de euros para adaptar el sistema eléctrico a los retos de descarbonización, electrificación e integración masiva de renovables. La medida acelera la inversión en redes tras la alerta lanzada por la CNMC y REE sobre nuevos riesgos de apagones por los problemas de control de tensión.

La propuesta, elaborada por Red Eléctrica como operador del sistema, multiplica por más de diez la demanda prevista en la planificación anterior: de 2 GW a más de 27 GW, en línea con los objetivos del PNIEC 2023-2030. Se parte de un escenario de 375 TWh de demanda eléctrica en el sistema peninsular en 2030, con una punta de potencia de 61,4 GW, un 60% superior a la de 2024. Además, se prevé la integración de 159 GW de renovables y más de 22 GW de almacenamiento.

El 65% de la inversión se concentra en tres bloques: refuerzo de la red para absorber los nuevos flujos eléctricos, mejora de la cohesión territorial con nuevos enlaces y apoyo a la red de distribución para conectar nuevos consumos industriales y digitales. También se contemplan actuaciones específicas en zonas urbanas en expansión, como el sureste y sudoeste de Madrid, y en territorios no peninsulares con especial atención al cable submarino entre Gran Canaria y Fuerteventura.

Castilla y León, Castilla-La Mancha, Aragón, Andalucía y Extremadura concentran más del 60% de las



nuevas capacidades por su potencial renovable. Cataluña, Galicia, Comunidad Valenciana y Navarra reciben refuerzos por necesidades industriales, mientras que en Baleares y Canarias el foco está en la seguridad de suministro y transición energética insular.

La propuesta deja fuera, por ahora, dos nuevas interconexiones con Francia por los Pirineos, aplazadas más allá de 2030 por su elevado coste (8.091 millones) y falta de acuerdo con el regulador francés. También se posponen refuerzos clave para nuevos desarrollos urbanísticos en Madrid, como Valdecarros, Berrocales y Los Cerros, lo que podría comprometer el suministro eléctrico de más de 95.000 viviendas.

Retribución de la distribución

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha culminado en octubre la segun-

El sector advierte que el valor del parámetro K está un 38% por debajo del coste medio estimado de red

da audiencia pública sobre la propuesta de metodología retributiva para la distribución eléctrica en el periodo 2026-2031, un texto que redefine las reglas del juego para las inversiones en red en un contexto de electrificación acelerada. En el centro del debate se sitúa el parámetro de sostenibilidad K, un coeficiente que pretende vincular la retribución de nuevas inversiones al incremento efectivo de la potencia conectada.

Dicho parámetro, fijado en 232 €/kW en la última propuesta del regulador, establece el umbral máximo de coste reconocido por nueva demanda conec-

tada. Las actuaciones que superen ese valor -aunque sean necesarias para reforzar o expandir la red- no serán incorporadas a la base retributiva, lo que implica que no generarán ingresos regulados para las distribuidoras. Desde el sector advierten de que este valor está un 38% por debajo del coste medio estimado de red (375 euros/kW), lo que podría frenar inversiones estratégicas y limitar la conexión de nueva demanda industrial y residencial.

La CNMC defiende que el parámetro K introduce incentivos a la eficiencia y evita desarrollos innecesarios. Sin embargo, su diseño actual traslada parte del riesgo de recuperación de la inversión a las distribuidoras, al depender de que la demanda se materialice rápidamente, lo que puede desincentivar inversiones anticipatorias, especialmente en zonas rurales o saturadas, donde los costes de ampliación son más elevados.

El modelo también contempla un recorte del 38% en los costes reconocidos, desglosado en una reducción del 25% en el OPEX y un 13% adicional por no reconocer la inflación. La consultora PwC ha alertado de que este enfoque penaliza el mantenimiento preventivo y puede derivar en una pérdida de calidad del suministro.

La propuesta ha generado un conflicto institucional con el Ministerio de Transición Ecológica, que considera invadidas sus competencias y denuncia falta de alineación con la planificación energética. La CNMC, por su parte, defiende su independencia y la necesidad de un marco neutro y predecible.

Para garantizar un marco retributivo estable y alineado con los objetivos del PNIEC, el sector reclama revisar el valor del parámetro K, indexarlo a la inflación y reconocer inversiones en digitalización, automatización y resiliencia. Solo así se podrá ase-

aeléc vuelve a arremeter contra REE por el control de tensión

En un encuentro reciente con periodistas, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc) ha vuelto a cargar contra REE por los problemas de control de tensión. Marta Castro, directora de regulación de la asociación, señaló que la tensión ya no es un problema puntual, sino que se está convirtiendo en un fenómeno estructural en los últimos meses. También manifestó que la gestión reforzada que está llevando a cabo el operador del sistema, no está siendo, a su juicio, una verdadera solución a largo plazo.

Para solventar estas variaciones que ponen en peligro la seguridad del suministro eléctrico, desde aeléc proponen tres medidas para mejorar el control de tensión: permitir a las renovables que estén capacitadas para ello controlar tensión, cumplir con las planificaciones de la red eléctrica en materia de elementos destinados a esta misión y modificar los límites de tensión vigentes en España por encima de los valores europeos.

Desde la asociación, recalcan la importancia de instalar los sistemas Statcom, compensadores síncronos estáticos que permiten mejorar el amortiguamiento del sistema ante oscilaciones interárea.



Sara Aagesen, ministra de Transición Ecológica. Europa Press



Parque eólico. EE

gurar la viabilidad de los 53.000 millones de euros en redes eléctricas que España necesita hasta 2030.

El sector empresarial tampoco se queda atrás. Más de medio centenar de asociaciones empresariales y sociales -CEIM, CEOE Castilla y León, CEA, CROEM, UNO Logística y Confebask, entre otras-, han firmado un comunicado conjunto, sin precedentes, en el que expresan su "profunda preocupación" por la propuesta de retribución de las redes eléctricas de la CNMC, ya que, según el comunicado, dicha propuesta limita el desarrollo de infraestructuras eléctricas al establecer, por primera vez, una inversión máxima para conectar a clientes, lo que dejaría fuera del sistema a los consumidores cuya conexión resulte más costosa. Además, la reducción del 38% en los costes de mantenimiento reconocidos, podría deteriorar la calidad del servicio y comprometer la fiabilidad del suministro eléctrico.

Procedimiento 7.4.

Otra de las cuestiones que han causado polémica ha sido la decisión de la CNMC de tumbar la modificación del Procedimiento de Operación 7.4 (PO 7.4), clave en el rediseño del servicio de control de tensión del sistema eléctrico español. Esta decisión se produce tras el cierre del periodo de alegaciones el pasado 15 de octubre y en medio de una creciente controversia sobre la urgencia y el alcance técnico de la propuesta.

El PO 7.4 formaba parte de un paquete de normas técnicas que la CNMC impulsó tras el apagón del

28 de abril, con el objetivo de reforzar la estabilidad del sistema eléctrico peninsular. La revisión buscaba incorporar a las tecnologías renovables y a la demanda en la prestación del servicio de control de tensión, tradicionalmente reservado a la generación síncrona (térmica e hidráulica). La propuesta incluía incentivos económicos y mercados locales para contratar capacidad adicional, en línea con los resultados de dos proyectos piloto realizados entre 2022 y 2023.

La CNMC ha manifestado que el procedimiento tenía un alto componente tecnológico y que su aprobación requería una evaluación más profunda. A pesar de que el texto había sido sometido a audiencia pública desde noviembre de 2024 y que contaba con evidencias positivas sobre la capacidad de las renovables para prestar el servicio, el regulador ha optado por no validar el PO 7.4 en su forma actual. Lo que sí ha hecho ha sido modificar temporalmente los procedimientos P.O. 3.1, P.O. 3.2 y P.O. 7.2.

La decisión ha generado incertidumbre en el sector, que esperaba una actualización normativa coherente con la transición energética y la creciente penetración de generación renovable. Naturgy, por ejemplo, ha recurrido ante la Audiencia Nacional varios de los procedimientos afectados, incluyendo el PO 7.4, alegando falta de garantías técnicas y retributivas. Con este revés, el rediseño del servicio de control de tensión queda en suspenso, a la espera de una nueva propuesta que logre conciliar eficiencia, seguridad y consenso regulatorio.



La CNMC quiere aprobar la retribución de las redes sin atender al Gobierno

Pretende enviar al Consejo de Estado la propuesta sin el informe de Transición Ecológica

Rubén Esteller MADRID.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha mantenido este pasado martes y ayer miércoles varias reuniones para analizar las propuestas enviadas por el sector sobre la metodología de retribución de las redes eléctricas.

Tras estas reuniones, fuentes consultadas por *elEconomista.es*, indican que el organismo que preside Cani Fernández quiere aprobar en los próximos días las circulares que definirán el desarrollo de las redes eléctricas para el periodo 2026-2031, sin esperar al informe preceptivo del Ministerio para la Transición Ecológica.

Esta decisión ha generado inquietud en la industria, que considera que las reglas propuestas podrían comprometer la electrificación y el despliegue de nuevos proyectos empresariales, tal y como han reivindicado cerca de 65 patronales.

Según fuentes del sector, el regulador quiere enviar cuanto antes las circulares al Consejo de Estado, evitando así tener que incorporar las observaciones del Ministerio, que aún no ha emitido su informe de conformidad con las Orientaciones de Política Energética. Estas orientaciones son directrices que el Gobierno establece para asegurar que las decisiones estén alineadas con sus prioridades en materia de energía.

En el primer documento enviado por el Gobierno, el Ministerio de Transición Ecológica consideraba que la propuesta de la CNMC no se ajustaba a los objetivos de política energética y que, además, el regulador invadía sus compe-

tencias en algunos aspectos. Según dicho informe, el artículo 19 del borrador de la CNMC vulneraba sus competencias al atribuirse la potestad de definir el contenido y formato de los planes de inversión de las redes de distribución, una tarea que –recuerda el Ministerio– está reservada al Ejecutivo.

Por el contrario, la CNMC argumentó que su actuación se ampara en una Directiva europea que obliga a las eléctricas a presentar sus planes de desarrollo ante la autoridad reguladora y le permite exigir modificaciones.

Según el organismo que preside Cani Fernández, limitarse a enviar una propuesta al Ministerio de Transición Ecológica no sería suficiente para invadir sus competencias, ya que esa comunica-

6,46
POR CIENTO
Es la tasa de retribución financiera que la CNMC ha propuesto para las redes

ción no tiene carácter vinculante y podría ser ignorada.

La industria está pendiente de la intervención del Ministerio, que podría frenar el proceso si considera que las reglas propuestas por la CNMC no respetan dichas orientaciones. En ese caso, se convocaría una Comisión de Cooperación entre ambas instituciones para revisar y modificar el contenido de las circulares. Entre los puntos más controvertidos figura la tasa de retribución propuesta por la CNMC, del 6,46%, muy por debajo de la media europea. Además, el diseño actual de las reglas de inversión deja fuera de la conexión eléctrica a numerosos proyectos industriales, residenciales y de movilidad eléctrica.



M. García, J. Groizard, S. Aagesen, C. Fernández y R. Prieto. EE



Las eléctricas ganarán un récord de 11.000 millones en 2025 pese al apagón

IBERDROLA, ENDESA Y NATURGY/ Las tres mayores eléctricas parecen inmunes al desbarajuste del precio de la luz tras el apagón y ratifican, o incluso mejoran, su histórico objetivo de beneficio y dividendo.

Miguel Á. Patiño. Madrid
Iberdrola, Endesa y Naturgy, las tres mayores eléctricas en España, han elevado las previsiones de beneficios para este año o mantienen las expectativas en la parte alta de la horquilla que venían barajando. Todo ello a pesar del desbarajuste de precios de la luz que provocó el apagón del pasado 28 de abril.

Así se desprende de las presentaciones de resultados que están haciendo esta semana. Iberdrola, la mayor eléctrica por clientes, con cerca de diez millones, ha elevado sus previsiones para todo 2025, tras ganar 5.307 millones (un 17% más, sin extraordinarios) entre enero y septiembre. De pensar que iba a ganar 6.000 millones hace apenas un mes, ha pasado a 6.600 millones. Endesa, la segunda mayor eléctrica, con unos nueve millones de clientes, explicó ayer que ha ganado 1.711 millones hasta septiembre, un 22% más.

Desbarajuste de precios

Tras este avance, Endesa "reconfirma sus previsiones para el conjunto del ejercicio en su rango alto: 2.000 millones de resultado neto" (la parte baja eran 1.900 millones). En paralelo, Naturgy explicó ayer que ha alcanzado un beneficio neto de 1.668 millones entre enero y septiembre, un 6%



Sede de Iberdrola en Bilbao.

Iberdrola: 0,7 euros

Tras la buena racha de beneficios, Iberdrola ha aprobado el primer dividendo con cargo a 2025, de 0,25 euros por acción (un 9% más). Su plan prevé al menos 0,64 euros, pero a este ritmo podría llegar a 0,7 euros.



Sede de Endesa en Madrid.

Endesa: 1,3 euros

Endesa ha ratificado sus objetivos financieros para 2025 que, además de una meta en beneficios, también marcaban un objetivo de dividendo por acción: un mínimo de un euro con cargo a 2025, pudiendo llegar a 1,3 euros.



Sede de Naturgy en Madrid.

Naturgy: 1,7 euros

Naturgy ha aprobado un segundo pago de 0,6 euros de dividendo con cargo a 2025. Ya lleva 1,2 euros, tras el abono realizado en julio. Su plan estratégico prevé un dividendo de 1,7 euros con cargo a 2025, objetivo que mantiene.

HOY, REPSOL

El círculo de presentación de resultados de grandes energéticas españolas se cierra hoy con Repsol, primera petrolera y cuarta eléctrica.

activas y, por lo tanto, se beneficiarán del modo reforzado. Pero también venden la luz, en un gran porcentaje con contratos a largo plazo, cuyos precios se fijaron antes del apagón –más baratos– y ahora tienen que mantener. Es decir, sus comercializadoras tienen que comprar luz más cara –aunque sea a la generadora filial del mismo grupo– para venderla más barata.

Iberdrola cifra en 180 millones de euros el impacto negativo por atender los contratos a largo plazo. No especifica si esa cifra es neta, tras descontar las ganancias en generación. Con todo, lo relevante es que las cuentas de las eléctricas, en su conjunto, parecen inmunes al apagón.

Incluso la propia Redeia ha confirmado previsiones. El grupo anunció ayer que su beneficio entre enero y septiembre ha caído un 4,6%, hasta los 389,8 millones. Pero esos resultados, dijo, están "en línea" con lo esperado para el conjunto del año: más de 500 millones. Si se suman los resultados estimados de Iberdrola, Endesa, Naturgy y Redeia, el beneficio agregado para 2025 es superior a los 11.000 millones, un récord histórico. Las eléctricas también han confirmado su plan de dividendos.

más y confirma su objetivo de "superar los 2.000 millones al término del ejercicio, en línea con las previsiones" comunicadas en febrero.

