



Resumen de prensa 28/10/2025

28/10/2025

Índice

UNEF

La energía solar alcanza un nuevo récord de reducción de emisiones en España	4
--	---

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Ecoener logra 7,9 millones para almacenar energía en las Islas	7
Ecoener Canarias obtiene casi 8 millones de euros de ayudas UE para sistemas de almacenamiento de electricidad solar	8
ECOENER LOGRA 7,9 MILLONES DE LOS FONDOS FEDER PARA PROYECTOS INNOVADORES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN CANARIAS	10
Ecoener logra casi 8 millones para instalar baterías en Canarias	12
ASINEM reivindica el papel crucial de los autónomos y micropymes en su XIII Gala anual	14
En consulta pública dos proyectos híbridos con 1197 MW de solar + BESS en Portugal	19
En operación una instalación de 17,4 MW con módulos verticales en el aeropuerto de Fráncfort	21
Gran Canaria pide que el real decreto de autoconsumo incluya las comunidades energéticas	23
Granada impulsa el proyecto de bombeo de agua con energía solar más grande del mundo	25
Meta firma un PPA solar de 600MW en Texas con Engie	27
Por primera vez, Colombia invertirá más en paneles solares que en subsidios eléctricos	29
Santander instala un autoconsumo fotovoltaico de 116 kWp para el transporte urbano	31
SolarPower Europe lanza el Mapa de políticas agrosolares	33
Solfy y Samara sellan una alianza estratégica para acelerar la transición energética en España	35

LAS RENOVABLES

Transición Ecológica inyecta 840 millones de euros en 143 proyectos de almacenamiento energético	37
Sara Aagesen anuncia 840 millones para 143 proyectos de almacenamiento, con Andalucía a la cabeza	40
Iberdrola instala una estación convertidora de corriente continua en el Mar del Norte	42
Iberdrola instala la estación convertidora de su parque eólico marino East Anglia Three en aguas británicas	43
ProA Capital reestructura Neoelectra ante la caída de la cogeneración	45
José Ignacio Castillo. La inversión industrial, a la fuga por la demora en cogeneración	46
Descenso de precios en los mercados eléctricos europeos por el repunte de la producción eólica en la cuarta semana de octubre	47

Descenso de precios en los mercados eléctricos europeos gracias al repunte de la producción eólica	51
Antonio Delgado (Aleasoft): "En los próximos dos años veremos un 'boom' de las baterías en España"	55
APPA: Las renovables superan el 50% del mix eléctrico	63
Biorrevolución circular: estrategias avanzadas para la producción de proteínas más sostenibles	65
BOE: 8 proyectos en la cuarta semana de octubre, con 418 MW de fotovoltaica y 36 MW BESS	69
Bureau Veritas amplía su presencia en energías renovables con la adquisición de Sólida	71
Colbún pone en marcha planta de hidrógeno verde para reemplazar el uso de hidrógeno gris en Chile	73
Colombia quintuplicó energías renovables de su matriz energética en dos últimos años	75
El CITE25 reúne al sector renovable europeo para debatir cómo mantener su autonomía y competitividad frente a China	77
El consorcio vasco Sintetik investigará nuevas tecnologías de generación de combustibles sintéticos renovables	79
El modelo tecnológico de Schneider Electric allana el camino para la expansión del e-metanol	82
El reto inevitable de la transición energética	85
Galicia arrasa en los Porc d'Or y Navarra se lleva el gran premio	88
La aportación de las renovables, dos puntos por debajo	90
La Declaración por la Electrificación de los Municipios reclama el protagonismo local en el camino hacia la descarbonización	92
La expansión de las energías renovables en Italia enfrenta desafíos en la red	94
La UE refuerza su apuesta por la electrificación y fija el fin de las importaciones de gas ruso para 2028	96
Las exportaciones y el refino aumentan un 53% el beneficio de Galp en el tercer trimestre	98
Licitación de una instalación solar con sistema de almacenamiento en el intercambiador de Mogán	101
Petrofac solicita administración judicial tras la pérdida de un contrato en Países Bajos	103
Schaeffler inaugura en Dinamarca el banco de pruebas para rodamientos eólicos más potente del mundo	105
Se invertirán 200 millones en la red eléctrica entre Aragón y Cataluña	107
Statkraft anuncia un ERE en España tras el ajuste de inversiones en renovables	110

LAS OTRAS ENERGÍAS

Guerra total entre Red Eléctrica, Gobierno y empresas, seis meses después del apagón	112
España e Irlanda negocian una conexión eléctrica mientras se retrasan con Francia	113
La CNMC blinda su sede de Barcelona de los apagones	114
Las eléctricas piden acabar con el plan antiapagón de REE: "No sirve"	115

Las eléctricas no ven ahora un riesgo de apagón como el de abril	116
La patronal eléctrica carga contra Redeia por los problemas de control de tensión	117
Las patronales piden a la CNMC facilite la inversión en redes	118
Las grandes eléctricas reclaman a REE modernizar el control de tensión para evitar nuevos apagones	119
Las eléctricas siguen su batalla contra Red Eléctrica y la señalan por no hacer bien su trabajo	121
Rebelión empresarial de 50 patronales por la escasa retribución para las redes	124
Iberdrola, Endesa y Naturgy pedirán este jueves la ampliación de vida de Almaraz	125
PwC releva a KPMG y auditará a Iberdrola desde 2027	126
El Día Mundial de las Ciudades pone el foco en el potencial de tecnologías como BIM, la IA o los gemelos digitales	127
ENI sorprende al mercado con una aceleración de producción de hidrocarburos	129
España gasta 900 millones en comprar gas a Putin en 2025: casi 10.000 desde que invadió Ucrania	131
Galp consigue reducir más rápido la deuda	133
La nueva subestación de Formentera cubrirá el 100% del suministro eléctrico sin emisiones	136
Oriente Medio avanza en la carrera por dominar el suministro mundial de gas	138

LA ECONOMÍA

El IEE estima que la guerra arancelaria reducirá dos décimas el PIB de España	143
Las ausencias al trabajo por enfermedad rebasan en 2025 el nivel de la pandemia	144
España incumple el plazo para recibir 6.800 millones de la UE	145



La energía solar alcanza un nuevo récord de reducción de emisiones en España

- La energía solar alcanza un nuevo récord de reducción de emisiones en España y refuerza su papel esencial frente al cambio climático



<https://ielektro.es/2025/10/27/energia-solar-alcanza-nuevo-record-reduccion-emisiones-espana/>

Javier Rodríguez

Lunes, 27 octubre 2025

- La energía solar evitó en España el año pasado 17,7 millones de toneladas de CO₂, un nuevo récord de reducción de emisiones equivalente a retirar de la circulación aproximadamente 8,5 millones de automóviles durante todo un año
- La fotovoltaica ya es la segunda fuente del sistema eléctrico y la renovable con mayor capacidad instalada.
- Según diversos estudios científicos, los parques solares pueden mejorar la biodiversidad del terreno
- La fotovoltaica ha logrado un hito histórico: no solo es una tecnología que genera energía de forma limpia con un recurso propio e ilimitado como es el sol, sino que además es ya la forma más barata de generarla. Cuanta más fotovoltaica hay en mix de energía, más barata es.

En el contexto de la creciente emergencia climática, la Unión Española Fotovoltaica (**UNEF**) destaca el papel estratégico que está desempeñando la energía solar en la transformación del modelo energético español. Según el último Informe Anual de la asociación, en 2024 la energía fotovoltaica evitó la emisión de 17,7 millones de toneladas de CO₂, un 20 % más que en el año anterior, y el equivalente a retirar de la circulación aproximadamente 8,5 millones de automóviles durante todo un año. Este hito supone un avance sin precedentes en la descarbonización de la economía y refuerza el impacto real del sector en la lucha contra el calentamiento global.

Estos resultados son especialmente relevantes si se tiene en cuenta que los combustibles fósiles — carbón, petróleo y gas— son responsables de más del 75 % de las emisiones globales de gases de

efecto invernadero y de casi el 90 % del dióxido de carbono emitido a la atmósfera, según datos de Naciones Unidas. Frente a este panorama, la energía solar se consolida como una solución madura, accesible y de alto impacto ambiental positivo.

La fotovoltaica no solo ha incrementado su producción en los últimos diez años, multiplicándose por cinco hasta alcanzar los 44.520 GWh anuales, sino que ha pasado a ocupar una posición central en el sistema eléctrico español, siendo ya la segunda fuente de generación y la renovable con mayor capacidad instalada. Este crecimiento ha sido posible gracias a la competitividad tecnológica del sector y al recurso solar privilegiado del que dispone España, con más del doble de horas de sol que países como Alemania.

" La fotovoltaica ha logrado un hito histórico: no solo es una tecnología que genera energía de forma limpia con un recurso propio e ilimitado como es el sol, sino que además es ya la forma más económica de generarla. Cuanta más fotovoltaica hay en mix de energía, más barata es la energía ", comentó **José Donoso**, director general de UNEF.

Además de su papel en la reducción de emisiones, la energía solar presenta ventajas ambientales que refuerzan su carácter sostenible. Su funcionamiento no genera gases de efecto invernadero, y requiere una cantidad mínima de agua, lo que la convierte en una aliada clave en un país como España, donde la sequía es un problema estructural creciente. A diferencia de otras tecnologías, un panel solar compensa la huella de carbono generada durante su fabricación en apenas unos meses, y ofrece una vida útil de más de dos décadas de producción limpia y sin impacto climático directo.

Lejos de representar una amenaza para el medio ambiente, los parques solares están demostrando que pueden integrarse de forma armónica en el entorno natural. Gracias a una gestión respetuosa, que evita el uso de herbicidas y minimiza la actividad humana, muchas de estas instalaciones se han convertido en verdaderos refugios para la biodiversidad.

Estudios científicos como el IV Informe de Sostenibilidad elaborado por EMAT, o las evaluaciones realizadas por administraciones autonómicas, confirman que los parques fotovoltaicos pueden mejorar las condiciones ecológicas del territorio y la biodiversidad, favoreciendo la presencia de aves, polinizadores y otras especies que encuentran en estos espacios un hábitat seguro, al no usarse en ellas insecticidas ni fitosanitarios, realizar el mantenimiento de la vegetación de forma natural (habitualmente con el pasto de ovejas) y contar con medidas para el fomento de esta biodiversidad, como nidales, charcas o corredores ecológicos.

La fotovoltaica, un aliado para la ecoagricultura

En cuanto al uso del suelo, la ocupación actual de terrenos por instalaciones fotovoltaicas es muy reducida. Para alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la cifra no superaría el 0,4 % del suelo agroganadero. Este bajo impacto territorial, junto a la posibilidad de compatibilizar la generación de energía con actividades agrícolas mediante soluciones agrovoltas, refuerza la viabilidad de un despliegue ordenado y respetuoso.

Recientemente, se ha anunciado además la compatibilidad de los proyectos de agrovoltas (que combinan en simbiosis placas solares y agricultura) como elegibles para las ayudas de la PAC, lo que

elimina una importante barrera para estos proyectos sostenibles que combinan el desarrollo agrícola sostenible con la generación de energía limpia.

Compromiso con la excelencia

UNEF impulsa desde hace años el Sello de Excelencia en Sostenibilidad, una certificación pionera en Europa que reconoce los proyectos fotovoltaicos que integran criterios ambientales, sociales y de gobernanza de forma ejemplar. En 2025, UNEF lanza además el Sello de Excelencia en Almacenamiento, que amplía esta guía también a los emergentes proyectos de almacenamiento en baterías, esenciales para extender el uso de renovables a las 24 horas del día.

La emergencia climática no es una amenaza futura: ya está presente y genera impactos crecientes sobre nuestro entorno

La pérdida de suelo agrícola por erosión, los eventos extremos cada vez más frecuentes, y los daños económicos en el sector agrario (que en 2023 superaron los 1.200 millones de euros) son señales inequívocas de la urgencia con la que debemos actuar.

*“ La energía solar está demostrando su capacidad para ofrecer una respuesta estructural al desafío climático ”, comenta el **director general de UNEF**. “E spaña cuenta con la tecnología, el recurso natural y el compromiso del sector para liderar una transición energética que sea no solo rápida, sino también justa y sostenible. Cada megavatio solar instalado es una oportunidad para proteger el clima, impulsar la economía y reforzar nuestra soberanía energética ”, concluye.*

Efe



Un parque de aerogeneradores a la caída del atardecer.

Renovables

Ecoener logra 7,9 millones para almacenar energía en las Islas

La firma obtiene el 90% de los fondos europeos Feder destinados para proyectos de almacenamiento en el Archipiélago

EL DÍA
Santa Cruz de Tenerife

Ecoener, en competencia con otros de los principales actores del sector de las renovables, ha resultado adjudicataria de una subvención de 7,9 millones de euros, cerca del 90% de los fondos europeos Feder –nueve de cada diez euros– destinados a proyectos de almacenamiento híbridos con instalaciones renovables en Canarias. Así, Ecoener ha conseguido captar el 29% de todos los fondos adjudicados a Canarias en la convocatoria –tanto para los mencionados proyectos de almacenamiento como para otras iniciativas–, una convocatoria que se basa en criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y de creación de valor.

La compañía explicó ayer que destinará esta subvención a la construcción de sistemas de almacenamiento híbridos con las plantas fotovoltaicas ya operativas de Llanos de la Aldea 1 y Aldea Blanca 1, 2, 3 y 4, ubicadas en el municipio de San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. En total, contarán con una potencia de 12 megavatios (MW) y una capacidad de 48 megavatios hora (MWh). La firma hizo hincapié en que estos proyectos «consolidan a Ecoener como referente en el desarrollo de sistemas de almacenamiento híbridos» que «contribuirán significativamente a reforzar la seguridad del suministro eléctrico en Canarias, favoreciendo un modelo de generación más estable, renovable y sostenible».

«Gracias al apoyo de los fondos

europeos, vamos a dar un impulso a nuestros proyectos de almacenamiento con el objetivo de maximizar el valor de los activos y contribuir a los objetivos de transición energética y descarbonización», señala Luis de Valdivia, presidente de Ecoener.

Ecoener reafirma así su liderazgo en el sector renovable canario, donde cuenta con 132 MW instalados entre parques eólicos y solares. La compañía avanza, además, en la construcción de varios sistemas de almacenamiento híbridos con eólica en Gran Canaria, con una potencia de 9,5 MW y una capacidad de 21,6 MWh, financiados a través de los Fondos Next Generation –EU.

La subvención es parte de la primera convocatoria de ayudas para almacenamiento energético promovida por el IDAE. ■

Ecoener Canarias obtiene casi 8 millones de euros de ayudas UE para sistemas de almacenamiento de electricidad solar

- La gallega Ecoener logra 7,9 millones ? de fondos Feder para proyectos innovadores de almacenamiento energético en Canarias (solar fotovoltaica en Gran Canaria)



Parque solar fotovoltaico de Ecoener en la isla de Gran Canaria. Aldea Blanca III. Fuente foto: Ecoener

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/ecoener-obtiene-casi-8-millones-de-20251027>

Antonio Barrero F.

Lunes, 27 octubre 2025

Ecoener ha conseguido captar el 29% del conjunto de fondos adjudicados a Canarias en la convocatoria, que se basa en criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y de creación de valor. Además -concreta la empresa-, la cuantía de la que ha resultado adjudicataria supone "cerca del 90% de las ayudas dirigidas específicamente a proyectos de almacenamiento híbridos en el archipiélago" (Canarias padece una dependencia energética muy elevada de importaciones de combustibles fósiles y no está conectada vía cable ni al continente africano ni a la península ibérica, por lo que necesita de manera más perentoria que otros territorios de sistemas de almacenamiento que le permitan acumular energía solar o eólica excedentes, cuando las hay, para poder emplearlas en las franjas horarias pico).

Caso Ecoener

La empresa gallega destinará la subvención obtenida a la construcción de sistemas de almacenamiento híbridos con las plantas fotovoltaicas ya operativas de Llanos de la Aldea 1 y Aldea Blanca 1, 2, 3 y 4, ubicadas en el municipio San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. En total, contarán con una potencia de 12 MW y una capacidad de 48 MWh. "Estos proyectos -explica la empresa- contribuirán significativamente a reforzar la seguridad del suministro eléctrico en Canarias, favoreciendo un modelo de generación más estable, renovable y sostenible".

Luis de Valdivia, presidente de Ecoener : "gracias al apoyo de los fondos europeos, vamos a dar un impulso a nuestros proyectos de almacenamiento con el objetivo de maximizar el valor de los activos y contribuir a los objetivos de transición energética y descarbonización"

Ecoener cuenta en el archipiélago canario con 132 MW instalados entre parques eólicos y solares. La compañía avanza ahora mismo, además, en la construcción de "varios sistemas de almacenamiento híbridos con eólica en Gran Canaria, con una potencia de 9,5 MW y una capacidad de 21,6 MWh, financiados a través de los Fondos Next Generation-EU".

La subvención ahora recibida por la empresa se enmarca en la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético, promovida por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y cofinanciada con Fondos Feder 2021-2027.

La ayuda aparece recogida en la **propuesta de resolución provisional** publicada por este organismo dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Credenciales

Con casi 40 años de trayectoria, Ecoener es una multinacional española que opera en el sector de las energías renovables. La empresa participa en todas las fases del negocio: "desde la promoción y diseño a la construcción y gestión de centrales hidroeléctricas, parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas, así como proyectos de almacenamiento". Ecoener está presente en doce países de Europa y América a través de sus proyectos, en operación y construcción, y de sus oficinas de desarrollo de negocio.



ECOENER LOGRA 7,9 MILLONES DE LOS FONDOS FEDER PARA PROYECTOS INNOVADORES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN CANARIAS

- Supone cerca del 90% de las ayudas dirigidas específicamente a proyectos de almacenamiento híbridos en el archipiélago y el 29% del conjunto de fondos adjudicados a la comunidad.



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/ecoener-logra-79-millones-de-los-fondos-feder-para-proyectos-inno...>
pv magazine

Lunes, 27 octubre 2025

Supone cerca del 90% de las ayudas dirigidas específicamente a proyectos de almacenamiento híbridos en el archipiélago y el 29% del conjunto de fondos adjudicados a la comunidad.

ECOENER

Ecoener, en competencia con otros importantes actores del sector, ha sido adjudicataria de una subvención de 7,9 millones de euros, lo que representa cerca del 90% de los fondos destinados a proyectos de almacenamiento híbridos con instalaciones renovables en Canarias.

Ecoener ha conseguido captar el 29% del conjunto de fondos adjudicados a Canarias en la convocatoria, que se basa en criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y de creación de valor.

La compañía destinará esta subvención a la construcción de sistemas de almacenamiento híbridos con las plantas fotovoltaicas ya operativas de Llanos de la Aldea 1 y Aldea Blanca 1, 2, 3 y 4, ubicadas en el municipio San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. En total, contarán con una potencia de 12 MW y una capacidad de 48 MWh.

Estos proyectos consolidan a Ecoener como referente en el desarrollo de sistemas de almacenamiento híbridos y contribuirán significativamente a reforzar la seguridad del suministro

eléctrico en Canarias, favoreciendo un modelo de generación más estable, renovable y sostenible.

«Gracias al apoyo de los fondos europeos, vamos a dar un impulso a nuestros proyectos de almacenamiento con el objetivo de maximizar el valor de los activos y contribuir a los objetivos de transición energética y descarbonización», señala Luis de Valdivia, presidente de Ecoener.

Ecoener reafirma así su liderazgo en el sector renovable canario, donde cuenta con 132 MW instalados entre parques eólicos y solares. La compañía avanza, además, en la construcción de varios sistemas de almacenamiento híbridos con eólica en Gran Canaria, con una potencia de 9,5 MW y una capacidad de 21,6 MWh, financiados a través de los Fondos Next Generation-EU.

La subvención se enmarca en la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético, promovida por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y cofinanciada con Fondos FEDER 2021-2027, según recoge la propuesta de resolución provisional publicada por este organismo dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Acerca de Ecoener

Ecoener es una multinacional española especializada en energía renovables, con 37 años de experiencia en el desarrollo de proyectos que buscan una perfecta integración ambiental y social y generar un impacto positivo en las comunidades. Desde un enfoque industrial, controla todas las fases del negocio desde la promoción y diseño a la construcción y gestión de centrales hidroeléctricas, parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas, así como proyectos de almacenamiento. Tiene presencia en doce países de Europa y América a través de sus proyectos en operación y construcción y las oficinas de desarrollo de negocio.

Ecoener logra casi 8 millones para instalar baterías en Canarias

- Ecoener ha sido adjudicataria de una subvención de 7,9 millones de euros de los fondos europeos Feder para proyectos innovadores de almacenamiento en Canarias.



Ecoener se adjudica 7,9 millones de fondos Feder para proyectos innovadores de almacenamiento en Canarias.

<https://elperiodicodelaenergia.com/ecoener-logra-casi-8-millones-para-instalar-baterias-en-canarias/>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

Ecoener ha sido adjudicataria de una subvención de 7,9 millones de euros de los fondos europeos Feder para proyectos innovadores de almacenamiento energético en Canarias, informó la compañía.

En concreto, el grupo de renovables destinará esta subvención a la construcción de **sistemas de almacenamiento híbridos con las plantas fotovoltaicas** ya operativas de Llanos de la Aldea 1 y Aldea Blanca 1, 2, 3 y 4, ubicadas en el municipio San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. En total, **contarán con una potencia de 12 megavatios (MW) y una capacidad de 48 megavatios hora (MWh).**

Ecoener indicó que esta cifra representa cerca del 90% de los fondos destinados a proyectos de almacenamiento híbridos con instalaciones renovables en Canarias.

Asimismo, supone captar el 29% del conjunto de fondos adjudicados a Canarias en la convocatoria, que se basa en criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y de creación de valor.

El almacenamiento para Ecoener

Esta subvención se enmarca en la convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético, promovida por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y cofinanciada con fondos Feder 2021-2027.

El presidente de Ecoener, **Luis de Valdivia** , destacó que, gracias al apoyo de los fondos europeos, la compañía "va a dar un impulso" a sus proyectos de almacenamiento "con el objetivo de maximizar el valor de los activos y contribuir a los objetivos de transición energética y descarbonización".

Ecoener cuenta con 132 MW instalados entre parques eólicos y solares en Canarias. La compañía avanza, además, en la construcción de varios sistemas de almacenamiento híbridos con eólica en Gran Canaria, con una potencia de 9,5 MW y una capacidad de 21,6 MWh, financiados a través de los Fondos Next Generation-EU.



ASINEM reivindica el papel crucial de los autónomos y micropymes en su XIII Gala anual

- Es Molí d'es Comte acogió el pasado viernes la XIII Gala Anual de la Asociación de Empresas Instaladoras de Baleares (ASINEM).



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/instaladores/195716/asinem-reivindica-papel-crucial-auto...>

Lorenzo Tasso

Lunes, 27 octubre 2025

Más de 400 profesionales del sector de la instalación y una destacada representación de autoridades de Baleares, quisieron acompañar en su primer gran acto a Franco Mójér, recientemente elegido nuevo presidente de la Asociación de Empresas Instaladoras de Baleares (ASINEM), quien defendió a lo largo del encuentro el importante papel que realizan los autónomos y micropymes "el corazón de la asociación late con el esfuerzo de cada autónomo".

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

Es Molí d'es Comte ha vuelto a convertirse, un año más, en el lugar de encuentro de más de 400 profesionales del sector de la instalación, con motivo de la celebración de la **XIII Gala Anual de la Asociación de Empresas Instaladoras de Baleares (ASINEM)**. La velada lugar durante la tarde-noche del pasado viernes 24 de octubre en la capital balear y donde el Área de Material Eléctrico de *C de Comunicació*n ha vuelto a acudir para conocer la actualidad de este importante sector de la actividad económica de las Islas Baleares.

Junto a la amplia representación de asociados que acudieron a la cita, el evento contó con una nutrida representación institucional, encabezada por **Gabriel Le Senne**, presidente del Parlament de las Islas Baleares; **Alejandro Sáenz de San Pedro**, conseller de Empresa, Autónomos y Energía del Govern balear; **José Marcial**

Rodríguez Díaz, conseller de Turismo del Consell de Mallorca; **Lupe Ferrer**, regidora de Comercio,

Restauración y Autónomos, y **Juan Antonio Tormo** , director general de Autónomos, ambos del Ayuntamiento de Palma de Mallorca.

De igual modo, estuvieron presentes **Carmen Planas**, presidenta de la Confederación de Asociaciones empresariales de Baleares (**CAEB**) , diversos directores generales del Govern y **Jaume Ferriol** , presidente de la Federació D'Entitats Locals de les Illes Balears (**FELIB**) .

Papel crucial de los autónomos y micropymes

Bajo el lema *Cada empresa cuenta* , la Gala ASINEM quiso poner en el centro del discurso la importancia del conjunto de los asociados y del sólido tejido que conforman las **570 empresas asociadas** , de las que 260 son autónomos o micropymes, escalón básico para que haya desarrollo económico.

En su discurso de apertura, **Franco Mójér** , que se estrenaba en este primer gran encuentro desde que fuera elegido presidente de ASINEM en la Asamblea General del pasado mes de junio, **relevando en el cargo a Francisco Javier Piña** , destacó ante todos los asistentes el papel crucial que desarrollan en la economía de la isla, prestando un importante servicio en la transición energética y creando futuro.

“Que cada empresa cuenta significa que la fuerza de ASINEM no está en sus individuos ni en el tamaño de sus empresas, sino en su **unión como comunidad profesional** . No debemos olvidar que el corazón de la asociación late con el esfuerzo de cada autónomo. Sin ellos, nada de lo que celebramos tendría sentido”, remachaba Mójér para cerrar su intervención.

Desde el ámbito de los representantes políticos y empresariales, las intervenciones giraron en torno a demandas hacia el Gobierno central enfocadas a rebajar la presión fiscal y contribuir al desarrollo de legislación que favorezca la **competitividad** , la **creación de empleo** y la **iniciativa empresarial** .

En este sentido, el presidente del Parlament de las Islas Baleares, **Gabriel Le Senne** , valoraba al tejido empresarial de las islas, defendiendo su papel como creadores de riqueza, generadores de empleo y contribución a las arcas públicas mediante el cumplimiento de sus obligaciones fiscales y tributarias. Finalizaba su intervención dirigiéndose a los instaladores: “Sois una parte indispensable de las empresas de las Islas Baleares”.

“No debemos olvidar que el corazón de la asociación late con el esfuerzo de cada autónomo”.

Por su parte, **Alejandro Sáenz de San Pedro** , conseller de Empresa, Autónomos y Energía del Govern balear, también ensalzó el papel de los autónomos y micropymes que forman parte de ASINEM, animándoles a seguir esforzándose cada día y a que estén seguros del apoyo que desde el Govern se está prestando a estos profesionales, como las acciones enfocadas a la **lucha**

contra el intrusismo profesional o el **programa de relevo generacional** en los negocios, una iniciativa que promueve la transmisión y continuidad del empleo mediante un proceso de relevo empresarial planificado y ordenado.

Un discurso más duro fue el realizado por **Carmen Planas** , presidenta de la Confederación de Asociaciones empresariales de Baleares (CAEB), con el que denunció “la asfixiante presión tributaria que sufren los autónomos por parte del Gobierno (central)”. A su vez, se refirió al **intento fallido por parte del Ministerio de subir las cuotas que pagan estos profesionales** , “propuesta que se ha retirado gracias al esfuerzo de los representantes de los autónomos”, indicó al tiempo que recordó que, mientras tanto, “nada se habla de la soledad del autónomo, de vuestros derechos y de las dificultades que enfrentáis cada día”.

De izquierda a derecha: Joan Simonet, director general de Consumo y Farmacias; Juan Antonio Tormo, director general de Autónomos del Ayuntamiento de Palma de Mallorca; José Penadés, secretario técnico de Territorio, Movilidad e Infraestructuras del Consell de Mallorca; Lupe Ferrer, regidora de Comercio, Restauración y Autónomos del Ayuntamiento de Palma de Mallorca; Alejandro Sáenz de San Pedro, conseller de Empresa, Autónomos y Energía del Govern de las Islas Baleares; Gabriel Le Senne, presidente del Parlament de las Islas Baleares; Franco Mójér, presidente de ASINEM; Carmen Planas, presidenta de la Confederación de Asociaciones empresariales de Baleares (CAEB); Jaume Ferriol, presidente de la Federació D'Entitats Locals de les Illes Balears (FELIB) y José Antonio Caldes, director de diálogo social del Govern de las Islas Baleares.

Atracción de talento y relevo generacional, el gran problema del sector

A lo largo del cóctel previo al inicio de la gala, Material Eléctrico estuvo charlando con distintos instaladores para conocer su día a día, las oportunidades que detectan y las dificultades que encaran.

Reforma era la palabra más escuchada como principal motor de su actividad, aunque también se avanza a grandes pasos con lo correspondiente a **obra nueva** . Entre los principales trabajos, todo lo relacionado con **iluminación led** , **eficiencia energética** y **domótica** , donde, además, gracias a las condiciones ideales de las islas, la **fotovoltaica** y la **aerotermia** son un tándem muy de moda.

“Comencé hace 17 años como autónomo. Ahora tengo dos empleados con los que podemos abarcar más trabajo, podríamos hacer mucho más, pero no encuentro gente”, decía **Daniel Gómez** , que, por cierto, fue hace años el representante de Baleares en la final de Jóvenes Instaladores de FENIE.

“A veces tenemos que rechazar obras”, se lamentaban **Mayte Portugués** y **José Picó** , que acumulan más de 30 años realizando instalaciones eléctricas y que ven como es prácticamente una quimera pensar en encontrar a alguien para que puedan abarcar más trabajos o que quiera continuar su labor cuando se jubilen.

“Es un negocio que funciona, donde se gana dinero y se trabaja. Yo prefiero estar sólo”, decía por su parte **José Alzamora** , otro de los instaladores asociados, reflexionando en que, en muchas ocasiones, intentar incorporar a un empleado es más un quebradero de cabeza que una ventaja.

En el otro lado estaba **Toni Ginard** , que trasladaba que, aunque su hijo “había empezado a trabajar como profesor, se dio cuenta de que quería trabajar en las instalaciones eléctricas”. En este caso, Toni verá como su negocio continuará, una vez que pase a la jubilación.

De izquierda a derecha: Mayte Portugués, José Picó, José Alzamora y Toni Ginard

Un rayo de esperanza

Eva Delgado , **Patricia Castaño** y **Mónica Rodríguez** eran tres representantes de **Cruz Roja de Baleares** que se encontraban invitadas a la gala. El motivo de su asistencia a este encuentro radica en que ASINEM y Cruz Roja cuentan con un convenio de colaboración por el cual ofrecen cursos de formación básica a personas vulnerables y en riesgo de exclusión social.

Desde que se puso en marcha esta iniciativa en el año 2020, han sido más de 60 las personas a las que se ha formado y que, a día de hoy, siguen trabajando en distintas empresas instaladoras asociadas. Y es que, tal y como apuntaba **Mónica Rodríguez** , responsable del área de empleo de Cruz Roja Baleares, “estas formaciones garantizan prácticamente un 100 % de ratio de empleabilidad, donde la empresa encuentra mano de obra, al tiempo que se ofrece un futuro y una oportunidad a estas personas”.

Concurso de Jóvenes Instaladores y Premio Luminosa 2025

El evento vivido el pasado viernes sirvió también para presentar a **Roc Vives** , ganador del **XVIII Concurso de Jóvenes Instaladores de Baleares** , siendo **Neus Sastre** , vicepresidenta de ASINEM, la encargada de felicitar en nombre de la asociación a este joven instalador que, además del aplauso del público asistente, contó con un mensaje en vídeo del ganador de la pasada edición, **Máximo Hernández** .

Por su parte, como cada año, ASINEM entregó el **Premio Luminosa** , que, en esta edición 2025, ha recaído en **Tirme** , empresa concesionaria del servicio público insularizado de tratamiento de residuos urbanos y asimilables de Mallorca.

Franco Mójer , en sus palabras en la entrega del reconocimiento al director general de Tirme, **Antonio Pons** , declaró que “Tirme encarna, en su esencia, la trascendencia de la economía circular como motor de transformación y sostenibilidad. Han sabido integrar la innovación y la eficiencia en la gestión de residuos, clave para nuestra economía de servicios”.

Por su parte, **Antonio Pons** afirmó que “este premio lo compartimos con la familia de Tirme, el Consell de Mallorca, todas las administraciones que trabajan con nosotros día a día, con los proveedores y, especialmente, con toda la ciudadanía. Como nos gusta decir siempre, “nuestra historia es un éxito colectivo”.

Iniciativa solidaria contra la leucemia infantil

A lo largo de la velada hubo también espacio para la solidaridad. **Guida Pons** , junto con **Carlos Moyá** , presidente de la Fundación Feníe Energía, presentaron la campaña **1km de Vida** , impulsada en beneficio de la Fundación Uno Entre Cien Mil, que tiene como objetivo **recaudar fondos para la lucha contra la leucemia infantil** .

La acción se desarrollará mediante una ***social run*** el día 29 de noviembre desde el Puerto de Sóller. “Caminaremos, correremos, o simplemente donaremos para esta lucha. Cada kilómetro, cada paso, será un acto de esperanza”, explicaba Guida a los invitados.

Desde la **Fundación Feníe Energía** , su presidente, **Carlos Moyá** , también animó a todos los asociados a “aportar nuestro granito de arena a esta iniciativa de acción social. Es un proyecto que merece toda nuestra atención en beneficio de quienes más lo necesitan”.

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

En consulta pública dos proyectos híbridos con 1197 MW de solar + BESS en Portugal

- Lightsource bp proyecta una planta fotovoltaica de 867,148 MWp y 300 MWh BESS y Endesa avanza en la tramitación del Cluster do Pego, con 360 MW eólicos, 330 MW solares y 168,6 MW de almacenamiento.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/en-consulta-publica-dos-proyectos-hibridos-con-1197-mw-de-solar-b...>

Lunes, 27 octubre 2025

Lightsource bp proyecta una planta fotovoltaica de 867,148 MWp y 300 MWh BESS y Endesa avanza en la tramitación del Cluster do Pego, con 360 MW eólicos, 330 MW solares y 168,6 MW de almacenamiento.

Pilar Sánchez Molina

En Portugal hay, en estos momentos, dos grandes proyectos fotovoltaicos con baterías en consulta pública en el portal Participa de la Agencia Portuguesa de Medio Ambiente.

Por un lado, Lightsource bp proyecta una planta fotovoltaica de 867,148 MWp y 300 MWh BESS en el país. La planta solar fotovoltaica + BESS Sophia, en fase de consulta pública hast el 20 de noviembre, abarcará los municipios de Fundão, Idanha-a-Nova y Penamacor, en el distrito de Castelo Branco, y representa una inversión de aproximadamente 590 millones de euros.

Lightsource bp pondrá en marcha un Plan de Integración de la Estructura Verde y el Paisaje, que incluye la reconversión y reforestación de 228 hectáreas, entre ellas 135 hectáreas actualmente ocupadas por eucaliptos.»

Según la multinacional, el plan también incluye medidas para restaurar la vegetación de ribera, crear setos de árboles y arbustos y fomentar la regeneración natural del cerrado y los pastizales, promoviendo la movilidad de las especies en la zona del proyecto y sus alrededores y el control natural de la erosión.

En cuanto al proyecto de almacenamiento, se prevé instalar 60 contenedores de baterías Powertitan 2.0 del fabricante chino Sungrow modelo “ST5015UX-4H”, de 5 MWh cada uno

Además, hasta el 4 de noviembre se encuentra en evaluación ambiental el proyecto solar Atalaia, que Endesa promueve en Portugal. Forma parte del Cluster Híbrido do Pego: en 2022, la energética ganó el concurso Pego transición justa en Portugal, con un proyecto que combina la hibridación de fuentes renovables y su almacenamiento, con iniciativas de desarrollo social y económico.