En total, entre Iberdrola, Endesa y Naturgy ganarán 10.600 millones en 2025. Su positivos resultados se comunican justo cuando se cumplen siete meses del apagón. La responsabilidad de este *blackout* se sigue investigan-

do. Las eléctricas culpan a Redeia, el holding semiestatal que controla Red Eléctrica (REE), la empresa que gestiona el fluido eléctrico. Aunque sin dar nombres, REE culpa a las centrales convencionales, propiedad en gran parte de Iberdrola, Endesa y Naturgy.

Al margen de esta trifulca, el sector eléctrico ha derivado hacia otra polémica: el vaivén de precios de la luz tras el

apagón. Las eléctricas culpan a REE de operar el sistema en "modo reforzado" tras el 28 de abril, a costa de mantener más centrales convencionales en alerta, lo que dispara el precio de la luz. La propia Redeia cifra el sobrecoste en 371 millones hasta septiembre. Endesa dijo ayer que ese sobrecoste supone un 27% más en el precio de la luz en el mercado mayorista, que ha

pasado desde los 63 hasta los 80 euros por megavatio, es decir, 17 euros más.

¿Ganan o pierden?

La pregunta es si ese sobrecoste lo sufren las eléctricas o, por el contrario, lo disfrutan. El problema es que estas empresas están en dos lados del negocio. Por un lado generan electricidad con las plantas convencionales, ahora más



Endesa obtiene un beneficio de 1.711 millones hasta septiembre, un 22% más

La eléctrica mantiene su estimación de resultado neto para el ejercicio en el entorno de los 2.000 millones de euros ► Bogas dice que la empresa cuenta con margen para nuevas compras

CARMEN MONFORTE
MADRID

Endesa obtuvo entre enero y septiembre un beneficio neto de 1.711 millones de euros, un 22% más que en el mismo periodo del año pasado, según informó ayer a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). El beneficio bruto de explotación (ebitda) alcanzó los 4.224 millones, un 9% más, gracias, en parte, a la eliminación del impuesto energético.

La empresa confirmó sus previsiones financieras para el conjunto del ejercicio, en su rango alto, hasta 5.600 millones de beneficios de ebitda y 2.000 millones de resultado neto. La producción hasta septiembre subió ligeramente, hasta 46.377 GWh.

La deuda neta de la energética española, filial del grupo italiano Enel, se sitúa en 10.300 millones de euros, un 11% más que a cierre de 2024. El flujo libre de caja generado en el periodo (3.437 millones) "es más que suficiente para cubrir las necesidades de inversiones orgánicas e inorgánicas, 2.400 millones en términos brutos", señala la compañía. La evolución de la deuda neta refleja el pago de dividendos (aproximadamente 1.500 millones de euros) así como la ejecución del segundo tramo del

programa de recompra de acciones (unos 450 millones de euros).

La capacidad instalada del grupo que dirige José Bogas se ha incrementado un 4%, hasta los 22.346 MW (11.000 MW en renovables, que aumentan un 11%). Por su parte, Endesa ha visto reducir sus clientes eléctricos en un 4,9%, hasta 9,7 millones, de los cuales 3,4 millones corresponden al mercado regulado (un 3,4% menos) y 6,3 millones al mercado libre (con un descenso del 5,7%). Según la compañía, la evolución de la demanda peninsular (un 1,8% anual en España en términos ajustados y un 2,5% en sus áreas de distribución) confirma "la recuperación del consumo de la industria y del sector servicios, la conexión de nueva demanda, así como el mayor consumo residencial por al alza de las temperaturas el pasado verano".

Endesa destaca que al precio medio del pool eléctrico, con un crecimiento del 21% en los primeros nueve meses del año, hasta 63 euros/MWh, hay que sumarle otros 17 euros/MWh en promedio por los costes asociados a la operación reforzada que está aplicando Red Eléctrica tras el apagón de abril. En este sentido, Bogas asegura, a través de una nota de prensa, que



José Bogas, consejero delegado de Endesa.

PABLO MONGE

La deuda neta de la filial del grupo italiano Enel llegó a 10.300 millones, un 11% más

"con un sistema dominado por las energías renovables, es crítico reconsiderar el cierre previsto del parque nuclear, que se inicia con Almaraz". En su opinión, esta central en la que Endesa tiene un 36%, "se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro en un área geográfica que cuenta con una amplia presencia de renovables".

Según los datos aportados por el director financiero de Endesa, Marco Palermo, en una conferencia de analistas de presentación de los resultados, el

coste de la operación reforzada para la compañía alcanzó los 120 millones al septiembre y prevé que llegue a los 150 millones en el ejercicio.

Oportunidades

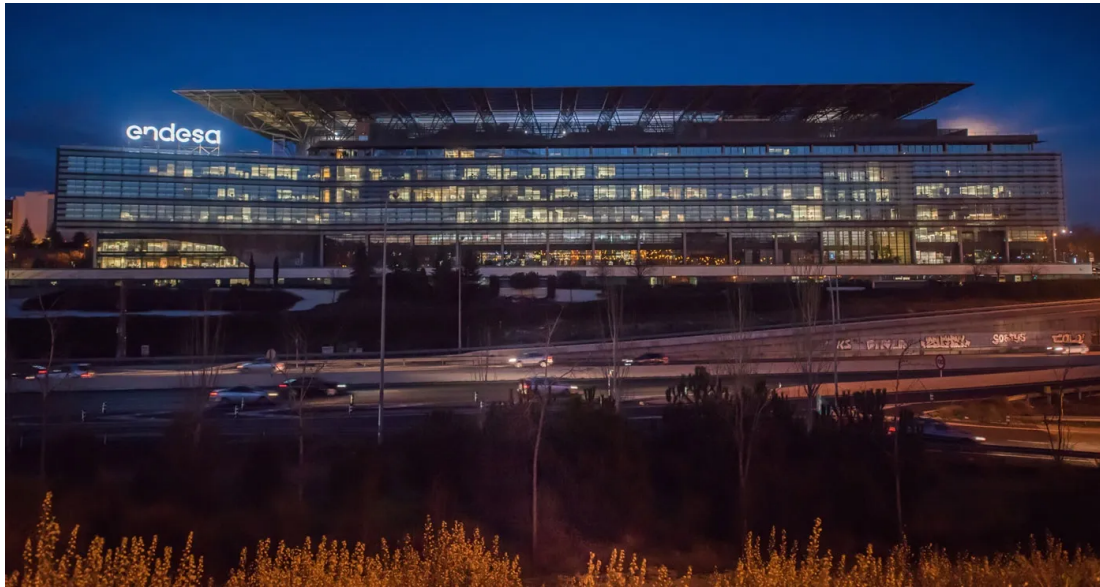
En los últimos meses, Endesa ha acordado la compra a Acciona de la empresa eólica Cetasa; ha adquirido la comercializadora de MasOrange y ha cerrado la venta del 49,99% de un grupo de plantas solares en operación a Masdar, operación firmada el pasado mes de marzo. En la conferencia de analistas, José

Bogas aseguró que el grupo cuenta con margen en su balance para abordar nuevas compras y que, si se presentan oportunidades, "las aprovechará". No obstante, el CEO de Endesa descartó la adquisición de promotores de renovables pues la compañía cuenta con "muchos proyectos de eólica y solar en su cartera". Según sus palabras, "lo que nos interesa son activos en operación, aunque probablemente no en energía solar, sino en otras tecnologías". Aunque "este tipo de proyectos no son fáciles de encontrar ni baratos", reconoció.

En cuanto a la futura retribución de las redes de distribución para el periodo 2026-2031, que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) debe aprobar antes de fin de año, el ejecutivo de Endesa considera que la propuesta "sigue sin adecuarse a la ambición y urgencia que requiere la consecución de los objetivos de descarbonización y electrificación de la política energética del país". Según sus datos, la red está saturada en un 83%, y, en el caso de Endesa, la capacidad a septiembre era nula, por lo que ha tenido que rechazar un porcentaje relevante de solicitudes de conexión.

Endesa incrementa su beneficio neto un 22%

- Resultados Endesa tercer trimestre de 2025. La compañía italiana registra un beneficio neto de más de 1.700 millones de euros, un 22% más que en 2024



Sede principal de Endesa. Madrid

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Endesa incrementa su beneficio neto un 22%

<https://www.energias-renovables.com/panorama/endesa-incrementa-su-beneficio-neto-un-20251029>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 29 octubre 2025

La compañía italiana Endesa (filial del Grupo Enel) acaba de presentar sus Resultados correspondientes al tercer trimestre del corriente (1 de enero - 30 de septiembre), Resultados que muestran, según explica la propia empresa en un comunicado, una "sólida evolución" de los principales indicadores financieros que "permiten reconfirmar" al mercado sus previsiones para el conjunto del ejercicio en su rango alto. Endesa prevé hasta 5.600 millones de euros de beneficio bruto de explotación (ebitda) y 2.000 millones de resultado neto para todo el curso 25. La dirección de la compañía ha explicado a los analistas, durante la presentación de sus resultados, que continúa avanzando en la "estrategia de uso eficiente de capital" con el cierre de dos operaciones en los últimos meses: (1) la compra del 100% de la compañía eólica Cetasa, en la que ya poseía un 37,5% del accionariado; y (2) la venta de un 49,99% de un paquete de plantas solares en funcionamiento a Masdar (empresa estatal de Emiratos Árabes Unidos). Además, Endesa ha firmado en este lapso la adquisición de la comercializadora energética del grupo MasOrange, operación que está en todo caso pendiente de obtener la autorización de la Comisión Nacional de los mercados y la Competencia.

[Bajo estas líneas, a la derecha, Resultados Endesa correspondientes al tercer trimestre de 2025. Magnitudes financieras. Fuente: Endesa (Grupo Enel)]

Crecimiento de la demanda: centros de datos y nueva demanda industrial

En cuanto a la evolución del mercado eléctrico entre enero y septiembre, la compañía ha subrayado

fundamentalmente dos tendencias. Primero, la de crecimiento de la demanda que se sitúa en términos ajustados en el 1,8% a nivel peninsular, y en el 2,5% en el área de distribución de Endesa en la Península. La recuperación del consumo del sector industrial y servicios, "este último, gracias, entre otros, a la conexión de centros de datos", así como el mayor consumo residencial derivado del alza de temperaturas el pasado verano sustentan este incremento, según Endesa, que destaca "especialmente" la llegada de nueva demanda industrial como vector de consumo.

El precio de la electricidad en el mercado diario mayorista ibérica ha crecido un 61%

En segundo lugar, y en cuanto a los precios medios del pool eléctrico, se han situado en 63 euros por megavatio hora (€/MWh) en los nueve primeros meses del año, lo que supone un alza interanual del 21%. "A esa cantidad hay que sumar, igualmente en promedio, otros 17 euros de costes de servicios auxiliares, fundamentalmente derivados -apuntan desde Endesa- de la denominada operación reforzada que está realizando el operador del sistema desde el apagón del 28 de abril". Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 €/MWh de enero a septiembre.

José Bogas, consejero delegado de Endesa, sobre el apagón : "sigue sin estar claro durante cuánto tiempo mantendrá el operador del sistema su operación especial anti-apagones, que supone un sobrecoste relevante para el sistema. Junto a ello, se deberían considerar algunas lecciones aprendidas tras el incidente. El sistema eléctrico español es seguro, pero es necesario actualizar su operación tras producirse cambios estructurales derivados de la presencia dominante de tecnologías renovables. En este nuevo escenario, es crítico reconsiderar el previsto plan de cierre de la flota nuclear, que se inicia en Almaraz. Esta planta se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización en un área geográfica con una gran producción renovable"

El primer directivo de la compañía se ha referido igualmente a la nueva propuesta de retribución para la red de distribución para el periodo 2026-2031, que debe estar aprobada antes de final de este año. Esta propuesta (segunda propuesta), aunque contiene algunas mejoras -ha dicho Bogas- sigue sin adecuarse a la ambición y urgencia que requiere la consecución de los objetivos de descarbonización y electrificación de la política energética del país.

[Abajo, a la derecha, las principales Magnitudes operativas (relativas al tercer trimestre del año 2025). Fuente: Endesa].

El discurso de Endesa respecto a las redes

- Las peticiones de conexión a la red de distribución -aseguran en la empresa- siguen creciendo como han venido haciéndolo desde mediados de 2023;
- En contraste con la asunción de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de que hay capacidad libre en la red, Endesa sostiene que "a nivel sectorial la red estaba saturada al 83% con datos a inicios de septiembre, mientras que en el caso de Endesa la capacidad es prácticamente nula a día de hoy". Endesa asegura así que ha tenido por ello que rechazar "un porcentaje relevante de las peticiones de nueva conexión recibidas en lo que va de 2025".

- "Necesitamos acelerar la inversión en redes para no comprometer los objetivos de electrificación". La aseveración de Endesa contrasta con la versión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que señalaba hace solo unas semanas, en la memoria económica del Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, lo siguiente:

«La información disponible sobre las inversiones acometidas en los últimos años pone de manifiesto que no se están agotando los límites máximos de inversión habilitados por el marco normativo en vigor, ni en transporte ni en distribución»

- Endesa pide "un marco retributivo justo y razonable acorde al desafío que afrontamos", y, en ese marco, considera que "la actualización pendiente de la tasa de retribución debe resolver con urgencia las asimetrías con otros países europeos y con otros sectores regulados en España".

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc) presentó a principios de septiembre un **informe, elaborado por Deloitte**, en el que asegura también que el "marco retributivo" vigente es poco atractivo para la inversión. Ahora mismo -dice aelēc- España cuenta con la menor Tasa de Retribución Financiera de las inversiones en redes de distribución en Europa (5,58%). La Asociación considera positiva la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de elevar ese porcentaje hasta el 6,46, pero insiste en que sigue siendo insuficiente y mira a países como Austria (7,3) o Italia (8,8). En Austria, la principal distribuidora es propiedad de la empresa estatal austríaca Verbund. En Italia, el principal accionista de la energética Enel es el estado italiano. En España, las empresas distribuidoras son todas privadas.

En cuanto al análisis más en detalle de las principales magnitudes financieras, la "positiva evolución" del ebitda (beneficio bruto de una empresa antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) se sustenta, según Endesa, "en la positiva contribución de los negocios de generación y comercialización, la estabilidad en el negocio de distribución así como en la eliminación desde inicios de año de la tasa del 1,2% sobre los ingresos que aplicó en los dos ejercicios anteriores" (el impuesto a las grandes eléctricas).

La deuda neta se sitúa en los 10.300 millones de euros, un 11% más que a cierre de 2024. El flujo libre de caja generado en el período (3.437 millones de flujo libre de caja) es "más que suficiente - según Endesa- para cubrir las necesidades de inversiones orgánicas e inorgánicas (2.400 millones en términos brutos)".

La ratio de apalancamiento (deuda neta respecto al ebitda de los últimos 12 meses) se mantiene en 1,8 veces, misma cifra que a final del pasado ejercicio.

Credenciales Endesa

Endesa es la compañía eléctrica más importante de las que operan en España y la segunda de Portugal. Además, es el segundo operador gasista del mercado español. La compañía, que **pertenece al grupo italiano Enel**, desarrolla un "negocio integrado de generación, distribución y

comercialización eléctrica", y ofrece además "servicios de valor añadido orientados a la electrificación de los usos energéticos de hogares, empresas y administraciones públicas".

Declara un equipo humano integrado por más de 9.000 personas. Enel, su propietaria, presume de ser, "a nivel mundial, el mayor operador privado de energías renovables, el primer operador de redes de distribución de electricidad en número de clientes y el mayor operador minorista en base de clientes". Presente en 28 países, declara un parque generador de más de 89 gigavatios de capacidad total instalada. **El accionista mayoritario del grupo Enel es el Ministerio de Economía y Finanzas de Italia .**

Artículos relacionados

- **¿Quién ha votado contra el impuesto a las grandes compañías energéticas?**
- **Repsol: la petrolera que no quiere pagar el impuesto a las energéticas ha pedido subvenciones para 278 proyectos**
- **Las energéticas no invertirán en renovables 30.000 millones de euros si el Congreso dice sí al impuesto del 1,2%**
- **Cepsa anuncia su intención de invertir en otros países si el impuesto a las energéticas pasa a ser permanente**
- **Repsol amenaza con la deslocalización si se mantiene el impuesto del 1,2% a las grandes energéticas**

Endesa 9M2025: solidez financiera y sube su deuda neta

- Endesa reporta un crecimiento en ingresos y EBITDA de 15.946 millones de euros y 4.223 millones, respectivamente, un 1,2% y 8,8%



Endesa: muestra eficiencia financiera sólida en los últimos nueve meses de 2025 pero aumenta su deuda neta

Endesa

<https://www.merca2.es/2025/10/30/endesa-solidez-financiera-2248584/>

Alejandro Hernandez

Jueves, 30 octubre 2025

Endesa presentó ayer octubre sus cuentas en los últimos nueve meses. En este sentido los principales datos que reporta el informe son **un crecimiento en ingresos y EBITDA de 15.946 millones de euros y 4.223 millones, respectivamente un 1,2% y 8,8%**, respectivamente. Aún así Endesa reporta una ascenso en su **deuda financiera neta de 10.334 millones de euros**, que se traduce en una subida del 11,1% interanual.

Las razones detrás de las cifras que apunta en su balance son principalmente **la reducción del impacto negativo de derivados de materias energéticas, pasando de 800 millones de euros en 2024 a 38 millones para 2025**. Este cambio se debe a la **liquidación** durante el periodo enero-septiembre de 2024 de **derivados de gas que fueron contratados en 2022** bajo un contexto de **volatilidad de precios de los mercados energéticos**. Esto en resumen se traduce en una mejora en el **marco de contribución de 5.836 millones, un 9,6 % más que el año pasado**, a pesar del aumento de los aprovisionamientos que según reporta Endesa crecieron casi un 5%.

Endesa está realizando inversiones estables, pero con una mayor inversión de capital y adquisiciones

También ha influido en sus resultados **la adquisición de E-Generación Hidráulica, S.L.U por un precio total 961 millones de euros**, que generó el reconocimiento de activos no corrientes por 972 millones, pasivos por 163 millones y *goodwill* de 125 millones. Sumado a **la reciente compra de CETASA**

(concretamente un 62,5%) por **45 millones** , teniendo en cuenta que antes **Endesa tenía 37,5% del accionariado**.

Además, Endesa tiene un proyecto de adquisición por **90 millones de la comercializadora energética del grupo MasOrange** (Energía Colectiva), que está pendiente de obtener la autorización de la **CNMC** . Todos estos elementos indican que **Endesa está apostando por un enfoque más renovable** , concretamente en la hidroeléctrica y la eólica, además del negocio de clientes, con la **contra de generar salidas en caja en el corto plazo** .

En cuanto al ascenso de la **deuda neta que se reporta por un valor de 10.334 millones** se debe al pago de **dividendos** a la sociedad dominante (**1.389 millones**) , efecto de las adquisiciones (en este caso **E-Generación Hidráulica**), y **aumento de deuda corriente** (algunas emisiones ECP y reestructuración).

Por otro lado, Endesa reporta en **su negocio de generación total 6.377 GWh** (un 1,4% más que el año pasado), donde **las renovables han tenido un peso de 13.896 GWh (0,3%)**. Dentro del mix peninsular el mayor peso (86,9%) **estuvo en energías no emisoras abarcando a la nuclear y renovables** .

Endesa sigue pagando los sobrecostos del apagón del 28 de octubre

En cuanto a la **distribución** , Endesa **amplía su negocio de redes a 321.450 km** (un 0,3% más que el año pasado). Un ascenso que también se ha dado **en la energía distribuida, con 109.985 GWh, es decir un 3,1% más interanual** . Por otro lado , la empresa sigue fomentando la inversión en redes, además de que ha logrado **la digitalización del 99% de los clientes** . Y en cuanto a comercialización Endesa **reporta leves crecimientos en sus ventas netas de electricidad con 56.610 GWh**.

En resumen, **se podría decir que Endesa está realizando inversiones estables** pero con una mayor inversión de capital y adquisiciones (especialmente en energía renovable). Eso sí, Endesa **sigue pagando los efectos del apagón del 28 de abril** , por lo que de sus **inversiones brutas de 1.358 millones** , la mayoría se centra en la distribución y el crecimiento en generación convencional.

Qué opinan los analistas

Con estos datos, múltiples instituciones han llevado a cabo sus diferentes conclusiones. Como es el caso de **Jeffries que establece su recomendación en Mantener, con un precio objetivo de 17,60 euros** . El razonamiento al que apunta el banco es que Endesa ha superado las expectativas del mercado especialmente en el crecimiento interanual de EBITDA y beneficio neto, donde **han superado a las previsiones en un 1% y 14%, respectivamente** . A esto se le suma valoraciones positivas en la **generación de convencional** (centrales térmicas, gas, etc.), **con un crecimiento del 31% interanual y de las renovables en un 4%**.

Y aunque haya factores donde Endesa no haya demostrado tanto crecimiento como **las redes (un 10% menos que 2024) por comparativa difícil** y clientes con un 3,5% menos interanual, no son factores que afecten mucho a las previsiones del banco. Por ello, **aunque tenga un rendimiento positivo Endesa** , Jeffries apunta a que lo que puede generar **más incertidumbre pueden ser los modelos de financiación aún por negociar**.

Por otro lado, **RBC también tiene una nota de Mantener y con un precio objetivo de 26,50 euros la acción**. En este caso, la entidad canadiense sigue apuntando a que **Endesa ha mejorado las previsiones que el mercado tenía sobre ella**, aunque en el caso particular de RBC lo que más premian es **el peso del gas en el negocio de la energética**, con una subida de **10 euros el MWh**. Por otro lado también valoran positivamente la **estabilidad del negocio de la electricidad, que se ha mantenido en 53 euros el MWh**, además de un coste de la deuda que ha bajado ligeramente (de 3,4% a 3,3%), lo que ayuda a **reducir gastos financieros**.

En definitiva, el balance de Endesa para esta parte del año **es positivo para RBC**, pero consideran que actualmente **la acción cotiza cara (30,17 euros)**, de ahí que sus previsiones sigan en Mantener.

Y por último **Bankinter, tiene una perspectiva optimista**, con la recomendación en **Comprar y un precio objetivo de 30,50 euros la acción**. En este sentido el banco explica valora positivamente la **subida en el flujo de caja de más de un 29%**, llegando a los **3.400 millones de euros**. Situación que ha permitido a la compañía:

Por otro lado, Bankinter ve con buenos ojos la progresiv **a inversión en renovables que está realizando**, además de su **política de dividendos de un 4,5%**. Dando pie, en definitiva, a un enfoque más positivo y con **expectativas de crecer aún más**.

Endesa se ve con margen para adquisiciones y afirma que, si se presentan oportunidades, las aprovechará

- Endesa considera que el grupo cuenta con margen en su balance para abordar adquisiciones y que, si se presentan oportunidades, "las aprovechará".



Sede de Endesa.

<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-se-ve-con-margen-para-adquisiciones-y-afirma-que-si-se-presentan...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

El directivo José Bogas descartó la adquisición de promotores de renovables, ya que la energética cuenta con "muchos proyectos" de eólica o solar en su cartera

El consejero delegado de Endesa , José Bogas, considera que el grupo cuenta con margen en su balance para abordar adquisiciones y que, si se presentan oportunidades, "las aprovechará".

En una conferencia con analistas para presentar los resultados de la compañía correspondientes a los nueve primeros meses del año, Bogas recordó que la eléctrica ya ha aprovechado en los últimos tiempos para avanzar en este sentido, con la compra de los activos de Acciona, la eólica Cetasa o el acuerdo de adquisición de la comercializadora energética de MasOrange. "Si vemos una oportunidad, por supuesto que la aprovecharemos", dijo.

No obstante, el directivo descartó la adquisición de promotores de renovables, ya que la energética cuenta con "muchos proyectos" de eólica o solar en su cartera.

"Lo que nos interesa es algo que ya esté en operación, aunque probablemente no en energía solar, sino en otras tecnologías. Pero ese tipo de proyectos no son fáciles de encontrar ni baratos de adquirir", reconoció.

Redeia evita por ahora un blindaje financiero para cubrir el apagón

Miguel Á. Patiño. Madrid

Redeia, el grupo del que depende Red Eléctrica (REE), ha aprobado un primer dividendo a cuenta de 2025 de 0,2 euros por acción, en línea con “la política de retribución que la compañía ha establecido en el marco de su plan estratégico para el periodo 2021-2025”, que fija “un suelo de 0,80 euros por acción con cargo a los resultados del año 2025”. Así lo explicó ayer el grupo, en paralelo a la presentación de resultados de los nueve primeros meses, en los que su beneficio cayó un 4,6%, hasta 389,8 millones.

Estos resultados están “en línea” con lo esperado en un año en el que Redeia ha pisado el acelerador de las inversiones en nuevas redes. Redeia prevé un beneficio de más de 500 millones de euros para el conjunto del ejercicio (ver información en página 3).

Red Eléctrica es la empresa que gestiona las líneas de alta tensión de luz en España y la responsable de la gestión del fluido eléctrico del país. Mantiene una batalla legal con las grandes eléctricas, en especial Iberdrola y Endesa, por esclarecer las causas y el responsables últimos del apagón del pasado 28 de abril.

Sin provisiones por apagón

Con todo, REE sigue sin recoger en sus cuentas provisiones para cubrir posibles contingencias financieras extra por el apagón. En concreto,



Beatriz Corredor es presidenta de Redeia.

El grupo mantiene previsiones para el conjunto del año en más de 500 millones de euros de ganancia

como ya hizo en el primer semestre, Redeia explica que “en función de los análisis internos realizados con la información existente en la actualidad (especialmente el informe emitido por el operador del sistema, su filial Red Eléctrica, en cumplimiento de la normativa vigente) y de la opinión de la dirección de servicios jurídicos de Redeia y de sus asesores legales indepen-

dientes, los administradores estiman que no es probable que el mencionado incidente implique la salida de recursos del grupo en el futuro, por lo que no se ha registrado ninguna provisión en los estados financieros”.

No obstante, la empresa advierte de que “continúan en marcha diversas investigaciones, entre ellas la de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)”, y que esta estimación realizada por los administradores “podría verse modificada en el futuro”.

El resultado bruto de explotación (ebitda) ha alcanzado en los nueve primeros meses los 950 millones de euros, un 3% más que en el mismo periodo de 2024.

Renovables como escudo

Por otra parte, Red Eléctrica informó ayer de que ha habilitado las primeras instalaciones de renovables que podrán contribuir “al control dinámico de tensión”. Esta es una de las viejas asignaturas pendientes del sector y muy polémica tras el apagón. Las renovables se ven por muchos expertos como la raíz del problema del apagón porque su exceso provocaba alteraciones de tensión en el fluido eléctrico. Para amortiguarlas, técnicamente pueden adaptarse para que contribuyan a ser un escudo antiapagones. De momento, 24 instalaciones empezarán a hacerlo.

Redeia gana un 4% menos en los nueve primeros meses del año

- El grupo realiza su mayor esfuerzo inversor con 967,5 millones de euros, un 47,6% más que en el mismo periodo de 2024.



El CEO de Redeia, Roberto García Merino y Beatriz Corredor, presidenta de Redeia.

<https://elperiodicodelaenergia.com/redeia-gana-un-4-menos-en-los-nueve-primeros-meses-del-ano/>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

El grupo realiza su mayor esfuerzo inversor con 967,5 millones de euros, un 47,6% más que en el mismo periodo de 2024

Redeia obtuvo un beneficio neto de 389,8 millones de euros en los nueve primeros meses del año, lo que representa una caída del 4,6% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, informó la compañía, que añadió que este resultado está en línea con las previsiones del grupo.

La cifra de negocios del grupo, matriz de Red Eléctrica de España (REE), en el periodo de enero a septiembre alcanzó los 1.218,1 millones de euros, con un incremento del 2,5% frente al mismo periodo del año pasado.

El resultado bruto de explotación (Ebitda) se situó en los nueve primeros meses de 2025 en los 950,9 millones de euros, un 3% más que en el mismo periodo del año pasado, mientras que el resultado neto de explotación (Ebit) fue de 615,6 millones de euros, un 3,8% superior.

Por actividades, la gestión y operación de infraestructuras eléctricas nacionales alcanzó una cifra de negocio de 1.073,1 millones de euros, lo que supone un 3,2% más que la registrada en el mismo periodo de 2024. Mientras, la transmisión eléctrica internacional obtuvo una cifra de negocio y un resultado de las sociedades participadas de 104,3 millones de euros y la fibra óptica generó 111,8 millones de euros.

Más deuda

Mientras, la deuda financiera neta, a cierre de septiembre, se situó en los 6.083,4 millones de euros, un 13,3% más respecto al 31 de diciembre de 2024, lo que responde fundamentalmente al fuerte ritmo inversor.

Respecto al dividendo, el consejo de administración ha aprobado la distribución de un dividendo a cuenta de 0,20 euros por acción con cargo a los resultados de 2025 y cuyo pago se efectuará en enero de 2026, en línea con la política de dividendo establecida en el plan estratégico de la compañía hasta 2025.

La política retributivo del grupo Redeia establece un suelo de 0,80 euro por acción para el dividendo con cargo a los resultados del ejercicio 2025.

Asimismo, en línea con su compromiso para seguir vinculando su financiación a criterios ESG, la compañía ha elevado hasta el 80% su deuda financiera contratada con criterios sostenibles, creciendo desde el 69% alcanzado en 2024. De esta forma, Redeia supera así la meta volante del 60% que se había fijado para 2025 y avanza hacia el horizonte del 100% marcado para 2030.

Mayores inversiones

Por otra parte, las inversiones del grupo durante los nueve primeros meses del año ascendieron a 967,5 millones de euros, un 47,6% más que en el mismo periodo de 2024.

De ellas, destacó las destinadas a las infraestructuras de transporte de la electricidad en España, que alcanzaron los 834 millones de euros, casi un 59% más que en los nueve primeros meses de 2024.

En conjunto, el esfuerzo inversor en Red Eléctrica -transporte y operación del sistema- ha supuesto 915 millones de euros a 30 de septiembre, avanzando hacia el compromiso de alcanzar una inversión superior a los 1.400 millones de euros en el operador del sistema este 2025.