Endesa recibió un derecho de conexión de 224 MVA a la Red Eléctrica de Servicio Público (RESP) para 365 MWp de energía solar, 264 MW de energía eólica con un almacenamiento integrado de 168,6 MW y un electrolizador de 500 kW para la producción de hidrógeno verde.

Las actuales modificaciones prevén aumentar el parque eólico, que pasa de 264 MW preliminares a 360 MW, y reducir el complejo solar, que pasa de 365 MW a 330 MW. Estos cambios implican también una reducción de 50 hectáreas para todo el clúster. El sistema de almacenamiento (BESS) tendrá una capacidad total de inyección de 337MWh.

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

En operación una instalación de 17,4 MW con módulos verticales en el aeropuerto de Fráncfort

- El aeropuerto ya cuenta con instalaciones fotovoltaicas convencionales, con paneles en diagonal que alcanzan su máximo rendimiento al mediodía, mientras que los colectores de la valla están orientados en dirección este-oeste y, por lo tanto, captan la luz solar por la mañana y por la tarde. De este modo, la...



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/en-operacion-una-instalacion-de-174-mw-con-modulos-verticales-en-...>

Lunes, 27 octubre 2025

El aeropuerto ya cuenta con instalaciones fotovoltaicas convencionales, con paneles en diagonal que alcanzan su máximo rendimiento al mediodía, mientras que los colectores de la valla están orientados en dirección este-oeste y, por lo tanto, captan la luz solar por la mañana y por la tarde. De este modo, la combinación de ambas tecnologías proporciona un suministro de energía solar estable durante todo el día.

Pilar Sánchez Molina

La planta vertical instalada en el aeropuerto de Francfort tiene una potencia de 17,4 MW, y cuenta con 37.000 módulos fotovoltaicos que ocupan una longitud de 2.800 metros.

Imagen: Fraport

La empresa operadora de aeropuertos Fraport ha puesto en funcionamiento en el aeropuerto de Fráncfort una instalación fotovoltaica con módulos verticales en la pista de despegue oeste. Según la empresa instaladora Next2Sun, la planta tiene una potencia de 17,4 MW, y cuenta con 37.000 módulos fotovoltaicos que ocupan una longitud de 2.800 metros.

Fraport espera obtener, gracias a los módulos bifaciales, un rendimiento eléctrico de unos 1000 kWh por kW de potencia instalada, es decir, unos 17,4 millones de kilovatios hora. Esta electricidad será utilizada por las empresas del grupo con sede en el aeropuerto de Fráncfort. Según Fraport, la

energía solar obtenida se destinará principalmente a la climatización de la terminal y a abastecer a la creciente flota de vehículos eléctricos.

En 2022, Fraport probó la nueva tecnología con módulos instalados verticalmente en una pequeña planta de demostración, comprobó el mantenimiento y el cuidado de las zonas verdes y la consideró satisfactoria. En la primavera de 2024 se inició la ampliación. Los intervalos de construcción se basaron en la época de cría y reproducción, teniendo en cuenta la diversidad de la vida en las zonas verdes del aeropuerto. La estructura vertical de este tipo de instalación garantiza que la vegetación subyacente pueda seguir creciendo bien, ya que los módulos no retienen ni la luz solar ni las precipitaciones

“El nuevo sistema no solo ahorra espacio y es respetuoso con el medio ambiente, sino que también complementa de forma óptima las instalaciones fotovoltaicas convencionales ya existentes en el aeropuerto”, explica la empresa en un comunicado. Estas se encuentran en las cubiertas y también se instalarán en el aparcamiento y en el edificio principal de la nueva terminal 3. Los paneles convencionales están colocados en diagonal y alcanzan su máximo rendimiento al mediodía, mientras que los colectores de la valla están orientados en dirección este-oeste y, por lo tanto, captan la luz solar por la mañana y por la tarde. De este modo, la combinación de ambas tecnologías proporciona un suministro de energía solar estable durante todo el día.

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

Gran Canaria pide que el real decreto de autoconsumo incluya las comunidades energéticas

- Gran Canaria ha presentado alegaciones al proyecto de Real Decreto de autoconsumo, y pide que se adapte a la realidad insular de las comunidades energéticas.



Instalación de autoconsumo de Clean Canarian Energy SL.

<https://elperiodicodelaenergia.com/gran-canaria-pide-que-el-real-decreto-de-autoconsumo-incluya-las-comuni...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

El CIEGC solicita habilitar el acceso integral a los datos del Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS/SIS, gestionado por la CNMC)

El Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria ha presentado alegaciones al proyecto de Real Decreto de autoconsumo y almacenamiento distribuido, y pide que se adapte a la realidad insular e incluya las comunidades energéticas.

El Real Decreto, impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), está en la "buena dirección" y las **alegaciones** tienen el propósito de "adaptar la normativa a la realidad territorial y social de las islas" y "reforzar el papel de las Comunidades Energéticas como herramienta social y económica para la descarbonización", ha señalado el Cabildo en un comunicado.

Entre las medidas, el CIEGC solicita habilitar el acceso integral a los datos del Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS/SIS, gestionado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), para que las comunidades energéticas puedan identificar y contactar con los usuarios potenciales, conocer sus perfiles de consumo, y planificar proyectos reales y equilibrados dentro de su ámbito territorial.

En el conjunto de alegaciones también plantea ampliar el límite de potencia del régimen de compensación simplificada de excedentes hasta 500 kilovatios, lo que permitiría que los usuarios conectados a instalaciones de mayor tamaño puedan beneficiarse directamente de los excedentes de energía renovable generada por sus comunidades.

El autoconsumo

Además, pide que se permita la conexión en baja tensión de instalaciones superiores a 100 kilovatios, aplicando procedimientos simplificados y precios a baremo, evitando la construcción de centros de transformación y reduciendo notablemente los costes de inversión.

Del mismo modo, el CIEGC solicita eximir del aval económico de 40 euros por kilovatio a las comunidades energéticas y entidades públicas promotoras de proyectos colectivos, al tratarse de iniciativas sin ánimo de lucro orientadas al consumo compartido y la participación ciudadana.

El borrador del Real Decreto "introduce avances significativos en la regulación del autoconsumo, simplifica los procedimientos administrativos e impulsa el almacenamiento distribuido y el autoconsumo colectivo" pero es "esencial" que haya una serie de modificaciones que "permitirían acelerar el despliegue de las comunidades energéticas en Gran Canaria y en el conjunto del archipiélago", apunta la Corporación.

El consejero de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento, **Raúl García Brink**, ha subrayado la misma idea, ya que "apostamos por un modelo energético distribuido y social" donde quepan las comunidades energéticas que "producen energía limpia, fortalecen el tejido social, fomentan la economía local y reducen la pobreza energética".

En este sentido, ha apuntado que "estas alegaciones buscan que el nuevo marco normativo no deje atrás a los territorios insulares, sino que los convierta en laboratorios vivos de transición energética justa y participativa".

Ha compartido sus palabras el director insular de Energía y Clima, **Alexis Lozano**, que ha destacado que las alegaciones presentadas buscan "consolidar las Comunidades Energéticas en Gran Canaria, permitiendo que puedan acceder a los datos necesarios para planificar sus proyectos, reducir los costes de conexión y aprovechar mejor los recursos locales".

Estas son medidas que "marcan la diferencia entre una transición energética teórica y una realmente accesible para todos", ha subrayado.



Granada impulsa el proyecto de bombeo de agua con energía solar más grande del mundo

- Los Ayuntamientos y Comunidades de Regantes del Altiplano de Granada han presentado tres grandes proyectos hidráulicos que constituyen "la mayor instalación mundial de bombeo ...



Altiplano de Granada. Fuente foto: Asociación de Turismo Altiplano de Granada

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/granada-impulsa-el-proyecto-de-bombeo-20251027>

Antonio Barrero F.

Lunes, 27 octubre 2025

La tecnología que ha hecho posible el desarrollo de estas iniciativas ha sido desarrollada y patentada 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". Este desarrollo tecnológico, que ya funciona en un prototipo en Castril, sitúa a la UGR como un referente a escala mundial en este ámbito tras su presentación en el 39º Congreso Internacional de Ingeniería Hidráulica celebrado en 2022.

Con dos bombeos solares de seis megavatios (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 solares y sistemas de bombeo con una potencia total de veinte megavatios (20 MW), capaces de elevar 23 hectómetros cúbicos de agua al año.

El impacto de estas infraestructuras es transversal. Por un lado -explican desde la UGR-, consolidarán 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 -añaden desde la UGR-, esta solución solar va a garantizar la sostenibilidad del acuífero Baza–Zújar–Freila, frenando su sobreexplotación: "en este sentido, un logro adicional de gran importancia -explica la Universidad- es la protección del río Castril, al descartarse definitivamente el trazado inicial que planteaba captar agua junto a su cauce, una solución que había sido muy criticada por grupos ecologistas y sociales".

El respaldo institucional a estos proyectos ha quedado patente durante su presentación oficial en el teatro Manuel Carra de Castril. Al acto han acudido el subdelegado del Gobierno en Granada, José Antonio Montilla, los alcaldes de Baza, Castril, Freila y Zújar, representantes de las Comunidades de Regantes y la exparlamentaria europea Clara Aguilera. [Bajo estas líneas, mapa del Altiplano. Fuente: [granadaaltiplano.org](#)].

Dónde

El Altiplano de Granada es un territorio situado al norte de la provincia, constituido por las históricas comarcas de Baza y Huéscar y que forma parte del Geoparque de Granada casi en su totalidad. El Geoparque de Granada es un Geoparque Mundial de la Unesco, que alberga un importante patrimonio geológico. El Geoparque abarca un territorio muy extenso que además del Altiplano de Granada incluye a la comarca de Guadix e incluso una pequeña parte de la comarca de Los Montes de Granada.

El Altiplano, oriente del Geoparque de Granada, es una alta llanura arañada por el agua y defendida de su exterior por una gran muralla montañosa. La cuenca u hoya de Guadix-Baza formaba parte hace 8 millones de años de un brazo de mar que comunicaba el océano Atlántico con el mar Mediterráneo, precipitándose desde ese momento su definición geográfica al pasar a convertirse en una zona lacustre cerrada al mar que finalmente se rellenó y erosionó hasta constituir lo que hoy es.

Meta firma un PPA solar de 600MW en Texas con Engie

- El acuerdo eleva la asociación entre ambas compañías a 1,3 GW de capacidad renovable en cuatro proyectos.



Meta firma un PPA solar de 600MW en Texas con Engie

<https://elperiodicodelaenergia.com/meta-firma-un-ppa-solar-de-600mw-en-texas-con-engie/>

José A. Roca

Martes, 28 octubre 2025

El acuerdo eleva la asociación entre ambas compañías a 1,3 GW de capacidad renovable en cuatro proyectos

Engie North America ha firmado acuerdos adicionales de compra de energía con **Meta**, ampliando su colaboración total a más de 1300MW de capacidad de energía renovable en cuatro proyectos en Texas.

Los nuevos acuerdos incluyen el proyecto Swenson Ranch Solar de 600 MW en el condado de Stonewall, al sureste de Lubbock, el desarrollo solar más grande de Engie hasta la fecha. Meta comprará el 100% de la producción del proyecto para alimentar sus operaciones de centros de datos en EEUU.

Swenson Ranch representa una inversión de 900 millones de dólares y empleará a más de 350 trabajadores durante la construcción. Se espera que comience a operar en 2027 y genere más de 158 millones en ingresos fiscales para el condado y el distrito hospitalario local durante su vida útil.

"Estamos entusiasmados de continuar la expansión de nuestra relación con Meta", dijo Dave Carroll, director ejecutivo y director de energías renovables de Engie North America. "Nuestro objetivo es llevar energía confiable y competitiva en costos a la red lo más rápido posible, y proyectos como Swenson demuestran la importancia de la energía solar para satisfacer las necesidades oportunas de nuestros clientes".

La directora de energía global de Meta, Urvi Parekh, dijo: "Estamos encantados de traer 600 MW adicionales de energía solar a la red y expandir nuestra asociación con Engie a 1,3 GW. Nuestra colaboración nos permite continuar igualando el 100% de nuestro uso de electricidad con energía limpia y renovable para respaldar las operaciones de nuestro centro de datos".

Engie dijo que el proyecto formará parte de su cartera de 11 GW de activos solares, eólicos y de baterías operativos y en construcción en América del Norte.



Por primera vez, Colombia invertirá más en paneles solares que en subsidios eléctricos

- El Gobierno de Colombia anunció una inversión de 8,3 billones de pesos para implementar el programa ‘Colombia Solar’, que llevará energía limpia y gratu...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/solar/por-primera-vez-colombia-invertira-mas-en-paneles-solares-que-en-subs...>

Lunes, 27 octubre 2025

27 octubre 2025 0

El **Gobierno de Colombia** anunció una inversión de **8,35 billones de pesos** (aprox. USD 2.000 millones) para el programa **Colombia Solar**, que instalará sistemas fotovoltaicos en hogares de estratos 1, 2 y 3. La iniciativa, contemplada en el **CONPES 4158**, se ejecutará entre 2026 y 2030 bajo la coordinación del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación.

El programa beneficiará a aproximadamente **1,3 millones de familias**, con el objetivo de reducir las tarifas eléctricas en los estratos más bajos y reemplazar parte de los subsidios que actualmente ascienden a cerca de **7 billones de pesos al año (aprox. USD 1.680 millones)** por infraestructura solar permanente.

Durante la celebración de los 70 años de la Compañía Energética del Cauca (CEDELCA), el **ministro de Minas y Energía Edwin Palma** afirmó: “Avanzamos con el programa Colombia Solar, por el que se acaba de aprobar un CONPES, por primera vez en la historia, en la que hemos anunciado 8.3 billones de pesos para ponerles techos solares, energía gratuita a estratos 1, 2 y 3 en el país. Quiero darle datos para que veamos la magnitud. ¿Cuánto gastamos en subsidios de energía eléctrica todos los años? Cerca de 7 billones de pesos en el año. Nosotros estamos destinando, ahora, ocho billones en cinco años, para cambiar esos subsidios por paneles solares”.

El ministro agregó: “Una ley que existía hace 11 años pero que no había el interés de reglamentar. ¿Se reglamenta por qué? No gracias al destino, es gracias a una decisión política de volver a los usuarios más pobres generadores de su propia energía, y que paguen \$0 en la factura, como ya lo estamos evidenciando en distintos lugares del país”.

El proyecto generará **más de 25.000 empleos directos e indirectos** y contempla formación técnica en energías renovables en regiones priorizadas, incluyendo áreas cubiertas por los **Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET)** .

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Santander instala un autoconsumo fotovoltaico de 116 kWp para el transporte urbano

- El proyecto, con una inversión total de 85.905,11 €, está compuesto por 248 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, distribuidos en 16 strings de entre 14 y 18 módulos, conectados a dos inversores de 50 kW.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/santander-instala-un-autoconsumo-fotovoltaico-de-116-kwp-para-el-t...>

Lunes, 27 octubre 2025

El proyecto, con una inversión total de 85.905,11 €, está compuesto por 248 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, distribuidos en 16 strings de entre 14 y 18 módulos, conectados a dos inversores de 50 kW.

Jose Pedrosa

Imagen: Ayuntamiento de Santander

El Ayuntamiento de Santander ha instalado un sistema fotovoltaico de autoconsumo de 111,6 kWp para suministrar energía eléctrica a las instalaciones del Servicio Municipal de Transportes Urbanos de Santander (TUS), ubicadas en Peñacastillo.

La energía generada abastece las oficinas, los talleres y la carga de las baterías de los autobuses eléctricos. Debido a la demanda energética del edificio y sus equipos, toda la electricidad producida por el sistema fotovoltaico se consume en la propia instalación, sin que se exporte excedente alguno a la red.

El sistema está compuesto por 248 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, distribuidos en 16 strings de entre 14 y 18 módulos, conectados a dos inversores de 50 kW cada uno. Los paneles solares están instalados sobre la cubierta del edificio, en estructuras prefabricadas de hormigón con orientación este-oeste. También cuenta con un sistema de monitorización. El Ayuntamiento estima que la producción anual superará los 100.000 kWh.

Este proyecto forma parte del programa de incentivos al autoconsumo y almacenamiento con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU.

La ayuda concedida asciende a 72.540,00 €, con una inversión total de 85.905,11 €.

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

SolarPower Europe lanza el Mapa de políticas agrosolares

- Comprende todo tipo de integración de proyectos de energía solar fotovoltaica en una actividad agrícola, no necesariamente agrovoltaica. Se trata de una herramienta para comparar las normativas al respecto de los 18 Estados miembros de la UE.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/solarpower-europe-lanza-el-mapa-de-politicas-agrosolar/>

Lunes, 27 octubre 2025

Comprende todo tipo de integración de proyectos de energía solar fotovoltaica en una actividad agrícola, no necesariamente agrovoltaica. Se trata de una herramienta para comparar las normativas al respecto de los 18 Estados miembros de la UE.

Pilar Sánchez Molina

SolarPower Europe ha presentado su nuevo mapa de políticas agrosolar, una herramienta política integral diseñada para comparar las normativas al respecto de los 18 Estados miembros de la UE. El mapa destaca las mejores prácticas y las lagunas normativas, con el objetivo de acelerar el despliegue de soluciones agrovoltaica que apoyen tanto la resiliencia energética como la agrícola.

La asociación diferencia entre energía agrosolar y agrovoltaica: la energía agrosolar se refiere a todo tipo de integración de proyectos de energía solar fotovoltaica en una actividad agrícola y puede incluir ejemplos como módulos solares fotovoltaicos colocados en cobertizos agrícolas o integrados en sistemas de riego, el pasto con ovejas bajo los paneles, recuperación de flora autóctona, etc. En cambio, la agrovoltaica se refiere específicamente a una configuración multifuncional del uso del suelo en la misma superficie agrícola, en la que la generación de energía solar se integra en la actividad agrícola, lo que ofrece sinergias tecnoecológicas en la actividad agrícola, la conservación de la naturaleza y la facilitación de la economía circular del suelo mediante el aumento de la eficiencia en el uso del suelo.

El mapa agrosolar evalúa seis áreas políticas clave: definiciones legales, uso del suelo y zonificación, regímenes de apoyo, requisitos técnicos, productividad agrícola y salvaguardias medioambientales. Revela que solo Francia cumple con todos los requisitos. Además, mientras que algunos países como Francia y Chequia han introducido marcos claros, otros siguen estando fragmentados o carecen por completo de definiciones. En concreto, solo 5 de los 18 Estados miembros tienen una definición legal de agrovoltaica.

Los requisitos de la evaluación de impacto ambiental (EIA) para estos proyectos varían mucho.

Los programas de apoyo y la elegibilidad para la Política Agrícola Común (PAC) siguen siendo inconsistentes, lo que limita el acceso de los agricultores a la financiación.

SolarPower Europe pide a los responsables políticos de la UE que armonicen la normativa sobre energía solar agrícola y proporcionen orientaciones claras en el marco de la PAC.

Recursos recientes

Este mes, el Gobierno ha aprobado un real decreto por el que se modifican diversas disposiciones sobre la Política Agraria Común (PAC). Estos cambios forman parte de las modificaciones del Plan Estratégico de la PAC consensuadas con todas las comunidades autónomas y aprobadas por la Comisión Europea el pasado 18 de agosto. Gracias a ello, la agrovoltaica en España ya es elegible a las ayudas de la Política Agraria Común.

En 2024, SolarPower Europe publicó un manual sobre energía agrosolar para orientar los proyectos. Se trata de un recurso para agricultores y promotores de proyectos solares en el que todos ganan: la agricultura, la energía y la sociedad. El manual detalla los ingresos extra que los proyectos agrosolares pueden ofrecer a los agricultores, principalmente a través de pagos por arrendamiento de tierras de los promotores solares, la provisión directa de infraestructura agrícola o reducciones en la factura energética.

También el pasado año la asociación lanzó un nuevo mapa «agrosolar» digital con proyectos que combinan fotovoltaica y la agricultura en toda Europa.

España, que suspende en políticas agrosolares, alcanzaría 1 GW en esta modalidad, con 14 proyectos recogidos.

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

Solfy y Samara sellan una alianza estratégica para acelerar la transición energética en España

- Solfy adquiere la unidad de negocio de autoconsumo unifamiliar de Samara, que a su vez invierte en la ronda de financiación de Solfy



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/solfy-y-samara-sellan-una-alianza-estrategica-para-acelerar-la-transi...>
pv magazine

Lunes, 27 octubre 2025

Solfy, el primer marketplace digital de soluciones energéticas en España, y Samara, uno de los actores emergentes más destacados del sector fotovoltaico, han alcanzado un acuerdo estratégico que marca un nuevo hito en el mercado de la energía solar residencial.

El acuerdo contempla una doble operación: por un lado, **Solfy adquiere la unidad de negocio de instalaciones fotovoltaicas y aerotermia para viviendas unifamiliares de Samara**. Por otro, **Samara entra en el capital de Solfy**, participando en su actual ronda de financiación.

Este movimiento consolida a Solfy como **el líder independiente del autoconsumo solar residencial en España**, con más de **9.000 instalaciones activas** en todo el territorio, mientras que **Samara centrará su estrategia en el desarrollo de soluciones energéticas para edificios comunitarios**, un segmento con un enorme potencial de crecimiento y que concentra dos tercios de los hogares españoles.

Una alianza reforzada con inversión

Más allá de la adquisición, el acuerdo incluye la participación de Samara como inversor en Solfy, reflejando una **confianza mutua y una visión compartida**: acelerar la transición energética en España a través de la especialización y la colaboración.

“Estamos entusiasmados con esta adquisición. No solo ampliamos nuestra base de clientes, sino que reforzamos nuestra misión de acelerar la transición energética en España”, afirma **Sergi Sans**,

CEO de Solfy . “Damos la bienvenida a los clientes de Samara a la familia Solfy, y les aseguramos que están en las mejores manos para maximizar el rendimiento de sus instalaciones solares.”

Solfy: crecimiento y consolidación

La operación se enmarca en el plan de crecimiento orgánico e inorgánico de Solfy, tras las integraciones recientes de Ecolium, DC Solutions y Eficiencia Ecológica. Con esta adquisición, Solfy amplía su presencia territorial y refuerza su capacidad operativa, generando **economías de escala en procesos, compras y servicios técnicos** .

Samara: apuesta total por la energía colectiva

Fundada en 2022, Samara ha identificado en las comunidades de vecinos un ámbito de enorme proyección y complejidad técnica que requiere de una dedicación y especialización completa.

“Este movimiento demuestra nuestra confianza en el futuro de la energía colectiva”, señala **Manel Pujol, cofundador de Samara** . “Al centrarnos exclusivamente en las comunidades de vecinos, podemos innovar más rápido y generar un impacto mucho mayor. Hemos elegido a Solfy para dar continuidad a nuestros clientes por su reputación y liderazgo. Nuestra inversión en ellos es la mejor prueba de la confianza que tenemos en su proyecto y en el futuro que construiremos como socios, cada uno desde su área de especialización.”

Samara mantendrá su actividad como compañía independiente, con su equipo actual y una dedicación total al desarrollo de soluciones para el autoconsumo colectivo, la gestión energética compartida y la descarbonización de los edificios residenciales.

Transición fluida y beneficios para los clientes

Ambas compañías garantizan una **transición sin interrupciones** para los clientes actuales de la unidad de negocio adquirida. Solfy asumirá la gestión de los contratos manteniendo todas las condiciones y garantías vigentes.

Los usuarios se integrarán progresivamente en el ecosistema digital de Solfy, accediendo a nuevas herramientas tecnológicas —como la futura aplicación móvil— que permitirá **monitorizar, optimizar y gestionar su energía desde un único entorno** .

Con este acuerdo, Solfy y Samara refuerzan su compromiso común: **impulsar la transición energética en España mediante la colaboración y la especialización** .

Sobre Solfy

Solfy es una compañía tecnológica especializada en soluciones de energía renovable y eficiencia energética. Fundada en 2022 en Barcelona, su misión es democratizar el acceso a energía limpia mediante tecnología, transparencia y un modelo de servicio integral.

Transición Ecológica inyecta 840 millones de euros en 143 proyectos de almacenamiento energético

- La vicepresidenta del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, ha anunciado esta mañana los resultados provisionales de la nueva co...



Baterías para almacenamiento de electricidad a gran escala. Fuente foto: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/transicion-ecologica-inyecta-840-20251027>

Antonio Barrero F.

Lunes, 27 octubre 2025

El éxito de la convocatoria -informa el Ministerio- ha obligado a aumentar un 20% el presupuesto de 700 millones de euros previsto inicialmente. "Hemos tenido que incrementar la dotación para almacenamiento debido a la cantidad de proyectos presentados: 1.750 solicitudes", ha concretado la ministra del ramo, Sara Aagesen. Los proyectos adjudicatarios de las ayudas (adjudicación aún provisional, pues está a la espera de la resolución definitiva) son proyectos de almacenamiento híbrido (81), baterías standalone (42), almacenamiento térmico (17) y bombeos (3, que suman 1.326 MWh). "En total, los proyectos preseleccionados nos llevarían a 2,4 GW de potencia adicional y 8,9 GWh de capacidad de almacenamiento", ha señalado Aagesen. La resolución provisional de la convocatoria puede consultarse **aquí**.

El discurso del Ministerio

«Una vez operativas, las nuevas instalaciones contribuirán a proporcionar mayor flexibilidad al sistema eléctrico y favorecerán la integración de las energías renovables, acelerando la descarbonización por la vía de asegurar el suministro de energía más barata y sin emisiones»

El plazo máximo para la ejecución de las actuaciones será de 36 meses desde la concesión definitiva de la ayuda, debiendo estar concluidas las obras antes del 31 de diciembre de 2029.

[Bajo estas líneas, objetivos que fijaba el primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, y objetivos que fija el vigente **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030**, que aprobó el Gobierno en el Consejo de Ministros del 24 de septiembre de 2024].

Esta línea de incentivos (**Proyectos Innovadores de Almacenamiento Energético, Pinalm**) se financia con fondos europeos del programa Feder 2021-2027 gestionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Por comunidades autónomas

El objetivo de los fondos europeos Feder es "fortalecer la cohesión socioeconómica dentro de la Unión Europea reduciendo las disparidades entre los niveles de desarrollo de las distintas regiones". La manera de corregir esos desequilibrios es mediante la financiación de "inversiones estructurales" en los territorios menos favorecidos, "promoviendo un desarrollo sostenible y afrontando los retos medioambientales".

Por esta razón -explican desde el Ministerio-, las ayudas para proyectos de almacenamiento energético partían de un presupuesto asignado por comunidades autónomas, con mayor dotación a aquellas consideradas menos desarrolladas o en transición, en función de los fondos que la Autoridad de Gestión del Feder ha consignado al IDAE.

La selección provisional de los proyectos beneficiarios -continúa el Ministerio- se ha realizado según el presupuesto asignado a cada comunidad autónoma, separando los proyectos elegibles por tipo de almacenamiento y ordenando por puntuación, en una primera ronda, hasta agotar el presupuesto.

Allí donde han quedado excedentes, la cantidad se ha repartido en segunda ronda entre el resto de los proyectos de la comunidad autónoma, ordenados por la puntuación obtenida inicialmente. En tercera ronda los expedientes han competido por el presupuesto excedentario en cada zona de transición.

Andalucía, la que más fondos recibirá

Como resultado de esta mecánica, Andalucía acogería 39 proyectos, Cataluña 17 y la Comunitat Valenciana 14. Les siguen Castilla-La Mancha (11), Extremadura (11) y Galicia (10), entre las comunidades con mayor número de iniciativas admitidas en la propuesta de resolución provisional.

Para facilitar la puesta en marcha de los proyectos, una vez se apruebe la resolución definitiva, antes de finales de este año, los beneficiarios podrán solicitar al IDAE anticipos de hasta el 100% del importe de la ayuda concedida, de acuerdo con las condiciones reflejadas en las bases de la convocatoria.

El discurso del Ministerio

«Este impulso al desarrollo del almacenamiento energético contribuirá a asegurar la transformación del sistema energético para que sea más flexible, robusto y resiliente. Con el refuerzo de esta tecnología se logrará también una mayor penetración de las fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico español, ya que el almacenamiento actúa como un elemento habilitador y de gestión de las mismas. Asimismo, se espera que el incremento de este tipo de instalaciones aumente la flexibilidad del sistema permitiendo una mayor penetración de las energías renovables, reduciendo los costes de la energía. Las ayudas reducirán al mismo tiempo la dependencia de España de los combustibles fósiles, al

incrementar la participación renovable en el mix eléctrico, haciendo frente a la crisis climática, en línea con lo establecido tanto por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) como por el Plan REPower EU»

Estas ayudas Feder al almacenamiento energético se suman a anteriores programas de apoyo específicos ejecutados por el **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico** y el IDAE con cargo a los fondos NextGenEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR): líneas de subvenciones a instalaciones innovadoras de almacenamiento hibridado, standalone, térmico y de bombes reversibles, así como a proyectos de I+D y en islas, entre otras, que han sumado incentivos por valor de 730 millones de euros.

Además de facilitar la descarbonización del sistema eléctrico español, el apoyo a estos sistemas de almacenamiento "fortalecerá -asegura el Ministerio- el desarrollo de un tejido industrial europeo capaz de suministrar equipos, fabricar o ensamblar componentes y mantener proyectos de almacenamiento con las distintas tecnologías existentes (baterías, sistemas de bombeo y almacenamiento térmico), siguiendo así los pasos del sector eólico y fotovoltaico, en los que España es ya autosuficiente en capacidad tecnológica y productiva".



Sara Aagesen anuncia 840 millones para 143 proyectos de almacenamiento, con Andalucía a la cabeza

- La vicepresidenta Sara Aagesen presentó los resultados provisionales de la convocatoria de ayudas a almacenamiento energético, que beneficiará a 143 proyecto...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/almacenamiento/sara-aagesen-anuncia-840-millones-para-143-proyectos-de-al...>

Lunes, 27 octubre 2025

27 octubre 2025 0

La vicepresidenta del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, **Sara Aagesen**, ha presentado los resultados provisionales de la nueva convocatoria de ayudas a proyectos de inversión en almacenamiento energético. En total, **143 proyectos han sido preseleccionados**, que recibirán **839,7 millones de euros** de los fondos europeos **FEDER 2021-2027**.

La convocatoria había previsto inicialmente 700 millones, pero el elevado número de solicitudes — 1.750 en total— obligó a aumentar el presupuesto un 20%. “Hemos tenido que incrementar la dotación para almacenamiento debido a la cantidad de proyectos presentados: 1750 solicitudes. Proyectos de almacenamiento híbrido (81 expedientes), baterías standalone (42), almacenamiento térmico (17) y los bombeos (3). En total los preseleccionados nos llevarían a 2,4 GW de potencia adicional y 8,9 GWh de capacidad de almacenamiento”, ha señalado Aagesen.

Los proyectos seleccionados abarcan distintas tecnologías: **almacenamiento híbrido, baterías standalone, sistemas térmicos y bombeos reversibles**, que en conjunto aportarán **2,4 GW de potencia y 8,9 GWh de capacidad**.

Una vez en funcionamiento, estas instalaciones reforzarán la **flexibilidad del sistema eléctrico**, facilitarán la **integración de energías renovables** y ayudarán a reducir la dependencia de

combustibles fósiles. Los trabajos deberán completarse en un máximo de **36 meses** , antes del 31 de diciembre de 2029.

Distribución territorial

Andalucía será la región con mayor número de proyectos, **39 en total** , seguida de Cataluña (**17**) y la Comunitat Valenciana (**14**). Castilla-La Mancha y Extremadura contarán con **11 proyectos cada una** , mientras Galicia tendrá **10** . La selección se realizó por tipo de almacenamiento y puntuación de los proyectos, asignando primero el presupuesto de cada comunidad y luego redistribuyendo los excedentes entre los restantes proyectos elegibles.

Además de fortalecer la flexibilidad del sistema y facilitar la incorporación de renovables, estas ayudas buscan **estimular la industria española y europea de almacenamiento** , desde la fabricación y ensamblaje de equipos hasta su mantenimiento. Se suman a los **730 millones del PRTR** destinados previamente a proyectos de almacenamiento innovador y de I+D.

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



Iberdrola instala una estación convertidora de corriente continua en el Mar del Norte

Con un peso de 10.700 toneladas, es una pieza clave para el desarrollo del parque eólico ubicado en aguas británicas

BILBAO – Iberdrola, a través de su filial británica ScottishPowerRenewables, ha completado la instalación de la estación convertidora marina de corriente continua de alta tensión (HVDC) en el parque eólico East Anglia THREE, situado a unos 69 kilómetros de la costa de Suffolk, en aguas británicas del mar del Norte. Esta subestación es una pieza clave en el desarrollo del mayor parque eólico marino de Iberdrola en el mundo, que supondrá una inversión de 5.000 millones de euros, y uno de los más grandes a nivel global.

La función de este equipamiento será transformar la electricidad generada por las 95 turbinas del parque, pasando de corriente alterna de alta tensión a corriente continua. Con una capacidad de 1,400 MW, cuando entre en operación a finales de 2026, el parque será capaz de generar energía limpia para abastecer a más de 2,4 millones de personas en el Reino Unido. Será además el primero del Grupo Iberdrola en incorporar tecnología HVDC, la forma más eficiente de transportar electricidad a largas distancias.



El módulo, instalado. Foto: Iberdrola

La estructura instalada tiene 10.700 toneladas de peso y unas dimensiones de 70 metros de largo, 34 de ancho y 48 de alto. Se trata del mayor módulo construido hasta la fecha en todo el Grupo Iberdrola. Desde la compañía destacan que la estación convertidora marina tiene una altura similar a un edificio de 16 plantas y su peso es un 50% superior al de la Torre Eiffel.

El SSCV Sleipni, el buque grúa más grande del mundo, que el pasado verano ya había colocado las cimentaciones marinas, ha ejecutado ahora la instalación del módulo, fabricado en Mangalia (Rumanía) y trasladado al astillero de Stord (Noruega) para su ensamblaje final. – NTM

Iberdrola instala la estación convertidora de su parque eólico marino East Anglia Three en aguas británicas

- Iberdrola ha completado con éxito la instalación de la estación convertidora marina de corriente continua de alta tensión en el parque eólico 'East Anglia 3'.



Iberdrola instala la estación convertidora de su 'megaparque' eólico marino 'East Anglia 3'.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-instala-la-estacion-convertidora-de-su-megaparque-eolico-marino...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

Iberdrola , a través de su filial británica ScottishPower Renewables, **ha completado con éxito la instalación de la estación convertidora marina de corriente continua de alta tensión (HVDC) en el parque eólico 'East Anglia 3'** , que contará con una **capacidad de 1.400 megavatios (MW)** cuando entre en operación a finales de **2026** y supondrá una **inversión total de 5.000 millones de euros** , informó la compañía.

El proyecto, situado a unos 69 kilómetros de la costa de Suffolk, en aguas británicas del mar del Norte, es el primero de los parques eólicos marinos del grupo energético que incorpora tecnología HVDC, la forma más eficiente de transportar electricidad a largas distancias.

La eléctrica destacó que esta subestación es "una pieza clave" en el desarrollo de 'East Anglia 3', el mayor parque eólico marino de Iberdrola en el mundo y uno de los más grandes a nivel global. En concreto, su función será transformar la electricidad generada por las **95 turbinas del parque** , pasando de corriente alterna de alta tensión a **corriente continua** .