Destacaron en el periodo los avances en proyectos como la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Bizkaia; el eje de interconexión con Portugal por Galicia; o los enlaces entre la Península y Ceuta y entre La Gomera y Tenerife.

Sin provisiones por el apagón

En la información remitida a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), el grupo presidido por Beatriz Corredor reiteró, al igual que en el primer semestre, que en función de los análisis internos realizados con la información existente en la actualidad y de la opinión de la Dirección de Servicios jurídicos de Redeia y de sus asesores legales independientes sobre el apagón eléctrico del pasado 28 de abril, "los administradores estiman que no es probable que el mencionado incidente implique la salida de recursos del grupo en el futuro, por lo que no se ha registrado ninguna provisión en los estados financieros".

No obstante, añade que, dado que continúan en marcha diversas investigaciones, entre ellas la de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "esta estimación realizada por los

administradores podría verse modificada en el futuro".

Redeia 9M2025: mas inversiones e ingresos y peor beneficio

- Este miércoles 29 de octubre, Redeia ha presentado sus resultados de los últimos 9 meses de este año, apuntando a un crecimiento en ingresos



Redeia cierra los nueve primeros meses de 2025 con más ingresos e inversiones pero con peor beneficio neto

Redeia

<https://www.merca2.es/2025/10/30/redeia-2025-ingresos-beneficio-2246200/>

Alejandro Hernandez

Jueves, 30 octubre 2025

Este miércoles 29 de octubre, Redeia ha presentado sus resultados de los últimos 9 meses de este año, donde las principales conclusiones son de crecimiento en la empresa con un EBITDA de 757,6 millones de euros , un 3,9% más que el año pasado, con unos ingresos de 1.218 millones de euros. El informe de Redeia también apunta, que sus **beneficios netos** tuvieron un descenso interanual de 4,6% debido a factores excepcionales .

Los fenómenos que influyen en los números que reporta la empresa son: **Las modificaciones del reglamento de la CNMC que rige la tasa de retribución de la empresa, la cual ha pasado de 5,58% al 6,46%**. Esto se traduce en que Redeia haya tenido un crecimiento en los ingresos por la gestión de infraestructuras eléctricas nacional de hasta un **3,2% respecto al año pasado (1073 millones de euros)** y un EBITDA de 757 millones de euros (+ 3,9% interanual) .

Publicidad

Redeia reporta un descenso de su beneficio bruto debido a causas no operativas como la venta de Hispasat

También durante este año Redeia a puesto en funcionamiento de nuevas líneas y proyectos , por los que CNMC les retribuye. En este caso los relevantes fueron:

- **Interconexión eléctrica España-Francia (Golfo de Vizcaya):**
Que según apunta Redeia sigue avanzando a un buen ritmo

con previsión a desarrollar el primer enlace en 2027

- **La segunda interconexión Península- Baleares:** Con un nuevo enlace corriente continua en alta tensión entre la península y Mallorca que busca mejorar la eficiencia, coste y seguridad de suministro del sistema balear.
- **El eje Interconexión Galicia- Portugal:** Que prevé finalizar el último trimestre.
- **La Interconexión La Gomera-Tenerife:** Que finalizó su tendido de cable submarino en el tercer trimestre, que se pondrá en servicio a finales de año
- **La Interconexión Península- Ceuta:** Donde a finales de año se prevé la puesta en servicio tras el tendido del cable y la conexión de las subestaciones de los extremos.
- **Almacenamiento Canarias:** Donde continúan los trabajos de obra civil en la Central Hidroeléctrica Reversible con el objetivo de integración de energía renovable en el sistema eléctrico en Gran Canaria.

Todos estos proyectos tuvieron un impacto positivo en la inversión de Redeia, **sumando un total de 915 millones de euros (de los 967,5 millones de inversión totales)**, con un crecimiento del 51,7% respecto al año anterior. Esto también se traduce (al ser una red estatal) **en un crecimiento de sus ingresos operativos a medio plazo**. A esto último se le añade una mejora en la **disponibilidad de energía que este año ha crecido en un 98,63%**, superando al 98,01%, que es premiado por el organismo regulador: CNMC.

Redeia: la deuda neta sube un 13%

Por otro lado, Redeia en la transmisión eléctrica a nivel internacional, **ha obtenido un resultado de 104,3 millones de euros, un 4,9% menos que el año pasado** (teniendo en cuenta su cifra de negocio y sociedades participadas). Una bajada propiciada por el tipo de cambio del real brasileño en los resultados de Argo .

Así mismo tampoco reporta tan buenos resultados **en el negocio de fibra óptica, generando una cifra de negocio de 111,8 millones de euros, disminuyendo un 2,4% respecto al año anterior** debido al impacto de la renegociación de contratos dentro de un mercado exigente.

En definitiva, y gracias a que la principal actividad de Redeia dedicada al transporte de energía nacional ha experimentado un crecimiento, por las mejoras en las tarifas, la construcción de proyectos y una mejora de la disponibilidad del servicio de energía. Experimenta un crecimiento en sus ingresos e inversiones.

En cambio, Redeia en su informe reporta un **descenso de su beneficio bruto en un 4,6%, debido a causas no operativas como la venta de Hispasa t**, donde Reina vendió su participación a Indra, es decir es un activo que ya no va a influir en los beneficios de 2025. Aún así esta decisión es positiva, porque libera recursos, reduce la complejidad empresarial y permite a Redeia **centrarse en las redes eléctricas**.

En esta bajada también influyen el aumento de amortizaciones por el gran número de inversiones que realizó, sumado a que también Redeia tiene menos ingresos financieros respecto a 2024, ya que en el año pasado tuvo **ingresos extraordinarios (dividendos y devoluciones fiscales)** . Además de un aumento del tipo efectivo de impuesto de 24,6% a 25,4%. Esto en resumen da como resultado a una resta de 25 millones de euros al beneficio neto.

Qué opinan los analistas

Algunos analistas de diferentes bancos han realizado un balance de estos resultados. En el caso de **Renta 4 apuntan reiterar su nota de Infraponderar con un precio objetivo de 18,60 euros la acción.**

Esto se debe a que a pesar de reconocer el crecimiento en ingresos. Hay ciertos elementos que moderan el optimismo como:

- **El crecimiento de la deuda neta que sube un 13%**, en línea con las previsiones del banco.
- **El flujo de caja operativo cae** (incluso ajustando los costes extraordinarios) **un 2,3%**. Sumando a que quedan pendientes devoluciones de tarifas, que pueden afectar a la liquidez de Redeia.
- **Menor beneficio neto**
- Investigaciones sobre el **apagón**: que genera **incertidumbre en el corto plazo**.

Por otro lado, otras instituciones como **Jeffries apuntan a una recomendación de Mantener, con un precio objetivo de 16,10 euros por acción.** Este enfoque se debe a que aunque Redeia cumpla las guías previstas, no sorprende. Sumado a que también el **WACC** aprobado en el marco regulador de un 6,46% **no está fijado aún dando pie a inseguridad en sus beneficios**, al igual que el estancamiento en el negocio de satélites (venta de Hispasat) y fibra (un 2% menos interanual). En resumen Jeffries ve riesgos en su actividad, aunque también admite que el negocio de Redeia es estable sumado a que tiene un dividendo activo del 5%.

Y finalmente **Bankinter se suma al carro del optimismo** valorando la estabilidad del negocio, más que las oportunidades de crecimiento, apuntando en su **nota Comprar, con un precio objetivo de 19,50 euros la acción**. La razón detrás de este análisis es que el **80% del EBITDA reportado por Redeia viene del negocio del transporte de energía** s, un negocio que ha experimentado un crecimiento de un 3,9 % en su EBITDA interanual con un retorno financiero estable fijado por el WACC.

Por otro lado, también ven positivo **el incremento de inversiones**, no ven riesgo en el impacto del apagón, sumado a que también cuentan como **elemento favorable los dividendos de Redeia**. En definitiva, Bankinter tiene una perspectiva donde premia la baja volatilidad, la alta visibilidad y el dividendo estable.

A modo de conclusión y más allá de las valoraciones de los expertos, **Redeia ha demostrado un rendimiento en los últimos nueve meses de este año** centrado en un **crecimiento de ingresos y de las inversiones**, a pesar del descenso circunstancial de su beneficio neto.



Naturgy gana el 5,6% más, pese al retroceso del 1,8% del ebitda

JUAN CRUZ PEÑA

Madrid

Naturgy ganó 1.668 millones de euros hasta septiembre, lo que supone un 5,6% más que en el mismo periodo de 2024. En su vuelta a la presentación de resultados trimestrales, la compañía reportó una bajada de su resultado bruto de explotación (ebitda) del 1,8%, hasta los 4.214 millones. La energética señala en un comunicado que con estos resultados, que de nuevo están en récord, la compañía “confirma su objetivo de superar los 2.000 millones al término del ejercicio en línea con el *guidance* comunicado al mercado”. También espera llegar a nivel récord de ebitda en los 5.300 millones.

La compañía se está viendo impulsada por su negocio de *trading* de gas y el aprovisio-

namiento desde EE UU y por la mayor actividad de sus plantas tradicionales tras el apagón del 28 de abril. Los ciclos combinados aumentaron su producción un 44,3% respecto del año pasado. Esto se debe a la operación reforzada de Red Eléctrica para evitar otro apagón, que se mantiene desde el 29 de abril, un día después al histórico incidente.

En renovables, la empresa registra un ebitda de 304 millones de euros, lo que supone un incremento del 83,1%, a pesar del mayor mantenimiento para afrontar un régimen de operación más exigente. Es el negocio en el que más crece el ebitda. La multinacional invirtió en este periodo 1.389 millones de euros, lo que representa un descenso del 3,8%. La deuda neta se elevó un 5,8%, hasta casi 13.000 millones.

Naturgy 9M2025: cierre con buenos resultados gracias al gas

- Naturgy ha publicado un balance de cuentas de sus últimos nueve meses de 2025, donde ha reportado un beneficio neto de 1.669 millones.



Naturgy: cierra los últimos nueve meses de 2025 con buenos resultados gracias al gas

Naturgy

<https://www.merca2.es/2025/10/30/naturgy-estable-2025-2254726/>

Alejandro Hernandez

Jueves, 30 octubre 2025

Este 29 de octubre, Naturgy ha publicado un balance de cuentas de sus últimos nueve meses de 2025, donde las principales conclusiones son un beneficio neto de 1.669 millones de euros, es decir un 5,6% mayor que el año pasado. Aún así, reporta un EBITDA con ligero descenso de un 1,8% interanual, pasando de 4.292 millones en 2024 a 4.214 millones para el año actual.

En el informe de Naturgy se reporta que este descenso sobre todo se ha dado las redes de distribución, debido a ingresos excepcionales en 2024 en Chile. En este sentido se dio el retiro de una provisión contable (más de 105 millones de ingresos para ese año), además de un efecto favorable en los tipos de cambio.

Quitando los efectos extraordinarios del año pasado, las redes de distribución siguen estando más castigadas por los descensos registrados en México, Brasil y Panamá por contar con divisas más débiles. Aún así, en España se reportan crecimientos por la mayor remuneración regulada, al igual que en Argentina, con una mejora fuerte del 27% en comparación con el año pasado, gracias a los ajustes de tarifas. En resumen, este sector experimenta en general descensos de un 8,2% respecto al año pasado por los tipos de cambio, no por falta de estabilidad en el negocio de redes.

Naturgy reporta un crecimiento en renovables del 3%

En cuanto al negocio de mercados de energía, donde se aglutina generación, gestión y comercialización, el EBITDA total es de 2.162 millones de euros y es el principal motor de los

resultados de Naturgy y. En gestión de energía se reportan **crecimientos de un 17,5 %, por buena cobertura de contratos de gas** y precios altos del **GNL (gas natural licuado)** . Sumado a que la energética se ha beneficiado en este terreno en su diversificación de suministros en otros países como Estados Unidos, Argelia, entre otros.

Desde el punto de vista de la generación térmica, es de **sus principales fuertes en este informe con un crecimiento de un 21,6% interanual**. Aquí España ha liderado un crecimiento de hasta un 83% respecto al año pasado debido a los siguientes factores:

En definitiva, **el rol del gas en España ha sido determinante para dar estabilidad y flexibilidad** al sistema energético. En cambio en Latinoamérica, **ha caído un 17% debido a que se produjo menor energía** , sobre todo en México y República Dominicana; además de que Naturgy tiene en cuenta los ingresos extraordinarios de 2024, que se referencian anteriormente.

Por otro lado, en **el sector de la generación renovable** , Naturgy reporta un **crecimiento más modesto de un 3%** más que el año pasado, llegando hasta **452 millones de euros** para este periodo de 2025. Los factores que están detrás de esta leve subida son el **aumento de la capacidad renovable instalada** , que sube hasta **7,8 GW** , es decir un 14% más que el año pasado. En este terreno se engloban los nuevos proyectos de Naturgy, como las nuevas plantas solares y eólicas en Estados Unidos y Australia, que impulsan los ingresos en este negocio.

mantiene un balance deuda neta/EBITDA de 2,4 veces

Mientras que **en España, aunque ya de base hay más capacidad**, se ha experimentado un ligero descenso en la producción debido a que en el año hubo menos viento y lluvias que mermaron la generación eólica y solar. Aún así, Naturgy en su informe apunta **a que sigue apostando por una generación verde** , ya que tiene varios proyectos en marcha que suben su capacidad hasta 1,5 GW, sobre todo en España y Australia.

En cuanto al último negocio de Naturgy, que es la **comercialización** , su **EBITDA cae un 15,8%** , debido a que en 2023 ganó un juicio por el bono social que le aportó 63 millones de euros adicionales, que de forma nominal no gana.

Por lo que si se hace un cálculo ajustado, **quitando este efecto, Naturgy reporta estabilidad** , con un **aumento de un 3,6% las ventas de electricidad** en clientes y pymes y a las ventas de gas con una **subida de un 0,5%** , pese a la menor demanda industrial. Todo ello sumado a que la compañía ha reportado que ha modernizado toda su base de clientes, apostando por el uso de una nueva plataforma digital que mejora la atención y eficiencia.

Desde el punto de vista **financiero** , Naturgy se mantiene como una **empresa sólida** , con un **flujo de caja libre que casi se duplica en este año subiendo un 97,5%** , llegando a 2.151 millones de euros, con una **liquidez total de 9.580 millones** (3.999 millones en en caja y 5.581 millones en líneas de crédito disponibles. Esto se traduce en que **Naturgy tiene margen para invertir y repartir dividendos**.

También mantiene un balance **deuda neta/EBITDA de 2,4 veces** , un balance sólido a pesar de que en junio de 2025, **Naturgy compró un 9,1% de su capital a 26,5 euros la acción** , para luego revender un

7% de su capital a instituciones. De esta forma la política de la compañía apunta a que con estas prácticas **busca premiar al accionista sin poner en riesgo el ránking BBB**.

Qué opinan los analistas

Algunas entidades han expuesto sus valoraciones de estos resultados. **RBC establece como recomendación mantener con un precio objetivo de 25,50 euros la acción**. En este sentido, su informe apunta a que Naturgy ha tenido un buen balance y se mantiene estable, pero no tiene catalizadores nuevos. Es decir, **cuenta con buenos márgenes del gas, pero RBC apunta a que estos serán temporales en cuanto la energía solar o eólica tomen el relevo**. También señala que el control de la deuda se ha dado gracias a la emisión de acciones, no a la emisión de caja recurrente.

Por su parte, **Renta 4, tiene una visión más pesimista, recomendado Infraponderar, con un precio objetivo de 26,10 euros la acción**. El informe del banco apunta a que la mayor parte de los logros de Naturgy **como los mejores resultados por el gas y la térmica son temporales**, ya que se espera que **pierdan fuerza** cara al siguiente trimestre. Sumado a que parte de los beneficios no vienen del negocio energético de la empresa, sino de la colocación de acciones.

Y finalmente, **Bankinter apuesta por un enfoque optimista recomendando Comprar con un precio objetivo de 26,70 euros la acción**. En este aspecto, y al igual que los otros bancos valora los logros de Naturgy, pero en este caso **ven positivo la colocación de acciones**, que mejoran la liquidez de bolsa del valor en bolsa, algo que **el banco considera que es positivo para los inversores**.



Iberdrola coloca 1.000 millones en bonos verdes híbridos

Expansión. Madrid

Iberdrola ha colocado 1.000 millones de euros en un bono verde híbrido, a través de una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas verdes, con una demanda que superó en ocho veces el importe colocado, con más de 400 inversores internacionales

La emisión se ha estructurado en un único tramo, el importe nominal unitario de cada una de las obligaciones es de 100.000 euros y se emitirán a un precio equivalente al 100% de su valor nominal.

Las obligaciones devengarán intereses con base en un cupón fijo anual del 3,75%, desde la fecha de emisión hasta el 5 de noviembre de 2031, pagadero anualmente. Este cupón se convierte en el más bajo de todos los híbridos emitidos en el año, y también el menor en este tipo de operaciones desde marzo de 2022, informa *EP*.

Como ya hiciera en su bono senior de mayo de este año, Iberdrola cumple en esta emisión no solo los Principios de los Bonos Verdes de la ICMA, sino también con el nuevo Estándar de Bonos Verdes de la Unión Europea. Esto la convierte en la primera operación verde bajo este formato en un bono híbrido.

Inversores internacionales

La eléctrica destacó que la demanda registrada ha reflejado el gran interés de los inversores, hasta alcanzar más de 8.000 millones, lo que ha permitido a la compañía emitir un importe mayor al inicialmente considerado con una sobresuscripción de ocho veces la oferta final, reduciendo el coste previsto.

Esto ha sido posible gracias a la participación de más de 400 inversores internacionales cualificados, principalmente de la UE y del Reino Unido. Además, más de un 87% de participación corresponde a inversores sostenibles o alineados con los principios de inversión responsable de Naciones Unidas.

La compañía ha aprovechado la buena ventana de mercado surgida tras su presentación de resultados, con los niveles de coste en mínimos anuales y anticipándose a las reuniones de los bancos centrales en EEUU y Europa, así como a un aumento de oferta competitiva a partir de la semana que viene.

ANTONIO PICAZO

CEO y cofundador de Gana Energía



“Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual de unos 20.000 nuevos suministros netos al mes”

Gana Energía acaba de cumplir diez años, con el foco puesto en el sector residencial. En la siguiente entrevista repasamos con Antonio Picazo, su CEO y cofundador, la trayectoria de la comercializadora en esta década, su relación con Repsol como socio mayoritario, así como los retos y desafíos regulatorios del mercado eléctrico español

R. Esteller / C. Raso. Fotos: eE

Gana Energía acaba de cumplir diez años ¿Cómo ha evolucionado la compañía?

Nacimos en octubre de 2015 como un proyecto a partes iguales entre Ricardo Margalejo y yo como socios fundadores, con cero clientes y cero empleados. No conocíamos el sector de la energía, pero entendíamos que había una oportunidad para hacer las cosas mejor de lo que se estaban haciendo en términos de calidad de atención al cliente y, sobre todo, del

precio final al usuario. En 2019 ya teníamos unos 13.000 clientes y fue cuando entramos en la aceleradora Lanzadera, de Juan Roig, lo que nos dio visibilidad y nos permitió atraer inversores como BeWater Funds y Angels Capital. Repsol se incorporó como socio mayoritario en 2021, iniciando una nueva etapa en la que los fundadores mantenemos una participación minoritaria. Hoy gestionamos unos 420.000 contratos, contamos con unos 200



empleados y cerramos 2024 con una facturación de 217 millones de euros, con el objetivo de seguir creciendo en torno a un 50% este año. Nuestro mercado principal es el residencial, hacia al que enfocamos todas nuestras estrategias, tarifas y productos. Ahora mismo no tenemos una estrategia para otros segmentos como Pymes, industrial o electrointensivo, aunque, en un futuro, no descartamos acceder a estos mercados.

¿Cómo es la relación con Repsol? ¿Podría ampliar su participación o tener opciones de compra?

Si en algún momento decidiéramos salir de la compañía o Repsol no quisiera seguir contando con nosotros, serían ellos los destinatarios finales de todas las participaciones de la compañía porque tienen sus derechos adquiridos como socio mayoritario. Tendrían derecho a la adquisición preferente, pero nuestra relación a día de hoy es indefinida.

promedio de nuestra cartera de clientes y que es sustancialmente más bajo que el de una gran *utility* como Iberdrola, Endesa o Naturgy.

¿Y frente al PVPC?

Es cierto que las tarifas de precio regulado siempre han sido bastante competitivas, pero hay gente que lo que quiere es tener la seguridad de un precio fijo y, por eso, nos eligen a nosotros. El PVPC debería estar destinado solo a personas vulnerables y el resto debería de ser un mercado libre en el que las diferentes opciones compitan por ganarse la confianza del cliente. No tiene sentido que en España haya 10 o 12 millones de personas con precio regulado cuando no hay 10 o 12 millones de suministros que necesiten electricidad subvencionada.

¿Qué objetivos manejan en el corto plazo?

Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual, es decir, unos 20.000 nuevos suminis-

“Nuestro mercado principal es el residencial, hacia al que enfocamos todas nuestras estrategias, tarifas y productos”



“Iberdrola, Endesa y Naturgy son, en nuestra opinión, las que peor precio promedio tienen en España y peor atención le prestan a sus clientes”



¿Pueden tocar a clientes de Repsol o de cualquiera de las comercializadoras que tienen asociadas?

Existe esa posibilidad en ambas direcciones, pero no es un problema estratégico. Donde Gana Energía tiene su propuesta de valor y donde consideramos que resolvemos un problema es, sobre todo, a los clientes de Iberdrola, Endesa y Naturgy, que son, en nuestra opinión, los que peor precio promedio tienen en España y a los que peor atención se les presta. Al resto de comercializadoras no las vemos como competencia y, a día de hoy, no nos cruzamos muchas ventas entre las comercializadoras que no son las tres grandes y que siguen teniendo por encima del 80% de la cuota de mercado. Lo importante es distinguir entre precio de captación y precio promedio de cartera. En estas grandes compañías hay una gran diferencia entre la oferta inicial y lo que el cliente acaba pagando. Nosotros estamos convencidos de que tenemos el mejor precio

tros netos al mes. Para nosotros es un crecimiento financieramente sostenible porque Gana Energía se financia exclusivamente de los clientes. No tenemos financiación externa, ni por parte de los socios, ni de los bancos. Al estar dentro del grupo Repsol, sí tenemos la ventaja competitiva de que las garantías se operan dentro del grupo.

¿Cómo les está impactando la operación reforzada que aplica Red Eléctrica tras el apagón?

Como a todas las comercializadoras que ofrecemos tarifas a precio fijo, esto nos impacta de manera muy relevante, porque el coste que viene fruto de la operación reforzada no se puede cubrir en los mercados a plazo. Es un coste indeterminado que, sí o sí, vamos a tener que estimar con unos márgenes de seguridad que a día de hoy no conocemos en profundidad. Con lo cual, es probable que esto tenga como consecuencia directa un incremento en los precios que podemos poner a



disposición de los clientes. Nosotros vamos a garantizar el precio que ofrecemos al cliente durante los siguientes 12 meses y solo vamos a modificar el precio en la renovación del contrato.

¿En cuánto estiman la subida media?

En los meses valle -mayo-junio y octubre-noviembre-, que son en los que hay más proporción de generación renovable sobre consumo total, los servicios de ajuste pueden pasar de entre 5-10 €/MW a 20-25 €/MW. Con esa nueva realidad hay que vivir. Entendemos que, a partir de noviembre, los servicios de ajuste volverán a normalizarse.

¿Les ha informado la CNMC cómo se va a trasladar el impacto del coste de generación del apagón a la comercialización?

A día de hoy no tenemos ninguna información concreta de cómo se va a resolver el desaguisado que se produjo ese día. Al final, cada uno

ramos nosotros directamente, sino a través de colaboradores terceros que han manifestado interés por tener puntos de venta de atención al cliente en su zona. Lo que sí tenemos es mucha presencia cohabitando con otro tipo de marcas y sectores. Es frecuente encontrar, por ejemplo, una inmobiliaria que es colaboradora nuestra y que, además de ofrecer intermediación en la compraventa o alquiler de un piso, también ofrece la posibilidad al cliente de nuestras tarifas de luz.

¿Planean ofrecer autoconsumo, movilidad eléctrica u otro tipo de productos?

En el caso del autoconsumo, no instalamos las placas solares, pero sí compramos la energía excedentaria a un precio competitivo. En el caso del coche eléctrico, tampoco instalamos los cargadores en los garajes, pero sí ofrecemos tarifas muy competitivas a los clientes.

“Favorecer la transparencia de las acciones de marketing, como restringir llamadas telefónicas no deseadas, nos parece bien”

“Usamos la IA para leer facturas, analizar llamadas y generar resúmenes automáticos. De momento, no tenemos asistentes virtuales”



tiene una opinión y todas las opiniones confluyen en el mismo lugar: que, de una manera u otra, el cliente final va a tener que pagar el asunto.

¿Cómo les afecta la prohibición de las llamadas comerciales?

Cualquier tipo de medida que favorezca la transparencia y calidad de las acciones de marketing, en este caso restringiendo llamadas telefónicas no deseadas, nos parece bien porque favorece nuestra estrategia. Gana Energía es una compañía que tiene en la simplicidad y claridad su principal propuesta de valor, junto con el precio estructuralmente bajo y una atención al cliente propia y, por tanto, evitar este tipo de situaciones que se concretan en llamadas no deseadas, a nosotros nos interesa.

¿Cuántas tiendas físicas tienen?

Actualmente tenemos siete, pero no las ope-

¿Contemplan expandirse fuera de España?

De momento no lo contemplamos. Con una cuota del 1,5%-1,7% en el mercado residencial español, tenemos mucho recorrido antes de plantear una expansión internacional.

¿Qué herramientas digitales utilizan?

Contamos con un equipo especializado en inteligencia artificial que trabaja en mejorar la calidad de los procesos. Usamos IA para leer facturas, analizar llamadas y generar resúmenes automáticos. De momento, no tenemos asistentes virtuales porque creemos que la atención humana sigue siendo clave en los casos complejos.

¿Cómo afrontan los riesgos de ciberseguridad?

Seguimos las directrices del Grupo Repsol y nos centramos en garantizar una rápida recuperación ante un posible ataque. Lo importante no es evitar el riesgo al 100%, sino poder volver a operar con agilidad y eficacia.

Endesa reitera que, con Almaraz, hay que reconsiderar el calendario de cierre de nucleares

- El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha afirmado que "hay que reconsiderar el calendario de cierre de centrales nucleares, que comienza con Almaraz".



Vista de la central nuclear de Almaraz (Cáceres).

<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-reitera-que-con-almaraz-hay-que-reconsiderar-el-calendario-de-cier...>

Redacción

Miércoles, 29 octubre 2025

José Bogas ha recordado que esta central se encuentra en un lugar clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha afirmado que "hay que reconsiderar el calendario de cierre de centrales nucleares, que comienza con Almaraz", en el contexto actual de gran penetración de energías renovables y tras el apagón del pasado 28 de abril.

"En este escenario, creemos que es crítico reconsiderar el calendario de cierre de las plantas nucleares, que comienza con Almaraz", ha dicho Bogas en la conferencia con analistas tras la presentación de resultados del tercer trimestre.

Bogas ha recordado que esta central se encuentra en un lugar clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización en una zona geográfica donde existe una gran producción renovable.

Bogás ha apuntado que en el mercado español los precios se han visto afectados por el impacto del inédito apagón del 28 de abril y ha destacado que sigue "sin estar claro" cuánto tiempo se prolongarán las medidas especiales que puso en marcha el operador del sistema tras el apagón, el conocido como "modo reforzado".

El apagón para Endesa

El directivo ha considerado que **se debe aprender de lo ocurrido y que hay que "actualizar" la operación del sistema, que actualmente está dominada por energías renovables.**

Asimismo, ha estimado que hay otras medidas, como la implementación de un modelo de control flexible.

El pasado viernes, las tres **empresas propietarias** de la central nuclear de Almaraz -Iberdrola, Endesa y Naturgy- remitieron al Ministerio para la Transición Ecológica una carta donde pedían ampliar la vida útil de la instalación extremeña más allá de 2027.

Las eléctricas prevén culminar este jueves su petición de extender la vida útil de la instalación extremeña más allá de 2027 con el envío de la solicitud formal al Ministerio de Transformación Ecológica para llevar a cabo una miniprórroga hasta 2030.

De acuerdo con el calendario actual, pactado por las titulares de las centrales nucleares y la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa), el cierre de la segunda unidad de Almaraz está fijado para el 31 de octubre de 2028.

El presidente de Iberdrola, **Ignacio Sánchez Galán**, destacó la víspera las ventajas de las plantas nucleares al considerarlas "seguras y necesarias" en un momento donde aseguró que "se necesitan mucho más que antes, incluso, para poder evitar posibles apagones o posibles problemas que puedan afectar el servicio".

Galán ha resaltado en la presentación de resultados a los analistas que las empresas propietarias han pedido que se dé "continuidad" a Almaraz, lo que depende "únicamente" -dijo- de la decisión del Gobierno central.

Bogas pone en órbita a Endesa con un beneficio de 1.711 millones, un 22% más que hace un año

● La operación reforzada y el mercado eléctrico dispara los ingresos de la eléctrica.



El consejero delegado de Endesa, José Bogas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/bogas-pone-en-orbita-a-endesa-con-un-beneficio-de-1-711-millones-un-2...>

Ramón Roca

Miércoles, 29 octubre 2025

Endesa ha concluido los **nueve primeros meses del año 2025** con una sólida evolución de sus principales indicadores financieros que le permiten reconfirmar al mercado sus previsiones para el conjunto del ejercicio en su rango alto: hasta 5.600 millones de euros de beneficio bruto de explotación (ebitda) y 2.000 millones de resultado neto.