La infraestructura de Iberdrola

La estructura instalada tiene un peso de 10.700 toneladas y unas dimensiones de 70 metros de largo, 34 de ancho y 48 de alto. Se trata del mayor módulo construido hasta la fecha en todo el grupo Iberdrola.

La estación convertidora marina tiene una altura similar a un edificio de 16 plantas y su peso es un 50% superior al de la Torre Eiffel. La operación de instalación ha sido todo un reto técnico, ejecutado con éxito gracias al buque grúa más grande del mundo, el SSCV Sleipnir de Heerema Marine Contractors, que ya había colocado las cimentaciones marinas del proyecto el pasado verano.

La fabricación del módulo se completó en Mangalia (Rumanía) a mediados de 2024 y, tras recorrer más de 3.800 millas náuticas, llegó al astillero de Aker Solutions en Stord (Noruega) para su ensamblaje final.



PLAN DE SALVACIÓN

ProA Capital reestructura Neoelectra ante la caída de la cogeneración

El fondo español analiza junto a Deutsche Bank, su principal acreedor, cómo salvar la compañía energética tras frustrar su proceso de venta

C. Reche MADRID.

Neoelectra, compañía propiedad del fondo ProA Capital, atraviesa dificultades financieras que ponen en entredicho su continuidad. La empresa, el principal cogenerador independiente de España por sus 215 MW de capacidad instalada y 16 plantas de cogeneración, biomasa y pútrines, está analizando distintas opciones para reestructurar el negocio y explorar distintas alternativas estratégicas para evitar la insolvencia ante la caída del mercado de la cogeneración, según coinciden distintas fuentes consultadas, que inciden en que la inactividad del Ministerio de Transición Ecológica (Miteco) ha sido determinante.

Las mismas voces señalan que el Miteco ha realizado sucesivos cambios regulatorios que han deteriorado de forma significativa la competitividad de la cogeneración y las industrias asociadas. Prueba de ello es el cierre sucesivo de plantas de cogeneración, lo que se ha traducido en un recorte a la mitad en *mix* de generación.

La empresa presidida por Antonio Cortés ha analizado con distintas boutiques financieras la posibilidad de dar un mandato con la meta de elaborar una hoja de ruta que garantice la continuidad de la empresa, si bien de momento trabaja en solitario. La situación más inmediata es examinar un posible troceo de la compañía, maximizando el valor de algunos activos. La empresa analiza este escenario ahora mismo y ha atraído a distintos inversores de corte oportunista.

La situación apremia tanto al fondo español como a Deutsche Bank, la entidad que financió en 2018 la compra de la empresa a través de un crédito de 80 millones que se componía en dos tramos: el A, de 54 mil-



Instalación de Neoelectra. EE

La empresa pidió años a Nomura y Óptima para que buscaran relevo en el capital

lones y con fecha de vencimiento 3 de agosto de este año (amortización de deuda con periodicidad semestral), y el B, disponible para la filial SC Hidroenergía Ibérica, por impor-

te de 26 millones de euros. Este segundo tramo fue ampliado posteriormente en cuatro millones de euros adicionales.

La situación se ha agravado después de que ProA saliera al mercado en distintas ocasiones en busca de un comprador para la compañía. El fondo dio mandato Nomura y Óptima para que encontrarán relevo en el capital, si bien la crisis de Ucrania y la incertidumbre de la aplicación de la nueva regulación, sumadas a las pérdidas ocasionadas en 2022, enturbiaron el proceso.



La inversión industrial, a la fuga por la demora en cogeneración



José Ignacio Castillo

Presidente de Acoген

El sector de la cogeneración ha aprendido a medir el tiempo de otra forma. Ya no por megavatios ni por horas de funcionamiento, sino por promesas aplazadas. Cada año suma un nuevo anuncio, una nueva fecha y más dosis de paciencia. Y la semana pasada, en el XXI Congreso Anual de Cogeneración, organizado por Acoген y Cogen España, hemos recibido otro recordatorio de esa extraña cronología: las subastas de cogeneración se realizarán —si se cumple la enésima promesa— en el primer semestre de 2026.

El anuncio, realizado por el director general de Política Energética y Minas, vino acompañado de las palabras habituales: “voluntad”, “compromiso”, “trabajo intenso”. Nadie duda de que el ministerio trabaje. Lo que empieza a ponerse en duda es el resultado de tanto esfuerzo. En 2021, en este mismo congreso, la entonces secretaria de Estado —hoy ministra para la Transición Ecológica— prometía exactamente lo mismo. Cuatro años después, seguimos sin marco de inversión, sin subastas y con la mitad del sector en punto muerto.

La cogeneración permite producir simultáneamente electricidad y calor útil a partir de un mismo combustible. Ese doble aprovechamiento multiplica la eficiencia energética y re-

duce emisiones. Por eso, ha sido durante décadas el corazón que mantiene en marcha a miles de industrias calorintensivas —desde la cerámica y la química hasta la alimentaria o el papel—. Cada aplazamiento regulatorio no sólo congela inversiones: deja en vilo a un modelo que encarna el equilibrio entre competitividad y sostenibilidad industrial y que sostiene parte del modelo económico del país.

En seis años, España ha perdido el 50% de su cogeneración industrial, un colapso que no se explica por obsolescencia tecnológica, sino por inacción regulatoria. Entre 2020 y 2024 se han apagado 230 plantas (1.500 MW)

que esperan una norma que les permita seguir produciendo. Si nada cambia, otras 140 instalaciones (1.300 MW) podrían hacerlo antes de 2030. La consecuencia es tangible: 14 TWh de energía primaria desperdiciados cada año, tres millones de toneladas adicionales de CO₂ emitidas y 1.500 millones

de euros de pérdida anual en la factura energética de nuestras industrias. Una paradoja en un país que proclama su compromiso con la eficiencia y la descarbonización mientras mantiene inactiva la herramienta que mejor las representa.

Más de 80 proyectos industriales esperan desde hace años el marco necesario para invertir 1.300 millones de euros. Son proyectos listos, financiados, con ingeniería avanzada y capacidad para operar con hidrógeno y otros gases renovables. La industria está preparada; el problema no está en las empresas, sino

en la parálisis institucional. El Gobierno debe ofrecer un marco estable. El silencio administrativo prolongado no sólo retrasa la transición: desincentiva la inversión, deteriora la confianza y empuja a las empresas a buscar alternativas fuera de España.

Mientras tanto, Europa mantiene la cogeneración como pilar de su política energética —representa el 12 % del mix eléctrico europeo— y el mundo la impulsa hasta alcanzar el 15 %. La brecha española no es tecnológica: es política.

La cogeneración simboliza lo que debería ser una política industrial y energética coherente. No se puede hablar de reindustrialización mientras se deja sin marco a la tecnología que sostiene a los sectores que producen el 20 % del PIB industrial. Cada fábrica que apaga su cogeneración pierde eficiencia, empleo y futuro.

El borrador de las subastas que todavía está bajo estudio tampoco invita al optimismo al introducir obstáculos que restan competitividad con otros países europeos y que el sector considera incomprensibles. Entre ellos, la obligación de autoconsumo con venta de excedentes y la alteración del método europeo de cálculo de eficiencia, nuevas condiciones que podrían dejar fuera al 60 % de las empresas interesadas, especialmente a las pymes, que forman el tejido real de nuestra industria. En lugar de facilitar la inversión, se complica; en lugar de converger con Europa, se legisla a contracorriente.

El daño más profundo no es técnico, sino de confianza. Cuando un Gobierno anuncia durante cuatro años seguidos la inminencia de una medida que nunca llega, el mercado deja de creer. Y cuando el mercado deja de creer, deja de invertir.

La cogeneración no pide privilegios, sino certidumbre. No reclama subvenciones, sino un marco de inversión estable para competir en igualdad. Porque sin cogeneración, España no sólo pierde eficiencia energética: pierde industria, empleo y capacidad para cumplir sus propios objetivos climáticos.

La cogeneración ha demostrado su valor durante décadas: produce más con menos energía, reduce emisiones y refuerza la autonomía energética. Es una aliada natural de la descarbonización y de la transición industrial. Lo que falta no es voluntad empresarial: es decisión política.

Estamos en tiempo de descuento. Cada mes sin

marco regulatorio agrava la pérdida de competitividad y credibilidad de la política industrial española. El nuevo compromiso del ministerio —primer semestre de 2026— para que sea creíble implica que el marco debe promulgarse en el BOE antes de fin de año. La confianza no se restaura con promesas, sino con hechos.

Si España quiere una industria moderna, eficiente y sostenible, debe actuar como tal. Y eso empieza por cumplir sus propias palabras. La paciencia industrial no es infinita, las inversiones marchitan, la producción se fuga y el tiempo, también en energía, se agota.

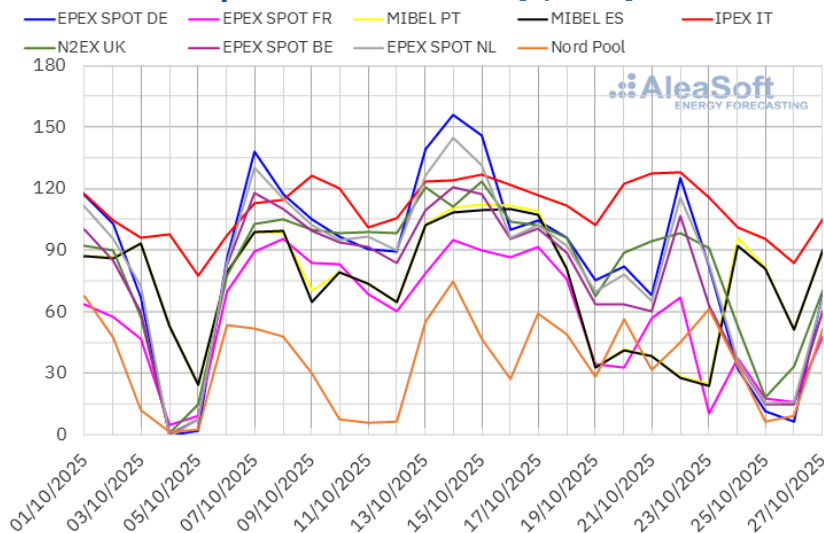
Cuatro años después, seguimos sin marco de inversión y sin subastas

El silencio administrativo prolongado desincentiva la inversión

Descenso de precios en los mercados eléctricos europeos por el repunte de la producción eólica en la cuarta semana de...

- Durante la cuarta semana de octubre, el aumento de la producción eólica favoreció el descenso de los precios en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, cuyos promedios se situaron por debajo de 60 €/MWh.

Mercados europeos de electricidad [€/MWh]



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/descenso-de-precios-en-los-mercados-electricos-europeos-por-el-rep...>

Lunes, 27 octubre 2025

Durante la cuarta semana de octubre, el aumento de la producción eólica favoreció el descenso de los precios en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, cuyos promedios se situaron por debajo de 60 €/MWh. Alemania y Francia registraron sus máximos de producción eólica para un día de octubre. En cambio, la producción fotovoltaica disminuyó, mientras que la demanda eléctrica aumentó en la mayoría de los mercados. Los futuros de CO2 alcanzaron su precio de cierre más alto desde mediados de febrero y los del Brent, el más bajo desde principios de mayo.

Producción solar fotovoltaica y producción eólica

En la semana del 20 de octubre, la producción solar fotovoltaica disminuyó en los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado portugués experimentó la mayor caída, de un 43%, continuando la tendencia a la baja por tercera semana consecutiva. Le siguieron los mercados francés y alemán, con descensos del 34% y 32%, respectivamente. Los mercados italiano y español experimentaron las menores bajadas, del 19% y el 18%, respectivamente. Cabe destacar que la tendencia a la baja en el mercado español continuó por quinta semana consecutiva.

Durante la semana del 27 de octubre, según las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting, la tendencia a la baja se invertirá y la producción fotovoltaica aumentará en comparación con la semana anterior en los mercados italiano, alemán y español.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERNÁ.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERNÁ.

Durante la cuarta semana de octubre, la producción eólica aumentó de forma significativa en los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado alemán registró el mayor aumento, de un 259%. Le siguieron los mercados italiano, español y portugués con aumentos intersemanales del 244%, 236% y 206%, respectivamente. En todos los casos, se revirtió la tendencia bajista de la semana anterior. El mercado francés experimentó su segunda semana consecutiva de crecimiento de la producción eólica, esta vez con un aumento del 98%.

Los mercados alemán y francés marcaron un máximo histórico de producción eólica diaria para un mes de octubre. En el mercado alemán esto se produjo el 24 de octubre, con una generación de 1119 GWh y en Francia, el día anterior, 23 de octubre, con una generación de 393 GWh.

En la semana del 27 de octubre, según las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting, la tendencia alcista se invertirá y la producción eólica disminuirá en los mercados italiano, alemán, francés, español y portugués.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERNÁ.

Demanda eléctrica

En la semana del 20 de octubre, la demanda eléctrica aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. Los mercados alemán e italiano revirtieron la tendencia a la baja de la semana anterior y registraron el mayor y menor aumento de la demanda, respectivamente. En el mercado alemán la demanda aumentó un 4,6%, mientras que en el mercado italiano aumentó un 0,2%. Mientras tanto, los mercados francés, portugués y español continuaron la tendencia alcista de la demanda de las últimas semanas, con aumentos correspondientes del 2,7%, 2,1% y 0,6%, respectivamente. Las excepciones fueron los mercados británico y belga. Tras dos semanas consecutivas de aumento de la demanda, ambos registraron descensos, del 3,2% y del 1,6%, respectivamente.

Durante la semana, las temperaturas medias aumentaron 0,3°C en España y 0,4°C en Alemania y se mantuvieron similares a las de la semana anterior en Italia. En el resto de los mercados analizados, las temperaturas medias bajaron entre los 0,2°C de Bélgica y los 1,4°C de Gran Bretaña.

Para la semana del 27 de octubre, según las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting, la demanda aumentará en los mercados británico, francés y belga y disminuirá en el resto de los principales mercados europeos.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica, TERNÁ, National Grid y ELIA.

Mercados eléctricos europeos

En la cuarta semana de octubre, los precios promedio de los principales mercados eléctricos europeos bajaron respecto a la semana anterior. El mercado IPEX de Italia registró el menor descenso, del 6,5%, mientras que el mercado EPEX SPOT de Francia alcanzó la mayor caída porcentual de precios, del 57%. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios bajaron entre el 28% del mercado Nord Pool de los países nórdicos y el 50% del mercado EPEX SPOT de Alemania.

En la semana del 20 de octubre, los promedios semanales fueron inferiores a 60 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron el mercado N2EX del Reino Unido y el mercado italiano, cuyos promedios fueron de 68,05 €/MWh y 110,57 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado francés y el mercado nórdico registraron los menores promedios semanales, de 33,97 €/MWh y 34,83 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios estuvieron entre los 50,64 €/MWh del mercado MIBEL de España y los 58,50 €/MWh del mercado neerlandés.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado alemán alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 6,52 €/MWh, el domingo 26 de octubre. El mercado nórdico también registró precios diarios inferiores a 10 €/MWh durante el fin de semana. En el caso del mercado español, el jueves 23 de octubre, el precio fue de 23,59 €/MWh. Este fue su precio más bajo desde el 16 de junio.

Por otra parte, pese a la caída en el promedio semanal, de lunes a viernes los precios diarios se mantuvieron por encima de 100 €/MWh en el mercado italiano. Los mercados alemán, belga y neerlandés también registraron precios superiores a 100 €/MWh el día 22 de octubre. Ese día, el mercado italiano alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 128,01 €/MWh. Este fue su precio más alto desde el 2 de julio.

En la semana del 20 de octubre, el notable incremento de la producción eólica propició la caída de los precios en los mercados eléctricos europeos. Además, la demanda eléctrica descendió en los mercados belga, británico y neerlandés.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que, en la última semana de octubre, los precios subirán en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, influenciados por el descenso de la producción eólica. En algunos mercados, el aumento de la demanda también contribuirá a este comportamiento.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de OMIE, EPEX SPOT, Nord Pool y GME.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 61,01 \$/bbl, el lunes 20 de octubre. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 6 de mayo. Posteriormente, estos futuros registraron una tendencia ascendente. Como resultado, el jueves 23 de octubre, estos futuros

alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 65,99 \$/bbl. El viernes 24 de octubre, el precio de cierre fue ligeramente inferior, de 65,94 \$/bbl, pero todavía fue un 7,6% mayor al del viernes anterior.

En la cuarta semana de octubre, el anuncio de sanciones estadounidenses a compañías petroleras rusas, así como la aprobación de un nuevo paquete de sanciones a Rusia por parte de la Unión Europea, contribuyeron al incremento de los precios de los futuros de petróleo Brent. El anuncio del departamento de energía estadounidense de su intención de incrementar la reserva estratégica de petróleo del país también favoreció el incremento de los precios.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 20 de octubre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 31,74 €/MWh. En cambio, el jueves 23 de octubre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 32,45 €/MWh. El viernes 24 de octubre, tras una caída del 1,3% respecto al día anterior, el precio de cierre fue de 32,02 €/MWh. Sin embargo, según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio todavía fue un 0,6% mayor al del viernes anterior.

La aprobación por parte de la Unión Europea de un paquete de sanciones a Rusia, el cual incluye la prohibición de importar gas natural licuado ruso a partir de 2027, ejerció su influencia al alza sobre los precios de los futuros de gas TTF. Sin embargo, los altos niveles de las reservas europeas y el suministro abundante permitieron que los precios permanecieran por debajo de 33 €/MWh durante la cuarta semana de octubre.

Por lo que respecta a los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2025, el lunes 20 de octubre alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 79,83 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este fue su precio más elevado desde el 13 de febrero. En el resto de las sesiones de la semana los precios descendieron. Como consecuencia, el viernes 24 de octubre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 78,34 €/t. Este precio fue un 1,4% menor al del viernes anterior.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ICE y EEX.

Por AleaSoft Energy Forecasting

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

Descenso de precios en los mercados eléctricos europeos gracias al repunte de la producción eólica

- Los futuros de CO2 alcanzaron su precio de cierre más alto desde mediados de febrero y los del Brent, el más bajo desde principios de mayo.



Descenso de precios en los mercados eléctricos europeos gracias al repunte de la producción eólica

<https://elperiodicodelaenergia.com/descenso-de-precios-en-los-mercados-electricos-europeos-gracias-al-repun...>

Aleasoft Energy Forecasting

Martes, 28 octubre 2025

Durante la cuarta semana de octubre, el aumento de la producción eólica favoreció el descenso de los precios en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, cuyos promedios se situaron por debajo de 60 €/MWh. Alemania y Francia registraron sus máximos de producción eólica para un día de octubre. En cambio, la producción fotovoltaica disminuyó, mientras que la demanda eléctrica aumentó en la mayoría de los mercados. Los futuros de CO2 alcanzaron su precio de cierre más alto desde mediados de febrero y los del Brent, el más bajo desde principios de mayo.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 20 de octubre, la **producción solar fotovoltaica** disminuyó en los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado portugués experimentó la mayor caída, de un 43%, continuando la tendencia a la baja por tercera semana consecutiva. Le siguieron los mercados francés y alemán, con descensos del 34% y 32%, respectivamente. Los mercados italiano y español experimentaron las menores bajadas, del 19% y el 18%, respectivamente. Cabe destacar que la tendencia a la baja en el mercado español continuó por quinta semana consecutiva.

Durante la semana del 27 de octubre, según las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting**, la tendencia a la baja se invertirá y la producción fotovoltaica aumentará en comparación con la semana anterior en los mercados italiano, alemán y español.

Producción eólica

Durante la cuarta semana de octubre, la **producción eólica** aumentó de forma significativa en los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado alemán registró el mayor aumento, de un 259%. Le siguieron los mercados italiano, español y portugués con aumentos intersemanales del 244%, 236% y 206%, respectivamente. En todos los casos, se revirtió la tendencia bajista de la semana anterior. El mercado francés experimentó su segunda semana consecutiva de crecimiento de la producción eólica, esta vez con un aumento del 98%.

Los mercados alemán y francés marcaron un máximo histórico de producción eólica diaria para un mes de octubre. En el mercado alemán esto se produjo el 24 de octubre, con una generación de 1119 GWh y en Francia, el día anterior, 23 de octubre, con una generación de 393 GWh.

En la semana del 27 de octubre, según las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting**, la tendencia alcista se invertirá y la producción eólica disminuirá en los mercados italiano, alemán, francés, español y portugués.

Demanda eléctrica

En la semana del 20 de octubre, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. Los mercados alemán e italiano revirtieron la tendencia a la baja de la semana anterior y registraron el mayor y menor aumento de la demanda, respectivamente. En el mercado alemán la demanda aumentó un 4,6%, mientras que en el mercado italiano aumentó un 0,2%.

Mientras tanto, los mercados francés, portugués y español continuaron la tendencia alcista de la demanda de las últimas semanas, con aumentos correspondientes del 2,7%, 2,1% y 0,6%, respectivamente. Las excepciones fueron los mercados británico y belga. Tras dos semanas consecutivas de aumento de la demanda, ambos registraron descensos, del 3,2% y del 1,6%, respectivamente.

Durante la semana, las **temperaturas medias** aumentaron 0,3°C en España y 0,4°C en Alemania y se mantuvieron similares a las de la semana anterior en Italia. En el resto de los mercados analizados, las temperaturas medias bajaron entre los 0,2°C de Bélgica y los 1,4°C de Gran Bretaña.

Para la semana del 27 de octubre, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**, la demanda aumentará en los mercados británico, francés y belga y disminuirá en el resto de los principales mercados europeos.

Mercados eléctricos europeos

En la cuarta semana de octubre, los precios promedio de los principales **mercados eléctricos europeos** bajaron respecto a la semana anterior. El **mercado IPEX** de Italia registró el menor descenso, del 6,5%, mientras que el **mercado EPEX SPOT** de Francia alcanzó la mayor caída porcentual de precios, del 57%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios bajaron entre el 28% del **mercado Nord Pool** de los países nórdicos y el 50% del mercado EPEX SPOT de Alemania.

En la semana del 20 de octubre, los promedios semanales fueron inferiores a 60 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron el **mercado N2EX** del Reino Unido y el mercado italiano, cuyos promedios fueron de 68,05 €/MWh y 110,57 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado francés y el mercado nórdico registraron los menores promedios semanales, de 33,97 €/MWh y 34,83 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 50,64 €/MWh del **mercado MIBEL** de España y los 58,50 €/MWh del mercado neerlandés.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado alemán alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 6,52 €/MWh, el domingo 26 de octubre. El mercado nórdico también registró precios diarios inferiores a 10 €/MWh durante el fin de semana. En el caso del mercado español, el jueves 23 de octubre, el precio fue de 23,59 €/MWh. Este fue su precio más bajo desde el 16 de junio.

Por otra parte, pese a la caída en el promedio semanal, de lunes a viernes los precios diarios se mantuvieron por encima de 100 €/MWh en el mercado italiano. Los mercados alemán, belga y neerlandés también registraron precios superiores a 100 €/MWh el día 22 de octubre. Ese día, el mercado italiano alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 128,01 €/MWh. Este fue su precio más alto desde el 2 de julio.

En la semana del 20 de octubre, el notable incremento de la producción eólica propició la caída de los precios en los mercados eléctricos europeos. Además, la demanda eléctrica descendió en los mercados belga, británico y neerlandés.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la última semana de octubre, los precios subirán en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, influenciados por el descenso de la producción eólica. En algunos mercados, el aumento de la demanda también contribuirá a este comportamiento.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 61,01 \$/bbl, el lunes 20 de octubre. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más bajo desde el 6 de mayo. Posteriormente, estos futuros registraron una tendencia ascendente. Como resultado, el jueves 23 de octubre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 65,99 \$/bbl. El viernes 24 de octubre, el precio de cierre fue ligeramente inferior, de 65,94 \$/bbl, pero todavía fue un 7,6% mayor al del viernes anterior.

En la cuarta semana de octubre, el anuncio de sanciones estadounidenses a compañías petroleras rusas, así como la aprobación de un nuevo paquete de sanciones a Rusia por parte de la Unión Europea, contribuyeron al incremento de los precios de los futuros de petróleo Brent. El anuncio del departamento de energía estadounidense de su intención de incrementar la reserva estratégica de petróleo del país también favoreció el incremento de los precios.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 20 de octubre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 31,74 €/MWh. En cambio, el jueves 23 de octubre,

estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 32,45 €/MWh. El viernes 24 de octubre, tras una caída del 1,3% respecto al día anterior, el precio de cierre fue de 32,02 €/MWh. Sin embargo, según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** , este precio todavía fue un 0,6% mayor al del viernes anterior.

La aprobación por parte de la Unión Europea de un paquete de sanciones a Rusia, el cual incluye la prohibición de importar gas natural licuado ruso a partir de 2027, ejerció su influencia al alza sobre los precios de los futuros de gas TTF. Sin embargo, los altos niveles de las reservas europeas y el suministro abundante permitieron que los precios permanecieran por debajo de 33 €/MWh durante la cuarta semana de octubre.

Por lo que respecta a los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2025, el lunes 20 de octubre alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 79,83 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** , este fue su precio más elevado desde el 13 de febrero. En el resto de las sesiones de la semana los precios descendieron. Como consecuencia, el viernes 24 de octubre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 78,34 €/t. Este precio fue un 1,4% menor al del viernes anterior.

Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa y el almacenamiento de energía

El jueves 13 de noviembre, **AleaSoft Energy Forecasting** celebrará el webinar número 60 de su serie de webinars mensuales. Además de la evolución y perspectivas de los mercados de energía europeos para el invierno 2025-2026, se analizarán las perspectivas de las **baterías** , la **hibridación** y el **almacenamiento de energía** , así como los servicios de AleaSoft para proyectos de baterías e hibridación. En esta ocasión, el ponente invitado será Luis Marquina de Soto, presidente de **AEPIBAL** , la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .

Antonio Delgado (Aleasoft): "En los próximos dos años veremos un 'boom' de las baterías en España"

● ENTREVISTA | El CEO y fundador de Aleasoft Energy Forecasting repasa la actualidad energética: de la operación reforzada al mercado de capacidad.



Antonio Delgado, CEO y fundador de Aleasoft Energy Forecasting.

<https://elperiodicodelaenergia.com/antonio-delgado-aleasoft-en-los-proximos-dos-anos-veremos-un-boom-de...>

Ramón Roca

Lunes, 27 octubre 2025

ENTREVISTA | El CEO y fundador de Aleasoft Energy Forecasting repasa la actualidad energética: de la operación reforzada al mercado de capacidad

El apagón del 28 de abril, la operación reforzada de Red Eléctrica, el mercado de capacidad, los nuevos procedimientos de operación, los precios cero,...la actualidad energética está hirviendo y quien mejor que dar un repaso sobre ella que con Antonio Delgado, CEO y fundador de Aleasoft Energy Forecasting.

El Periódico de la Energía ha realizado una entrevista a Antonio dónde han repasado estos asuntos y otros más de la actualidad energética española.

Si no teníamos suficiente con la volatilidad en los mercados, va y llega en abril un apagón que ha vuelto a dar una vuelta a todo. ¿Cómo está cambiando el mercado la operación reforzada de Red Eléctrica?

El apagón del 28 de abril fue un punto de inflexión que ha llevado a Red Eléctrica a reforzar los procedimientos de operación y a priorizar la seguridad del sistema. Esto se ha traducido en una mayor exigencia técnica a los generadores, especialmente a las plantas renovables. Desde entonces,

la gestión de la red es más conservadora, se da más peso a las tecnologías gestionables y se han incrementado los episodios de curtailment o vertido de las renovables en determinados momentos.

Por otra parte, este nuevo contexto también puede abrir oportunidades: las plantas renovables están participando en algunos servicios de ajuste que ahora están mejor remunerados, lo que puede compensar parcialmente la pérdida de ingresos por las restricciones.

En este escenario, la hibridación de las plantas renovables, especialmente fotovoltaicas, con sistemas de almacenamiento mediante baterías se vuelve clave. Las baterías permiten gestionar mejor la energía vertida a la red, reducir el curtailment y aportar flexibilidad al sistema. Además, gracias a la electrónica de potencia, contribuyen a reforzar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico, actuando de forma más activa en los servicios de ajuste y en el soporte a la operación de la red. La combinación de generación renovable y almacenamiento representa, por tanto, una evolución natural hacia un sistema más seguro, eficiente y sostenible.

El operador del sistema ha solicitado unas modificaciones en los procedimientos de operación. ¿Esto puede hacer cambiar los precios de la electricidad en España?

Sí, sin duda. Toda modificación operativa tiene un impacto en los precios, especialmente cuando afecta a la oferta disponible en el mercado. En la medida en que se introduzcan más restricciones técnicas o mayores requisitos de reserva y control, el resultado puede ser un aumento de los precios de los servicios de ajuste en determinados períodos, sobre todo en las horas de mayor tensión del sistema.

Sin embargo, el efecto neto dependerá también del desarrollo del almacenamiento y de la flexibilidad de la demanda. A medio plazo, unas reglas operativas más exigentes, pero también más claras, pueden favorecer una operación más segura, predecible y eficiente.

Además, esta nueva operativa puede acelerar la implantación de sistemas de almacenamiento y el desarrollo de soluciones de flexibilidad, tanto por parte de los generadores como de los consumidores. Las baterías, al poder responder rápidamente a las necesidades del sistema, se vuelven cada vez más valiosas para cubrir reservas y servicios de ajuste. De igual forma, la demanda flexible y gestionable —como la industria electrointensiva o los centros de datos— podrá participar activamente en el equilibrio del sistema, beneficiándose de una mayor retribución por su capacidad de respuesta. Todo ello contribuirá a estabilizar el mercado y a mantener precios más competitivos en el largo plazo.

¿Cómo ves la situación de las redes en España? ¿Os parece bien la Planificación a 2030? ¿Será suficiente la retribución para que se puedan llevar a cabo esas inversiones?

Vemos las redes como el principal cuello de botella para el desarrollo de la descarbonización. Hoy existen importantes dificultades para acceder a nodos tanto por parte de nuevos proyectos de generación renovable como por las nuevas demandas limpias, especialmente la electrificación de la industria, los centros de datos y los sistemas de almacenamiento con baterías. La red de transporte

y distribución se encuentra en un punto de saturación que limita el ritmo de conexión de nuevas instalaciones y, por tanto, el avance de la transición energética.

España ha hecho un esfuerzo muy importante en la planificación de las redes, pero el gran reto ahora es la ejecución. El Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2025-2030 va en la buena dirección, con una visión más integrada del sistema eléctrico y una mejor identificación de las necesidades de conexión para renovables, almacenamiento y nueva demanda, como los centros de datos o el hidrógeno verde.

La retribución planificada para las redes se ha mejorado parcialmente. La CNMC ha propuesto elevar la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,46% para el próximo período regulatorio 2026-2031, lo que supone un avance respecto al marco anterior. Sin embargo, las distribuidoras consideran que este nivel sigue siendo insuficiente para movilizar la inversión necesaria en refuerzo, digitalización y modernización de la red. Reclaman una mayor estabilidad regulatoria, una retribución más acorde con los costes reales y un reconocimiento explícito de las inversiones en flexibilidad, almacenamiento y resiliencia.

Si no se incentiva adecuadamente la inversión y la innovación en la red en áreas como la monitorización avanzada, la gestión dinámica de la capacidad y la integración de recursos distribuidos será muy difícil alcanzar los objetivos del PNIEC y garantizar un sistema resiliente y seguro. La red es el pilar de la transición energética, y su modernización es tan importante como el despliegue de nueva generación renovable.

"La red es el pilar de la transición energética, y su modernización es tan importante como el despliegue de nueva generación renovable".

El mercado de capacidad parece que se atasca en Bruselas. ¿Es tan necesario para las baterías?

Es fundamental. Las baterías necesitan un marco que reconozca y remunere el valor de la potencia firme y de la flexibilidad que aportan al sistema eléctrico. El mercado de capacidad es el instrumento diseñado para retribuir esa disponibilidad, premiando a las tecnologías que pueden garantizar suministro en momentos de escasez o alta demanda. Sin ese mecanismo, muchas inversiones en almacenamiento no serían viables económicamente, ya que los ingresos provenientes solo de los mercados mayoristas y de ajuste no bastan para cubrir los costes de capital y operación de los sistemas de baterías.

Es comprensible que Bruselas quiera asegurarse de que el diseño español del mercado de capacidad sea coherente con las normas europeas de competencia y no genere distorsiones en el mercado interior. Sin embargo, la aprobación definitiva es urgente: cuanto antes se active, antes podrán cerrarse las financiaciones de muchos proyectos que hoy están pendientes de una señal clara y estable de ingresos a largo plazo.

Además, el mercado de capacidad no solo beneficiará a las baterías. También incentivará la participación de tecnologías gestionables, de la demanda flexible y de soluciones híbridas renovable-

almacenamiento, reforzando la seguridad de suministro y la estabilidad del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración renovable.

En este sentido, las baterías híbridadas con plantas fotovoltaicas tendrán un papel especialmente relevante. Estas instalaciones podrán aprovechar la infraestructura existente y optimizar la conexión a red, mejorando la rentabilidad global del proyecto. Además, al combinar generación y almacenamiento, podrán ofrecer potencia firme y servicios de ajuste que, en algunos casos, puede ser más competitiva que los sistemas stand-alone, contribuyendo de manera decisiva al equilibrio y la flexibilidad del sistema eléctrico.

¿Cuándo veremos un 'boom' de las baterías en España?

En los próximos dos años. Ya estamos viendo un crecimiento exponencial de solicitudes de acceso y de proyectos en fase avanzada, pero el verdadero "boom" llegará cuando el mercado de capacidad esté plenamente operativo y cuando las entidades financieras empiecen a financiar proyectos merchant o parcialmente merchant con mayor confianza.

En AleaStorage estamos observando un interés enorme por parte de fondos de inversión, utilities e IPPs que quieren posicionarse en este segmento porque entienden que el almacenamiento será la pieza clave del nuevo sistema eléctrico. Las baterías permitirán integrar más renovables, reducir los vertidos, participar en servicios de ajuste y aportar flexibilidad al sistema.

Además, el desarrollo del almacenamiento no será solo en proyectos stand-alone, sino también en plantas híbridas con fotovoltaica o eólica, que aprovecharán mejor la conexión existente y optimizarán los ingresos. A medida que avance la regulación, se consolide el mercado de capacidad y se establezcan los precios de los equipos, veremos un punto de inflexión en las inversiones y en la construcción efectiva de proyectos.

¿Acabarán canibalizándose como se dice? ¿En cuánto tiempo?

Es inevitable que, con el tiempo, exista cierto grado de canibalización, como ocurre con cualquier tecnología que crece de forma rápida y concentrada en el mercado. Sin embargo, las baterías tienen una ventaja clave frente a otras tecnologías: su capacidad para participar en múltiples mercados — arbitraje energético, servicios de ajuste, capacidad, gestión de restricciones o incluso servicios locales de red— lo que permite diversificar las fuentes de ingresos y mitigar ese efecto.

A corto y medio plazo, de tres a cinco años dependiendo del ritmo de instalación, hay margen para muchos proyectos rentables, especialmente en localizaciones con alta variabilidad de precios o limitaciones de red. La clave estará en una correcta estrategia de operación y en combinar distintas fuentes de ingresos en función de las condiciones del mercado.

A más largo plazo, cuando la penetración del almacenamiento sea muy elevada, aumente la competencia y el mercado esté ya en fase de madurez, la rentabilidad dependerá en gran medida de la optimización operativa y de la capacidad de anticipar los precios y la volatilidad. En ese sentido, el uso de modelos de previsión precisos y la integración de inteligencia artificial en la gestión de

activos serán factores determinantes para mantener la rentabilidad y diferenciarse en un mercado más maduro.

Desde AleaSoft estamos analizando numerosos proyectos de baterías e hibridación y seguimos observando rentabilidades muy interesantes. Hay que tener en cuenta que el precio de las baterías ha disminuido notablemente y continuará bajando en los próximos años, lo que mejorará la viabilidad económica de los proyectos. Además, el verdadero valor a largo plazo reside en disponer de un punto de conexión, un recurso cada vez más escaso en un sistema eléctrico con una red finita que, tarde o temprano, alcanzará niveles de saturación.

Una de las medidas estrella para la próxima primavera será el nuevo Procedimiento de Operación 7.4 con el que al fin las renovables podrán controlar la tensión. ¿Qué impacto tendrá en el precio de la electricidad al bajar las restricciones?

Será una mejora importante. El nuevo Procedimiento de Operación 7.4 permitirá que las plantas renovables participen activamente en el control de tensión y contribuyan a la estabilidad de la red. Hasta ahora, esta función recaía principalmente en las centrales gestionables, lo que limitaba la integración renovable en determinadas zonas. Con la nueva normativa, las instalaciones fotovoltaicas y eólicas podrán aportar regulación de tensión mediante electrónica de potencia, reduciendo así el número de restricciones técnicas y, con ello, los vertidos.

Esto supondrá un uso más eficiente de la generación renovable y una menor dependencia de tecnologías convencionales para garantizar la estabilidad del sistema. En consecuencia, tenderá a reducir el precio medio de la electricidad y las emisiones de CO₂, al aprovechar mejor la energía renovable disponible.

Además, este paso marca un cambio de paradigma: las renovables dejan de ser consideradas “no gestionables” para convertirse en actores activos de la operación del sistema. A medio plazo, la capacidad de controlar tensión, frecuencia y potencia reactiva será un factor determinante en la integración masiva de renovables y en la seguridad del suministro.

Por otra parte, el nuevo P.O. 7.4 impulsará la hibridación con baterías y el despliegue de sistemas de almacenamiento. Las baterías, gracias a su electrónica de potencia, pueden contribuir de forma inmediata al control de tensión y frecuencia, proporcionando servicios de regulación rápida y soporte a la red. Esto permitirá que las plantas híbridas de energía solar fotovoltaica con baterías no solo optimicen su vertido de energía, sino que además se integren como elementos clave en la estabilidad del sistema eléctrico del futuro.

“En AleaSoft estimamos un crecimiento acumulado de la demanda eléctrica en el entorno del 15 % al 20 % hasta 2030, impulsado principalmente por los nuevos consumos industriales, la digitalización, los centros de datos, la movilidad eléctrica y la producción de hidrógeno renovable.

¿El problema que tiene España es de demanda? ¿Se arreglarían buena parte de los problemas con ello?

Efectivamente, España tiene un problema de demanda estructural. En los últimos veinte años, el consumo eléctrico apenas ha crecido, mientras que la capacidad renovable se ha multiplicado. Este desajuste entre oferta y demanda está en el origen de muchos de los retos actuales del sistema eléctrico.

Si no se acelera la electrificación de la economía —movilidad, industria, climatización y nuevos consumos como los centros de datos o el hidrógeno verde—, será muy difícil aprovechar todo el potencial de generación renovable disponible. Aumentar la demanda eléctrica es esencial para evitar precios cero o negativos recurrentes y para garantizar un retorno adecuado a las inversiones en renovables y almacenamiento.

Una mayor demanda, además, permitiría una operación del sistema más eficiente y una utilización más equilibrada de la red, reduciendo vertidos y mejorando la estabilidad. La electrificación masiva de la industria y del transporte, junto con el desarrollo del almacenamiento, serán los pilares para consolidar un modelo energético descarbonizado, sostenible y económicamente viable.

Desde AleaSoft analizamos continuamente distintos escenarios de electrificación y todos apuntan a un crecimiento muy significativo de la demanda eléctrica en los próximos años. La expansión de los centros de datos, la producción de hidrógeno renovable, la recarga de vehículos eléctricos y la sustitución progresiva de combustibles fósiles por electricidad provocarán un aumento sustancial del consumo. Este crecimiento será clave para absorber la generación renovable, sostener los precios y asegurar la viabilidad económica de las inversiones en almacenamiento y generación limpia.

¿Crees que veremos aumentar la demanda en España en los próximos años? ¿Te atreverías a decir cuánto?

Sí, sin duda. La electrificación está empezando a despegar y se acelerará a medida que bajen los costes de las tecnologías, aumente la confianza en los precios de la electricidad a largo plazo y se consoliden los incentivos regulatorios.

En AleaSoft estimamos un crecimiento acumulado de la demanda eléctrica en el entorno del 15 % al 20 % hasta 2030, impulsado principalmente por los nuevos consumos industriales, la digitalización, los centros de datos, la movilidad eléctrica y la producción de hidrógeno renovable. Este aumento será progresivo, pero sostenido, y marcará un punto de inflexión respecto a los últimos veinte años, en los que la demanda se había mantenido prácticamente estancada.

Desde AleaSoft también hemos planteado que, cuando se alcance una descarbonización total de la economía, la demanda eléctrica podría llegar a multiplicarse por tres respecto a los niveles actuales, sin contar la demanda adicional destinada a la exportación de energía o productos energéticos como el hidrógeno o los e-fuels. Este crecimiento reflejará la electrificación completa de la industria, el transporte, la climatización y otros usos energéticos hoy dependientes de los combustibles fósiles.

Además, la combinación de mayor demanda y mayor flexibilidad, gracias al almacenamiento y a la gestión inteligente del consumo, permitirá aprovechar mejor la generación renovable, reducir los

vertidos y mejorar la estabilidad del sistema. En definitiva, el crecimiento de la demanda será uno de los pilares que harán posible el éxito de la transición energética en España.

¿Cuándo vamos a dejar de ver precios cero o negativos? ¿O han venido para quedarse?

Van a seguir apareciendo, especialmente en primavera y otoño, cuando coinciden una alta producción solar y eólica con una demanda moderada. Mientras exista exceso de generación en determinadas horas del día, los precios cero o negativos formarán parte natural del funcionamiento del mercado.

La clave es que, a medida que se despliegan sistemas de baterías, aumente la capacidad de interconexión y crezca la demanda eléctrica asociada a la electrificación, estos episodios serán menos frecuentes y menos intensos. La flexibilidad será la herramienta que permitirá amortiguar la volatilidad y estabilizar los precios, transformando lo que hoy es un reto en una oportunidad para un sistema más eficiente y sostenible.

Uno tiene la sensación de que en España siempre se paga una electricidad cara, ¿es así? ¿Cómo se puede ayudar a los consumidores electrointensivos que ya están aquí? ¿Y a los nuevos consumidores industriales que están por venir?

España no tiene una electricidad estructuralmente cara; lo que sucede es que el precio final al consumidor incluye una elevada carga de componentes regulados, fiscales y de peajes que distorsionan la señal de mercado. El coste de generación pura, sobre todo en las horas solares y eólicas, es cada vez más competitivo, pero los sobrecostes asociados al sistema hacen que el consumidor perciba una electricidad más cara de lo que realmente es en términos de energía.

Para los consumidores electrointensivos, los contratos a largo plazo (PPAs o CfDs) siguen siendo la mejor herramienta para estabilizar los costes y garantizar la competitividad. Estos instrumentos permiten protegerse de la volatilidad del mercado y asegurar precios predecibles, fundamentales para industrias con márgenes ajustados y consumo continuo.

Además, sería muy positivo fomentar el desarrollo de nuevos polos industriales cerca de las zonas de alta generación renovable. Esta relocalización industrial permitiría aprovechar precios locales más bajos, reducir los costes de red y minimizar pérdidas de transporte, impulsando al mismo tiempo el desarrollo económico regional.

La industria puede convertirse en el gran beneficiario de la transición energética si se diseñan adecuadamente las políticas de precios y los incentivos a la electrificación. En AleaSoft, estamos viendo cómo cada vez más empresas industriales buscan acuerdos de suministro verde a largo plazo y estrategias de gestión energética que les permitan competir en un entorno donde la electricidad será la fuente principal de energía.

¿Qué os parece que el Gobierno quiera hacer tests de estrés a las comercializadoras para saber si están preparadas a crisis de precios energéticos?

Es una medida prudente y necesaria. La experiencia de 2021 y 2022, con episodios de extrema volatilidad y precios récord, demostró que no todas las comercializadoras estaban preparadas para gestionar adecuadamente el riesgo de mercado. Algunos actores se vieron en serias dificultades para cubrir sus posiciones o mantener sus compromisos con los clientes, lo que generó tensiones en el sistema.

Realizar tests de estrés permitirá identificar debilidades, anticipar posibles problemas y reforzar la solvencia del sector. Se trata de una práctica habitual en otros ámbitos financieros y su aplicación al mercado energético contribuirá a proteger tanto a los consumidores como a la estabilidad del sistema en su conjunto.

En AleaSoft creemos que la transparencia, la gestión profesional del riesgo y las previsiones de precios de largo plazo son herramientas esenciales para fortalecer el sector minorista. Un conocimiento profundo del mercado y una planificación adecuada permiten a las comercializadoras tomar decisiones más seguras y sostenibles, evitando situaciones de vulnerabilidad ante crisis energéticas.

Además, en AleaSoft disponemos de un conjunto de herramientas y servicios diseñados específicamente para ayudar a las comercializadoras a gestionar mejor su exposición al riesgo, optimizar su cobertura y planificar estrategias de compra y venta a distintos horizontes temporales. Nuestras previsiones de precios, escenarios probabilísticos y análisis de mercado ofrecen la información necesaria para una gestión sólida, transparente y orientada al largo plazo.

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

APPA: Las renovables superan el 50% del mix eléctrico

<https://www.merca2.es/2025/10/28/appa-renovables-precios-2245373/>

www.merca2.es

28/10/2025

APPA: Las renovables superan el 50% del mix eléctrico pero con volatilidad en precios

APPA: Las renovables superan el 50% del mix eléctrico pero con volatilidad en precios

El precio medio del mercado diario ha subido hasta 124,3 €/MWh, un 20,8% más que en 2024.

Por Alejandro Hernandez

28 octubre, 2025 06:20

El último informe de APPA Renovables apunta a que el último mes de septiembre ha sido especialmente positivo para las energías renovables , debido a que cuentan con un mayor peso dentro del panorama eléctrico español. Concretamente han representado un 53% del mix energético . Pero debido a la alta variabilidad de este tipo de energías ha repercutido en un repunte de sus precios.

El informe expresa que septiembre ha sido un mes caracterizado por un incremento en la demanda energética nacional , que creció un 4,2% interanua l, reflejando una reactivación en el consumo industrial y doméstico. Por otro lado, el precio medio del mercado diario ha subido hasta 124,3 €/MWh , un 20,8% más que en 2024, pero con una amplitud muy alta entre rangos de precios entre punta y valle: desde apenas 8,5 €/MWh durante el mediodía , coincidiendo con la máxima generación solar; h asta 124 €/MWh al anochecer cuando la demanda se mantiene, pero la producción cae.

Publicidad

APPA también indica que se registraron un total de 66 horas de precios iguales o negativos , un fenómeno propio de un exceso de oferta de energía renovable en horas solares (donde la energía fotovoltaica alcanza sus precios) y de falta de demanda para suplirla.

APPA: España mantuvo su posición exportadora de electricidad con un saldo positivo de 676 GWh

En este sentido, se registraron en el último mes hasta 316 GW/h de energía renovable que no se integró en el sistema , demostrando la necesidad de invertir en que llegue más demanda para evitar esta clase de vertidos . A esto se le suma que durante el mes de septiembre se registró un incremento de los servicios de ajuste del sistema se encarecieron un 62%, indicando la necesidad de mecanismos que fomenten el equilibrio y la flexibilidad ante tanta penetración de renovables.

El estudio de APPA también refleja un crecimiento del sector renovable, con una potencia de acceso que ha incrementado hasta 137.787 MW y un total de 55.677 MW solicitados, un 0,3% y 1,9 % más que en agosto . Por otro lado, el informe apunta a que en cuanto a permisos de entrada se han concedido ya 102.650 MW, un 1,3% menos que los meses de verano y 51.403 MW solicitados, que también creció respecto a la jornada estival un 1,2%. De estos datos, los que más han liderado el crecimiento han sido las tecnologías solar fotovoltaica y la eólica.

La realidad que reflejan estas subidas y bajadas en capacidad y potencia es que el sector renovable, a pesar de estar experimentando una expansión, crece a un ritmo inferior . Esta situación se debe a que hay demasiados proyectos pendientes de tramitación en una red que está cerca de estar saturada. Una situación propiciada p or los grandes nudos que hay en la demanda.

APPA Renovables también apunta a que durante este mes de septiembre, España mantuvo su posición exportadora de electricidad con un saldo positivo de 676 GWh , sobre todo hacia Portugal y Francia. Además las reservas hidroeléctricas subieron hasta el 56,4%, un 7,6% más que el año pasado.

Por otro lado, en el sistema gasista , la demanda convencional aumentó un 40% mientras que los ciclos combinados redujeron su peso un 3% , un desplazamiento del gas por la mayor generación de energía renovable.

En cuanto a otras fuentes energéticas emergentes, el biometano creció un 68,5 % interanual, aunque su peso en el mix energético es pequeño y cubre solo un 0,16% de demanda nacional. En cambio al hidrógeno verde aún le cuesta introducirse en el mercado debido a los altos precios de 154,7 €/MW , una ligera subida por encima de su valor inicial.

En definitiva, el sector renovable español está en una fase de expansión , pero limitada por cuestiones estructurales de excesiva oferta para muy poca demanda , lo que se traduce en que para explotar el potencial renovable en España, sería necesario incrementar la inversión . Sumado a otro gran desafío de las renovables es la volatilidad de sus precios , propia de su modelo de generar energía que fluctúa en función de las horas del día.

[Noticia anterior](#)

[Kinépolis y Berenberg apuestan por un buen cierre de año para las salas de cine](#)

[Noticia siguiente](#)

Biorrevolución circular: estrategias avanzadas para la producción de proteínas más sostenibles

- Proyecto CHEERS. AINIA presenta una estrategia avanzada para la bioconversión de metano (CH₄), un subproducto industrial, en proteína unicelular de alta calidad



Biorrevolución circular: estrategias avanzadas para la producción de proteínas más sostenibles. Proyecto Cheers, Mahou San Miguel

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/una-historia-de-cerveza-mahou-san-20251025>

ER

Lunes, 27 octubre 2025

El aumento exponencial de la población mundial y las proyecciones de un crecimiento en la demanda de proteínas de entre un 35% y un 56% para el año 2050 exigen el desarrollo de soluciones innovadoras y sostenibles para la producción de alimentos. Paralelamente, la reducción de la huella ambiental global es un imperativo que impulsa la transformación sostenible de biomasa y la valorización de subproductos y residuos industriales. En este contexto, el proyecto CHEERS, una iniciativa europea coordinada por Mahou San Miguel, y respaldada **por un consorcio de once socios de cinco países**, se erige como un referente en la redefinición de la economía circular, persiguiendo la neutralidad climática a través de la biotransformación de residuos y subproductos voluminosos generados en su actividad industrial (como el bagazo de cervecera, las aguas residuales, el CO₂ y el CH₄) en una innovadora cartera de bioproductos de alto valor añadido. Este enfoque no solamente minimiza drásticamente el impacto ambiental de la actividad industrial, sino que también optimiza la eficiencia en el uso de recursos, impulsando estrategias eficientes a través de plataformas de base biológica que permitan alcanzar los compromisos medioambientales marcados por la Comisión Europea para 2050.

La estrategia central del proyecto se articula sobre dos líneas principales de trabajo ejemplificadas en dos plataformas biotecnológicas disruptivas: la bioconversión avanzada mediante microorganismos especializados y la cría sostenible de insectos. Estas plataformas, impulsadas por

una sólida base de investigación y desarrollo, son capaces de generar una plétora diversa de productos con un gran potencial de mercado:

- Ingredientes proteicos de nueva generación, optimizados con perfiles nutricionales mejorados y alta digestibilidad, diseñados para consumo animal.
- Ingredientes que favorecen la salud intestinal y reducen el uso de antibióticos en animales.
- Un desinfectante de base clorada cuya producción es sostenible y económica.
- Ingredientes cosméticos innovadores, como la ectoína, obtenidos a través de bioprocesos respetuosos con el medio ambiente y de bajo impacto.
- Proteínas altamente digestibles y funcionales, producidas bajo rigurosos estándares éticos y de sostenibilidad.

Así, uno de los procesos centrales y más prometedores de este proyecto radica en la valorización del metano a través de la bioconversión avanzada mediante microorganismos especializados, específicamente priorizando la producción de proteína unicelular (Single Cell Protein, SCP) de alta calidad, destinada estratégicamente a la alimentación animal.

La SCP se define como la biomasa proteica microbiana, obtenida a partir de cultivos puros o mixtos de microorganismos tales como bacterias, algas, levaduras u hongos.

Estos microorganismos pueden ser cultivados en una amplia gama de fuentes de carbono, desde azúcares y almidones hasta residuos industriales y agrícolas, y gases combustibles como el metano.

Este bioproducto representa una alternativa ecológica a las fuentes tradicionales de proteína animal, debido a su alta eficiencia de producción, su mínima demanda de espacio y extensiones de tierra para su cultivo y su independencia de las variaciones estacionales.

Además, la SCP se distingue por su riqueza en nutrientes, su equilibrado espectro de aminoácidos y su bajo contenido en grasas. Así, esta alternativa proteica constituye una **solución prometedora para la creciente demanda global de proteínas**.

«Para su producción, basada en el proceso de fermentación, se realizaron ensayos en laboratorio con un biorreactor de alta transferencia de masa (U-Loop) de 12 litros. Al cultivar microorganismos metanótrofos en condiciones controladas y meticulosamente optimizadas con biogás comercial y aire, tales como el tiempo de residencia del gas, la proporción de gases, la tasa de recirculación y el tipo de medio, se ha logrado una excelente bioconversión del 83 % del metano y un contenido proteico máximo del 56,25 % en la biomasa resultante»

Estos resultados han sido clave para la transición a escala pre-industrial, donde el socio Syspro ha diseñado y construido un reactor de un metro cúbico (1 m³). Esta unidad está destinada a validar la conversión de biogás procedente de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR) en biomasa rica en proteína.

Posteriormente, esta biomasa se someterá a procesos de concentración y purificación en las instalaciones de AINIA, que incluyen, pero no se limitan a, centrifugación y secado por atomización, con el fin de obtener un ingrediente proteico en polvo de máxima calidad para piensos.

La capacidad de AINIA se extiende también a la caracterización integral de estos bioproductos intermedios y finales, incluyendo su composición nutricional, perfil de aminoácidos y la realización de ensayos de digestión in vitro para simular la digestión en perros y humanos.

Conclusión

El proyecto CHEERS aborda proactivamente desafíos actuales como la búsqueda de alternativas de base biológica más sostenibles y económicas a los productos (de base fósil) presentes en el mercado y a la inherente validación de estos nuevos productos a una escala relevante a través de estudios contrastados, como se muestra en la bioproducción de SCP a partir de biogás.

«Los avances logrados en CHEERS permiten vislumbrar un futuro en el que el biogás, más allá de su uso energético, pueda transformarse eficientemente en proteína celular»

La alta eficiencia de producción, la mínima demanda de espacio y la independencia de las variaciones estacionales confieren a la SCP producida por esta vía un carácter altamente sostenible y competitivo frente a las fuentes proteicas tradicionales, con aplicaciones directas en la industria.

Además, esta tecnología no solo ofrece una fuente alternativa de proteína, sino que también impulsa el desarrollo de piensos sostenibles y de alta calidad, contribuyendo a una producción más responsable y respetuosa con el medio ambiente.

Por tanto, este estudio, junto al desarrollo de bioproductos generados en el marco del proyecto CHEERS, son un claro ejemplo de excelencia en la investigación, el desarrollo y la gestión estratégica de la innovación para la bioeconomía circular.

Por **Carolina Colvée**, investigadora en el área de Biotecnología Industrial del centro tecnológico AINIA, y **Jorge García**, gestor de Proyectos de Innovación en AINIA

AINIA es un centro tecnológico privado que trabaja en el desarrollo de soluciones para los sectores alimentario, químico, cosmético, farmacéutico, envase y energía. Fundado en 1987 y con sede en Paterna (Valencia), sus especialidades son, según reza su perfil corporativo, las siguientes: tecnología de alimentos, biotecnología, tecnologías químicas, nanotecnología, tecnología electrónica, información y comunicaciones, tecnologías energéticas y medioambientales y tecnología de envases. AINIA presume de ser uno de "los centros tecnológicos europeos con mayor base social empresarial, contando con más de 800 empresas asociadas y 1.800 clientes".

CHEERS es un nuevo concepto de biorrefinería, inspirado en la biodiversidad de la naturaleza (plataformas de insectos y microbios). El objetivo de este proyecto es revalorizar las corrientes secundarias infrautilizadas o de desechos como el bagazo, las aguas residuales, el CO₂ y el CH₄ de la industria cervecera para su conversión en productos innovadores de base biológica competitivos a nivel de mercado.

La bioconversión y el uso en cascada de la biomasa procedente de flujos secundarios que ofrece CHEERS pretende ser un punto de partida para que otras industrias fermentativas puedan mejorar la eficiencia en el uso de materias primas, la sostenibilidad y su competitividad general.

El proyecto europeo CHEERS, tiene como objetivo conducir la industria cervecera y otras afines, (como la alimentaria y de bebidas) hacia la sostenibilidad, revalorizando los residuos infrautilizados (flujos secundarios del proceso de producción de cerveza) en cinco nuevos productos: bebidas proteicas, productos de alimentación animal, desinfectantes, cosméticos y comida para mascotas. Estos productos se desarrollarán a través de dos nuevas plataformas biológicas: una plataforma de insectos y otra plataforma microbiana. De esta manera, se espera conseguir una reducción sustancial de la huella de carbono en cada una de estas cadenas de valor, así como un impacto más amplio en la conservación de la biodiversidad y el uso del suelo agrícola.

Mahou San Miguel, la empresa cervecera más grande de España, coordinará las acciones de un total de 11 socios de 5 países europeos, entre ellos proveedores de tecnología, usuarios finales y entidades de investigación: Mahou San Miguel (Coordinador del proyecto), Aqualia (España), Hidrotec (entidad afiliada, España), AINIA (España), Universidad de Valladolid – Instituto de Procesos Sostenibles (España), Proteinsecta (España), Innovarum (España), Symrise AG (Alemania), Genia Bioenergy (España), Syspro Automation (España), ThunderFoods (Portugal), ZHAW (Suiza), Earthwatch (Reino Unido).

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte Europa de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención nº 101060814. Este trabajo también ha sido financiado por el UK Research and Innovation (UKRI) en el marco de la garantía de financiación Horizon Europe del gobierno británico [número de subvención 10050977].

El proyecto, que arrancó el 1 de septiembre de 2022, concluirá el 31 de agosto del año que viene.

BOE: 8 proyectos en la cuarta semana de octubre, con 418 MW de fotovoltaica y 36 MW BESS

- El Boletín Oficial del Estado publicó, en la cuarta semana de octubre, ocho proyectos de energías renovables, entre ellos 150,15 MW promovidos por Metka EGN.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/27/boe-8-proyectos-en-la-cuarta-semana-de-octubre-con-418-mw-de-fo...>

Lunes, 27 octubre 2025

Recopilamos los anuncios más destacados del Boletín Oficial del Estado de la cuarta semana de octubre:

Autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Coral Solar, de 150,15 MW de potencia instalada, y sus infraestructuras de evacuación, en Medina del Campo y Villaverde de Medina (Valladolid), promovida por **Metka EGN**.

Declaración, en concreto, de utilidad pública para la planta fotovoltaica OPDE Herrera, de 82,3 MW de potencia instalada, y sus infraestructuras de evacuación, en Sotresgudo (Burgos) y Herrera de Pisuerga (Palencia), promovida por **Bruc Energy**.

Declaración de impacto ambiental del proyecto Planta solar fotovoltaica Hibridación Belchite, de 13,5 MW, y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de Belchite, en la provincia de Zaragoza, promovido por **EDP España**.

Informe de determinación de afección ambiental del proyecto Instalación fotovoltaica FV Hibridación Corralnuevo, de 29,57 MW, para su hibridación con el parque eólico existente Corralnuevo, y su infraestructura de evacuación, en la provincia de Valladolid, promovido por **WDP**.

Declaración de impacto ambiental del proyecto Hibridación parque solar fotovoltaico FV Cijara, de 58,429 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación asociada, en la provincia de Cáceres, promovido por **Endesa**.

Declaración de impacto ambiental del proyecto Parque solar fotovoltaico Zafiro, de 44 MW de potencia instalada, y parte de su infraestructura de evacuación, en la provincia de Córdoba, promovido por **Viridi RE**.

Autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el módulo de generación fotovoltaico Instalación Híbrida Centenar, de 39,975 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación, para su hibridación con el parque eólico existente PE Centenar, de 40 MW de potencia instalada, en Puebla de Guzmán (Huelva), promovido por **Iberdrola** .

Proyectos de almacenamiento

Autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el módulo de almacenamiento híbrido Las Lomillas, de 36 MW, y su evacuación, para su hibridación con la planta fotovoltaica existente Las Lomillas, de 36,765 MW, y con el parque eólico Las Lomillas, de 49,5 MW, ubicados en Tébar (Cuenca), promovidos por **EDP España** .

Aviso: los anuncios publicados en el BOE que se recogen aquí mencionan a los promotores iniciales de los proyectos. Es posible que estos se hayan vendido o traspasado con posterioridad.

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

Bureau Veritas amplía su presencia en energías renovables con la adquisición de Sólida - Energética 21

- La operación forma parte de su estrategia LEAP I 28 y refuerza la capacidad técnica del grupo en ingeniería y gestión de proyectos vinculados a la transición energética.



Bureau Veritas amplía su presencia en energías renovables con la adquisición de Sólida.

[bureau veritas](#)[energías renovables](#)[adquisición](#)[sólida](#)[ingeniería](#)[asesoría técnica](#)[gestión de proyectos](#)

<https://energetica21.com/noticia/bureau-veritas-amplia-presencia-energias-renovables-adquisicion-solida/>

Energética 21

Lunes, 27 octubre 2025

La operación forma parte de su estrategia LEAP I 28 y refuerza la capacidad técnica del grupo en ingeniería y gestión de proyectos vinculados a la transición energética.

Bureau Veritas ha anunciado un acuerdo para la adquisición de **Sólida**, empresa española especializada en **ingeniería, asesoría técnica y gestión de proyectos** en el ámbito de las **energías renovables** y la infraestructura eléctrica. La operación se enmarca en la **estrategia LEAP I 28** de la compañía y tiene como objetivo ampliar su capacidad y experiencia técnica en mercados en expansión.

Fundada en **2007** y con sede en **Madrid**, Sólida cuenta con **cerca de 225 profesionales** y ha participado en **2.500 proyectos** que suman más de **220 GW** de capacidad renovable en más de **50 países**. En 2024 registró unos **ingresos de 18 millones de euros**. La integración de la compañía permitirá a Bureau Veritas reforzar su papel en el desarrollo de **proyectos sostenibles** y en la creación de una **plataforma de inversión en capital (CAPEX)** orientada a la transición energética.

Según la directora ejecutiva de Bureau Veritas, **Hinda Gharbi**, estas adquisiciones “**ponen en marcha la estrategia LEAP I 28, ampliando las capacidades del grupo en ámbitos clave para la transición energética y el desarrollo de infraestructuras en Europa**”.

Bureau Veritas, fundada en **1828** , cuenta con **84.000 empleados** en **140 países** y presta servicios de **inspección, certificación y ensayos de laboratorio** . Su actividad se centra en ayudar a empresas y administraciones a abordar los retos en materia de **calidad, seguridad y sostenibilidad** .



Colbún pone en marcha planta de hidrógeno verde para reemplazar el uso de hidrógeno gris en Chile

- Colbún inauguró en su complejo Nehuenco, en Quillota, la primera planta de hidrógeno verde asociada a una central de generación eléctrica en Chile. El proy...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/hidrogeno/colbun-pone-en-marcha-planta-de-hidrogeno-verde-para-reemplaz...>

Lunes, 27 octubre 2025

27 octubre 2025 0

Colbún, la compañía chilena de generación eléctrica y soluciones energéticas, inauguró en Nehuenco la primera **planta industrial de hidrógeno verde (H2V)** asociada a una central de generación en Chile , informó la empresa.

La instalación, ubicada en Quillota, integra un **parque solar de 100 kW, baterías, un electrolizador y estanques de almacenamiento** . La planta operará de forma off-grid —es decir, desconectada del sistema eléctrico— y permitirá reemplazar el hidrógeno gris que hasta ahora se utilizaba en los procesos de enfriamiento de los generadores de la central, con una reducción estimada de hasta quince toneladas de CO₂ al año, según la compañía.

El Complejo Nehuenco, que puede abastecer el consumo energético de más de **570.000 viviendas**, opera desde comienzos de los años 2000. Colbún señaló que la nueva planta representa una inversión de **US\$1,6 millones** y forma parte de una estrategia más amplia de modernización y adaptación del complejo para aumentar su seguridad y flexibilidad operativa y así complementar la intermitencia de las renovables.

Entre las mejoras recientes en Nehuenco, la empresa destacó la instalación de una planta de ósmosis inversa para reducir el consumo de agua en periodos de escasez hídrica, un programa de

mantenimiento mayor para mejorar eficiencia y flexibilidad, y la aprobación de una Declaración de Impacto Ambiental que conllevará una inversión cercana a los **US\$18 millones** destinada a flexibilizar las unidades generadoras, aumentar la capacidad instalada y optimizar el uso del agua, según la fuente.

José Ignacio Escobar, CEO de Colbún, afirmó que la compañía está convencida de que “este tipo de desarrollo tecnológico seguirá avanzando en el país” y agregó que “la sostenibilidad debe ser ambiental, social y económica, y además generar valor y oportunidades para todos”, según lo citado por la empresa. Escobar también agradeció el apoyo de Corfo, las autoridades regionales y la comunidad de Quillota.

En la ceremonia, a la que asistieron más de 100 personas, participó **José Orrego, Delegado Presidencial de la provincia de Quillota**, quien valoró el proyecto como un hito relevante para la política energética del gobierno. Anastassia Ottone, Seremi de Energía de la Región de Valparaíso, señaló que el proyecto representa un avance en la generación de energía limpia y en la capacidad del país para liderar la revolución del hidrógeno verde, en línea con el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, según consignó la compañía.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

27 octubre 2025

EFECOMUNICA.EFE.COM

Colombia quintuplicó energías renovables de su matriz energética en dos últimos años

Lunes, 27 octubre 2025

¿Quieres publicar este contenido?

octubre 27, 2025

Colombia quintuplicó la participación de las energías renovables en su matriz energética entre 2024 y 2025, hasta alcanzar un 14 % de la capacidad total del país , según la energética china Solís.

Además, el crecimiento de la energía solar sigue en auge en Suramérica ante el riesgo de déficit de energía y oscila entre un 15 y un 20 % al cierre de 2025, de acuerdo con la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena) y Wood Mackenzie.

Según estas fuentes, citadas por Solís, se prevé que en la región se instalen 160 gigavatios (GW) de capacidad solar fotovoltaica entre 2025 y 2034.

Con esa información coincidieron especialistas reunidos en ExpoSolar Colombia 2025, quienes señalaron que la situación de «probable déficit» se ha «agravado» ante una mayor demanda y la obsolescencia de la infraestructura eléctrica.

Expansión «sin precedentes»

Fotografía del 16 de octubre de 2025 cedida por la compañía energética Solís en la que se observan personas vistando el stand de la empresa en ExpoSolar Colombia 2025 en Bogotá (Colombia). EFE/ Compañía energética Solís /SOLO USO EDITORIAL/NO VENTAS/SOLO DISPONIBLE PARA ILUSTRAR LA NOTICIA QUE ACOMPAÑA (CRÉDITO OBLIGATORIO)

El director de tecnología de Solís , Sergio Rodríguez, afirmó en ExpoSolar que el sector fotovoltaico colombiano experimenta una expansión «sin precedentes» , con 2 GW de capacidad solar instalada este año y proyecciones de alcanzar los 14 GW en 2030.

«Este crecimiento consolida a Colombia como uno de los mercados solares más dinámicos de la región , y la nueva sede en la capital fortalece la conexión con inversionistas, desarrolladores, instituciones gubernamentales y tecnólogos», detalló.

Por su parte, la presidenta ejecutiva de la Asociación de Energías Renovables SER Colombia, Alexandra Hernández, resaltó el «claro» respaldo ciudadano a este tipo de generación energética.

«Las energías renovables son realmente una causa nacional y los colombianos las perciben como complementarias y necesarias para un sistema eléctrico que puede enfrentar riesgos de déficit», indicó.

Datos de la Encuesta Pulso Eléctrico 2025, realizada por la consultoría Arteaga Latam, respaldan la opinión de Hernández al revelar que el 96 % de los colombianos consultados «prefieren» la energía solar como la fuente que «debería expandirse».

A su vez, nueve de cada diez encuestados expresan su preocupación por un posible desabastecimiento energético en el país.

Riesgo de déficit

Esto ocurre al mismo tiempo en que otros países de la región ven con preocupación su provisión energética, como Argentina, en donde el Gobierno ha advertido que el sistema está «al borde del colapso» ante la falta de inversión y mantenimiento.

En el caso de Ecuador y Perú, la energética china califica la situación de déficit como «crítica» , debido a la infraestructura y las redes obsoletas, además de mayores variaciones de voltaje y apagones prolongados.

En el contexto de ExpoSolar Colombia 2025, Solís lanzó una nueva Serie Solarator de soluciones sostenibles diseñada para la independencia energética y presentada por primera vez en Latinoamérica.

«Esto representa un paso adelante en el desarrollo de soluciones híbridas para los desafíos energéticos de la región , incluyendo altas temperaturas y humedad ambiental, inestabilidad de la red eléctrica y frecuentes apagones», manifestó Rodríguez. EFE

El CITE25 reúne al sector renovable europeo para debatir cómo mantener su autonomía y competitividad frente a China - Energética 21

- El congreso, organizado por Enercluster y el Gobierno de Navarra, congregó a más de 400 profesionales que reclamaron unidad política, reindustrialización y una mejor comunicación sobre los beneficios de la descarbonización.



El CITE25 reúne al sector renovable europeo para debatir cómo mantener su autonomía y competitividad frente a China.

cite25 **sector renovable** **autonomía** **competitividad** **china** **transición energética** **industria renovable** **europa**

<https://energetica21.com/noticia/cite25-reune-sector-renovable-europeo-debatir-como-mantener-autonomia-c...>

Energética 21

Lunes, 27 octubre 2025

El congreso, organizado por Enercluster y el Gobierno de Navarra, congregó a más de 400 profesionales que reclamaron unidad política, reindustrialización y una mejor comunicación sobre los beneficios de la descarbonización.

El IV Congreso Internacional de la Industria para la Transición Energética (CITE25), organizado por Enercluster con la colaboración del Gobierno de Navarra, convirtió a Pamplona en la capital europea de las renovables. Más de **cuatrocientos profesionales** se reunieron en el **Baluart** para compartir soluciones destinadas a reforzar la autonomía y la competitividad del sector frente al avance de **China**.

Durante la jornada se subrayó la necesidad de **unidad política** en torno a la **cadena de valor europea**, la inversión en **infraestructuras locales** y la apuesta por una **reindustrialización** más allá de las **subvenciones**. También se destacó la importancia de **comunicar mejor los beneficios de la transición energética** para lograr mayor apoyo social.