Todo ello gracias a que, en los tres primeros trimestres del ejercicio, **el beneficio neto consolidado ha crecido un 22%, hasta 1.711 millones**, mientras que el ebitda se ha situado en 4.224 millones, el 9% más. Además, la generación de flujo libre de caja ha registrado un fuerte crecimiento del 29%, hasta 3.437 millones.

La compañía ha destacado a los analistas en la presentación de sus resultados que continúa avanzando en la estrategia de uso eficiente de capital con el cierre de dos operaciones en los últimos meses: la compra del 100% de la compañía eólica Cetasa, en la que ya poseía un 37,5% del accionariado; y la venta de un 49,99% de un paquete de plantas solares en funcionamiento a Masdar.

Se ha firmado igualmente la **adquisición de la comercializadora energética del grupo MasOrange**, pendiente de obtener la autorización de la CNMC. Y, por último dentro del programa de recompra de acciones de 2.000 millones de euros aprobado en la Junta de Accionistas de este año, se ha lanzado el tercer tramo por hasta **500 millones**, con un plazo temporal de ejecución hasta el próximo 28 de febrero.

Mercado favorable

En cuanto a la **evolución del mercado eléctrico entre enero y septiembre**, la compañía ha subrayado fundamentalmente dos tendencias. Primero, la de crecimiento de la demanda que se sitúa en términos ajustados en el 1,8% a nivel peninsular, y en el 2,5% en el área de distribución de Endesa en la Península. La recuperación del consumo del sector industrial y servicios -este último gracias, entre otros, a la conexión de centros de datos-, así como el mayor consumo residencial derivado del alza de temperaturas el pasado verano sustentan este incremento. Endesa destaca especialmente la llegada de nueva demanda industrial como vector de consumo.

En segundo lugar, y en cuanto a los precios medios del **pool eléctrico**, se han situado en **63 euros/MWh** en los nueve primeros meses del año, lo que supone un alza interanual del 21%. A esa cantidad hay que sumar, igualmente en promedio, otros 17 euros de costes de servicios auxiliares, fundamentalmente derivados de la denominada operación reforzada que está realizando el operador del sistema desde el apagón del 28 de abril. Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 euros/MWh de enero a septiembre.

En relación con el apagón de abril y sus consecuencias, **el consejero delegado de Endesa, José Bogas**, ha señalado que "sigue sin estar claro durante cuánto tiempo mantendrá el operador del sistema su operación especial anti-apagones, que supone un sobrecoste relevante para el sistema. Junto a ello, se deberían considerar algunas lecciones aprendidas tras el incidente. El sistema eléctrico español es seguro, pero es necesario actualizar su operación tras producirse cambios estructurales derivados de la presencia dominante de tecnologías renovables. En este nuevo escenario, es crítico reconsiderar el previsto plan de cierre de la flota nuclear, que se inicia en Almaraz. Esta planta se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización en un área geográfica con una gran producción renovable".

Retribución a las redes

El primer directivo de la compañía se ha referido igualmente a la nueva propuesta de retribución para **la red de distribución para el periodo 2026-2031**, que debe estar aprobada antes de final de este año. Esta segunda propuesta, aunque contiene algunas mejoras, sigue sin adecuarse a la ambición y urgencia que requiere la consecución de los objetivos de descarbonización y electrificación de la política energética del país.

En cuanto al análisis más en detalle de las **principales magnitudes financieras**, la positiva evolución del ebitda se sustenta en la positiva contribución de los negocios de generación y comercialización, la estabilidad en el negocio de distribución así como en la eliminación desde inicios de año de la tasa del 1,2% sobre los ingresos que aplicó en los dos ejercicios anteriores.

En cuanto a la evolución del margen eléctrico integrado, se situó en **53 euros/MWh**, en línea con las previsiones para el conjunto del ejercicio. La producción libre de emisiones –que representa el 87% de toda la generación peninsular de Endesa en el periodo- cubrió el 81% de las ventas a precio fijo a clientes finales. La compañía ha vendido de antemano el 85% de la electricidad que produce con nuclear y renovables para el año 2026, y el 59% para 2027, lo que ofrece visibilidad para los próximos años.

En lo que respecta al negocio de gas, el margen unitario registró un sólido crecimiento interanual **hasta los 10 euros/MWh**, gracias a la favorable aportación de la estrategia de venta por anticipado y a la resiliencia del negocio de comercialización minorista.

La deuda neta se sitúa en los **10.300 millones de euros, un 11% más que a cierre de 2024**. El flujo libre de caja generado en el período (3.437 millones de flujo libre de caja) es más que suficiente para cubrir las necesidades de inversiones orgánicas e inorgánicas (2.400 millones en términos brutos). Además, la evolución de la deuda neta refleja el pago de dividendos (aproximadamente 1.500 millones de euros) así como la ejecución del segundo tramo del plan de recompra de acciones (aproximadamente 450 millones de euros). La ratio de apalancamiento (deuda neta respecto al ebitda de los últimos 12 meses) se mantiene en 1,8 veces, misma cifra que a final del pasado ejercicio.

Iberdrola, Endesa y Naturgy aparcen la batalla fiscal para salvar las nucleares | Vozpópuli

- Las compañías eléctricas, junto a EDP, prefieren alargar la vida de las centrales a pesar de las trabas de Moncloa



[Centrales nucleares](#) [Iberdrola](#) [Endesa](#) [Naturgy](#) [Electricidad](#)

<https://www.vozpopuli.com/economia/iberdrola-endesa-y-naturgy-aparcen-la-batalla-fiscal-para-salvar-las-nucl...>

Carlos R. Cózar

Jueves, 30 octubre 2025

El sector venía barruntando la posibilidad de que las principales compañías eléctricas de España dieran un paso adelante para alargar la vida de las centrales nucleares. En un contexto poco halagüeño para los intereses energéticos nacionales, **la tecnología nuclear se antoja indispensable** para dotar de suministro estable a la red.

Durante los días previos al apagón y las semanas posteriores a la mayor crisis eléctrica de nuestra historia, quedó claro que España requiere de las centrales nucleares para que el sistema pueda contar con un respaldo suficiente en momentos puntuales. Además, tampoco se puede obviar que la electricidad generada por esta tecnología supone **alrededor del 20% del total del mix**.

Todas estas razones, sumadas a la imposibilidad de almacenar la gran cantidad de electricidad generada por las renovables —que en muchas ocasiones se desperdicia—, han empujado a las empresas eléctricas a moverse para alargar la vida de las centrales nucleares. **El primer paso es Almaraz**. Según el calendario establecido por el PNIEC, la planta debe clausurarse en 2027, el primer reactor, y en 2028, el segundo. Este lunes, como informó este medio, Iberdrola lanzó un mensaje claro y conciso: liderará la tramitación para que el Ministerio para la Transición Ecológica le otorgue la extensión hasta 2030.

Según las fuentes consultadas, será durante este mes. La celeridad apremia y, en las próximas semanas, **los socios de Almaraz** (Iberdrola, Endesa y Naturgy) se reunirán para dar nuevos pasos. Lo

que parecía una utopía ahora se percibe mucho más cercano. Y es que Moncloa no quería que el parque nuclear siguiera activo. No obstante, la adversa realidad energética, junto a las recomendaciones de Red Eléctrica, han provocado que Sara Aagesen **se abra a permitir una prórroga**.

Líneas rojas del Gobierno

Pero el Gobierno puso tres líneas rojas y avisó a las eléctricas de que no se moverá ni un solo centímetro. Estas son: el cumplimiento de las condiciones de seguridad del Consejo de Seguridad Nuclear, la garantía de suministro y que esta prolongación no suponga ningún coste añadido en la factura de la luz de los consumidores.

El último punto es el que más controversia genera, puesto que las compañías dueñas de las centrales nucleares siempre han insistido en que la fiscalidad actual es “inviable” para poder mantener abiertos los emplazamientos. Estas han defendido que los impuestos y tasas, como el del valor de la producción eléctrica y la gestión de residuos radiactivos, representan una parte muy elevada de sus costes, lo que dificulta la operación y la inversión en la prolongación de la vida de las centrales.

La tasa Enresa es una de las principales reivindicaciones de las compañías. En el acuerdo de 2019 se fijó no solo el calendario, sino también el importe que, hasta el final de la ‘era nuclear’ en España, tendría la tasa con la que se financiaría mediante aportaciones tributarias de **Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP**. Moncloa decidió elevarla hasta los 10,36 euros por MWh, frente a los 7,98 euros por MWh que se aplicaban antes del incremento.

Nuevo escenario fiscal

Pero lo que era una batalla entre las empresas dueñas de las centrales nucleares, la posibilidad de alargar la vida de las nucleares, **ha dado pie a que las compañías aparquen**, de momento, la disputa fiscal.

“De momento, vamos a sacar adelante la tramitación para poder salvar Almaraz”, señalan fuentes de una de las compañías que controla la central nuclear. Otras voces consultadas relatan que “no es el momento de hablar de ello”, en un claro giro de los acontecimientos, puesto que José Ignacio Sánchez Galán, presidente de Iberdrola y accionista mayoritario de Almaraz, había afirmado por activa y por pasiva que era imposible sostener tal situación.

Este jueves, las principales eléctricas que operan en España presentarán la solicitud formal de prórroga de la central nuclear y trasladará toda la presión a Moncloa. Según fuentes del sector, el Ministerio de Transición Energética se dará hasta marzo para tomar una decisión en firme.

Es más, Iberdrola dio por perdida la batalla de las centrales nucleares y, durante su reciente presentación del plan estratégico, avisó a sus accionistas e inversores de que Almaraz no entraba en la hoja de ruta recientemente diseñada.

No obstante, la tasa Enresa decae en 2028 y, de alargarse la vida de las centrales nucleares, las empresas eléctricas podrían ahorrarse ese pago. De esta manera, la presión fiscal sería menor y las compañías podrían cuadrar los números.

Además, el PP de Extremadura quiere, a toda costa, salvar la central nuclear, un lugar que da **empleo a más de 2.000 personas en momentos puntuales**. El partido político siempre se ha alineado con la idea de alargar la vida útil de estos emplazamientos. La presidenta Guardiola busca la reducción del impuesto autonómico a la central nuclear de Almaraz, conocido como "ecotasa", para asegurar su continuidad. Esta medida, que se aplicará de forma progresiva, busca aliviar la carga fiscal para la central como condición para aprobar los presupuestos regionales.

Las eléctricas se posicionan

Bajo este contexto, las empresas eléctricas se han vuelto a posicionar sobre la necesidad de la revisión del calendario. José Bogas, CEO de Endesa ha indicado que es "crítico reconsiderar el previsto plan de cierre de la flota nuclear, que se inicia en Almaraz. Esta planta se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización en un área geográfica con una gran producción renovable".

El presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, aseguró que las centrales nucleares son más necesarias que nunca para evitar apagones y apuesta por la continuidad de la de Almaraz, de la que Iberdrola tiene la mayor parte de la propiedad.

Galán deja en manos del Gobierno su prolongación hasta 2030 y afirma que hay razones sociales y económicas que justifican su continuidad.

- Tags
- Centrales nucleares
- Iberdrola
- Endesa
- Naturgy
- Electricidad

(≡) WWW.NOVACONCA.CAT

Catalunya regula per primer cop les comunitats energètiques i les bateries per a l'emmagatzematge d'electricitat

- El Govern ha aprovat un decret llei per fer més competitiu, sostenible i segur el sistema elèctric a Catalunya. El text incorpora mesures en diferents àmbits del sector elèctric, com ara l'emmagatzematge mitjançant bateries, les energies renovables, les infraestructures de transport i distribució o les comunitats...



<https://www.novaconca.cat/noticia/258828/catalunya-regula-per-primer-cop-les-comunitats-energetiques-i-les-...>

Miércoles, 29 octubre 2025

El Govern aprova un decret llei per augmentar la resiliència del subministrament elèctric i impulsar les renovables

El Govern ha aprovat un decret llei per fer més competitiu, sostenible i segur el sistema elèctric a Catalunya. El text incorpora mesures en diferents àmbits del sector elèctric, com ara l'emmagatzematge mitjançant **bateries**, les **energies renovables**, les infraestructures de **transport i distribució** o les **comunitats energètiques**, per fer-lo més resilient i accelerar el procés de **transició energètica** que viu el país.

El decret llei incorpora diferents mesures per incrementar la participació de la **ciutadania** en el sistema elèctric. Es regula per primera vegada la figura de les **comunitats energètiques**, és a dir, les comunitats de persones que s'uneixen per generar i gestionar la seva pròpia energia i serveis energètics. En aquest sentit, es crea un registre d'aquestes entitats, i també es regula la participació dels **ens locals** en aquestes comunitats, i se les dota de més autonomia.

En aquest àmbit, també es pretén millorar l'encaix dels **projectes d'energies renovables** en el territori on s'instal·len. Així, es preveu la creació de taules de **diàleg social** a cada **vegueria**, i s'estableixen millores en els procediments de **participació local**, per incentivar la participació ciutadana i augmentar la informació disponible per part de les persones.

De la mateixa manera, també s'articulen mesures per minimitzar l'impacte de les **instal·lacions energètiques** en l'entorn. Així, es restringeix la instal·lació d'energies renovables en **sòls de regadiu** ja aprovades o en desenvolupament, i també es preveu la possibilitat d'instal·lar línies **elèctriques** en espais propers a la xarxa viària. La norma també regula la figura de les **pèrgoles solars** .

El decret llei avança en la **simplificació administrativa** . Així, per exemple, es permet la transmissió d'autoritzacions administratives de **projectes no posats en servei** , per minimitzar les renúncies de promotors; també s'incrementa l'increment fins als **500 kW** de la potència mínima necessària per requerir l'autorització administrativa a un projecte de **generació eòlica o fotovoltaica** ; i s'agilita la tramitació per millorar o repotenciar la infraestructura de **transport** i de **distribució d'electricitat** .

També es regula per primera vegada la instal·lació de **bateries** , que redueixen el risc d'apagada al sistema elèctric i contribueixen a la ràpida recuperació del subministrament. Per això, el decret llei defineix la tramitació **urbanística i energètica** que hauran de seguir aquestes instal·lacions, n'aclareix el marc normatiu i les dota de major **seguretat jurídica** .

D'aquesta manera, les **empreses desenvolupadores** dels projectes, els **ajuntaments** i la **ciutadania** disposaran d'una regulació que esvairà qualsevol dubte respecte de com cal tramitar aquesta mena d'instal·lacions i que en permetrà accelerar la implementació amb plenes garanties per a tots els actors implicats.

Actualment, hi ha a **Catalunya 134 projectes d'emmagatzematge mitjançant bateries** en tramitació de competència de la **Generalitat de Catalunya** , dels quals **125 són de bateries independents (stand-alone)** i **9 són projectes de bateries híbridats amb instal·lacions renovables** , que sumen **1.096,79 MW** .