El **ministro de Industria y Turismo, Jordi Hereu**, instó a "pasar a la **ofensiva en la reindustrialización y en la transición verde**", mientras que la **presidenta de Navarra, María Chivite**, reivindicó a la

comunidad como “ **la tierra de la industria renovable** ” y pidió a la **Unión Europea** actuar con decisión ante la competencia asiática.

En la misma línea, la **vicepresidenta Teresa Ribera** defendió que “ **la competitividad es verde** ” y anunció nuevas herramientas financieras, entre ellas un **Fondo de Competitividad de 409.000 millones de euros** y un **banco de descarbonización** con capacidad para **movilizar 100.000 millones** .

Los **CEOs de compañías como Nordex Group, Ingeteam o SM Industries** coincidieron en defender el “**made in EU**” , reclamando medidas que favorezcan la producción europea frente al dominio chino. Según José Luis Blanco (Nordex), “ **no sirve de nada que los aerogeneradores estén en nuestro suelo si la tecnología no la desarrollamos nosotros** ”.

Durante el congreso se debatió también sobre el papel del **almacenamiento energético, la digitalización, la red eléctrica y el hidrógeno verde** , además de los desafíos regulatorios y de aceptación social de los proyectos.

El encuentro concluyó con un llamamiento a **reforzar la soberanía industrial europea** y acelerar la transición energética desde una visión colaborativa y estratégica. Enercluster, organizador del evento, agrupa hoy a **más de noventa empresas** del sector renovable en Navarra y actúa como **voz unificada de la industria** dentro de la **Estrategia de Especialización Inteligente S4** promovida por el Ejecutivo foral.

El consorcio vasco Sintetik investigará nuevas tecnologías de generación de combustibles sintéticos renovables

- Los siete socios del consorcio, coordinados por el centro de I+D Tecnalia, trabajarán en la investigación de "nuevos procesos y sus componentes clave para la generación de synga...



Foto de familia de los miembros del consorcio Sintetik, para el desarrollo de combustibles sintéticos renovables

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-consorcio-vasco-sintetik-investigar--20251027>

Antonio Barrero F.

Lunes, 27 octubre 2025

Los combustibles sintéticos renovables emergen, en el marco de la transición hacia un escenario cero neto en ceodós, como una "solución clave -explican desde **Basquenergy Cluster** - para sustituir los combustibles fósiles en sectores de difícil electrificación, como la siderurgia, la industria química o la movilidad pesada". Así mismo -añaden en el Cluster-, están llamados a ofrecer "alternativas al hidrógeno gris utilizado en procesos industriales" y son en todo caso más fácilmente transportables y almacenables que el hidrógeno. El amoniaco producido a partir de la conversión de hidrógeno renovable presenta como ventaja el hecho de que necesita condiciones menos costosas para su transporte y almacenamiento (11,72 bares de presión ó -33°C) que el hidrógeno (700 bar ó -235°C), así que siempre será más fácil (y más barato) su transporte y almacenamiento.

Más ventajas de los combustibles sintéticos renovables

Los procesos convencionales de generación y conversión de estas moléculas se llevan a cabo actualmente en reactores termoquímicos que operan a altas temperaturas, utilizando combustibles fósiles como materia prima (a partir de la cual la industria produce esas moléculas, el hidrógeno sucio, por ejemplo), y utilizando así mismo esos combustibles fósiles como fuente de energía térmica, lo que genera emisiones significativas de CO₂. Pues bien, la nueva generación de combustibles sintéticos renovables (e-fuels) busca transformar este paradigma, según Basquenergy Cluster.

El proyecto Sintetik tiene como objetivo investigar tecnologías innovadoras para la producción competitiva de syngas, metano, metanol y para la conversión de amoníaco en hidrógeno. Para ello, los siete socios del consorcio que lo impulsa desarrollarán cuatro prototipos a escala de laboratorio, cada uno basado en una tecnología específica.

• Syngas

Tradicionalmente se obtiene mediante la reacción denominada Reverse Water Gas Shift (RWGS), combinando CO₂ e hidrógeno para producir CO y agua. Pues bien, Sintetik explorará su producción en reactores electroquímicos alimentados con CO₂ y agua a temperaturas inferiores a cien grados Celsius (100°C), mediante modelado de procesos y el estudio de nuevos electrolitos y celdas no convencionales. El consorcio también investigará la generación de syngas mediante la gasificación de bio-aceites procedentes de residuos en un reactor de plasma térmico, con la simultánea valorización del CO₂ usado como agente gasificante. El sistema combina una antorcha de plasma de microondas y un reactor de alta temperatura con calentamiento inductivo.

• Metanol

Habitualmente se produce en reactores catalíticos a 200–300 °C y presiones de 30–100 bar, a partir de CO₂ e hidrógeno. El proyecto propone el desarrollo de un reactor electroquímico para la generación de metanol a partir de CO₂ y agua que opere por debajo de 100°C, evaluando tanto la producción directa de metanol en un solo paso como un proceso en dos etapas (CO₂ a CO y luego CO a metanol).

• Metano sintético

En la industria se genera mediante la reacción de Sabatier, donde el CO₂ reacciona con hidrógeno para formar metano y agua. Sintetik investigará catalizadores y membranas para reactores fotocatalíticos que operen a temperaturas más bajas que los convencionales.

• Hidrógeno a partir de amoníaco

El proceso industrial convencional incluye un reactor de craqueo seguido de una etapa de purificación. Sintetik estudiará la integración de membranas y catalizadores en un reactor de membrana electrificado por inducción, que combine ambas etapas en una sola, aumentando la conversión, obteniendo hidrógeno de alta pureza y descarbonizando aún más el proceso.

El proyecto tendrá una duración de dos años (2025–2026). Sintetik está subvencionado por el Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco (Programa Elkartetk 2025). El consorcio está coordinado por Tecnalia y en él participan también Cidetec, EHU, Petronor Innovación, Polymat, Tekniker y Basquenergy Cluster.

Basquenergy Cluster es la Asociación Cluster que agrupa y representa a las empresas de la industria energética vasca "para reforzar su posicionamiento y capacidad competitiva". Está integrado por 214 empresas y organizaciones de las cadenas de valor de la energía: fabricantes de componentes, operadores energéticos, centros tecnológicos, empresas emergentes de tecnologías digitales,

universidades, ingenierías especializadas, empresas de servicios y entidades públicas, entre otros agentes.

El modelo tecnológico de Schneider Electric allana el camino para la expansión del e-metanol

- Schneider Electric ha proporcionado la arquitectura de la planta Kassø Power-to-X de European Energy, la primera instalación comercialmente viable de e-metanol.



El modelo tecnológico de Schneider Electric allana el camino para la expansión del combustible e-metanol.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-modelo-tecnologico-de-schneider-electric-allana-el-camino-para-la-expa...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

Ningún comentario

Schneider Electric ha proporcionado la arquitectura tecnológica de la planta Kassø Power-to-X (PtX) de European Energy, la primera instalación comercialmente viable de e-metanol del mundo. El diseño preparado para el futuro de Schneider Electric mejora la productividad y la eficiencia de costes, garantizando al mismo tiempo fiabilidad, seguridad y sostenibilidad, y estableciendo un modelo escalable esencial para acelerar la producción global de energía verde.

Impulsada por electricidad renovable procedente del parque solar Kassø de 304 MW, el mayor de los países nórdicos, la planta captura CO₂ biogénico de fuentes cercanas para producir hasta 42.000 toneladas de e-metanol al año. Esa cantidad equivale a mantener en vuelo un avión comercial moderno durante más de 4.200 horas sin escalas, o 175 días consecutivos en el aire.

Actualmente, las alternativas de metanol bajo en carbono representan solo una fracción de la oferta mundial. Sin embargo, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) prevé que la demanda de e-metanol y biometanol alcance los 500 millones de toneladas en 2050, a medida que las industrias aceleran sus estrategias climáticas. Escalar la producción de e-metanol comercialmente viable es esencial, especialmente para los sectores de difícil electrificación, como la industria química, la aviación o el transporte marítimo, con el fin de descarbonizar las operaciones y activar una economía global basada en combustibles limpios.

La tecnología de Schneider Electric sustenta el éxito comercial de la planta de Kassø, al ofrecer una solución completamente integrada de automatización, gestión energética y software que optimiza cada fase de la producción para mejorar el rendimiento, la fiabilidad y la eficiencia de costes. Esto hace que el e-metanol sea más competitivo y rentable en el mercado global.

La base tecnológica de Schneider Electric

La arquitectura tecnológica de European Energy incorpora la plataforma avanzada de automatización de Schneider Electric, que incluye los autómatas Modicon M580 PLC, capaces de ofrecer automatización de alto rendimiento con ciberseguridad integrada e inteligencia de datos en tiempo real. Los módulos de seguridad certificados SIL (Safety Integrity Level) y las funciones avanzadas de diagnóstico garantizan operaciones seguras y resilientes, incluso en los entornos más exigentes. Los variadores de baja tensión Altivar Process añaden control inteligente de motores con monitorización energética integrada y optimización de procesos, reduciendo el consumo y prolongando la vida útil de los activos. Los transformadores Trihal proporcionan un rendimiento seguro frente al fuego y de bajo mantenimiento, con monitorización térmica IoT que previene el sobrecalentamiento y los tiempos de inactividad no planificados.

El redactor recomienda

- **Schneider Electric sitúa la resiliencia energética en el centro de la “Climate Week NYC 2025”**
- **Schneider Electric y ATuAire by Iberdrola anuncian su alianza estratégica para impulsar la electrificación del calor en el sector profesional**
- **Iberdrola instala su primera micro red de España en la planta de Schneider Electric en Barcelona**

Todos los sistemas se unifican mediante la plataforma AVEVA System Platform, que ofrece visibilidad operativa en tiempo real y control centralizado de las instalaciones. Su arquitectura escalable permite desarrollar un Centro de Operaciones Unificadas (UOC), facilitando decisiones más ágiles, mayor eficiencia de los operadores, operaciones remotas y una ingeniería más simplificada. Además, la estrategia Cybersecurity by Design de Schneider Electric garantiza operaciones seguras, remotas e híbridas, protegiendo la infraestructura y asegurando el cumplimiento normativo en toda la red global de European Energy.

“Este proyecto marca un momento decisivo en el camino hacia la descarbonización industrial”, afirmó **Gwenaëlle Avicé Huet**, vicepresidenta ejecutiva de Industrial Automation en Schneider Electric. “Al integrar automatización, gestión energética y software en una solución unificada, ayudamos a European Energy a reducir el tiempo de inactividad, las emisiones y los costes operativos, al tiempo que mejoramos el rendimiento, la fiabilidad y la seguridad. Juntos estamos creando un modelo escalable y replicable que puede acelerar el despliegue global de plantas comerciales de e-metanol y acelerar la transición hacia un futuro energético más sostenible.”

La planta de Kassø consolida una colaboración de más de una década entre Schneider Electric y European Energy, que comenzó con proyectos de infraestructura solar y ha evolucionado hacia una cooperación estratégica en sistemas Power-to-X (PtX). El proyecto fue gestionado y ejecutado por Soft & Teknik A/S, socio Alliance Partner de larga trayectoria de Schneider Electric. Soft & Teknik fue responsable de la implementación completa de las tecnologías de Schneider Electric en Kassø, desde la automatización y la gestión energética hasta la distribución eléctrica, además de liderar el desarrollo del paquete de software integrado que unifica las operaciones de la planta.

“Este no es solo un hito para European Energy, sino un avance para toda la industria global de combustibles verdes”, declaró **Knud Erik Andersen**, CEO de European Energy. “Llevamos una larga colaboración con Schneider Electric. Su tecnología avanzada nos ha permitido pasar más rápidamente de la fase piloto a la producción comercial a gran escala en nuestra planta de Kassø. Esto impulsará la innovación en combustibles limpios y acelerará la transición energética global.”

Los principales compradores confirmados incluyen a A.P. Moller – Maersk, Novo Nordisk y el Grupo LEGO, que adoptarán el e-metanol sostenible de Kassø como alternativa a los combustibles fósiles. A nivel local, la instalación abastece de calefacción urbana a 3.300 hogares y contribuye a la estabilidad de la red eléctrica, reforzando su papel como referente en sostenibilidad tanto global como comunitaria.



El reto inevitable de la transición energética

- Los beneficios de la transición energética son claros, en especial viendo como ya estamos pagando el precio por castigar nuestro planeta.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/juanjo-catalan/2025/10/27/el-reto-inevitable-de-la-transi...>

Juanjo Catalán

Lunes, 27 octubre 2025

Los **beneficios de la transición energética** son claros y no admiten cuestión viendo como ya estamos pagando el precio por castigar nuestro planeta, producto de nuestro crecimiento económico. El reto es mayúsculo porque, en poco más de dos décadas, debemos alcanzar el compromiso del **Zero Neto** . En otras palabras, no lanzar a la atmósfera nada que no sea aceptable.

Pero siendo objetivos, **controlar el proceso climático** solo con la voluntad de no consumir tanto no es posible. Nadie quiere retroceder en la carrera económica. Por lo tanto, la ecuación se resuelve contaminando lo mínimo, sin detener la actividad mundial. Pero siendo realistas, su resolución implica necesariamente **soportar nuevos costes** .

Costes y beneficios de la transición hacia la descarbonización

Uno de los principales ejemplos para describir las claves de la ecuación hacia la descarbonización la encontramos en el **vehículo eléctrico** , uno de los principales vectores. Fabricar un coche eléctrico es mucho más sencillo que crear uno con motor de explosión.

El motor de explosión es una obra de ingeniería muy avanzada. Por el contrario, un motor eléctrico es algo simple, hace más de un siglo ya funcionan, y se anticipó varios años al motor de explosión. En consecuencia, la transición del coche tradicional al coche eléctrico comportará la pérdida de puestos de trabajo, tanto en su fabricación como en su mantenimiento. **Los talleres de reparación y mantenimiento serán las siguientes víctimas** .

Los grandes fabricantes de automóviles han asociado la fabricación y el reciclaje de baterías a toda la cadena de producción y en convertirse en gestores de movilidad ofreciendo más servicios y menos producto a través del *car sharing* y centrarse en el punto complicado de la transición, como es la **acumulación de electricidad** para mantener al máximo la actividad.

En contraposición, la transición energética nos trae **nuevas actividades económicas inimaginables en la actualidad**, como fue la disrupción que provocó Internet en la década de 1990, generando con la digitalización miles de nuevas actividades. Sin Internet, no hubieran aparecido los *smartphones*, las tarifas planas y, por lo tanto, la necesidad de baterías de larga duración.

La captura de CO2 es una actividad emergente, generadora de nuevos puestos de trabajo

En resumen, nadie pensaba que el boom de Internet favoreciera la aparición del coche eléctrico. Sin los avances en baterías desarrolladas para los móviles, nunca habiéramos sabido por dónde empezar con las de los automóviles.

Es evidente que el desarrollo de una tecnología nos lleva a otras nuevas de forma exponencial.

Jeremy Rifkin, en una de sus obras publicadas hace más de 15 años, como es ***La tercera revolución industrial***, pronosticaba que la revolución industrial impulsada por el petróleo y por otros combustibles fósiles estaba llegando a un final peligroso.

El precio del gas y de los alimentos aumenta, el desempleo continúa siendo elevado, el mercado inmobiliario está saturado, la deuda de los consumidores y de los Estados está descontrolada, y la recuperación económica es cada vez más lenta. Para hacer frente a un posible segundo colapso de la economía global, la humanidad necesita urgentemente una **estrategia económica sostenible que nos conduzca al futuro**.

En este libro, Jeremy Rifkin expone cómo la fusión de la tecnología de Internet con las energías renovables dará lugar a una nueva y potente **"Tercera Revolución Industrial"**. En el futuro, nos dice que centenares de millones de personas producirán en sus casas, en sus oficinas y en sus fábricas su propia energía verde y compartirán, unas con otras, una **"Internet energética"**, del mismo modo en que ahora creamos y compartimos información en línea. Sin duda, todo un visionario anticipado a su tiempo.

Rifkin describe el modo en que los cinco pilares de la tercera revolución industrial crearán miles de nuevos negocios y millones de empleos, lo cual traerá consigo un **reordenamiento fundamental de las relaciones humanas** desde el poder jerárquico hasta el poder lateral, que influirá en la manera en que dirigimos las empresas, educamos a nuestros hijos y nos implicamos en la vida pública.

Agregador independiente de la demanda

En línea con los pronósticos de Rifkin, se va configurando un mercado eléctrico donde la energía y las telecomunicaciones cada vez se encuentran más ligadas, y que tiene en una de sus expresiones - como ya he citado en anteriores artículos- la **figura del agregador independiente de la demanda**. Una

figura que tendrá un gran protagonismo en el paso decisivo para la modernización del mercado eléctrico español.

La figura del agregador independiente está en una fase de desarrollo y **espera su transposición completa a la legislación española**, a pesar de que la directiva europea ya lo contemplaba en 2019 y el Real Decreto-ley 23/2020 lo introdujo. Su entrada en funcionamiento se ha retrasado y la implementación total se prevé para el primer trimestre de 2026.

Los agregadores permitirán agrupar a pequeños consumidores y autoconsumidores para que participen como **prosumers** de forma conjunta en los mercados eléctricos. Podrán gestionar el consumo o la generación eléctrica de los miembros de la agrupación para optimizar su participación en el mercado a cambio de compensaciones económicas.

Es difícil hacer un pronóstico certero de dónde nos llevarán los avances de esta transición energética, pero sin duda cambiará nuestras vidas y, sobre todo, la de nuestros hijos. Excepto periodos puntuales, el futuro siempre ha sido mejor que el pasado. Ahora hay que aceptar un hecho: **el futuro es incertidumbre**. Y eso es inevitable.

Como me despido siempre. A todos los que todo esto os interesa os espero en mis próximos artículos con los que propongo prestar atención al futuro sin perder de vista el presente.



Galicia arrasa en los Porc d'Or y Navarra se lleva el gran premio

- Galicia lidera con 16 premios en los Porc d'Or 2025, mientras Navarra se alza con el máximo galardón a la excelencia porcina.



<https://carnica.cdecomunicacion.es/sector/porcino/159108/galicia-navarra-premios-porc-dor-2025>

Beatriz Depares

Lunes, 27 octubre 2025

Facebook

La ciudad de Lleida acogió el pasado viernes 24 de octubre la gala de los **Premios Porc d'Or**, el evento que reconoce la excelencia en la producción **porcina de capa blanca** en España. En esta **32ª edición**, el protagonismo fue para **Galicia**, que se alzó con 16 galardones, mientras que **Navarra** se llevó el **Premio Diamante**, el máximo reconocimiento del certamen.

Organizados por el IRTA con el soporte de la herramienta BDporc y la coorganización de Ceva Salud Animal e INTERPORC, los premios se entregaron en una ceremonia celebrada en el Palacio de Congresos La Llotja de Lleida, ante más de **900 profesionales del sector porcino**, representantes institucionales, técnicos e investigadores.

43 galardones para reconocer la excelencia porcina

En total se repartieron **43 galardones** entre granjas de toda España, seleccionadas a partir de los datos de producción del BDporc correspondientes a 2024, criterios de sanidad, bienestar y sostenibilidad, y visitas a las candidatas a premios especiales.

Galicia encabezó el palmarés con **16 premios** —13 en Ourense y 3 en A Coruña, mayoritariamente para granjas del **grupo Coren**—, seguida por Aragón, con **11 galardones** centrados sobre todo en Huesca.

Castilla y León se llevó seis, Cataluña cinco, y otras comunidades como **Navarra y Andalucía** también recibieron reconocimientos.

Premios Especiales para Navarra, Aragón y Castilla y León

El **Premio Porc d'Or con Diamante** , el más prestigioso del certamen, fue para la **SAT 4835 Urra-Zurucuáin** , de **Piensos Costa** , en **Zurucuáin (Navarra)** . El jurado valoró su excelente manejo individualizado, control ambiental y una gestión técnica sobresaliente en todas las áreas.

El **Premio One Health** , otorgado por Ceva Salud Animal, fue para **Laguarres – Agropecuaria del Isábena** , de Mazana Piensos Compuestos, en **Huesca** , por su alto nivel sanitario, uso responsable de antibióticos y estrecha colaboración entre ganadero y veterinario.

Por su parte, **El Cerruco** , de **Agrocesa – Grupo Vall Companys** , en **San Esteban de Gormaz (Soria)** , recibió el **Premio a la Sostenibilidad** del MAPA por su apuesta por parideras libres, bioseguridad, energías renovables y eficiencia en el uso del agua.

Una gala para celebrar y avanzar

Una de las novedades de este año fue la **actualización del criterio del Premio a la Longevidad** , que ahora se basa en el porcentaje de cerdas que superan el tercer ciclo reproductivo, destacando así la estabilidad poblacional de las granjas y su sostenibilidad.

Además, aprovechando el evento, el IRTA organizó un encuentro con medio centenar de representantes del sector porcino para compartir retos comunes y presentar su nuevo proyecto estratégico: la creación de una **granja piloto orientada a la innovación en sanidad, bienestar y sostenibilidad** , prevista para 2027 en su centro Mas Bové.

Reconocimiento institucional a los protagonistas del sector

La gala también contó con una amplia representación institucional, entre ellos el **conseller de Acció Climàtica, Alimentació y Agenda Rural de Catalunya** , Òscar Ordeig, y la **directora general de Producciones y Mercados Agrarios del MAPA** , Elena Busutil.

En nombre de las entidades organizadoras y coorganizadoras intervinieron **Josep Usall** , director general del IRTA; **Rafael Pedrazuela** , director de la Unidad de Negocio de Porcino de Ceva Salud Animal; y **Manuel García** , presidente de INTERPORC, quienes destacaron el compromiso de las granjas premiadas con la mejora continua del sector.

Durante su intervención, Usall entregó el **Premio especial Porc d'Or IRTA 2025** a **Josep Maria Rodié** , gerente de Vall Companys, en reconocimiento a su trayectoria y contribución al desarrollo del porcino español.

Compartir:

La aportación de las renovables, dos puntos por debajo

- La producción de energías renovables en España cae un 0,4% en 2025 (Red Eléctrica), situando su cuota en 56,8%.



<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/la-aportacion-de-las-renovables-dos-puntos-por-debajo.asp>

Ambientum Portal Ambiental

Lunes, 27 octubre 2025

Un retroceso inesperado en la producción de energías renovables ha marcado el panorama energético de España en lo que va de año, rompiendo la tendencia de crecimiento constante que estas tecnologías venían registrando. Según los datos oficiales de Red Eléctrica, la generación de electricidad a partir de fuentes limpias ha alcanzado los 111.656 gigavatios hora (GWh), lo que representa un descenso del 0,4% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Este pequeño retroceso numérico ha tenido un impacto notable en el mix energético nacional, donde la aportación de las renovables ha caído dos puntos porcentuales, situándose en el 56,8%.

El declive se hizo particularmente visible tras el apagón del pasado 28 de abril. Aunque en julio la producción repuntó un 4,1% y en septiembre ha subido un 1,7%, la caída experimentada en mayo y junio, con descensos del 3,1% y 1,7% respectivamente, aceleró la tendencia negativa que hasta ese momento se mantenía en un modesto 0,2%.

Contenido del artículo

Toggle

- Escasa producción de energía eólica
- Producción solar

Escasa producción de energía eólica

Este descenso en la generación renovable se explica, en gran medida, por la escasa producción de energía eólica y, en menor medida, por el rendimiento de la energía hidráulica. La falta de vientos ha impactado de forma significativa en la tecnología que históricamente ha liderado el mix. A pesar de seguir en la primera posición, la producción eólica ha descendido un 8% interanual, con 39.955 GWh generados, lo que ha provocado una bajada de su cuota de 2,5 puntos, hasta el 20,3%.

La menor aportación de las renovables ha sido directamente compensada por un aumento en el uso del gas, una tecnología de ciclo combinado que, al ser más costosa, es la que habitualmente establece el precio de la electricidad. La producción con gas ha experimentado un notable incremento del 33% en comparación con 2024, elevando su cuota al 15,3%, 3,4 puntos más que el año anterior. Este salto ha sido particularmente intenso después del apagón, momento en que Red Eléctrica incrementó su uso para reforzar el sistema. Con 30.052 GWh producidos, los ciclos combinados de gas se han posicionado como la cuarta fuente de energía más importante, solo por detrás de la eólica, la fotovoltaica y la nuclear.

Producción solar

Dentro del panorama de las energías limpias, la generación fotovoltaica ha sido la gran excepción a la tendencia negativa, mostrando un sólido crecimiento. La producción solar ha acumulado 39.049 GWh, un 9,5% más que el año anterior. Este incremento ha permitido que su aportación suba 1,2 puntos, alcanzando el 19,9% del mix, situándose muy cerca de la eólica y superando a la energía nuclear.

Por su parte, la energía hidráulica también ha visto reducida su participación, con un descenso del 0,2% y una cuota del 13,3%. En el ámbito de las fuentes convencionales, la producción nuclear ha aumentado ligeramente un 0,1% pero ha bajado su cuota al 19,4%, mientras que la cogeneración ha reducido su participación en 0,5 puntos porcentuales. La producción de las centrales térmicas de carbón continúa su tendencia a la baja, con una aportación testimonial del 0,7% y un descenso interanual del 128,3%.

Redacción Ambientum



La Declaración por la Electrificación de los Municipios reclama el protagonismo local en el camino hacia la...

- Viladecans reunió a más de 80 participantes en el tercer Congreso Nacional de Transición Energética Renovable y Ciudadana Vilawatt.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/195670/declaracion-electrificacion-municipios-rec...>

C de Comunicación

Lunes, 27 octubre 2025

Viladecans (Barcelona) ha reunido a más de 80 participantes en el **tercer Congreso Nacional de Transición Energética Renovable y Ciudadana Vilawatt**, que este año ha puesto el foco en la electrificación como principal motor para alcanzar la descarbonización de la economía. La jornada ha subrayado el papel clave de la colaboración público privada, la eficiencia energética y la digitalización como factores decisivos para hacer realidad este objetivo.

Además, en la cita se ha hecho pública la **Declaración Vilawatt por la Electrificación de los Municipios** para descarbonizar la sociedad, que reclama un mayor protagonismo del mundo local en la transición energética y propone medidas concretas para acelerar una electrificación justa, efectiva y centrada en las personas.

Impulso a la electrificación desde el mundo local

Impulsada por Vilawatt -la estrategia de transición energética del Ayuntamiento de Viladecans-, la Declaración propone acelerar la electrificación de los municipios como vía más eficiente y justa para reducir emisiones, garantizar el acceso a energía renovable y reforzar la autonomía energética del país.

El texto recoge nueve propuestas que abordan aspectos clave como el impacto en el mundo rural, la mejora de las redes, la generación distribuida, la fiscalidad, la movilidad eléctrica de flotas, el impulso de comunidades energéticas o la formación profesional. Viladecans lanza así un llamamiento a las

administraciones para que **los municipios asuman un papel activo en las políticas energéticas**, alineados con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y los compromisos climáticos europeos.

“Queremos abrir camino hacia una hoja de ruta compartida que inspire políticas más ambiciosas y colaborativas en todo el país”, ha afirmado **Jordi Mazón**, cuarto teniente de alcaldesa del Ayuntamiento de Viladecans, que ha incidido en que “el cambio energético requiere inexcusablemente que administraciones, empresas, ciudadanía y academia tengan un compromiso compartido”.

Hojas de ruta municipales para la descarbonización

En cuanto al papel de las administraciones, el Ayuntamiento de Viladecans ha aprovechado para poner como ejemplo para otros municipios su hoja de ruta para ser una **ciudad climáticamente neutra en la próxima década**. El plan pretende reducir un 68 % las emisiones municipales respecto al año 2005 y llegar al 80 % con medidas de compensación.

Hasta ahora, se ha alcanzado una **reducción del 37 %**. El plan cuenta con cinco ámbitos de acción (las 5 Es): eficiencia, electrificación, energía renovable, economía circular y captura de carbono.

Entre las acciones están, por ejemplo, la eliminación de calderas de gas en edificios municipales, el impulso de comunidades energéticas locales, un ambicioso plan de puntos de carga para vehículos -tanto en la vía pública como en equipamientos-, una flota de autobuses 100 % eléctricos y que usen energía 100% renovable, la ampliación de los tejados solares, la reutilización de materiales en las obras municipales o la optimización del alumbrado público.

Viladecans, Ciudad Verde Europea 2025

La ciudad de Viladecans ostenta este año el título de **capital europea Green Leaf (Hoja Verde)** junto a Treviso (Italia). La Comisión Europea reconoce con esta distinción a los municipios intermedios que destacan por su compromiso de abordar los desafíos ambientales urbanos, implicar y movilizar la participación ciudadana en la transición ecológica.

El Congreso Nacional Vilawatt se convierte en una herramienta de promoción de la transición energética como espacio de diálogo, inspiración y acción colectiva. De sta manera, Viladecans se ha posicionado como uno de los epicentros nacionales del debate y la innovación en materia de **sostenibilidad energética**.

La expansión de las energías renovables en Italia enfrenta desafíos en la red

- Según Aurora, se prevé que la restricción de energía en la red aumente considerablemente, pasando a 2 TWh en 2030 y 4,4 TWh en 2035.



La expansión de las energías renovables en Italia enfrenta desafíos en la red

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-expansion-de-las-energias-renovables-en-italia-enfrenta-desafios-en-la-r...>

José A. Roca

Martes, 28 octubre 2025

Según Aurora, se prevé que la restricción de energía en la red aumente considerablemente, pasando a 2 TWh en 2030 y 4,4 TWh en 2035

Italia está preparada para un rápido crecimiento de las energías renovables, pero con ello aumenta también la exposición a las limitaciones de la infraestructura de red para los inversores en renovables, según el último informe de **Aurora Energy Research**.

Se espera que la capacidad total de generación alcance los 223 GW para 2040, con un 55% proveniente solo de la energía solar. Sin embargo, los cuellos de botella en el sistema de transmisión están generando limitaciones críticas: según Aurora, se prevé que la restricción de energía en la red aumente considerablemente, pasando a 2 TWh en 2030 y 4,4 TWh en 2035.

Desequilibrios estructurales

Este riesgo creciente proviene tanto de desequilibrios estructurales nacionales como locales. A nivel nacional, alrededor de la mitad de la demanda eléctrica de Italia se concentra en el norte, mientras que la mayor parte de la generación renovable se ubica en el sur.

Los desequilibrios locales también ejercen presión sobre la red: por ejemplo, para 2060, Aurora proyecta que más del 75% del crecimiento solar en el sur podría concentrarse en el área de Foggia, mientras que más de la mitad del crecimiento eólico de Sicilia transitará por nodos críticos alrededor de Trapani, creando un exceso localizado de oferta que la red no puede absorber.

El proveedor global de análisis concluye que los activos renovables en Italia enfrentan un riesgo significativo en áreas específicas, especialmente en las regiones del sur, lo cual los inversores deben tener en cuenta. El informe también subraya el papel de las mejoras en la red en estas zonas de alto riesgo para mitigar las restricciones y apoyar el cumplimiento de los objetivos de energía renovable de Italia.

Crecen las retriicciones

“En 2024, se restringieron 338 GWh de energía renovable en el sistema eléctrico italiano. A pesar de las próximas inversiones en flexibilidad y las mejoras de red planificadas por el operador del sistema (TSO), nuestro modelo de previsión —que replica la red eléctrica italiana con precisión a nivel TSO— indica que la restricción de energía renovable seguirá aumentando, multiplicándose por seis para 2030”, dice Maddalena Cerreto, experta principal de Aurora Energy Research

“El riesgo de restricción es altamente localizado, impulsado por cuellos de botella que varían incluso dentro de una misma región. En algunas zonas de Italia, las plantas renovables podrían perder hasta el 10% de sus ingresos anuales si la energía restringida no es compensada. Por ello, aunque la evaluación del riesgo de restricción es compleja, está convirtiéndose rápidamente en una consideración crítica en las decisiones de inversión en energías renovables”.

La UE refuerza su apuesta por la electrificación y fija el fin de las importaciones de gas ruso para 2028

- La UE busca acelerar la electrificación del transporte, la industria y los edificios e impulsar la inversión en generación limpia.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/195822/ue-electrificacion-refuerza-apu...>

Sara Portillo

Lunes, 27 octubre 2025

Los ministros de Energía de la Unión Europea respaldan el Plan REPowerEU y preparan un ambicioso Plan de Acción para la Electrificación. Desde SolarPower Europe celebran el "avance hacia un sistema energético más seguro, renovable y autónomo".

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

El pasado lunes 20 de octubre los **ministros de Energía de la Unión Europea** alcanzaron un amplio acuerdo sobre la **Hoja de Ruta REPowerEU**, que establece el compromiso de eliminar completamente las importaciones de gas ruso antes de 2028. La decisión, adoptada en el marco del Consejo de Energía celebrado en Luxemburgo, marca un nuevo punto de inflexión en la política energética europea tras la crisis derivada de la guerra en Ucrania.

Asimismo, los titulares de Energía expresaron su respaldo al próximo **Plan de Acción para la Electrificación** que la Comisión Europea presentará en los próximos meses. Esta iniciativa busca acelerar la electrificación del transporte, la industria y los edificios, además de impulsar la inversión en generación limpia y flexibilidad del sistema.

El debate en el Consejo de Energía se produjo en vísperas de la publicación del **Programa de Trabajo 2026** de la Comisión Europea, que confirma la prioridad de Bruselas por reforzar la seguridad energética, avanzar en la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles y sentar las bases de un nuevo paquete de la Unión Energética para la próxima década.

“Un momento decisivo para la transición energética europea”

Las decisiones adoptadas suponen un “momento decisivo para la transición energética europea”, según Dries Acke, director general adjunto de **SolarPower Europe**. “Aplaudimos el paso firme del Consejo de Energía hacia la eliminación total de las importaciones de gas ruso y la aceleración de la transición hacia las energías renovables autóctonas”, indicó.

“Esto no solo refuerza la seguridad e independencia energética de Europa, sino que también representa un movimiento clave para dejar de financiar la maquinaria bélica rusa”, asegura.

Asimismo, subrayó que la resiliencia estructural del sistema energético europeo no vendrá de diversificar el suministro de combustibles fósiles, sino de sustituirlos por un **sistema flexible, electrificado y basado en energías renovables**. “La energía solar está preparada, una vez más, para cumplir con Europa”, agregó.

Prioridad a la implementación, no a nuevas revisiones

SolarPower Europe también destaca la importancia de que la Comisión Europea priorice la aplicación nacional de las normas sobre permisos y mercado eléctrico ya acordadas, evitando revisiones innecesarias que puedan generar incertidumbre regulatoria e invertir el impulso inversor en renovables.

Con estos pasos, aseguran desde la asociación, la UE avanza hacia una verdadera **seguridad energética**, combinando la independencia del gas ruso con una **aceleración de la electrificación y el despliegue renovable**.

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

Las exportaciones y el refino aumentan un 53% el beneficio de Galp en el tercer trimestre

- Galp obtuvo un beneficio neto ajustado récord de 407 millones de euros en el tercer trimestre de 2025, lo que supone un aumento del 53%.



Estación de servicios de Galp.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-exportaciones-y-el-refino-aumentan-un-53-el-beneficio-de-galp-en-el-t...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

Galp obtuvo un beneficio neto ajustado récord de 407 millones de euros en el tercer trimestre de 2025, lo que supone un aumento del 53% en comparación con el mismo período del año anterior. La mitad de los resultados provino de la producción de petróleo y gas en **Brasil**, pero su crecimiento se debió principalmente a las actividades de suministro y comercialización de gas natural y a la disponibilidad de equipos de refino, lo que le permitió aprovechar la recuperación internacional de los márgenes de refino, compensando con creces el impacto de la depreciación de los precios del crudo.

El **resultado ajustado a coste de reposición (RCA)** antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (Ebitda) del tercer trimestre fue de 911 millones de euros, un 11% superior a los 820 millones de euros registrados en el mismo período de 2024. Casi el 80% del Ebitda del tercer trimestre provino de las actividades internacionales.

“Estos resultados demuestran la solidez de nuestras inversiones y nuestra capacidad de crecimiento en diferentes mercados”, afirmó **Maria João Carioca**, co-CEO y directora financiera de Galp. “El rendimiento y la eficiencia de nuestros diversos negocios nos permiten afrontar la imprevisibilidad del mundo actual y seguir invirtiendo en las oportunidades que surgen de la transformación de nuestro sector”, añadió.

En estos tres meses, **Galp invirtió 273 millones de euros**. Dos tercios de esta cantidad se destinaron a acelerar la construcción de las unidades de producción de hidrógeno verde de 100MW (pioneras en

Europa) y biocombustibles avanzados bajos en carbono (HVO/SAF) en Sines, a modernizar la red de almacenamiento y a ampliar la red de carga eléctrica y la capacidad de sus activos de producción fotovoltaica.

El resto se invirtió en **Brasil**, principalmente en el proyecto Bacalhau, en la región presal de la Cuenca de Santos, que inició su producción en octubre a través de una de las unidades flotantes de producción offshore (FPSO) más grandes y eficientes del mundo.

En los **nueve primeros meses del año**, finalizados el 30 de septiembre, el beneficio neto al coste de reposición aumentó un 9%, hasta los 973 millones de euros, mientras que el Ebitda descendió un 7%, hasta los 2.420 millones de euros. La inversión total en los nueve meses fue de 716 millones de euros, si bien el saldo neto (Capex Neto) entre las inversiones y los ingresos por la venta de activos, especialmente en **Angola** y **Mozambique**, fue positivo, con 93 millones de euros.

Rendimiento operativo decisivo para Galp

El sólido rendimiento operativo de **Upstream** en el tercer trimestre, reflejado en un aumento del 2% en la producción de petróleo y gas natural en comparación con el mismo período de 2024, se vio afectado por la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales, cayendo un 14% hasta los 464 millones de euros. Aun así, el segmento Upstream representó más de la mitad de los resultados operativos de la compañía en el trimestre.

El **área Industrial y Midstream**, que abarca actividades como el refino, pero también la gestión de la energía (que a su vez incluye las actividades de trading), obtuvo un Ebitda de 315 millones de euros. El aumento del 91% en comparación con el mismo trimestre de 2024 compensó con creces la disminución de los resultados de Upstream.

El **refino** se benefició de una recuperación de los márgenes internacionales, impulsada por los precios del crudo y los productos refinados en el mercado europeo, que alcanzaron los 9,5 dólares por barril procesado, lo que permitió un aumento del 78% en los ingresos por exportaciones de Sines en comparación con el mismo trimestre del año anterior.

Además, el inicio de las entregas de carga de **GNL** por parte de Venture Global LNG en Estados Unidos, bajo contratos de suministro a largo plazo, impulsó un aumento del 42% en los volúmenes comercializados de gas natural. La expansión del comercio de gas natural en el mercado brasileño también contribuyó positivamente.

El **área de Comercial** reportó un aumento del 28% en sus resultados operativos del tercer trimestre en comparación con el mismo período del año anterior, alcanzando los 119 millones de euros, con mejoras en casi todos los segmentos, impulsadas por la recuperación del mercado español. Los productos y servicios de conveniencia y las soluciones energéticas continuaron creciendo y ahora representan más del 30% de los resultados operativos.

Además de transformar su red de tiendas e introducir nuevos conceptos de conveniencia, Comercial continuó expandiendo su red de recarga de movilidad eléctrica, que a finales de septiembre ya contaba con más de 9.000 puntos en la Península Ibérica, un 64% más que a finales de septiembre de 2024.

Las **renovables** operaron en un contexto de precios de energía solar bajo presión, lo que llevó a la adopción de una estrategia para optimizar tanto las actividades de generación, mediante limitaciones voluntarias de la producción, como las fuentes adicionales de ingresos provenientes de la prestación de servicios a la red. El Ebitda de renovables cayó un 35% en comparación con el tercer trimestre de 2024, registrando un total de 16 millones de euros.

Indicadores financieros

El **flujo de caja operativo ajustado (OCF)** en el tercer trimestre alcanzó los 753 millones de euros, un 39% más que en el mismo periodo de 2024, mientras que el flujo de caja operativo (CFFO) aumentó un 65%, hasta los 783 millones de euros.

El **flujo de caja libre** fue de 548 millones de euros, frente a los 193 millones del mismo periodo del año anterior, lo que permitió a la compañía reducir la deuda neta en 245 millones de euros respecto al cierre del segundo trimestre, incluso después de distribuir dividendos a los accionistas minoritarios de las empresas del grupo y un dividendo a cuenta.

De este modo, la compañía mejoró su ratio de deuda neta/Ebitda hasta 0,4x, una sólida posición financiera en comparación con la media del sector.



Licitación de una instalación solar con sistema de almacenamiento en el intercambiador de Mogán

- A través del Consejo Insular de la Energía (Ciegc), el Cabildo de Gran Canaria ha sacado a licitación la ejecución de una instalación solar fotovoltaica con



<https://www.smartgridsinfo.es/2025/10/28/licitacion-instalacion-solar-sistema-almacenamiento-intercambiador-...>
ESEFICIENCIA

Martes, 28 octubre 2025

Inicio » Consumo Energía Eléctrica » **Licitación de una instalación solar con sistema de almacenamiento en el intercambiador de Mogán** Licitación de una instalación solar con sistema de almacenamiento en el intercambiador de Mogán

Publicado: 28/10/2025

A través del Consejo Insular de la Energía (Ciegc), el Cabildo de Gran Canaria ha sacado a licitación la ejecución de una instalación solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento en el intercambiador de Mogán. La planta, de 154 kW de potencia, contará con una inversión de más de 154.000 euros.

La actuación cuenta con financiación parcial procedente de las ayudas destinadas al fomento de la generación fotovoltaica en espacios antropizados, en el marco de la Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias (Programa 8, Línea 1), con cargo al instrumento de financiación europeo Next Generation EU, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Componente 7, Inversión 2) a través de una subvención del Gobierno de Canarias, a través de la Consejería de Transición Ecológica y Energía, de 147.949,34 euros, lo que supone un 85% de la inversión total.

Instalación solar con almacenamiento

El proyecto se enmarca en la estrategia insular de transición energética impulsada por el Cabildo de Gran Canaria, que promueve la transformación de espacios públicos y de transporte en instalaciones

más eficientes y autosuficientes desde el punto de vista energético.

El contrato consiste en realizar las obras correspondientes a la instalación fotovoltaica de autoconsumo con acumulación sobre las marquesinas existentes en el intercambiador de Mogán, ubicado en la calle La Mina n.º 14 de Lomo Quiebre.

En concreto, se incluyen los trabajos de instalación eléctrica, revestimiento de cubiertas con placas solares, energía solar, y acumuladores de litio. Esta actuación permitirá dotar a la infraestructura pública de una potencia pico total de 154 kW.

Las empresas interesadas pueden presentar sus ofertas a esta licitación hasta el 11 de noviembre a las 15:00 horas.

Petrofac solicita administración judicial tras la pérdida de un contrato en Países Bajos

- Petrofac ha solicitado al Tribunal Superior de Inglaterra y Gales el nombramiento de administradores judiciales para la matriz del grupo, Petrofac Limited.



Actividades offshore de Petrofac.

<https://elperiodicodelaenergia.com/petrofac-solicita-administracion-judicial-tras-la-perdida-de-un-contrato-en-...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

Ningún comentario

Petrofac ha solicitado al Tribunal Superior de Inglaterra y Gales el nombramiento de administradores judiciales para la matriz del grupo, Petrofac Limited, después de que el operador de redes neerlandés TenneT decidiera rescindir la participación de la empresa británica de servicios energéticos en un contrato de energía eólica marina en Países Bajos.

"Tras evaluar cuidadosamente sus opciones y el impacto de la decisión de TenneT de rescindir el alcance de trabajo de Petrofac en el programa de 2 GW en los Países Bajos, los directores de Petrofac Limited han solicitado al Tribunal Superior de Inglaterra y Gales el nombramiento de administradores para Petrofac Limited", ha anunciado la compañía.

En este sentido, ha precisado que, una vez nombrados, los administradores trabajarán junto con la dirección ejecutiva para preservar el valor, la capacidad operativa y la ejecución continua de las operaciones en todas las entidades operativas y comerciales del grupo.

Petrofac

La empresa, que emplea a más de 7.000 personas, incluyendo unas 2.000 en Escocia, ha subrayado que la medida está dirigida únicamente a la sociedad matriz del grupo, cuyas operaciones seguirán

desarrollándose mientras que se exploran activamente opciones alternativas de reestructuración y fusiones y adquisiciones con sus principales acreedores.

El redactor recomienda

- **Sonatrach adjudica un contrato de 1.500 millones de dólares al grupo Petrofac**
- **Petrofac y Samsung Engineering se adjudican un contrato por 1.685 millones en una refinería de Omán**
- **Petrofac vuelve a suspender sus actividades en Túnez debido a las protestas**

A este respecto, fuentes cercanas a la empresa indicaron a *Sky News* que tienen la esperanza de que se pueda encontrar rápidamente un comprador para las operaciones en el Mar del Norte, algo que una de las personas consultadas apuntó que podría suceder en los próximos días.

La semana pasada, TenneT informó del ejercicio de su derecho a la rescisión parcial del contrato adjudicado en 2023 a un consorcio de Hitachi y Petrofac para el desarrollo de seis proyectos eólicos de 2 GW en Países Bajos y Alemania como consecuencia de que Petrofac, inmerso en un proceso de reestructuración financiera desde 2024, no había podido cumplir con sus obligaciones contractuales.

Schaeffler inaugura en Dinamarca el banco de pruebas para rodamientos eólicos más potente del mundo

- El nuevo banco de pruebas, ubicado en Lindø (Dinamarca) permitirá validar turbinas de hasta 25 MW y marca un hito tecnológico en la industria eólica global.



Schaeffler inaugura en Dinamarca el banco de pruebas para rodamientos eólicos más potente del mundo

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/schaeffler-inaugura-en-dinamarca-el-banco-20251027>

Manuel Moncada

Lunes, 27 octubre 2025

El corazón de la instalación es una unidad de carga de prueba de 560 toneladas, de 16 metros de largo por 9 de ancho y más de 8 de altura. El sistema ha sido diseñado para reproducir las condiciones extremas a las que se someten los rodamientos de rotor, tanto en tierra como en alta mar, con el objetivo de garantizar su durabilidad y seguridad. Este banco de pruebas permitirá simular las enormes fuerzas generadas por rotores de hasta 300 metros de diámetro, lo que representa un salto tecnológico clave para el desarrollo de aerogeneradores de gran escala.

Durante la inauguración, **Sascha Zaps, director ejecutivo de Rodamientos y Soluciones Industriales de Schaeffler AG**, destacó que este proyecto "marca un hito para la industria", al integrar desde el diseño hasta la validación de componentes en condiciones reales. "El mercado requiere soluciones seguras y robustas. Con este compromiso orientado al futuro de Lindø, nos aseguramos de que las reciba", afirmó.

Y es que, con esta instalación, Schaeffler amplía significativamente su capacidad de validación tecnológica y refuerza su papel como uno de los actores clave en la transición energética mundial.

Por su parte, **Uwe Wagner, director de Tecnología (CTO) de Schaeffler**, subrayó que esta infraestructura "refuerza el liderazgo de la empresa a nivel internacional" y abre la puerta a nuevas innovaciones tecnológicas para el sector de las energías renovables. La compañía prevé utilizar el

centro de pruebas en colaboración con fabricantes de aerogeneradores para validar componentes destinados a turbinas de hasta 25 megavatios de potencia.

Alianza estratégica

La puesta en marcha del centro ha sido posible gracias a la colaboración entre Schaeffler, LORC — propietario y operador del complejo en el puerto de Odense— y R&D Test Systems, especializada en el desarrollo de bancos de ensayo para energía eólica. Esta alianza encaja en el modelo de ingeniería de circuito cerrado de Schaeffler, que combina diseño, simulación y pruebas físicas para garantizar la máxima fiabilidad de sus productos.

"Algunos escenarios no pueden simularse en el ordenador. Con nuestras pruebas físicas cerramos el ciclo de desarrollo y ofrecemos a los fabricantes una base sólida para construir aerogeneradores seguros y duraderos", explicó Bernd Endres, vicepresidente de la Unidad Regional de Energía Eólica de Schaeffler.

[En la foto de izquierda a derecha: Torben Lorentzen, director general de Lindø Offshore Renewables Center; Sascha Zaps, director ejecutivo de Rodamientos y Soluciones Industriales, Schaeffler AG; Bernd Endres, vicepresidente de la unidad de negocio regional Wind, Schaeffler.]

Artículos relacionados

- **Schaeffler impulsa la electrificación y la eficiencia de la maquinaria industrial**
- **Schaeffler lanza una solución de monitorización para medir el coste energético de los procesos industriales**



Se invertirán 200 millones en la red eléctrica entre Aragón y Cataluña

REE mejora la línea de 181 km. para evacuar renovables y que afecta a 42 municipios de Zaragoza, Teruel y Tarragona

Red Eléctrica de España invertirá 200 millones en el eje Aragón-Ascó-Vandellós, mejorando la capacidad de evacuación de renovables entre Aragón y Cataluña. La actuación contempla la construcción de una nueva línea eléctrica de 181 kilómetros

con doble circuito de 400/200 kilovatios (kV) y una capacidad de transporte de hasta 3.000 megavatios, renovando así la línea actual, con más de medio siglo de antigüedad. La nueva infraestructura afectará a 42 municipios de Zaragoza, Teruel y Tarra-

gona. En el caso aragonés, atravesará Escatrón, Sástago, Chiprana, Caspe, Maella, Mazaleón y Calaceite. Asimismo, como medida compensatoria también se desmantelará una línea en desuso en Samper de Calanda y Castelnou. **P2-3 y Editorial**

Se invertirán 200 millones en la red eléctrica entre Aragón y Cataluña

La infraestructura parte de Escatrón, afecta a 42 municipios y mejorará la evacuación de renovables a través de 181 kilómetros la actual línea de alta tensión construida hace más de medio siglo

ESCATRÓN. La localidad de Escatrón será uno de los puntos claves en el desarrollo de una de las actuaciones más importantes del sistema eléctrico estatal. El proyecto, impulsado por Red Eléctrica de España con el respaldo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), tiene como objetivo reforzar el mallado de la red de transporte de electricidad en el eje Aragón-Ascó-Vandellós, mejorando la conectividad y capacidad de evacuación de energías renovables entre las comunidades autónomas de Aragón y Cataluña.

La actuación contempla la construcción de una nueva línea eléctrica de 181 kilómetros con doble circuito de 400/200 kilovoltios (kV) y una capacidad de transporte de hasta 3.000 megavatios (M2).

Esta nueva línea permitirá el desmantelamiento de la infraestructura actual (de 148 kilómetros) que fue construida hace más de 50 años y que ya no responde a las necesidades técnicas ni medioambientales del sistema actual.

La inversión prevista supera los 200 millones de euros y en cuanto a los plazos se prevé una tramitación de tres años y otros dos de obras, por lo que si todo fuese correctamente, la puesta en servicio de la infraestructura podría darse a finales de 2030.

En total, la nueva infraestructura afectará a 42 municipios de las provincias de Zaragoza, Teruel y Tarragona, con 11 actuaciones complementarias, que incluyen la ampliación de subestaciones, el desmontaje de la actual línea Escatrón-Aubals -La Selva (220kV) y otras infraestructuras. En el caso aragonés, el nuevo eje atravesará los municipios de Escatrón, Sástago, Chiprana, Caspe, Maella, Mazaleón y Calaceite. Asimismo, como medida compensatoria también se desmantelará una línea en desuso en los municipios de Samper de Calanda y Castelnou.

Además, el proyecto busca



Imagen de la zona de ocupación del proyecto de ampliación de la red subestación sobre una ortofoto junto al polígono de Escatrón. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

minimizar el impacto ambiental y social, mejorando significativamente el trazado respecto al actual y apostando por una red más eficiente y segura.

Ampliación en Escatrón

En Escatrón se encuentra una de las actuaciones más destacadas del proyecto. La actual subestación, situada al norte del núcleo urbano y próxima a la carretera A-221, será objeto de una ampliación para adaptar sus instalaciones al nuevo escenario de crecimiento de renovables. Esta carretera, que une Quinto con Batea, sigue el eje natural del río Ebro y es un corredor estratégico para comunicaciones entre Aragón y Cataluña, así como para las comarcas de la Ribera Baja del Ebro y el Bajo Aragón-Caspe.

Dentro de los límites actuales de la subestación, se habilitará una nueva posición de línea a 400 kV destinada a conectar con la futura Escatrón-Els Aubals, y se instalará una transformación de 400/200kV con una potencia de 600 megavoltamperios (MVA). Esta

LA CIFRA

42

municipios de las provincias de Zaragoza, Teruel y Tarragona formarán parte del nuevo eje

■ En Aragón el proyecto atravesará Escatrón, Sástago, Chiprana, Caspe, Maella, Mazaleón y Calaceite

■ Como medida adicional, se desmantelará una línea en desuso en los municipios de Samper de Calanda y Castelnou

■ La previsión es que el expediente salga a información pública en el mes de noviembre

intervención permitirá la conexión directa de esta infraestructura a la red de transporte de alta tensión, mejorando la fiabilidad del sistema eléctrico en todo el noreste peninsular.

El eje Escatrón-Els Aubals-La Secuita, que da nombre al proyecto, no solo responde a una necesidad técnica del sistema eléctrico, sino que también está alineado con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que marca el rumbo hacia una economía baja en carbono. Este nuevo trazado, se convierte así en una infraestructura clave para la transición energética y el desarrollo económico e industrial de los territorios por los que discurre.

Estado actual del proyecto

La tramitación de este nuevo eje eléctrico comenzó en el mes de junio de 2025, y actualmente se encuentra en fase previa a su exposición pública. La previsión es que el expediente salga a lo largo del mes de noviembre, momento en el que se abrirá el

periodo para presentar alegaciones, sugerencias o consultas por parte de instituciones, colectivos ciudadanos y personas interesadas.

Este proceso será fundamental para recoger aportaciones que mejoren la integración territorial del proyecto, en una obra que tendrá impacto directo sobre áreas rurales con potencial para el desarrollo energético.

Municipios implicados

Caspe y Chiprana respiran con cierta tranquilidad ante el proyecto, ya que ambos municipios se verán afectados por el trazado, pero en positivo: la infraestructura sustituirá a una línea antigua que pasaba muy cerca de los núcleos urbanos y que, en el caso de Caspe, se encontraba junto a espacios tan emblemáticos como el poblado de pescadores. Según explicó Ana Jarque, alcaldesa de Caspe, «nos viene bien dentro de lo que cabe» porque la línea existente que pasa cerca del municipio se desmantelará y la nueva discurrirá «a varios



kilómetros del municipio», lo que supone una mejora notable para la ciudadanía al tener esta línea alejada.

La infraestructura se encuentra junto a una subestación próxima al dique y ha formado parte del paisaje caspolino desde hace más de cinco décadas. Una versión similar comparte Javier Nicolás, alcalde de Chiprana, quien confirmó que el nuevo trazado será más favorable que el actual. «La línea que se quitará nos afectaba, incluso pasaba por más propietarios del término municipal», indicó. En Castelnou, el cambio también representa una mejora. Aunque el nuevo trazado afecta de forma muy leve a terrenos particulares lejos del núcleo urbano, el alcalde, Tomás Herrera, apunta que las torres actuales son muy viejas, antiguas y que están oxidadas. En Calaceite se instalarán nueve postes en dos kilómetros y medio que van por la esquinita del término municipal. «Todo es titularidad privada y al Ayuntamiento no le afecta en ninguna propiedad», explicó el alcalde, Juan Miguel. La alcaldesa de Maella, Elena Mireia, explicó que el nuevo trazado no afecta a zonas protegidas ni a zonas ZEPA y que el trazado propuesto no presenta ningún inconveniente para el municipio.

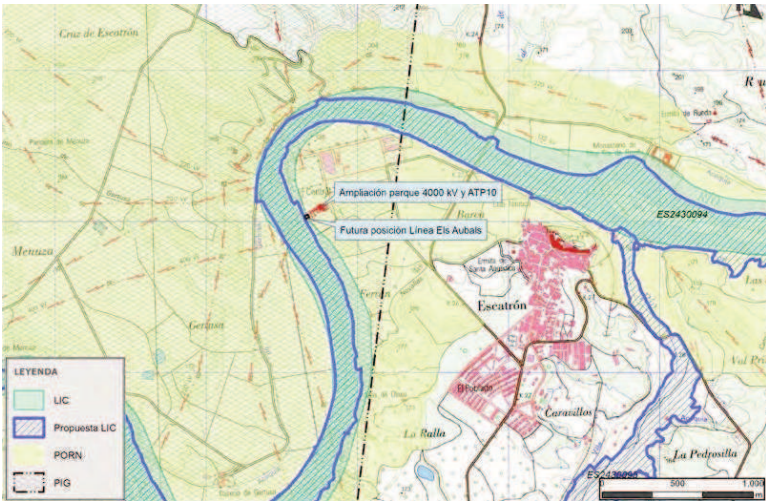
La energía, futuro en Aragón

La apuesta por reforzar el eje eléctrico entre Aragón y Cataluña coincide con la comparecencia en la Comisión Institucional y de Derecho Estatuario de las Cortes de Aragón donde la vicepresidenta y consejera de Presidencia, Economía y Justicia del Gobierno de Aragón, Mar Vaquero, expuso ayer la posición del Ejecutivo sobre planificación energética.

La vicepresidenta defendió la necesidad de que la energía renovable se consuma también en el territorio. «La producción no se puede deslocalizar», afirmó, subrayando que se trata de un «valor diferenciador» para Aragón.

En su intervención insistió en la necesidad de alcanzar una posición común que permita aprovechar este recurso estratégico para impulsar el desarrollo económico y social de la comunidad. Comparó la importancia de la energía con la del agua, y llamó a defenderla con firmeza: «Donde ha habido agua ha habido vida. La energía tiene el mismo efecto».

Entre las medidas concretas, destacó la creación de una ley para agilizar la tramitación de proyectos y la incorporación de



Espacios naturales protegidos y catalogados presentes en el área de estudio. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

EN CIFRAS

181

Kilómetros de longitud no lineales recorrerán el futuro trazado del proyecto

+200

Millones de euros de inversión están previstos para la renovación del eje

148

Kilómetros lineales entre Aragón y Cataluña recorren el trazado actual

2030

Es el año previsto para la puesta en servicio de la infraestructura

42

Municipios implicados en el proyecto (33 en Cataluña y 9 en Aragón)

3

Años de ejecución son los que están previstos a partir del cierre del proceso de tramitación

cerca de 20 personas a la Dirección General para paliar el colapso existente. También señaló la puesta en marcha del foro de la energía y la renovación del Plan Energético de Aragón, ya visible desde el verano en el Portal de Transparencia. En cuanto al modelo de participación, subrayó el impulso a las comunidades energéticas y la creación de la oficina 'Aragón, Energía Propia', con colaboración de diputaciones, ayuntamientos y comarcas. Finalmente, criticó que la planificación energética nacional no responde a las necesidades de Aragón. Recordó que el Ejecutivo autonómico solicitó 8,3 gigavatios y solo se le han concedido 3,2, y reclamó una solución al concurso de nudos, paralizado desde hace 15 meses.

Este mensaje cobra especial relevancia en el municipio de Escatrón, donde la transformación del modelo

energético está a la orden del día y ya en marcha. Respecto a ello, Ignis Energía ya cuenta con la luz verde del Gobierno central para su macroproyecto renovable (una planta de 311 megavatios de potencia renovable) en la Ribera Baja del Ebro, aunque no sin limitaciones.

La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) obligó a la compañía a eliminar tres de los aerogeneradores inicialmente previstos y reubicar otros dos para garantizar una distancia mínima de 500 metros respecto a la zona de nidificación del almoche común, una especie catalogada como vulnerable.

Además, se han impuesto varias condiciones complementarias que la empresa deberá cumplir, entre ellas, la instalación de pantallas vegetales de ocho metros de ancho alrededor del perímetro de la planta solar. Estas

estarán compuestas por especies autóctonas y se plantarán «al tresbosillo», una técnica de siembra que alterna los ejemplares en triángulos equiláteros para una mejor integración paisajística. Además, también se exige un plan de restauración vegetal que minimice el impacto del

desarrollo.

La inversión total prevista supera los 260 millones de euros e incluye tres parques eólicos y uno solar, vinculados al ciclo combinado. La previsión es que se pueda comenzar a evacuar esta energía verde a partir de 2027. En total, se instalarán 44 aerogeneradores distribuidos entre los términos municipales de Sástago, Escatrón y Chiprana. Por su parte, las placas solares se concentrarán en Escatrón.

El nudo Mudéjar

Mientras que Escatrón se convierte en epicentro de proyectos renovables y de reconversión energética, la Comarca Andorra-Sierra de Arcos continúa a la espera de un proyecto que todavía no llega cinco años después del cierre de la térmica. La última actualización sobre el proyecto del nudo Mudéjar es que podría peligrar tras el rechazo del MITECO a un parque de Endesa, y es que los criterios que el Ministerio siguió para rechazar uno de los parques podrían tenerse en cuenta a la hora de aprobar la declaración del Nudo Mudéjar. El MITECO consideró que los aerogeneradores del parque eólico rechazado podrían afectar a la fauna silvestre cercana al situarse a menos de 10 kilómetros de la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), uno de los criterios que no se han tenido en cuenta para otros proyectos y que ahora habría que valorar si se mantienen para los parques del Nudo, que estarían ubicados según lo previsto a menos kilómetros aún de dicha zona protegida. De este modo, estarían en peligro tres parques del nudo Mudéjar, especialmente el denominado como 'Empeltre', que prácticamente coincide con la zona.

SARA CUBERO

Statkraft anuncia un ERE en España tras el ajuste de inversiones en renovables

- El grupo energético noruego decidió el pasado verano llevar a cabo un ajuste y afectará al menos a una veintena de trabajadores de la compañía en España.



La presidenta y CEO del Grupo Statkraft, Birgitte Ringstad Vartdal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/statkraft-anuncia-un-ere-en-espana-tras-el-ajuste-de-inversiones-en-renova...>

Ramón Roca

Lunes, 27 octubre 2025

Statkraft España ha comunicado la semana pasada a la representación de los trabajadores y a todos sus empleados en el país, principalmente en sus oficinas de Madrid y Valencia, su intención de iniciar un Expediente de Regulación de Empleo (ERE) que afectará a empleados de las sociedades Statkraft Development Spain y Enerfín Sociedad de Energía, que en su conjunto cuentan actualmente con 222 trabajadores.

Tal y como rige la normativa laboral, el ERE se tiene que extender sobre un mínimo del 10% de la plantilla, por lo que al menos 22-23 trabajadores se verán afectados por este ajuste de plantilla. A día de hoy se desconoce el número de afectados.

Fuentes de la compañía han explicado a El Periódico de la Energía que esta medida se deriva de la revisión de la estrategia anunciada por el grupo el pasado mes de junio, y que conlleva una reducción del nivel de inversión y, en consecuencia, de los proyectos en su pipeline.

La compañía necesita recortar un 30% el gasto, según su nueva planificación, y los ERE están afectando no sólo a España sino a otros mercados donde trabaja la compañía noruega.

Medidas

La compañía priorizará su cartera de hidroeléctrica flexible en los países nórdicos, sus operaciones de mercado, y su actividad de energía solar, eólica y de baterías en Europa y Latinoamérica. Aunque a

un menor ritmo del que venía haciendo.

Statkraft prevé invertir entre 16.000 y 20.000 millones de coronas noruegas (más de 1.500 millones de euros) anualmente en los próximos años, priorizando las oportunidades más rentables en el corto plazo para poder seguir generando valor.

Así mismo, el grupo ha decidido detener los nuevos desarrollos de hidrógeno y de eólica marina, evaluar su posición inversora en Polonia y cerrar las actividades de desarrollo en Portugal.

El negocio de Markets se mantiene y no se verá afectado en España y Portugal.

Nuevas noticias

Está previsto que las negociaciones no tarden en iniciarse. La lista de posiciones afectadas todavía no ha sido comunicada, se desconoce aún el número de afectados, pero se espera que ocurrirá una vez quede constituida la comisión negociadora y se inicie el periodo de consultas.

Los resultados de 2024 no fueron los esperados por la compañía que ha tenido que redirigir los pasos en esta transición energética.



Beatriz Corredor, presidenta de Red Eléctrica, en primer plano; y la ministra Sara Aagesen al fondo // JAIME GARCÍA

Guerra total entre Red Eléctrica, Gobierno y empresas, seis meses después del apagón

► Ni el operador ni el Ejecutivo asumen la responsabilidad por la subida de la factura de la luz tras el evento

RAÚL MASA
MADRID

El pasado 28 de abril España se fundió en negro. Hoy se cumplen seis meses, y pese al manido juego de palabras, sigue habiendo una oscuridad inquietante en torno a este suceso. Ya existen casi media docena de informes, pero, más allá de cuestiones técnicas, todavía no se ha podido delimitar una responsabilidad clara. Red Eléctrica como operador del sistema tiene que garantizar que la red eléctrica funciona correctamente; y ese día no fue así. Pero un juez necesitará de hechos más claros y contrastados sobre lo que sucedió para delimitar la responsabilidad de lo ocurrido. Sobre todo, porque ahora el dinero se ha convertido en algo esencial y ese factor es, precisamente, lo que desplaza el balón de tejado en tejado para ver quién asume las millonarias indemnizaciones que tendrán que recibir los afectados.

En este «todos contra todos» hay

una infinidad de actores implicados. El primero de todos, que en las últimas semanas ha conseguido esquivar los focos, es el Gobierno, en concreto, el Ministerio para la Transición Ecológica. La ministra Sara Aagesen rindió cuentas ante los españoles con un lenguaje enrevesado y repartió culpas entre Red Eléctrica y las empresas distribuidoras casi a partes iguales. Sin embargo, obvió un detalle fundamental en esta ecuación: la planificación energética de España sale de la sede del Ministerio. De hecho, la hoja de ruta fijada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) plasmó una entrada masiva de renovables, algo que ha supuesto un problema, no tanto a nivel tecnológico, sino para la integración en el sistema. Pero el Ejecutivo ha sido inteligente y ha dejado que la compañía que preside Beatriz Corredor y las distribuidoras eléctricas se den de trompadas a cuenta de quién es el culpable.

De esta forma, Red Eléctrica acusa

Los diversos informes que se han hecho sobre el apagón no señalan ningún culpable hasta estos momentos

LA HORA CLAVE: 12.33

Cuando todo cambió

Hasta las 12.33 horas del pasado 28 de abril el sistema eléctrico español presumía de robustez, entrada de renovables y garantía de suministro. Desde entonces todo ha cambiado.

Guerra de informes

Tras el apagón ha habido informes de diversos organismos, y la única certeza es que hubo problemas de tensión, pero no se conoce muy bien qué los causó y por qué no se pudieron controlar.

«Modo reforzado»

Desde el 29 de abril Red Eléctrica opera en «modo reforzado». Esto ha supuesto que los ciclos combinados de gas tengan mucho más uso, con una serie de contratiempos asociados para los planes que tenía el Gobierno de reducción de las emisiones.

Problema de precios

Además, este sistema de refuerzo ha provocado que suban los precios de la luz para todos los consumidores al desplazar a las tecnologías renovables.

¿Soluciones?

Los principales agentes del sector demandan una planificación de verdad del sistema, y no hojas de ruta como el Pniec que no son vinculantes. Asimismo, para abordar este asunto, así como los problemas futuros, se debería contar con todo el sector.

a las empresas de que no estuvieron a la altura el día del apagón cuando se les solicitó. Por su parte, las compañías sostienen que cumplieron con todos los requisitos, y que es el operador del sistema el responsable en última instancia.

En un giro inesperado, ahora Red Eléctrica y el Gobierno tienen discrepancias en torno a la aplicación del «modo reforzado», que es la manera de operar el sistema que se está aplicando desde el pasado 28 de abril y respecto al que no queda claro si fue un mandato del Ministerio, o fue el gestor el que lo activó porque es su obligación. En otra vuelta de tuerca también se ha visto involucrada la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En concreto, Red Eléctrica pidió a Competencia que cambiase ciertas operativas porque había detectado nuevos problemas. Las empresas explicaron que esos cambios eran inviables y, entre medias, el Gobierno ha pedido que todos cumplan con sus obligaciones.

La única luz

A la espera de un responsable directo, el apagón ha puesto sobre la mesa algunas peligrosas certezas. La primera es que el sistema no era tan robusto como parecía y, más allá del propio suceso de abril, que Red Eléctrica haya reconocido que sigue habiendo problemas es algo peligroso.

Por otra parte, la integración de las renovables en el sistema es el otro foco de atención. En el último lustro ha habido una obsesión por alcanzar un determinado volumen con la promesa de bajar los precios, y resulta que ahora mismo todo ha derivado, precisamente, en un aumento de costes.

Asimismo, se ha abierto un debate muy profundo sobre el futuro de la energía nuclear, necesaria para el sistema, pero que el Gobierno se niega a aceptar, y eso supone otro choque.



España e Irlanda negocian una conexión eléctrica mientras se retrasan con Francia

Bruselas presiona a París para acelerar las nuevas redes y prepara incentivos

Rubén Esteller MADRID.

El Gobierno irlandés ha revelado sus planes para construir la primera interconexión eléctrica con España. El anuncio coincide con las recientes declaraciones de la vicepresidenta de la Comisión Europea, Teresa Ribera, quien ha instado a Francia para que acelere los enlaces con España y se pueda superar el actual cuello de botella después de que la planificación de transporte española haya tenido que retrasar el calendario previsto.

El ministro irlandés de Clima, Energía y Medio Ambiente, Darragh O'Brien, anunció en un vídeo en la red social X que ambos países mantienen conversaciones avanzadas para definir el trazado de un nuevo cable submarino y que se espera firmar un memorando de entendimiento en la primavera de 2026.

Según explicó, la puesta en operación podría producirse a mediados de la próxima década. Aunque los costes del proyecto no se han hecho públicos, Irlanda prevé una cofinanciación europea en colaboración con España y la Comisión.

El anuncio se produjo tras un encuentro entre O'Brien y el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, en el marco del Consejo de Energía y Medio Ambiente en Luxemburgo. El proyecto se inscribe además en la iniciativa comunitaria "Amigos de las Energías Renovables", que agrupa a quince países de la UE comprometidos con una mayor conectividad de sus sistemas eléctricos.

La presidenta de la Comisión Europea, Úrsula von der Leyen, prepara un paquete de medidas para impulsar la inversión en redes y, entre ellas, un paquete específico para interconexiones entre países donde se considere que existen cuellos de botella.



Darragh O'Brien, ministro irlandés del Clima. EE

Ribera insiste a Francia en la necesidad de acelerar los proyectos

Bruselas tiene especialmente en el punto de mira tanto la conexión eléctrica con Francia, como la que corresponde al hidrógeno.