El port de Barcelona licita les noves línies elèctriques per al moll Adossat

- S'ofereix un contracte de 13 milions d'euros per connectar els OPS i les noves terminals del moll amb les subestacions elèctriques



<https://elmercantil.com/2025/10/28/el-port-de-barcelona-licita-les-noves-linies-electriques-per-al-moll-adossat/>

Òscar Mateu

Miércoles, 29 octubre 2025

L'Autoritat Portuària de Barcelona ha llançat la licitació per dur noves connexions elèctriques al moll Adossat. Es tracta d'un contracte de 13,7 milions d'euros, l'objectiu del qual és desenvolupar un doble sistema de línies de subministrament de mitja tensió que porti fins a aquest emplaçament l'electricitat canalitzada a les subestacions Port, que el recinte té en construcció dins de les seves instal·lacions, i Cerdà, que pertany a Xarxa Elèctrica i està situada a les immediacions portuàries. Aquestes connexions serviran per alimentar els sistemes Onshore Power Supply (OPS) que es vagin desenvolupant a les terminals del moll Adossat, però també per subministrar energia a les noves terminals i empreses que el port està en procés d'acollir en aquesta part del seu recinte. La decisió s'ha pres aquest dimarts al consell d'administració de la instal·lació catalana.

La subestació Port alimentarà els OPS i la subestació Cerdà, la resta d'infraestructures del moll

El contracte preveu que una mateixa empresa desenvolupi el projecte tècnic i executi les obres. Per a tot això, es contempla un termini de 23,5 mesos. Les dues connexions, cadascuna originada en una subestació, discorren pel moll de l'Energia i enllacen amb l'Adossat a través de

connexions subterrànies que l'autoritat portuària ja va adjudicar l'any passat. La connexió procedent de la subestació Port alimentarà els OPS i la subestació Cerdà s'encarregarà de la resta d'infraestructures. Al moll Adossat hi ha dos OPS actualment en licitació o desenvolupament, a les terminals de creuers H i G que operen les companyies MSC i Royal Caribbean. Així mateix, s'està

desenvolupant una nova terminal de ferries que substitueixi la que abans operava Baleària a la zona pròxima al Port Vell.

La connexió elèctrica amb el moll Adossat s'inscriu al pla Nexigen d'electrificació de molls que desenvolupa el port de Barcelona, un dels més avançats entre els recintes d'interès general en aquest aspecte. Actualment, ja estan en funcionament els OPS a la terminal de contenidors BEST (Hutchison Ports) i a la de ferries que opera Grimaldi. A més, la licitació d'aquest dimarts també constitueix l'última de les quals es plantejava l'autoritat portuària enguany, segons l'últim pla d'inversions que va anunciar el seu president, José Alberto Carbonell. En total, la instal·lació catalana ha licitat projectes per un total de 332,5 milions d'euros aquest 2025.

"La industria del metal en España necesita una apuesta decidida por parte del Gobierno"

- Ha dedicado toda una vida a defender los intereses de los empresarios del metal como secretario general de Confemetal.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/sector-hvac/150628/la-industria-del-metal-en-espa...>

Javier Espada

Miércoles, 29 octubre 2025

Andrés Sánchez de Apellániz, secretario general de Confemetal, ha recibido recientemente el premio Manuel Laguna, la máxima distinción de CONAIF. Charlamos con él para repasar toda su trayectoria y conocer cómo será su nueva vida a partir de ahora.

una nueva etapa diferente y más tranquila, pero en la que no estará desligado del todo de la representación empresarial. En reconocimiento a su trayectoria, ha recibido recientemente el premio **Manuel Laguna**, la máxima distinción que otorga **CONAIF**. Charlamos con él para repasar toda su trayectoria y conocer cómo será su nueva vida a partir de ahora.

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

Ha dedicado toda una vida a defender los intereses de los **empresarios del metal** como secretario general de **Confemetal**. Los logros de los que se siente más orgulloso son conseguir una organización empresarial fuerte en el mundo patronal, y sobre todo, un **convenio estatal del metal**, del que se está negociando el quinto acuerdo.

A sus **70 años**, Andrés Sánchez de Apellániz, secretario general de **Confemetal**, ha tomado la decisión de jubilarse el pasado mes de septiembre. A partir de ahora, comienza

Pregunta: Tras más de cuatro décadas en Confemetal, ha tomado la decisión de jubilarse. ¿Cuáles son los motivos o razones que le han llevado a tomar esta decisión?

Respuesta: Después de 44 años en la confederación y 31 como secretario general, mi etapa en Confemetal está cumplida. Mis 70 años son una buena edad para retirarme de la actividad ejecutiva y dar paso a los nuevos profesionales para la regeneración de la propia organización y la secretaría general. Estoy firmemente convencido de que hay muchas personas que pueden aportar nuevas ideas e iniciativas al cargo.

P: ¿Cómo ha sido tu trayectoria en Confemetal?

R: Comencé mi carrera profesional en la organización dentro del Departamento de Relaciones Laborales en 1981. Posteriormente, fui nombrado secretario general de la confederación (en 1994), cargo que he ocupado hasta mi jubilación, que se hizo efectiva el pasado mes de septiembre. Durante este tiempo, he vivido todo el proceso de constitución y crecimiento de Confemetal, que se fundó dos años antes de mi entrada, en 1979.

En aquel momento, el objetivo de la organización era convertirse en la patronal referente del sector del metal, cuya principal función sería la de interlocutor con los sindicatos. Cuando llegué a la secretaría general, mi principal objetivo era firmar acuerdos de carácter laboral con las organizaciones sindicales. Este objetivo se ha visto satisfecho a lo largo de los años, pero no ha sido fácil debido a la estructura negociadora del propio sector.

P: ¿Cómo será su nueva vida a partir de ahora?

R: Cambia completamente mi situación, principalmente a nivel laboral, porque no tengo ningún contacto directo con Confemetal a nivel de gestión, aunque no me quiero desenganchar del mundo laboral. Ahora contemplo la posibilidad de ocupar el cargo de vicepresidente del Comité Económico y Social (CES), el órgano consultivo del Gobierno en materia socioeconómica y laboral a través del cual podría seguir ligado a la economía. Además, ocuparé algún puesto de representación empresarial.

P: ¿Cuáles son los logros de los que te sientes más orgulloso?

R: De lo que más orgulloso me siento es de haber conseguido una organización empresarial fuerte y referente en el mundo patronal como es Confemetal, que agrupa ocupaciones tan heterogéneas como la industria, el comercio y los servicios del metal. Es el principal valor que me llevo. A partir de ahí, haber conseguido un convenio estatal del metal, del que ahora se está negociando el quinto acuerdo. En este camino me acompañó siempre José Luis Vicente, director de Relaciones Laborales de Confemetal.

P: ¿Cómo han sido las relaciones con los sindicatos a la hora de negociar convenios u otro tipo de acuerdos?

R: Las relaciones con los sindicatos, teniendo en cuenta que nos encontramos en posiciones diferentes en algunas ocasiones, han sido buenas. Diría que incluso, excelentes. ¿Por qué? Porque en 2003 se constituye la Fundación del Metal para la Formación, la Cualificación y el Empleo (FMFCE), conformada de forma paritaria por la representación empresarial de Confemetal y por la sindical de

UGT FICA y CC.OO. de Industria, que surge de la negociación colectiva y Fundación de la que también he sido secretario durante los últimos años.

P: Vamos con el diagnóstico, ¿cuáles cree que son los principales problemas a los que se enfrenta la industria del metal y el sector instalador?

R: La industria en España está en un proceso de transformación, pide y necesita ayuda por parte de la Administración, una apuesta decidida por parte del Gobierno. Es muy importante sacar adelante una Ley de Industria que ayude a planificar inversiones, proyectos y dar certidumbre a las empresas del sector. Hay que tratar los aspectos energéticos y medioambientales pensando en la industria. Si este proceso no se hace con rigor y rapidez, temo que la industria sufra mucho.

En las instalaciones hay dos aspectos diferenciados. Las que dependen de la industria pueden sufrir más en función de la propia actividad industrial, pero los grandes proyectos de tendidos eléctricos seguirán creciendo porque España necesita inversión en infraestructura energética.

“Las relaciones con los sindicatos durante toda mi trayectoria han sido buenas. Diría que incluso excelentes”

P: Durante su trayectoria ha demostrado siempre su compromiso con la formación y con el problema de la falta de relevo generacional. ¿Existe alguna receta para atajar este problema de primer orden para el sector del metal?

R: El metal es un sector puntero en materia formativa, puesto que exige una gran cualificación y también

formación continua a lo largo de la carrera laboral. Un soldador no puede aprender lo básico para realizar su actividad y quedarse ahí, sino que requiere un aprendizaje continuo a lo largo de su carrera profesional para adaptarse a la evolución tecnológica. Debido a la importancia de la formación se creó la Fundación del Metal para la Formación, la Cualificación y el Empleo (FMFCE), que nació principalmente para atender a los contratos programa que a principios de siglo existían en FORCEM, y que dieron tan buenos resultados, formando a más de un millón de personas. Aquel tipo de formación fue un gran invento y un gran logro, pero se acabó y estamos en *stand by*. La solución debería pasar por una formación específica por sector, preguntando a las empresas cuáles son las necesidades específicas formativas de las plantillas.

P: ¿Qué ha supuesto para usted recibir el premio Manuel Laguna, la máxima distinción que otorga CONAIF?

R: Recibí el premio en Tenerife el pasado viernes 3 de octubre y es un galardón de gran importancia que devuelve el trato que he tenido con la organización durante mi etapa como secretario general. Es un gran honor que una organización de instaladores como CONAIF, con una trayectoria y un bagaje importante dentro de Confemetal, se haya acordado de mí. Por ello, no puedo tener más que palabras de agradecimiento hacia Francisco Alonso, su presidente, y Ana María García, su secretaria general, por manifestar de esta forma su reconocimiento hacia mi trayectoria laboral.

P: ¿Cómo han ido sus relaciones con CONAIF durante su trayectoria como secretario general de Confemetal?

R: Las relaciones históricamente han sido buenas, como con la mayoría de organizaciones territoriales y sectoriales que forman la confederación. Los instaladores son un sector fundamental, y están en un momento muy importante a nivel industrial, laboral y formativo que les otorga un peso cada vez mayor dentro del metal y del tejido productivo nacional. El sector de los instaladores tiene ante sí un importante reto debido al amplio potencial de crecimiento que recae hoy sobre su actividad, lo cual es positivo. Por mi parte, no me queda más que estar agradecido y muestro mi voluntad de mantener las relaciones con la organización.

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

Airef eleva el alza de PIB al 3%, pero prevé ajustes fiscales desde 2026

MÁS DE 6.200 MILLONES DE EXCESO DE GASTO/ La Autoridad Fiscal eleva del 2,7% al 3% el crecimiento previsto para este año, y del 1,7% al 2,1% el de 2026, pero teme incumplimiento de las reglas fiscales europeas.

Juande Portillo. Madrid

El impacto diluido de la guerra arancelaria de Donald Trump, el avance del consumo interno a lomos de la inmigración y la revisión al alza de las cifras oficiales de PIB llevaron ayer a la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (Airef) a disparar sus previsiones de crecimiento de la economía española para este año en siete décimas, hasta el 3%. Más allá, sin embargo, la Autoridad Fiscal alertó del riesgo de incumplimiento de las nuevas reglas fiscales europeas, advirtiendo de la necesidad de impulsar ajustes por más de 6.000 millones de euros desde el próximo año, y avisó de los riesgos que implica la ausencia de nuevos Presupuestos por tercer año.

Las nuevas previsiones económicas de la Airef, emitidas en el *Informe sobre proyectos y líneas fundamentales de los Presupuestos de las Administraciones Públicas 2026*, elevan el crecimiento del PIB para 2025 del 2,3% al 3%, y las de 2026 del 1,7% al 2,1%, “en líneas con otras instituciones tanto en el ámbito nacional como en el internacional”, destacó la presidenta de la Airef, Cristina Herrera. La revisión se fundamenta en tres pilares. De un lado la mejora del entorno exterior, con un recálculo al alza del crecimiento del comercio mundial y de los mercados de exportación de España así como la constatación de que la escasa exposición de su economía a EEUU reduce el coste potencial de los aranceles, que no llegará a dos décimas de PIB en 2027 frente al doble de impacto que sufrirá Alemania.

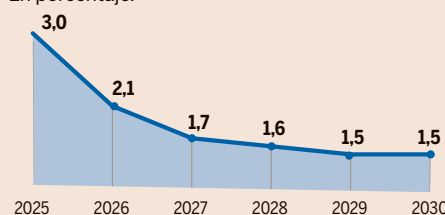
En segundo lugar, las nuevas cifras de Airef se adaptan a las revisiones al alza que el Instituto Nacional de Estadística (INE) ha ido sellando en torno al PIB de 2024 y del primer trimestre de 2025.

Finalmente, el ejercicio reconoce que “el crecimiento de la economía española está siendo muy sólido respecto al del área euro”, explica Esther Gordo, directora de la división de análisis económico, que detalla que los flujos migratorios apoyan un crecimiento del consumo cada vez más ligado a los servicios.

NUEVAS PREVISIONES ECONÓMICAS DE AIREF

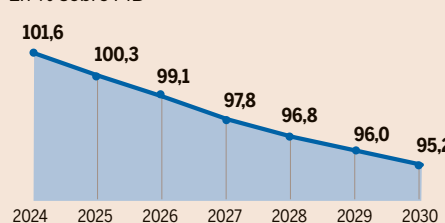
> Crecimiento del PIB

En porcentaje.



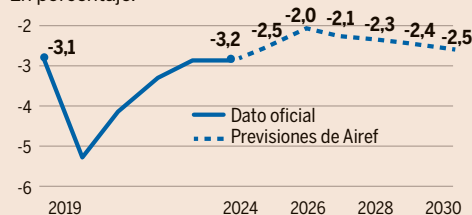
> Proyección de deuda pública

En % sobre PIB



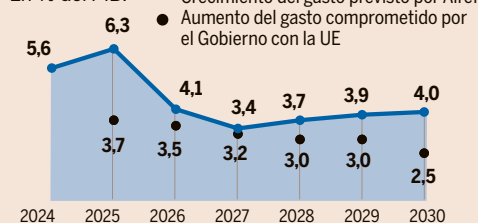
> Déficit (-) o superávit (+) presupuestario

En porcentaje.



> La regla de gasto europea

En % del PIB.



Expansión

Fuente: Airef

Hacienda eleva en 1.800 millones el gasto a costa de no deflactar el IRPF

J. Portillo. Madrid

La contundente y persistente negativa del Ministerio de Hacienda a actualizar el Impuesto sobre la Renta a la evolución de precios y salarios no solo le proporciona relevantes ingresos para las arcas públicas, sino que también sirve de bula ante Bruselas para aumentar el gasto público. Concretamente en unos 1.800 millones de euros, según los cálculos realizados por la Autoridad Fiscal.

Las previsiones de la Autoridad Fiscal superan de esta manera el crecimiento del 2,7% proyectado para 2025 por el Gobierno, o el 2,9% estimado por el Fondo Monetario Internacional (FMI).