Durante una comparecencia en Lisboa, Teresa Ribera pidió a Francia que "entienda la urgencia de acelerar los proyectos ya comprometidos" entre ambos países y recordó

que el apagón eléctrico del 28 de abril en España y Portugal evidenció la vulnerabilidad de la denominada "isla energética" ibérica.

España cuenta con una capacidad de interconexión con Francia muy por debajo del objetivo comunitario del 15 % fijado para 2030. Los principales proyectos en marcha, como el enlace submarino por el golfo de Vizcaya, avanzan lentamente debido a su complejidad técnica y medioambiental, así como a su fuerte incremento de costes. El Banco Europeo de Inversiones comprometió en junio una financiación de 1.600 millones para esa infraestructura, considerada prioritaria por Bruselas.

La futura interconexión con Irlanda complementaría estas iniciativas al ofrecer una vía alternativa para exportar electricidad renovable —especialmente solar y eólica— desde España hacia el norte de Europa y, a la inversa, permitir la llegada de energía eólica marina procedente del Atlántico. Irlanda tenía ya también un acuerdo para incrementar sus interconexiones con Francia.

La Comisión Europea considera este tipo de infraestructuras como esenciales para poder garantizar la seguridad de suministro, integrar las energías limpias y reducir la volatilidad de precios en el mercado interior de la energía.

La coincidencia temporal de ambos anuncios —el proyecto España-Irlanda y la presión diplomática sobre Francia— refleja el intento del Gobierno español de situar la agenda de interconexiones eléctricas en el centro de la política energética europea. Para Bruselas, el desafío es avanzar hacia una red verdaderamente integrada que permita a todos los Estados miembro beneficiarse del crecimiento de las renovables y de una mayor resiliencia ante futuras crisis energéticas como la vivida el pasado abril.



La CNMC blindo su sede de Barcelona de los apagones

Contrata con Salicru la renovación de sus sistemas de baterías

R. Esteller MADRID.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) blindo su sede de Barcelona contra los apagones. La institución que preside Cani Fernández ha adjudicado a la empresa catalana Salicru, el contrato para la sustitución de los sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) de su sede de Barcelona, ubicada en la calle Bolivia, 56. El acuerdo, formalizado el pasado 24 de octubre, asciende a 37.924,85 euros (IVA incluido) y tiene un plazo de ejecución de dos meses, según la resolución publicada por la Dirección General de Racionalización y Centralización de la Contratación.

El contrato se ejecutará en dos meses por cerca de 38.000 euros

El contrato se enmarca en el acuerdo marco estatal de “sistemas y elementos de seguridad” y responde a la necesidad de reforzar la fiabilidad eléctrica de las instalaciones de la CNMC tras el apagón eléctrico del 28 de abril, que afectó a 60 millones de usuarios en la Península Ibérica y obligó a revisar los protocolos de continuidad operativa en organismos públicos y centros críticos.

Los SAI —equipos diseñados para mantener el suministro eléctrico estable en caso de cortes o fluctuaciones de tensión— son una pieza esencial para garantizar el funcionamiento continuo de servidores, sistemas informáticos y equipos de comunicaciones.



Las eléctricas piden acabar con el plan antiapagón de REE: «No sirve y encarece»

J. Sanz. MADRID

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec), patronal a la que pertenecen Iberdrola, Endesa y EDP España, cargó ayer contra las medidas planteadas por Red Eléctrica de España (REE) para abordar un problema como el del control de la tensión en la red, que considera ya «estructural», y advirtió de que la operación reforzada en que opera el sistema desde el apagón del pasado 28 de abril «no es una solución a largo plazo». En un encuentro informa-

tivo, la directora de Regulación de la asociación, Marta Castro, consideró que la operación reforzada está «impidiendo la transición energética, limitando la participación de las renovables, y además lejos de controlar el nivel de tensión, tiene un encarecimiento de los costes del sistema», por lo que estimó que es una medida que no puede perdurar en el tiempo.

Asimismo, defendió la necesidad de que las eléctricas puedan tener la información que han solicitado a Red Eléctrica sobre el control de tensión el día del apagón para «conocer más» sobre el

problema, ya que «es algo que solamente gestiona el operador del sistema», aunque a día de hoy la respuesta recibida ha sido negativa, añadió.

Y es que Castro subrayó que el problema de tensión en la red en España «no es una anomalía técnica puntual, sino la consecuencia de un modelo obsoleto y una falta de inversión en estabilidad». A este respecto, señaló como otros países europeos, como Italia, han demostrado que la solución «funciona», bastando con permitir que las renovables participen activamente en el control de tensión.

Las eléctricas no ven ahora un riesgo de apagón como el de abril

Reclaman un control del sistema eléctrico más eficiente y menos costoso

PILAR BLÁZQUEZ
Madrid

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec) lanzó ayer un mensaje de calma en relación con las tensiones que el sistema eléctrico español ha sufrido en los últimos meses, y especialmente los días 25, 26 y 28 de septiembre, que llevaron a Red Eléctrica (REE) a solicitar una modificación del procedimiento de control de la tensión.

“Quiero dejar claro que los problemas de tensión que se han observado últimamente no suponen un riesgo de apagón como el acontecido el pasado 28” de abril, manifestó Marta Castro, directora de regulación de la organización, en un encuentro con periodistas.

No es tan alarmante, pero no por ello deja de ser preocupante y requiere una intervención efi-

va de Aelec. La situación llevó a Red Eléctrica a solicitar al Gobierno y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) medidas de refuerzo para operar el sistema eléctrico con el fin de preservarlo de futuras complicaciones. Entre ellas se pedía a los operadores convencionales, los únicos autorizados legalmente en este momento a controlar la tensión, una operativa modificada que, como ya explicó *La Vanguardia*, suponía una tensión extrema de las tecnologías que podía llegar incluso a hacerlas no operativas. “Y lo peor de todo es que esa operativa no garantizaba que los problemas de tensión del sistema eléctrico fueran a estar solucionados”, apuntó Castro. La argumentación convenció y la CNMC no aplicó el sistema y ha planteado un grupo de trabajo entre todos los operadores para avanzar conjuntamente.

A esta grupo, Aelec llegará con lo que la organización denomina una propuesta de “solución estructural, realista y alineada con Europa”. Porque, según aseguró Castro, “lo ocurrido en septiembre demuestra que la actual operación reforzada que está aplicando REE desde el apagón está lejos de controlar el problema de la tensión, limita la transición energética, encarece los costes del sistema y la factura de los clientes y en ningún caso es una solución a largo plazo”.

Para Aelec, la clave está en implantar un nuevo servicio de control dinámico de la tensión y permitir que lo ejecuten también las renovables que ya lo tienen disponible. “Esto no requiere una inversión adicional, solo habilitar las funciones ya disponibles en los inversores con un software actualizado”, aseguró Castro.●

Aseguran que la operación reforzada de REE no es una solución a largo plazo para controlar la tensión

ciente por parte de autoridades y participantes del sistema. Castro explicó que lo ocurrido en los últimos días de septiembre, cuando se produjeron variaciones bruscas de tensión en el sistema eléctrico, no estaba relacionado con las primeras sospechas lanzadas por Red Eléctrica, que ponían en cuestión el correcto funcionamiento de ciertos ciclos combinados y algunas centrales nucleares en cuanto al cumplimiento de la normativa vigente para controlar la tensión. Tal y como ha confirmado el análisis de la CNMC, eso no fue así. “Los ciclos cumplieron con la legislación establecida para el control de tensión”, aseguran.

Las oscilaciones observadas esos días tienen que ver con que si en un momento determinado se conecta simultáneamente una elevada cantidad de potencia fotovoltaica, la tensión oscila a la baja. “En los escenarios de oscilaciones del pasado 25 de septiembre a las 13.00 horas, las oscilaciones a la baja de tensión coinciden en el tiempo con la conexión simultánea de 1.164 MW de potencia fotovoltaica (más que la potencia de una central nuclear)”, explicó la directi-



Redes de alta tensión con Madrid de fondo

DANI DUCH

Otras demandas de Aelec

■ Aelec también pide modificaciones legales como modificar el límite superior de tensión permitida, que en España es de 435 kilovoltios (kV) frente a los 420 kV establecidos en otros países europeos. De esta manera, existiría más margen para poder reaccionar en momentos de sobretensión, mientras se implantan los cambios establecidos en el Procedimiento de Opera-

ción 7.4 aprobado en junio, que se demorarían hasta bien avanzado el 2026. Además, Aelec demanda que se agilice la instalación de instrumentos que puede utilizar Red Eléctrica como los statcom o los compensadores síncronos, infraestructuras cuyo nivel en España considera que todavía es insuficiente, pese a estar planteadas desde hace años.



Colapso en el sector eléctrico

E

La patronal eléctrica carga contra Redeia por los problemas de control de tensión

Critican que el operador del sistema no permita que las renovables asuman este papel

Sergio Guinaldo MADRID.

Las grandes eléctricas vuelven a cargar contra Red Eléctrica (REE) por el control de tensión. Este lunes, Aelec, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica de la cual forman parte Iberdrola, Endesa y EDP, congregó a la prensa para ofrecer su punto de vista sobre los últimos acontecimientos relacionados con la gestión del sistema tras el apagón del 28 de abril.

La directora de regulación de la asociación, Marta Castro, expuso como la tensión ya no es un problema puntual, sino que se está convirtiendo en un fenómeno estructural en los últimos meses. Y ya no solo eso: la gestión reforzada que está llevando a cabo el operador del sistema, REE, no está siendo, a su juicio, una verdadera solución a largo plazo. “La operación reforzada impide la transición energética, limitando la participación de las renovables. Estas medidas están lejos de controlar el nivel de tensión, y tiene un encarecimiento de los costes del sistema”, indicó la directora de regulación.

Para solventar estas variaciones que ponen en peligro la seguridad del suministro eléctrico, desde Aelec proponen tres medidas en aras de 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–.

Por un lado, la asociación señala que, a día de hoy, muchas plantas de generación renovable están capacitadas para controlar tensión mediante las denominadas ‘consignas de reactiva’, pero están impedidas para hacerlo por limitaciones regulatorias. “Bastaría con ac-



Subestación Calera y Chozas, inaugurada recientemente en Toledo. EP

tualizar un *software* que muchas instalaciones ya tienen”, puntualizó Castro. Sin embargo, esta medida, que fue propuesta por la asociación durante el último proceso de alegaciones para modificar el Procedimiento de Operación 7.4, fue denegada.

Según Aelec, la justificación tras

esta negativa se encuentra en que la solución que apoya REE pasa por conferir a las renovables consignas de tensión, que, a diferencia de las consignas de reactiva, implicarían modernizar tecnológicamente las plantas actuales para facultarlas a llevar a cabo control de tensión.

Por otro lado, Aelec también

La instalación de Statcoms cuesta 86,8 millones

Según figura en la planificación vigente (2021-2026) y en la propuesta con horizonte 2030, el operador del sistema contemplaba en su presupuesto la instalación de tres sistemas Statcom para los años 2024 y 2025: uno en Lousame (A Coruña), otro en Moraleja (Cáceres) y otro en Tabernas (Almería). A la suma, el importe total de las instalaciones es de 86,8 millones de euros.

apunta al límite de tensión actualmente vigente en España para circunstancias excepcionales, de 435 kilovoltios (kV), alejado de los 420 kV que se contemplan en la mayoría de países de nuestro entorno.

“Europa establece 420 kV porque considera que tener un margen holgado para poder actuar en el control de tensión es beneficioso. En el caso español contamos con un margen de 5 kV, un rango tan pequeño que es casi similar al error de medida. Cualquier error puede provocar pérdidas masivas en el sistema”, explicó Castro.

Por último, la asociación reclama que se cumplan las planificaciones eléctricas, tanto la actualmente vigente, con horizonte 2026, como la propuesta para los próximos años. En concreto, recalcan la importancia de instalar los sistemas Statcom, compensadores síncronos estáticos que permiten mejorar el amortiguamiento del sistema ante oscilaciones inter-área, cuya implementación mejoraría el control de tensión en determinadas zonas del país.



Obras de interconexión de Red Eléctrica en Gatika. Foto: Pankra Nieto

Las patronales piden a la CNMC que facilite la inversión en redes

Confebask y las asociaciones territoriales se suman a un manifiesto que reclama una mejora la infraestructura eléctrica

BILBAO – La energía se ha convertido en una de las grandes preocupaciones de la industria. Las patronales vascas se sumaron ayer a un manifiesto, junto a otras patronales del resto del Estado, en el que piden a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que formule una propuesta de reglas para la inversión en redes eléctricas que “asegure la atención a todas las peticiones de conexión a la red y la ejecución de todas las inversiones que se incorporen a la planificación”.

El Gobierno central lanzó el pasado 12 de septiembre el proyecto de Real Decreto por el que se regulan

los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de electricidad. Un texto ligado a la planificación eléctrica hasta 2030, y que ahora debate la CNMC y el propio Ejecutivo tras concluir el plazo de consulta pública. El decreto pretende regular los límites máximos de inversión en la red de transporte y de distribución de energía eléctrica que podrán ser retribuidos con cargo al sistema eléctrico, así como los volúmenes máximos de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico de las empresas transportistas y distribuidoras de energía eléctrica.

Uno de los puntos clave es el que tiene que ver con el modelo de retribución por inversión en redes de distribución o transporte. Se trata de un sistema regulado de retribución financiera del Estado a las empresas por determinadas actividades en los sectores eléctrico y gasístico, con el objetivo de concederles una rentabilidad mediante un porcentaje de retorno sobre las inversiones desarrolladas en los sistemas energéticos. Esa tasa de retribución es aprobada anualmente por la CNMC, y en el proyecto de decreto publicado el pasado mes por el Gobierno se mantiene donde estaba para las distribuidoras (0,13%), algo con lo que las eléctricas no están de acuerdo y pretenden elevar. Si no se eleva la retribución, descendería el incentivo para que las distribuidoras acometan inversiones, algo que podría perjudicar a todo el tejido empresarial.

Por esta razón, las patronales instan a la CNMC a que replantee su propuesta, ya que la transmitida hasta ahora “limita el desarrollo de las infraestructuras eléctricas planificadas, comprometiendo gravemente la viabilidad de proyectos estratégicos industriales, de transporte y vivienda”. En el comunicado, las asociaciones empresariales denuncian la “situación crítica” de las redes eléctricas de distribución, que hace que la mayoría de las solicitudes de conexión sean rechazadas. Además, indica la nota, “sin conectar todos estos sectores no se puede alcanzar la transición energética que demandan pero tampoco se generan esos empleos industriales de calidad prometidos, ni se da salida a nuevos desarrollos inmobiliarios para solucionar el problema de la vivienda, ni se puede avanzar en movilidad sostenible”. Las patronales solicitan a la CNMC que “garantice una operación de las redes” para evitar recortes en el suministro eléctrico y permita así la “competitividad relativa con nuestros países vecinos”. – **NTM**



Las grandes eléctricas reclaman a REE modernizar el control de tensión para evitar nuevos apagones

- Aelec sepala que la estrategia actual frena la transición energética, por lo que exige inversión tecnológica y coordinación para estabilizar la red.



Las grandes eléctricas reclaman a REE modernizar el control de tensión para evitar nuevos apagones

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/las-grandes-el-ctricas-reclaman-a-20251027>

Manuel Moncada

Lunes, 27 octubre 2025

Así lo ha manifestado la **directora de Regulación de Aelee, Marta Castro**, durante un encuentro informativo celebrado este lunes, en el que sostuvo que las medidas planteadas hasta ahora para gestionar los problemas de tensión en la red están frenando la integración de renovables, sin resolver de forma efectiva la estabilidad del sistema eléctrico. "No es una solución a largo plazo", ha afirmado, subrayando que la prolongación de estas medidas en el tiempo limita la transición energética y eleva los costes operativos.

Aelee insiste en que el problema de tensión no responde a una incidencia puntual, sino a una deficiencia estructural. "Es la consecuencia de un modelo obsoleto y de falta de inversión en estabilidad", en palabras de Castro, quien también ha criticado la negativa de REE a compartir información técnica sobre el incidente de abril con las compañías eléctricas.

La patronal pone como ejemplo la experiencia de Italia, donde permitir que las renovables participen activamente en el control de tensión, junto a la instalación de equipos adecuados, ha demostrado ser eficaz. En España, el marco regulatorio vigente —basado en el antiguo procedimiento operativo vigente desde principios de siglo— está superado, y aunque el nuevo procedimiento aprobado en junio supone un avance, su implantación será "lenta y parcial".

A corto plazo, el sistema seguirá operando con los mismos métodos durante buena parte de 2026, mientras que otros países europeos llevan años aplicando un control dinámico. Lo cierto es que muchas plantas renovables ya disponen de la tecnología necesaria para responder a consignas de

reactiva, pero las propuestas de Aelec para activar este control han sido rechazadas por el operador. "Bastaría con actualizar un software", ha apuntado Castro.

La asociación distingue, no obstante, entre los problemas de tensión experimentados en septiembre y el histórico apagón de abril. A su parecer, aunque ambos evidencian debilidades en el control actual, las oscilaciones registradas los días 25, 26 y 28 de septiembre se produjeron en momentos de alta generación fotovoltaica. A las 13:00 horas del día 25, por ejemplo, se conectaron de forma simultánea 1.164 megavatios, provocando caídas en la tensión.

En este contexto, Aelec propone una estrategia basada en tres pilares: la implantación de control dinámico en todas las tecnologías, inversión en red y tecnología (incluida la instalación de reactancias y Statcom en puntos críticos), y una mayor coordinación institucional. Además, también reclama la armonización de los límites técnicos con el resto de Europa —manteniendo el tope en 420 kilovoltios— para evitar márgenes operativos demasiado estrechos que puedan derivar en desconexiones masivas.

Por todo ello, la asociación urge a acelerar estos cambios para garantizar un sistema eléctrico estable, seguro y alineado con los objetivos de descarbonización previstos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec).

Artículos relacionados

- **REE 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**

Las eléctricas siguen su batalla contra Red Eléctrica y la señalan por no hacer bien su trabajo

- Aelec advirtió que el sector se encuentra ante un problema de estabilidad en la red que se repite con frecuencia.



Torres eléctricas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-electricas-siguen-su-batalla-contra-red-electrica-y-la-senalan-por-no-ha...>

Sandra Acosta

Lunes, 27 octubre 2025

Aelec advierte que el sector se encuentra ante un problema de estabilidad en la red que se repite con frecuencia

Las principales compañías eléctricas del país, agrupadas en la patronal Aelec —que integra a Iberdrola, Endesa y EDP—, han vuelto a cargar contra Red Eléctrica de España (REE) por los **problemas persistentes de control de tensión en la red**. En un desayuno informativo celebrado este lunes en la sede de la asociación, la directora de regulación, Marta Castro, ofreció un diagnóstico contundente: “La tensión ya no es un problema puntual, sino un fenómeno estructural que amenaza la estabilidad del sistema eléctrico y pone en riesgo la transición energética”.

Según Castro, el modelo actual de gestión de la red se ha quedado **obsoleto**. “La operación reforzada que está llevando a cabo REE no es una solución de largo plazo. Al contrario, impide la integración de las energías renovables, limita la flexibilidad del sistema y **encarece los costes** del suministro”, explicó.

La representante de Aelec advirtió que el sector se encuentra ante un problema de estabilidad que se repite con frecuencia, sobre todo cuando la generación fotovoltaica a gran escala se conecta de manera simultánea, provocando alteraciones en la tensión del sistema. “En la jornada del 25 de septiembre, a la una de la tarde, se conectaron más de 1.160 megavatios de fotovoltaica y las

oscilaciones a la baja coincidieron exactamente con ese momento. **Sabemos dónde están los problemas**, pero falta agilidad y voluntad para aplicar las soluciones que ya conocemos”, añadió.

Medidas urgentes

Desde Aelec reclaman medidas urgentes para revertir esta situación. La primera, y más inmediata, pasa por **implementar el control dinámico de tensión**, previsto en el Procedimiento de Operación 7.4, que permitiría gestionar consignas en tiempo real y mejorar el control del sistema sin necesidad de grandes inversiones. “Dar consignas de reactiva es algo ágil, inmediato y que **muchas plantas ya lo podrían hacer con una simple actualización de software**”, subrayó Castro. La patronal **considera inaceptable que REE haya denegado esta posibilidad a las instalaciones que ya están preparadas** para ello, sin ofrecer una justificación técnica clara. “Tenemos herramientas disponibles para mejorar el control de tensión; lo lógico es habilitarlas cuanto antes”, insistió.

Otra de las principales demandas del sector pasa por que se cumplan las planificaciones eléctricas en materia de infraestructuras, especialmente las referidas a los compensadores síncronos y dispositivos Statcom, elementos clave para amortiguar las oscilaciones y estabilizar la red. A juicio de Aelec, el incumplimiento de estas inversiones —ya previstas en la planificación de hace una década— ha tenido consecuencias directas sobre la fiabilidad del sistema. “**De haberse ejecutado las actuaciones contempladas, hoy el control de tensión sería mucho más robusto**”, sostuvo Castro, quien también recordó que países como Italia, con menor proporción de renovables, cuentan con más del doble de capacidad síncrona instalada y más de una docena de Statcoms operativos.

La asociación también propone revisar los límites de tensión permitidos en España. Actualmente, el sistema eléctrico nacional opera con un máximo de 435 kilovoltios (kV) frente a los 420 kV establecidos en la mayoría de países europeos. “Elevar el umbral no es una solución; lo que hace es esconder el problema. Europa fija 420 kV porque ofrece un margen razonable para actuar, mientras que en España contamos con un rango de apenas 5 kV, tan estrecho que se asemeja al error de medida”, explicó la directora de regulación. En su opinión, **mantener el estándar europeo garantizaría un mayor margen de maniobra y una red más estable**.

Falta de transparencia

Aelec también denunció la falta de transparencia de REE tras el apagón del pasado 28 de abril. La patronal afirma haber **solicitado en repetidas ocasiones al operador del sistema la información técnica relativa al incidente**, para entender qué parte del control de tensión falló, **sin haber obtenido respuesta**. “No lo hemos pedido por vía judicial, sino de forma directa y reiterada, porque queremos comprender qué ocurrió y contribuir a mejorar el funcionamiento del sistema”, puntualizó Castro.

Según la asociación, tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como el Ministerio para la Transición Ecológica y ENTSO-E, la red europea de operadores eléctricos, ya han recibido documentación aportada por las empresas para demostrar que las centrales convencionales sí estaban aportando el control de tensión necesario aquel día.

El informe de ENTSO-E, que Aelec acoge de forma positiva, corrobora que los problemas de tensión no se limitaron al apagón, sino que **comenzaron días antes**. “Los incidentes en la refinería de

Cartagena o en la red de ADIF fueron señales claras de que había algo mal en el control de tensión. Nos parece fundamental que se tengan en cuenta también los análisis de expertos independientes, no solo los elaborados por el propio operador del sistema”, recalcó Castro.

Modelo desfasado

Para Aelec, el origen de los problemas está en un **modelo de red desfasado** y una **falta de inversión**. “El problema del control de tensión ya se detectó hace más de diez años, cuando el operador del sistema reconoció la necesidad de reforzar ciertas infraestructuras. Si se hubieran instalado los equipos previstos, no estaríamos en la situación actual”, afirmó. Castro sostuvo que no se trata de una cuestión técnica, sino **de coordinación y de voluntad institucional**. “Las soluciones ya existen, se aplican con éxito en otros países europeos y están comprobadas. Lo que falta es voluntad para implementarlas con agilidad”, insistió.

La representante de Aelec advirtió también sobre los efectos "perversos" de la propuesta de Red Eléctrica en relación con el nuevo Procedimiento de Operación 7.4, que establece un cumplimiento del 90% en el control de tensión. Según explicó, **ese umbral no respondía a una mejora real del sistema**, sino que evidenciaba un incumplimiento generalizado de las condiciones de tensión y suponía una carga técnica excesiva para las centrales de ciclo combinado. “Esta exigencia estresaba enormemente a las plantas, que debían operar al límite de su capacidad para ajustarse a parámetros que, además, no solucionaban el problema de fondo. Era una medida técnicamente inviable y con posibles efectos contraproducentes, porque podría incluso empeorar el control global de tensión del sistema”, advirtió Castro.

Asimismo, Castro apeló a la necesidad de coordinación institucional entre REE, el Ministerio, la CNMC, los generadores y los distribuidores. “España afronta un problema estructural de tensión que requiere acción inmediata. No podemos seguir con un modelo que se apoya en medidas provisionales. Necesitamos un sistema más estable, seguro y compatible con la transición energética”, concluyó.



Rebelión empresarial de 50 patronales por la escasa retribución para las redes

El consejo del regulador comenzará hoy el análisis sobre las alegaciones del sector

Rubén Esteller MADRID.

Rebelión empresarial contra la propuesta de retribución a las redes eléctricas de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia. Más de 50 asociaciones empresariales y sociales, entre ellas CEIM, CEOE Castilla y León, CEA, CROEM, UNO Logística y Confebask, han firmado una declaración conjunta, sin precedentes, en la que expresan su “profunda preocupación” por la propuesta que limita el desarrollo de las infraestructuras eléctricas comprometiendo gravemente la viabilidad de proyectos industriales, de transporte y de la vivienda.

La industria española, la vivienda y la sociedad civil lanzan así una voz de alarma ante la nueva regulación que impide conectarse al suministro eléctrico y pone en riesgo la calidad del servicio.

Las entidades advierten que, sin una solución inmediata, será imposible generar empleo industrial de calidad y dar respuesta al déficit de vivienda. “Estamos en un momento decisivo”, subrayan, recordando que el Ministerio de Transición Ecológica ha anunciado un incremento relevante de inversiones y que la CNMC está a punto de fijar las reglas que regirán las inversiones de las distribuidoras durante los próximos seis años.

El comunicado denuncia que la propuesta actual de la CNMC 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.

La propuesta del regulador fija un parámetro K de 232 euros/kW, que resulta un 38 % inferior al coste medio de la red (375 euros/kW). Esto, según un análisis elaborado por PwC, limitará la conexión de



Cani Fernández, presidenta de la CNMC. EP

Aseguran que la propuesta pone en riesgo la inversión en industria y en vivienda

nueva demanda industrial y residencial, dificultará proyectos estratégicos y creará desigualdades territoriales al discriminar por tamaño de distribuidora.

Además, indican las patronales la reducción del 37% en los costes de mantenimiento reconocidos podría deteriorar la calidad del servicio y comprometer la fiabilidad del suministro eléctrico.

PwC explica que hay un recorte del 25% del OPEX y un 13% adicional por no reconocer la inflación. Este enfoque, basado en costes históricos y no en los futuros, penaliza la eficiencia y compromete el mantenimiento preventivo de la red, lo que puede derivar en una pérdida de calidad y mayores costes a largo plazo para los consumidores.

Por todo ello, las asociaciones firmantes instan a la CNMC a reaccionar y garantizar una operación de las redes con seguridad y calidad, asegurar la atención a todas las peticiones de conexión y ejecutar todas las inversiones planificadas.

“Le solicitamos estar a la altura del momento crítico en el que nos encontramos”, recoge expresamente el documento. También piden

que se valore el impacto de estas decisiones en la economía y la competitividad del país respecto a sus vecinos.

“La industria está preparada para liderar el cambio, pero necesitamos que las redes eléctricas estén a la altura del reto. Es momento de actuar”, concluye el comunicado, respaldado por una amplia representación del tejido industrial y social español.

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia reunirá hoy a su consejo de administración para comenzar el análisis de las alegaciones enviadas por parte del sector dentro de la segunda fase de consulta que ha puesto sobre la mesa la institución que preside Cani Fernández.



Empresas & Finanzas

Colapso en el sector eléctrico

Iberdrola, Endesa y Naturgy pedirán este jueves la ampliación de vida de Almaraz

El Gobierno tendrá que instruir al CSN de si tramita la prórroga o sigue con el plan de cierre

Las eléctricas plantean al Gobierno un escudo antiapagones y dejan atrás la rebaja fiscal

Rubén Esteller MADRID.

Iberdrola, Endesa y Naturgy presentarán este próximo jueves la solicitud formal de prórroga para la central nuclear de Almaraz al Ministerio de Transición Ecológica.

Las eléctricas aprobarán en el seno de la agrupación de propietarios CNAT la petición oficial para ampliar la vida del grupo uno de la central en tres años y en dos años para el grupo dos. Es decir, hasta el 2030.

Posteriormente, las compañías enviarán también al Consejo de Seguridad Nuclear la documentación correspondiente al cierre administrativo de la planta, tal y como les exige la normativa vigente.

A partir de ese momento, ya tendrá que ser el Ministerio que dirige Sara Aagesen el que tenga que instruir al Consejo de Seguridad Nuclear sobre el camino a seguir: analizar la prórroga para Almaraz o el cierre de la instalación extremeña.

La petición formal sigue así a la carta enviada esta pasada semana por parte de los propietarios al Gobierno anunciando su intención de solicitar esta prórroga.

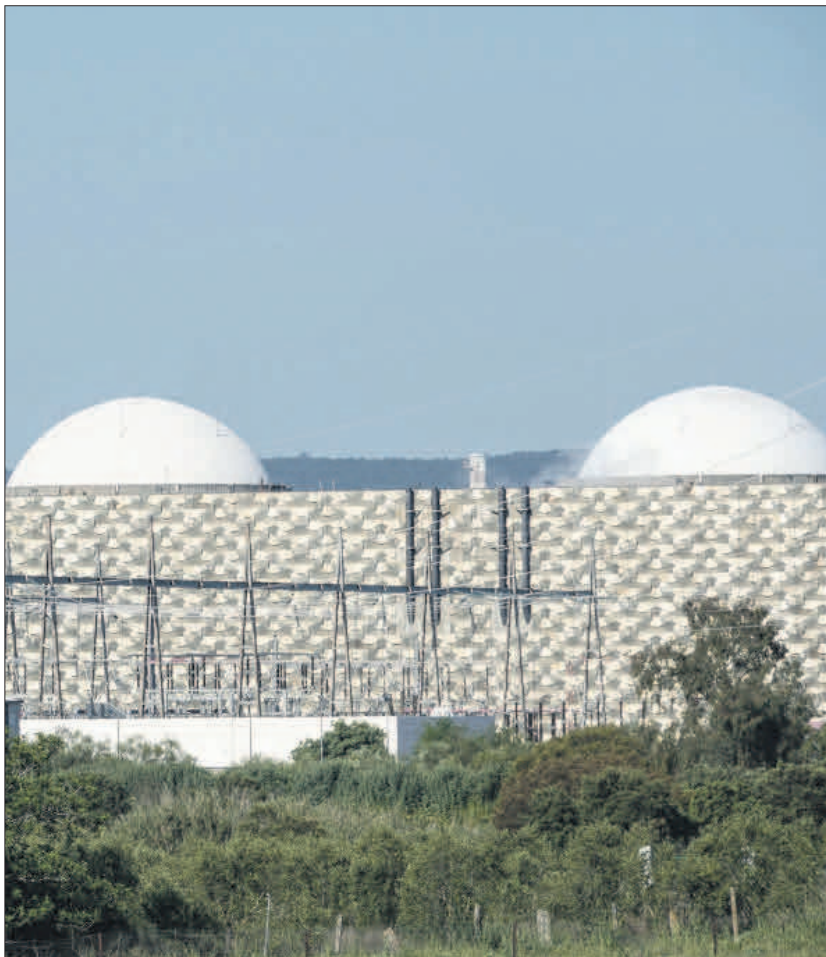
En la misma, tal y como ya adelantó *elEconomista.es*, se pide vincular la continuidad de la planta a las necesidades existentes en el sur del país para el control de tensión. De este modo, las eléctricas dejan a un lado la exigencia de rebajas fiscales —que no apoyaba Naturgy y a la que se negaba el Gobierno— para plantear una retribución por los servicios de control de tensión que aporte la planta para reforzar el sistema eléctrico y evitar apagones.

Escudo antiapagones

Según fuentes consultadas por este diario, la propuesta incluye la implementación urgente de mecanismos de pagos por capacidad que permitan una adecuada disponibilidad de los grupos síncronos (centrales de gas y nucleares) para apoyar la seguridad de suministro eléctrico en el país.

El Gobierno ya está trabajando en esta medida y espera implementarla antes de acabar el año, aunque de momento sigue a la espera de los permisos necesarios de la Comisión Europea.

En segundo lugar, las tres grandes eléctricas han planteado que tras los resultados de las pruebas piloto (*sandboxes*) efectuados en el ejercicio de 2023, se pueda acelerar la puesta en marcha del llamado se-



La central nuclear de Almaraz. EE

Las eléctricas esperan rebajas en la tasa de Enresa y en el impuesto de Extremadura

guimiento de consigna de tensión en tiempo real. Esta medida consiste en habilitar al operador del sistema eléctrico a transmitir a una instalación —ya sea una subestación, una planta de generación o un compensador síncrono— una orden para que mantenga su tensión en un valor determinado o dentro de un rango estrecho en un punto concreto de la red.

Y, por último, en tercer lugar se instará a aprovechar las capacidades de control dinámico de tensión y de reactiva de las instalaciones renovables.

Esta medida no supone ninguna inversión adicional ya que simplemente requeriría habilitar un software en los inversores de las plantas para que puedan dar servicio del llamado *grid forming*, una propuesta que, según las eléctricas, ha sido rechazada por el operador del sistema sin justificar los motivos.

La petición de la prórroga de Almaraz se producirá incluso con las incertidumbres existentes con la rebaja de impuestos prometida por la presidenta extremeña, María Guardiola.

El Gobierno extremeño no ha podido aprobar los presupuestos y es-

ta rebaja sigue por lo tanto como una promesa, pero todavía no es aplicable.

A este factor se sumaría la previsible reducción en hasta dos euros de la tasa Enresa, lo que permitiría acercarse al rango de precios en el que las eléctricas consideran que la nuclear puede volver a ser competitiva. Posteriormente, las empresas confían en que se pueda abrir el debate sobre el impuesto al combustible nuclear que vence en 2028, pero el Gobierno no está dispuesto a negociar este asunto al considerar que se trata de una de sus líneas rojas para facilitar la reapertura.

Para las eléctricas, la generación síncrona de Almaraz favorece la inercia y la capacidad de control de tensión, especialmente en zonas con

alta penetración renovable. Por ese motivo, consideran que retrasar el cierre permitiría mantener un suministro seguro, contener la factura eléctrica y evitar emisiones de CO2, mientras se refuerza la independencia energética nacional.

Las compañías han planteado ya formalmente estas necesidades a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia dentro del escudo antiapagones que se está preparando con carácter de urgencia y dentro del paquete de medidas que ahora se va a estudiar con la petición de negociación que ha lanzado la CNMC tras tumbar la reforma del procedimiento de operación 7.4 que había puesto sobre la mesa Red Eléctrica de modo urgente.

Esperan poder negociar el impuesto al combustible nuclear en 2028

A lo largo de los últimos meses, las eléctricas y Red Eléctrica han mantenido una agria disputa sobre el cumplimiento del control de tensión en las redes.

Inestabilidad en la red

Las empresas aseguran que en todo momento han cumplido plenamente con las prestaciones que requiere la normativa vigente y aseguran que así lo han acreditado a la CNMC.

Pese a esto, las compañías recuerdan que, aun en el modo de operación reforzada, Red Eléctrica ha seguido identificando problemas con el control de tensión en los meses después del apagón. Concretamente los días 25, 26 y 28 de septiembre. Desde la CNMC, a petición de Red Eléctrica, se ha llevado a cabo un requerimiento de información a las compañías que, de nuevo, ratificaron su cumplimiento de la normativa.

La petición de la ampliación del funcionamiento de Almaraz permitiría resolver el problema que supone un desmantelamiento de la instalación en dos fases.