Pese a esta mejora inmediata, las estimaciones de Airef también lanzan una advertencia sobre la desaceleración de la economía a medio plazo, por el agotamiento del impulso de los fondos europeos, un menor dinamismo del turismo y una moderación de los flujos migratorios. De esta

forma, el avance del PIB pasaría al 1,7% en 2027, el 1,6% en 2028 y el 1,5% en adelante. Más allá, la institución recuerda que el entorno de previsiones es el de una generalizada desaceleración del PIB mundial y una creciente apreciación del euro.

En paralelo, Airef mejora sus estimaciones de déficit tanto para 2025, al 2,5% del PIB, como para 2026, al 2%, gracias al impacto positivo en los ingresos que tienen la retirada de las rebajas fiscales aprobadas durante la crisis

energética, a los ingresos que aporta la reciente reforma tributaria, al incremento de las cotizaciones sociales y a la minoración de la factura por sentencias contra el Estado. “Esto luego se trunca”, advirtió, sin embargo, Herrero, avisando de que “a partir de 2026, este carácter decreciente se revierte e iniciáramos una senda ligeramente ascendente”. Tres grandes motivos se esconden tras este nuevo desequilibrio de las cuentas públicas: el aumento del gasto público asociado al envejeci-

miento de la población, en materia de pensiones, sanidad o dependencia; los compromisos internacionales de incremento del gasto público, que la OTAN pide llevar al 5% del PIB (y que el Gobierno lucha por consolidar por encima del 2%); y al incremento de los intereses de la deuda. De esta forma, advirtió la presidenta de Airef, el agujero fiscal volver a crecer al 2,1% en 2027, elevándose progresivamente hasta el 2,5% en 2030, sin alcanzar eso sí el límite del 3% de déficit que impone la UE.

energética, a los ingresos que aporta la reciente reforma tributaria, al incremento de las cotizaciones sociales y a la minoración de la factura por sentencias contra el Estado.

“Esto luego se trunca”, advirtió, sin embargo, Herrero, avisando de que “a partir de 2026, este carácter decreciente se revierte e iniciáramos una senda ligeramente ascendente”. Tres grandes motivos se esconden tras este nuevo desequilibrio de las cuentas públicas: el aumento del gasto público asociado al envejeci-

miento de la población, en materia de pensiones, sanidad o dependencia; los compromisos internacionales de incremento del gasto público, que la OTAN pide llevar al 5% del PIB (y que el Gobierno lucha por consolidar por encima del 2%); y al incremento de los intereses de la deuda. De esta forma, advirtió la presidenta de Airef, el agujero fiscal volver a crecer al 2,1% en 2027, elevándose progresivamente hasta el 2,5% en 2030, sin alcanzar eso sí el límite del 3% de déficit que impone la UE.



El ingreso mínimo vital llega a menos de la mitad de las personas en pobreza severa

► Fedea pide duplicar el gasto, hasta 12.000 millones, y avisa de la rigidez administrativa

SUSANA ALCELAY
MADRID

El Gobierno sigue sacando pecho por la gestión del ingreso mínimo vital (IMV), por su contribución a la reducción de la pobreza en España, sin realizar la más mínima autocritica por su funcionamiento. Pero cuando hablan los expertos, la situación es distinta. Cinco años después de que esta prestación se pusiera en marcha, no ha logrado los objetivos que se plantearon en plena emergencia sanitaria: presenta limitaciones estructurales que reducen su eficacia, llega a menos de la mitad de las personas potencialmente beneficiarias debido a barreras de acceso y a una gestión compleja, marcada por la burocracia, la lentitud en la tramitación y la escasa coordinación entre la Seguridad Social y los servicios sociales autonómicos. Son conclusiones de una sesión celebrada ayer sobre 'El ingreso mínimo vital, a examen' de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada (Fedea) y el Consejo General de Economistas.

Ángel de la Fuente, director ejecutivo de Fedea, recordó que esta ayuda la reciben más de dos millones de beneficiarios con un gasto anual de 6.000 millones anuales, «una cantidad modesta», dijo, teniendo en cuenta que más de nueve millones de personas viven en España por debajo de umbral de la pobreza. El economista calcula que serían necesarios otros 6.000 millones para aumentar la efectividad de esta prestación, hasta 12.000 millones.



La ministra de Seguridad Social, Elma Saiz // EFE

De la Fuente apuesta por «mejorar el diseño y la eficacia del IMV, lo que requeriría ajustes que permitan una gestión más próxima y coordinada». Propone transferir la gestión a las comunidades autónomas, dada su cercanía a los servicios sociales y al mercado laboral, lo que «facilitaría una atención más eficaz y una mejor integración con las políticas de inserción».

En la misma sesión intervino el catedrático de Economía, Luis Ayala Cañón, para el que España tiene unos «niveles altos o muy altos de pobreza, sobre todo de menores respecto al resto de países». Destacó que dos tercios de las solicitudes son rechazadas, tras destacar el «drama» que supone para muchas familias tener que devolver las ayudas pagadas erróneamente por la Administración desde 2020, ahora reclamadas. Esta situación llegó has-

ta el Defensor del Pueblo, Ángel Gabilondo, que denunció el requerimiento de estas prestaciones, que cifró en más de 500 millones.

«A pesar de que se han despejado algunas barreras institucionales, su diseño se aleja de la realidad de pobreza de muchas personas, persisten rigideces administrativas, periodos dilatados de tramitación y resolución, normas complejas, un régimen excesivamente estricto de comprobaciones y dificultades de comprensión del proceso por parte de los solicitantes», aseguró Ayala tras recordar que unos 200.000 hogares son excluidos de la ayuda por criterios de patrimonio, pese a no tener liquidez. «Existe un gran margen de mejora en esta prestación», señaló.

Concesión automática

Para este economista «lo más urgente sería implementar cambios normativos para no dejar fuera del programa a la población más vulnerable, incluyendo, sobre todo, una concesión de la prestación más automática». Explicó que «las situaciones de gran vulnerabilidad son, por naturaleza, inestables -ya sea en el ámbito laboral, residencial o personal-, lo que contrasta con la severidad de muchas de las exigencias para acceder al IMV, como la definición de las unidades de convivencia o los requisitos de empadronamiento».

Pese a las críticas, los expertos recordaron que el programa ha reducido en torno a un 6% la tasa de pobreza severa, con un coste fiscal reducido en comparación con su impacto social. Crean que una cobertura del 100%, supondría alrededor del 0,75% del PIB, «una cifra asumible» dentro del conjunto de prestaciones sociales.



POLÍTICA MONETARIA EN EEUU

La Fed recorta los tipos hasta el 3,75%, su nivel más bajo en tres años

PRECIO DEL DINERO/ Tras el recorte de septiembre, vuelve a rebajar los tipos de interés en un cuarto de punto ante las señales de debilidad del mercado laboral, pese a la falta de datos por el cierre del Gobierno federal.

Sergio Saiz, Nueva York

La Reserva Federal de Estados Unidos rebajó ayer los tipos de interés en un cuarto de punto, dejándolos en el rango comprendido entre el 3,75% y el 4%, su nivel más bajo desde noviembre de 2022 y lejos ya de los máximos del 5,5% que se alcanzó en 2023 y se mantuvo durante la mayor parte del pasado ejercicio.

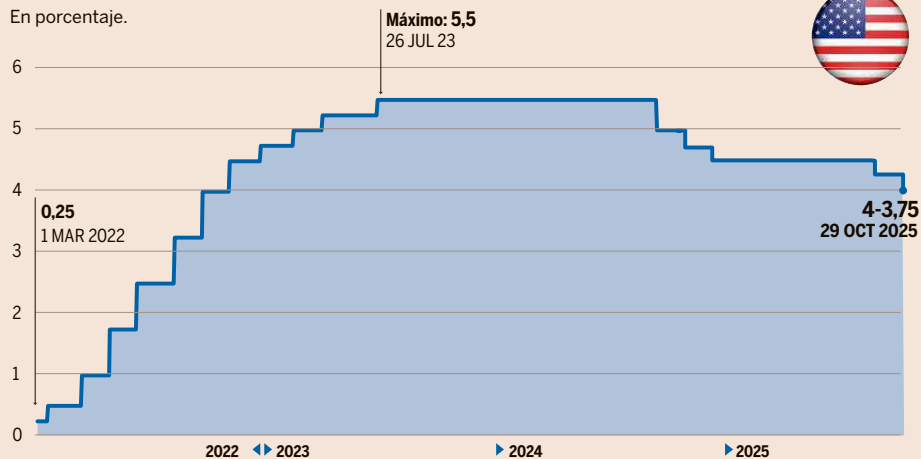
Se trata del segundo recorte de 25 puntos básicos este año, después de que en septiembre el banco central retomara la desescalada en el precio del dinero que inició a finales de 2024, pero que fue interrumpida en febrero por el inicio de la guerra comercial de la Administración Trump y la amenaza de nuevas presiones inflacionistas.

Se trata de un movimiento ampliamente descontado por los mercados, que ayer respondieron de forma mixta. Tras el anuncio, el Nasdaq subió un 0,55%, mientras que el S&P 500 cerró plano y el Dow Jones retrocedió el 0,16%.

La decisión de la Fed responde a un cuadro de desaceleración del empleo y enfriamiento del consumo, con una inflación que muestra unas señales de alivio mayores de lo esperado tras la aplicación de los aranceles de Estados Unidos, pero "que todavía es alta" y está lejos del objetivo del 2% fijado por la Fed, según apuntó ayer el presidente, Jerome Powell. "Estamos en un juego de equilibrios, y no hay

LOS TIPOS DE INTERÉS EN EEUU

En porcentaje.



Expansión

Fuente: Reserva Federal

un camino libre de riesgos".

Si bien los precios no han dejado de escalar en EEUU a consecuencia de los aranceles, lo han hecho a un ritmo menor del previsto por los analistas, de forma que la Fed dio ayer este paso priorizando el mercado laboral, que empieza a dar síntomas de debilidad, con el paro entorno al 4,3%.

Aun así, Powell reconoció que el banco central ha tomado la decisión a ciegas en esta ocasión, teniendo en cuenta que el cierre del Gobierno federal ha evitado que se publiquen nuevas estadísticas macroeconómicas y que los datos

Powell: "Estamos en un juego de equilibrios; y no hay un camino libre de riesgos"

disponibles "son limitados". La única cifra que se ha publicado este mes ha sido la del IPC, que ha escalado nuevamente, hasta situarse ya en el 3%, el nivel más alto desde que Donald Trump regresó a la Casa Blanca.

Con esta decisión, la Fed afianza la tendencia hacia una política menos restrictiva,

aunque mantiene un tono prudente y condicionado a la evolución de las próximas estadísticas macro.

El dato del paro será clave para determinar la hoja de ruta de la Fed, que igualmente podría verse beneficiado por la relajación de las tensiones comerciales, en la medida en que Trump hoy se reúne con el presidente chino, Xi Jinping, para alcanzar la paz comercial. Una rebaja de los aranceles sería una buena noticia para la inflación, y por lo tanto, facilitaría también la labor del banco central.

De hecho, los analistas ya

El presidente de la Fed asegura que un recorte de tipos en diciembre "está lejos" de ser un hecho

barajan la posibilidad de nuevos ajustes graduales si se confirma la moderación de los precios y no se deteriora en exceso el mercado laboral.

De cara a la reunión de diciembre, se espera otro recorte de 25 puntos básicos, por lo que el año acabaría con los tipos en EEUU entre el 3,5% y el 3,75%.

Fin a la reducción del balance

Los gobernadores de la Fed acordaron ayer poner fin a partir del 1 de diciembre a la reducción de su balance, lo que se conoce como restricción cuantitativa. Desde hace tres años y medio, la institución ha estado recortando su balance de 6,6 billones de dólares, con el objetivo de reducir de forma pasiva los estímulos aplicados en la pandemia. La Fed ya había señalado previamente que detendría la reducción de su cartera de bonos del Tesoro cuando detectara señales de tensión en los mercados de financiación, lo que sería una señal de que los bancos ya no cuentan con exceso de liquidez. De esta forma, el banco central continuará reduciendo sus posiciones en títulos hipotecarios, pero a partir de diciembre sustituirá los vencimientos por letras del Tesoro a corto plazo.

Sin embargo, Powell fue tajante al respecto: "No debe considerarse un hecho inevitable. De hecho, está lejos de serlo", ya que los gobernadores tienen "opiniones muy diferentes sobre cómo proceder en diciembre". Además, dependerá de si para entonces las agencias federales llegan a tiempo con los datos macro.

Para conocer la hoja de ruta de la Fed para 2026, será necesario esperar a esta última reunión del año, cuando el organismo actualice sus previsiones.

Editorial / Página 2

El pulso de Trump agranda la brecha en el seno de la Fed

S.Saiz, Nueva York

"Tenemos un presidente de la Fed incompetente... Es un mal presidente; pero dentro de unos meses se irá y tendremos a alguien nuevo". Pese al recorte de tipos de ayer, el presidente de EEUU, Donald Trump, no dudó en volver a cargar contra Jerome Powell.

La Casa Blanca lleva meses orquestando una campaña de presión sin precedentes contra el presidente de la Reserva Federal por no acelerar la rebaja de tipos y aliviar los cos-

tos para la economía más endeudada del planeta.

Powell resiste y se niega a dimitir, asegurando que tiene intención de terminar su mandato, que concluye en mayo. Las palabras de Trump ahora confirman que forzar la salida de Powell ya no figura entre sus prioridades a corto plazo y que está dispuesto a esperar hasta mayo, aunque el secretario del Tesoro, Scott Bessent, ya está ultimando la lista corta de posibles sucesores para no perder tiempo

(ver pág. 24). Sin embargo, el mercado sigue atento a cualquier movimiento de la Casa Blanca que ponga en cuestión la independencia de la Reserva Federal, no solo por quién será el próximo presidente del banco central, sino también por las maniobras políticas para influir en las decisiones actuales del comité de política monetaria, como el reciente intento de destituir a la gobernadora Lisa Cook, aliada con las tesis de Powell.

En este capítulo entraría

también la destitución de la responsable de elaborar las estadísticas de empleo de EEUU tras el último dato desfavorable, que no gustó nada en la Administración Trump. Aun así, el presidente le ha quitado hierro al asunto, asegurando que la Oficina de Estadísticas Laborales seguirá siendo independiente: "No me voy a inventar las cifras, esa no es forma de dirigir un país".

Esos datos son vitales para el trabajo de la Fed, donde

además empiezan a surgir las primeras fisuras en el bloque común que hasta hace no mucho habían presentado los gobernadores, que acostumbraban a tomar las decisiones sobre política monetaria de forma unánime. No ha sido así en las últimas reuniones, en parte por la influencia de Trump y los gobernadores que se han posicionado del lado del presidente de EEUU para figurar entre los candidatos a sustituir a Powell.

Pero en la reunión de ayer,

la brecha en el seno de la Fed se agrandó, y no solo debido a las presiones políticas. Si bien es cierto que un gobernador -Stephen Miran- votó en contra de la rebaja de ayer por considerarla poco ambiciosa, lo novedoso es que el presidente de la Fed de Kansas City, Jeffrey Schmid, también se opuso, pero por el motivo contrario, ya que era partidario de mantener los tipos como estaban, desafiando así al consenso mayoritario y al presidente de EEUU.