Para acelerar el proceso, las eléctricas ya cuentan con el análisis de seguridad elaborado por el Consejo de Seguridad Nuclear para el plazo que solicitan ahora desde la anterior renovación de licencia.



PwC releva a KPMG y auditará a Iberdrola desde 2027

Nerea San Esteban. Madrid

PwC será el nuevo auditor de Iberdrola a partir de 2027, relevando a KPMG. Según comunicó ayer la compañía, el consejo de administración de Iberdrola propondrá primero a la junta de accionistas de la empresa la reelección de KPMG como auditor de sus cuentas anuales del ejercicio 2026, el que será su décimo año. Tras ello, el consejo ha seleccionado a PwC como auditor para los ejercicios 2027, 2028 y 2029.

La selección de PwC como auditor se ha realizado tras un concurso liderado por la comisión de auditoría y supervisión del riesgo de Iberdrola. Fuentes del mercado apuntan a que ha ganado peso en la elección el músculo de PwC en Estados Unidos, en plena ofensiva de la energética en el país, y su experiencia en compañías con fuertes filiales internacionales.

La firma que dirige Gonzalo Sánchez incrementará así su peso en el Ibex 35. A partir de 2027, Iberdrola será también uno de sus contratos más relevantes. En 2024, Iberdrola destinó a honorarios de auditoría 31,4 millones de euros; en 2023, fueron 31,8 millones; y en 2022, 29,56 millones. En los tres próximos ejercicios, y en base a estos datos, PwC ingresará al menos 100 millones de euros por el contrato con la energética.

PwC, que audita a Banco Santander, también ha sumado recientemente las auditorías de Telefónica e Indra.

El Día Mundial de las Ciudades pone el foco en el potencial de tecnologías como BIM, la IA o los gemelos digitales

- las ciudades del futuro se sirven de tecnología puntera: el Big Data, los gemelos digitales, la movilidad sostenible, la arquitectura digital o el uso de metodologías colaborativas como BIM



bim

<https://www.industriambiente.com/articulos/20251027/dia-mundial-ciudades-pone-foco-en-potencial-tecnologi...>

Lunes, 27 octubre 2025

27 de octubre, 2025 Artículos Técnicos

Este 31 de octubre se conmemora una nueva edición de esta celebración global, bajo el lema 'Ciudades inteligentes centradas en las personas'

Las ciudades del futuro se sirven de tecnología puntera: el Big Data, los gemelos digitales, la movilidad sostenible, la arquitectura digital o el uso de metodologías colaborativas como BIM

Este viernes 31 de octubre se celebra el Día Mundial de las Ciudades, una efeméride que reconoce cada año los logros de las urbes en la respuesta a los desafíos globales más urgentes. Este 2025 Bogotá será la sede de esta celebración universal, que en esta ocasión lleva por lema *Ciudades inteligentes centradas en las personas*, y pone el foco en el potencial que ofrecen en la construcción de los nuevos modelos urbanos del futuro tecnologías punteras como la IA (Inteligencia Artificial), los gemelos digitales, el Big Data o BIM (Building Information Modeling), la revolucionaria metodología colaborativa que garantiza una planificación y ejecución de los proyectos más eficiente, sostenible y coordinada.

El Día Mundial de las Ciudades es una fecha proclamada por la Asamblea General de la ONU en 2014 con el objetivo de promover el desarrollo sostenible de las ciudades y fomentar la cooperación entre países para planificar una urbanización más inteligente, sostenible y humana. El tema de este año mostrará cómo la tecnología, los datos y la inteligencia artificial pueden transformar la vida urbana,

manteniendo a las personas en el centro de las iniciativas de las denominadas ciudades inteligentes o *smart cities*, un nuevo modelo al que es necesario tender para garantizar la recuperación frente a las crisis actuales de índole económico y medioambiental.

Más de la mitad de la población mundial vive en ciudades (un 54%), y se prevé que para el año 2050 sea ya un 70% de la población la que habite en áreas urbanas, lo que implica una mayor demanda de vivienda adecuada, servicios, infraestructura y resiliencia climática.

Se necesita una mayor equidad social, ciudades más inclusivas, respetuosas con el entorno natural y diseñadas pensando en el bienestar y la calidad de vida de quienes las habitan. En este sentido, Bogotá ha sido seleccionada como sede de la celebración de este año por sus esfuerzos y sus políticas para integrar la inclusión, la resiliencia y la sostenibilidad en el desarrollo urbano.

Para garantizar estos avances, las ciudades del futuro se sirven de tecnología puntera: el Big Data, los gemelos digitales, la movilidad sostenible, la arquitectura digital o el uso de metodologías colaborativas como BIM, que “permite centralizar toda la información de un proyecto (geométrica, documental, etcétera) en un modelo digital desarrollado por todos los agentes que intervienen”, tal y como destaca Borja Sánchez Ortega, Director de Proyectos y Director del máster BIM más demandado, el Máster BIM Manager Internacional (+IA y VR) de la consultora especializada Espacio BIM -www.espaciobim.com-.

Esta tecnología que ha revolucionado el sector AECO (Arquitectura, Ingeniería, Construcción, Operaciones) está demostrando ser un recurso especialmente valioso para abordar proyectos urbanos complejos desde una perspectiva colaborativa y digital, agilizando trámites, validando normativas de forma automática o gestionando infraestructuras urbanas de forma más inteligente y sostenible.

La IA, por su parte, está siendo ya motor de cambio en áreas como la experiencia ciudadana, la automatización de procesos administrativos, la gestión energética o la planificación urbana. El uso del Big Data conlleva notables ventajas en las ciudades, como la optimización del transporte, una gestión de recursos más eficiente, mayores niveles de seguridad en las urbes, ciudades más participativas o un mejor y más personalizado acceso a la sanidad.

Y la implementación de gemelos digitales es una eficaz herramienta para el diseño del espacio urbano y para la gestión de todos los aspectos relacionados con la movilidad, la contaminación, el consumo de recursos o la accesibilidad de los servicios públicos.

Avanzar hacia un modelo urbano más justo, sostenible y transparente, en definitiva, un modelo urbano centrado en las personas, pasa por la apuesta firme por la tecnología y la digitalización.

Tags:

ENI sorprende al mercado con una aceleración de producción de hidrocarburos

- La petrolera italiana presentó el viernes resultados trimestrales mejores de lo previsto, gracias a mayor producción en el tercer trimestre. La acción mantuvo ganancias de un 2% casi toda la sesión.



Sede de Eni. FOTO: Eni

<https://elperiodicodelaenergia.com/eni-sorprende-al-mercado-con-una-aceleracion-de-produccion-de-hidrocar...>

José Javier Ruiz

Lunes, 27 octubre 2025

La petrolera italiana presentó el viernes resultados trimestrales mejores de lo previsto, gracias a mayor producción en el tercer trimestre. La acción mantuvo ganancias de un 2% casi toda la sesión

La petrolera ENI anunció resultados netos en el tercer trimestre por encima de las expectativas del mercado, que junto el anuncio del incremento del plan de recompra de acciones, fueron soporte para liderar el índice europeo del sector de petróleo y gas el pasado viernes.

Para sorpresa de los inversores, ENI reflejó en el tercer trimestre un fuerte crecimiento de la producción hasta los 1,76 millones de barriles diarios, un 6 % más que el año pasado, comparado con un objetivo invariable a largo plazo de crecer producción en un 3% anual. Esta aceleración inesperada de producción estuvo justificada por incrementos de producción en Noruega, un comienzo acelerado de los yacimientos en Angola y la recuperación en producción del norte de África.

ENI aumenta sus objetivos de producción para el 2025

El equipo gestor incrementó su objetivo anual de producción de petróleo y gas para 2025 hasta un rango de 1,71-1,72 millones de barriles diarios. Este nuevo objetivo implica un nivel de producción

para el cuarto trimestre de alrededor de 1,8 millones de barriles diarios, por encima del resto del año.

Este nuevo objetivo recoge la aceleración en producción por a los nuevos yacimientos en desarrollo en el Congo, Emiratos Árabes Unidos, Catar y Libia, y por el inicio de la fusión de actividades en Indonesia y Malasia, que creará uno de los principales operadores del mercado de GNL en el continente asiático.

El mayor “cash flow” previsto le permite incrementar su plan de recompra de acciones

El equipo gestor ha decidido incrementar el objetivo de recompra de acciones para el año 2025 en €300 millones, un 20 % más, hasta los €1.800 millones, teniendo en cuenta que su apalancamiento se ha mantenido en torno a mínimos históricos del 12%, y a pesar de la reciente caída del precio del petróleo. Ante las múltiples preguntas de analistas respecto a esta decisión, Francesco Gattei, director financiero de ENI, añadió la “realización satisfactoria de valor” a través de ventas de minoritarios y rotación de activos, como factor adicional para la toma de esta decisión.

Otra noticia que fue bienvenida por los inversores fue la decisión de aumentar la previsión de flujo de caja operativo (“CFFO”) previsto para el grupo, antes de ajustes de capital circulante, hasta los €12.000 millones, comparado con una previsión anterior de €11.500 millones de euros. ENI estimó que se trata de una mejora subyacente de €1.300 millones de euros respecto a la previsión de su plan original. En el primer trimestre, ENI revisó el CFFO del grupo hasta los €11.000 millones, desde niveles de €13.000 millones e incrementó levemente la previsión en el segundo trimestre.

La petrolera italiana también ha reducido las inversiones netas por debajo de €5.000 millones, desde €6.000 millones, aunque el equipo gestor clarificó que el objetivo de inversiones brutas para el año no se ha modificado: el cambio se debe a mayores desinversiones. Las desinversiones se han acelerado este año, sobre todo con la venta del 20% de participación en Plenitude, y quedan pendiente más desinversiones, como la venta de activos en el Congo.

ENI ha aumentado las desinversiones y otras medidas de reducción de costes a aproximadamente €4.000 millones, desde los €3.000 millones anteriores. Sin embargo, la petrolera ha mantenido invariable su objetivo de cerrar el año a unos niveles de apalancamiento proforma del 15-18%.

Las actividades de renovables, en línea con sus planes para finales de año

En cuanto a sus actividades de energías renovables, su filial Plenitude ha alcanzado 4,8 gigavatios de capacidad instalada, en línea para alcanzar el objetivo de 5,5 gigavatios para finales de año.

Plenitude incrementó su generación en renovables un 35 % interanual en el tercer trimestre, tanto por nuevos proyectos como por la contribución de activos adquiridos. Además, Plenitude ha aumentado un 5% interanual los puntos de recarga para vehículos eléctricos hasta los 22.100, por el desarrollo de la red. Parece que la acertada política de diversificación de la petrolera está teniendo sus frutos.

España gasta 900 millones en comprar gas a Putin en 2025: casi 10.000 desde que invadió Ucrania

- Rusia aún supone el 20 % de las importaciones de GNL tres años después de la invasión de Ucrania



Metanero atracado en el terminal de la planta de regasificación de Cartagena

españa inyecta 900 millones compras

<https://www.eldebate.com/economia/20251028/espana-gasta-900-millones-comprar-gas-putin-2025-casi-1000...>

Unai Mezcu

Martes, 28 octubre 2025

Tres años después de la invasión rusa de Ucrania, España aún sigue enganchada al gas ruso. Las empresas españolas importaron 2,4 mil millones de toneladas métricas (bcm) de **Gas Natural Licuado** (GNL) desde el país de **Vladímir Putin**, lo que ha supuesto una inyección de 900 millones de euros.

Moscú aún supone el 20 % de las compras totales de gas de España, según un informe publicado este martes por el Instituto para la Economía de la Energía y el Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés).

«España ha gastado cerca de 9.400 millones de euros en comprar gas ruso desde febrero de 2022, cuando comenzó la invasión rusa de Ucrania», cuantifica para El Debate Ana **Maria Jaller-Makarewicz**, analista energética del IEEFA y autora del informe.

Además, España alberga cuatro de las nueve terminales europeas que han importado gas ruso en los primeros seis meses del año, «terminales que parcialmente son de titularidad pública», señala el IEEFA.

Pese a ello, los datos muestran una importante reducción, del 29 %, respecto a las compras a Rusia realizadas en años anteriores. Cabe recordar que la semana pasada la Unión Europea logró al fin la

prohibición de importar gas ruso, una limitación que entrará en vigor a partir del 1 de enero para los nuevos contratos y en 2028 para los contratos existentes.

A cambio, nuestro país recurre cada vez a las importaciones desde Estados Unidos. De hecho, España ha comprado más a Washington en la primera mitad de 2025 que en todo 2024.

El país supone ya además el 46 % de nuestras importaciones totales de GNL, un porcentaje muy superior al de años anteriores, coincidiendo con la presión de **Donald Trump** a la Unión Europea para que compre productos energéticos «a gran escala» para minimizar el castigo arancelario, como el republicano viene exigiendo desde el pasado mes de diciembre.

Ello en un escenario en el que el consumo de gas se ha visto incrementado a raíz el apagón. En concreto, un 5 % hasta agosto, según cifras de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (**Cores**), por el mayor recurso a las centrales de ciclo combinado para acompañar a las plantas renovables y fotovoltaicas, según el programa reforzado activado por Red Eléctrica desde el 28 de abril.

Un mecanismo que está encareciendo los costes operativos, según resaltó ayer la responsable de regulación de Aelec, **Marta Castro** , pero que Red Eléctrica ha decidido mantener durante meses, entre otros motivos por el retraso a la hora de permitir que toda la generación participe en el control dinámico de la tensión, y no solo las centrales síncronas, es decir, los ciclos combinados de gas, las hidroeléctricas y las plantas nucleares.

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Galp consigue reducir más rápido la deuda

<https://elperiodicodelaenergia.com/galp-consigue-reducir-mas-rapido-la-deuda/>

elperiodicodelaenergia.com

28/10/2025

La petrolera portuguesa presentó resultados mejor de lo previsto en el tercer trimestre. La acción subió un 3% durante gran parte de la sesión de ayer. El sector petrolero europeo está de buena racha. Mayores volúmenes de producción de hidrocarburos y una generación fuerte de flujos de caja están ayudando a animarlo en Bolsa. Ayer le tocó el turno a la petrolera Galp. Tanto resultados, mejor de lo previsto, como expectativas de que vuelva a anunciar otro plan de recompra de acciones, llevaron a la acción a liderar el índice del sector petrolero europeo. Como consecuencia de estos buenos resultados trimestrales, Galp indicó que podría superar las previsiones actuales para el 2025, tanto en términos de beneficio operativo antes de amortizaciones (Ebitda) del grupo como de flujos de caja operativos. Galp eleva estimaciones de producción de hidrocarburos para el 2025. La producción del trimestre se situó en 115.000 barriles por día, ligeramente superior a la del segundo trimestre de 113.000 barriles por día, gracias a la mayor disponibilidad de la flota. La mayor parte del incremento de la producción fue debido a un incremento del 20% de la producción de gas licuado, incluyendo la producción de Venture Global en Estados Unidos, más que compensando una caída del 1% en volúmenes de petróleo. Por esta razón, Galp ha incrementado el objetivo de producción anual hasta la parte superior del rango de 105.000 a 110.000 barriles diarios para todo el 2025. El equipo directivo ya había incrementado este objetivo en la presentación de los resultados del segundo trimestre. Además, el cuarto trimestre incluirá algo de producción del nuevo yacimiento Bacalhau en Brasil. Galp también anunció que en Namibia, las negociaciones para vender una participación avanzan positivamente, y siguen esperando alcanzar un acuerdo con los nuevos socios antes de fin de año. Esto va a permitir determinar la magnitud de reservas probadas y finalizar los planes de producción del yacimiento. El beneficio de la división de refino y trading se disparó. En cuanto a la división de refino y trading, el beneficio operativo se disparó un 68% en el trimestre. La mayor disponibilidad de las instalaciones de refino de Sines en Portugal, permitió aprovechar el favorable entorno de destilados ligeros y medios durante el verano, lo que se tradujo en un buen margen materializado de 9,5 dólares por barril, un 56% mayor que en el trimestre anterior. Galp comenzó la reestructuración de la división a principios de octubre y se espera que dure hasta mediados de noviembre. También ayudó a la división una favorable actividad en trading de petróleo y gas licuado en el trimestre. Los volúmenes se incrementaron un 42% respecto al ejercicio anterior, ayudados por la asociación con Venture Global en Estados Unidos que comenzó en abril. La producción de energías renovables cayó un 14% en el trimestre, por la política de optimización de producción que está realizando la compañía, con paradas voluntarias de producción. El precio captado cayó otro 20%, por menores precios en las plantas solares españolas, traduciéndose en un 35% de caída del beneficio operativo antes de amortizaciones en el trimestre, pero un 67% más alto que en el trimestre anterior. Los inversores, a la espera de nuevos planes de recompra de acciones. Las previsiones de mayor generación de cash flow operativo más sólido en 2025 han llevado a los inversores a especular cuál puede ser la nueva política de retribución del accionista en febrero. Teniendo en cuenta que la petrolera no tiene intenciones de romper con la senda actual de crecimiento del dividendo ordinario del 4% de crecimiento anual, si cabría esperar una retribución de carácter más extraordinario, como otro programa de recompra de acciones. Galp ha estado anunciando sus planes de recompra de acciones en el mes de febrero de los últimos tres años. Una de las

condiciones para que Galp vuelva a activar un plan de recompra de acciones en febrero del 2026 es que el apalancamiento del grupo se mantenga por debajo de la unidad. Galp se volvió a situar en una posición financiera inmejorable, con la deuda neta a niveles mínimos, alcanzando un apalancamiento de 0,41 veces a finales del trimestre, desde las 0,51 veces del trimestre anterior. Galp tiene una política de retribución a los accionistas que está limitada por un máximo de distribución en dividendos y recompra de acciones equivalente a un tercio de los flujos de caja operativos ajustados (OCF). Los inversores no esperan que la petrolera cambie sustancialmente esta limitación a la retribución del accionista, pero sí que haya una continuidad en los planes de recompra de acciones. Los inversores tendrán que esperar a febrero para saber si se superará el anterior programa de recompra de acciones por importe de €250 millones.

La petrolera portuguesa presentó resultados mejor de lo previsto en el tercer trimestre. La acción subió un 3% durante gran parte de la sesión de ayer. El sector petrolero europeo está de buena racha. Mayores volúmenes de producción de hidrocarburos y una generación fuerte de flujos de caja están ayudando a animarlo en Bolsa. Ayer le tocó el turno a la petrolera Galp. Tanto resultados, mejor de lo previsto, como expectativas de que vuelva a anunciar otro plan de recompra de acciones, llevaron a la acción a liderar el índice del sector petrolero europeo. Como consecuencia de estos buenos resultados trimestrales, Galp indicó que podría superar las previsiones actuales para el 2025, tanto en términos de beneficio operativo antes de amortizaciones (Ebitda) del grupo como de flujos de caja operativos. Galp eleva estimaciones de producción de hidrocarburos para el 2025. La producción del trimestre se situó en 115.000 barriles por día, ligeramente superior a la del segundo trimestre de 113.000 barriles por día, gracias a la mayor disponibilidad de la flota. La mayor parte del incremento de la producción fue debido a un incremento del 20% de la producción de gas licuado, incluyendo la producción de Venture Global en Estados Unidos, más que compensando una caída del 1% en volúmenes de petróleo. Por esta razón, Galp ha incrementado el objetivo de producción anual hasta la parte superior del rango de 105.000 a 110.000 barriles diarios para todo el 2025. El equipo directivo ya había incrementado este objetivo en la presentación de los resultados del segundo trimestre. Además, el cuarto trimestre incluirá algo de producción del nuevo yacimiento Bacalhau en Brasil. Galp también anunció que en Namibia, las negociaciones para vender una participación avanzan positivamente, y siguen esperando alcanzar un acuerdo con los nuevos socios antes de fin de año. Esto va a permitir determinar la magnitud de reservas probadas y finalizar los planes de producción del yacimiento. El beneficio de la división de refino y trading se disparó. En cuanto a la división de refino y trading, el beneficio operativo se disparó un 68% en el trimestre. La mayor disponibilidad de las instalaciones de refino de Sines en Portugal, permitió aprovechar el favorable entorno de destilados ligeros y medios durante el verano, lo que se tradujo en un buen margen materializado de 9,5 dólares por barril, un 56% mayor que en el trimestre anterior. Galp comenzó la reestructuración de la división a principios de octubre y se espera que dure hasta mediados de noviembre. También ayudó a la división una favorable actividad en trading de petróleo y gas licuado en el trimestre. Los volúmenes se incrementaron un 42% respecto al ejercicio anterior, ayudados por la asociación con Venture Global en Estados Unidos que comenzó en abril. La producción de energías renovables cayó un 14% en el trimestre, por la política de optimización de producción que está realizando la compañía, con paradas voluntarias de producción. El precio captado cayó otro 20%, por menores precios en las plantas solares españolas, traduciéndose en un 35% de caída del beneficio operativo antes de amortizaciones en el trimestre, pero un 67% más alto que en el trimestre anterior. Los inversores, a la espera de nuevos planes de recompra de acciones. Las previsiones de mayor generación de cash flow operativo más sólido en 2025 han llevado a los inversores a especular cuál puede ser la nueva política de retribución del accionista en febrero. Teniendo en cuenta que la petrolera no tiene intenciones de romper con la senda actual de crecimiento del dividendo ordinario del 4% de crecimiento anual, si cabría esperar una retribución de carácter más extraordinario, como otro programa de recompra de acciones. Galp ha estado anunciando sus planes de recompra de acciones en el mes de febrero de los últimos tres años. Una de las condiciones para que Galp vuelva a activar un plan de recompra de acciones en febrero del 2026 es que el apalancamiento del grupo se mantenga por debajo de la unidad. Galp se volvió a situar en una posición financiera inmejorable, con la deuda neta a niveles mínimos, alcanzando un apalancamiento de 0,41 veces a finales del trimestre, desde las 0,51 veces del trimestre anterior. Galp tiene una política de retribución a los accionistas que está limitada por un máximo de distribución en dividendos y recompra de acciones equivalente a un tercio de los flujos de caja operativos ajustados (OCF). Los inversores no esperan que la petrolera cambie sustancialmente esta limitación a la retribución del accionista, pero sí que haya una continuidad en los planes de recompra de acciones. Los

inversores tendrán que esperar a febrero para saber si se superará el anterior programa de recompra de acciones por importe de €250 millones.

La nueva subestación de Formentera cubrirá el 100% del suministro eléctrico sin emisiones

- La nueva subestación eléctrica de Formentera permitirá cubrir el 100% de la demanda eléctrica de la isla en condiciones de seguridad y sin emisiones.



Formentera cubre la totalidad de su demanda eléctrica con el nuevo enlace eléctrico entre las Pitiüses y las renovables locales.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-nueva-subestacion-de-formentera-cubrira-el-100-del-suministro-electrico...>

Redacción

Lunes, 27 octubre 2025

La nueva subestación eléctrica de Formentera, de 132 kV, permitirá cubrir el 100% de la demanda eléctrica de la isla en condiciones de seguridad y si n emisiones de CO2 derivadas del uso de combustibles fósiles.

La instalación actúa como punto de conexión del nuevo enlace submarino con Ibiza, ha comunicado **Red Eléctrica** en una nota.

El secretario de Estado de Energía, **Joan Groizard** ; el conseller de Empresa, Autónomos y Energía, **Alejandro Sáenz de San Pedro** ; y la vicepresidenta del Consell de Formentera, **Verónica Castelló** , han visitado la nueva subestación acompañados por el delegado de Redeia en Baleares, Eduardo Maynau.

La infraestructura, puesta en servicio en junio de 2023 por Red Eléctrica, empresa del grupo Redeia responsable de la operación y transporte del sistema eléctrico, supuso una **inversión de 96 millones de euro s** e incluye la ampliación de la subestación de Torrent, en Santa Eulària (Ibiza), además de 37 kilómetros de conexión, 27,1 submarinos y 10 terrestres.

Desde su entrada en funcionamiento, el enlace ha permitido que el 95,8% de la demanda de Formentera se cubra a través de la interconexión con Ibiza y el 4,1% restante mediante energía solar local.

La nueva subestación

De esta manera, se ha eliminado el uso de la turbina de gasoil de la central de Es Ca Marí y de los grupos auxiliares que se activaban en picos de consumo, han detallado desde la compañía eléctrica.

Con este enlace, todas las islas quedan interconectadas por líneas de 132 kV y conectadas, a su vez, al sistema peninsular y europeo, lo que mejora la seguridad, la estabilidad y la integración de energías renovables en el sistema balear.

Groizard ha subrayado que el futuro segundo enlace entre la Península y Baleares, incluido en la nueva Planificación Eléctrica 2030 actualmente en información pública, reforzará aún más la seguridad y la calidad del suministro.

También ha destacado las nuevas baterías en construcción en Ibiza y Menorca, que permitirán optimizar el uso de los enlaces eléctricos.

Según Redeia, el actual enlace Península-Baleares ya supone un ahorro anual de 100 millones de euros y evita la emisión de 500.000 toneladas de CO2, cifras que se duplicarán con las nuevas infraestructuras previstas, alcanzando un ahorro adicional de 360 millones de euros y una reducción de 689.000 toneladas de emisiones cada año, han terminado.

Oriente Medio avanza en la carrera por dominar el suministro mundial de gas

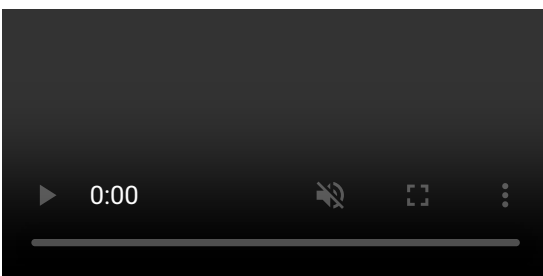
[elperiodicodelaenergia.com/oriente-medio-avanza-en-la-carrera-por-dominar-el-suministro-mundial-de-gas](#)

October 27, 2025

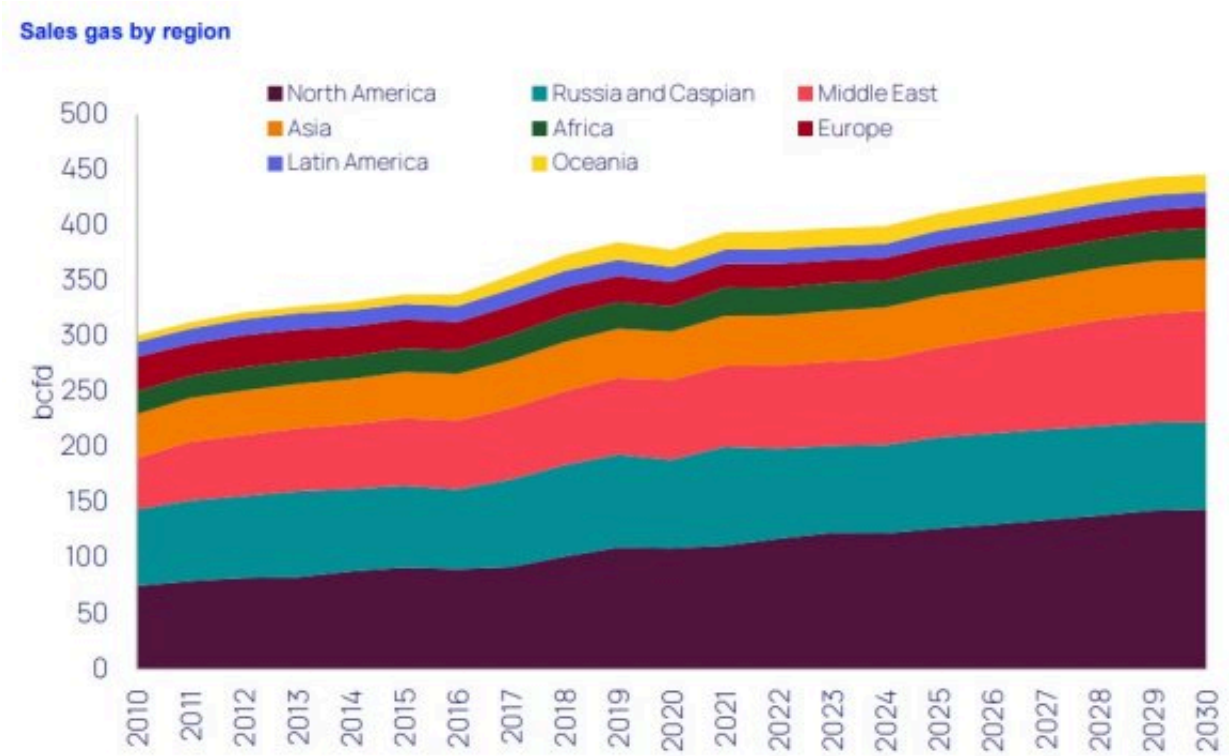


Oriente Medio avanza en la carrera por dominar el suministro mundial de gas

Para 2030, se espera que la producción de gas natural en todo Oriente Medio se haya más que duplicado en dos décadas, alcanzando los 98.000 millones de pies cúbicos por día (bcfd) desde unos 45 bcfd en 2010. Esto significa que la región representará el 23% del gas comercializado a nivel mundial en 2030, solo por detrás de América del Norte, con un 32%. La producción provendrá de yacimientos convencionales terrestres y marinos, así como de recursos no convencionales y de gas ácido.



-00:26



Source: Wood Mackenzie Lens Upstream

Los recursos de Oriente Medio

Los analistas de Wood Mackenzie han realizado un análisis exhaustivo sobre el impulso masivo del gas en Oriente Medio, y han concluido que Oriente Medio alberga el 40% de los recursos de gas del mundo. Posee las segundas mayores reservas después de América del Norte, con Catar ocupando el primer lugar en términos de recursos, por delante de Estados Unidos y Rusia. Además, la mayor parte del gas de Catar sigue sin desarrollarse debido a una gestión estratégica de recursos, una cuidadosa evaluación de las dinámicas del mercado global y la significativa inversión e infraestructura necesarias para su extracción y exportación.



[Catar prevé aumentar la producción de GNL en 126 millones de toneladas para 2027](#)

El panorama gasífero de la región incluye campos gigantes, procesamiento a gran escala y un alcance global de exportación. Su infraestructura gasífera abarca casi 200 campos en producción, otros 26 aprobados para desarrollo, más de 65 plantas de procesamiento de gas operativas, más de 55.000 km de gasoductos, 19 trenes de gas natural licuado (GNL) en operación y 11 más aprobados, además de 4 terminales de regasificación.

Arabia Saudita lidera en términos de valor del gas —principalmente impulsado por los líquidos asociados— y está incrementando su producción de forma masiva junto con Catar, Emiratos Árabes Unidos (EAU) e Irak. Irán, en cambio, está desacelerando. Los yacimientos convencionales terrestres y marinos aún dominan la producción, pero los recursos no convencionales y de gas ácido están ganando impulso.

Las compañías petroleras nacionales dominan la propiedad del gas, con **National Iranian Oil Company (NIOC)**, **Saudi Aramco** y **QatarEnergy** concentrando un 70% de la producción regional. Las grandes multinacionales (“Majors”) poseen solo el 10%, con una fuerte concentración en los proyectos de GNL de Catar. Para **ExxonMobil**, **TotalEnergies** y **Shell**, Catar es el núcleo de sus carteras de gas; para BP, el foco está en Omán, con el proyecto Khazzan.

Invirtiendo más que el resto

Mientras la inversión en gas ha caído significativamente (entre un 20% y un 80%) en todas las demás regiones del mundo desde su pico de 2010–2014, Oriente Medio es la única región que invierte hoy más en gas que hace una década. Su gasto anual en gas se mantiene constantemente alto, entre 60.000 y 70.000 millones de dólares, y se espera un nuevo récord de inversión en 2027.



[Oriente Medio superará a Asia en producción de gas en 2025 y se convertirá en la segunda región productora del mundo](#)

[La región produce actualmente alrededor de 70.000 millones de pies cúbicos diarios de gas, una cifra que se prevé que aumente un 30% para 2030 y un 34% para 2035, según Rystad Energy.](#)

La nueva inversión se centra principalmente en GNL, gas ácido y no convencionales, con proyectos por un valor total de 170.000 millones de dólares aprobados desde 2023. Las economías de escala están ayudando a mejorar la intensidad de capital y los costos operativos en Oriente Medio. Sus costos de extracción también son los más bajos del mundo y están aumentando más lentamente.

Por tanto, la región es una fuerza a tener en cuenta en el mercado del gas. Se prevé que la producción crezca alrededor de 2,5% anual hasta 2035, superando el crecimiento de la demanda interna si los proyectos regionales de energías renovables se desarrollan como se espera. Este superávit estructural podría liberar unos 15 bcfd adicionales para exportación, reforzando la importancia estratégica de la región para la seguridad energética mundial.

Se espera que la capacidad de exportación de GNL de Oriente Medio aumente en casi un 70% en la próxima década, impulsada principalmente por la expansión del Campo Norte de Catar y nuevos proyectos en los EAU y Omán. Se estima que EEUU y Catar representarán más de la mitad del suministro mundial de GNL para 2029.

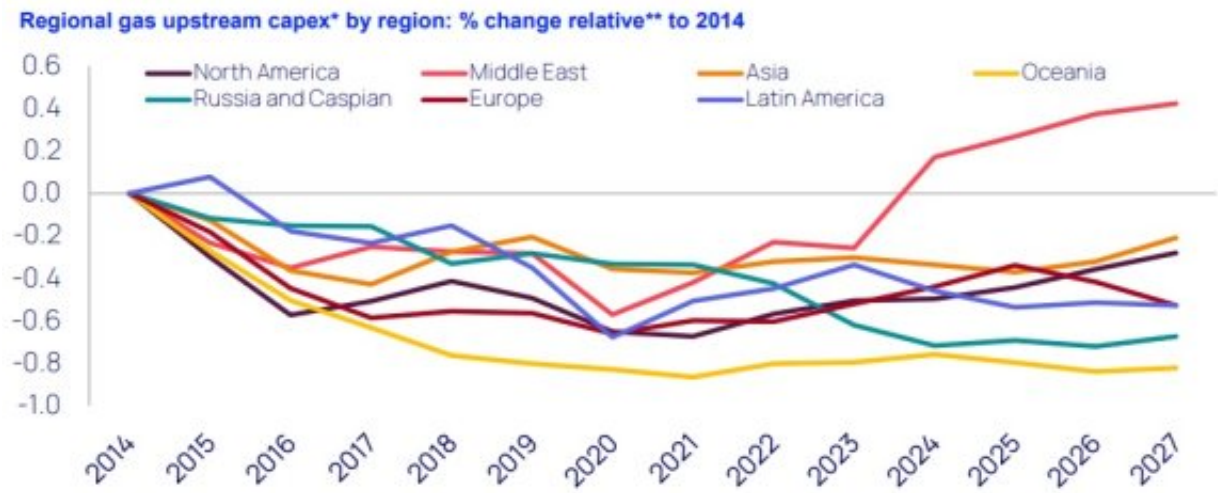
Los contratos bilaterales y regionales de gasoductos y los acuerdos de intercambio de gas en Oriente Medio, el Cáucaso y Turquía también están en expansión, aunque las fricciones geopolíticas, los riesgos de suministro y las brechas de infraestructura siguen limitando las entregas.

Los precios del gas varían en toda la región debido a las distintas fuentes de suministro y estructuras contractuales. Por ejemplo, EAU y Omán se beneficiarán de gas Dolphin a precios competitivos hasta 2032, mientras que Irak debe pagar una prima por las importaciones

iraníes.

Riesgos e incertidumbres

Las tensiones geopolíticas pueden restringir el comercio regional de gas y retrasar proyectos de infraestructura. La inflación de costos y los cuellos de botella en la cadena de suministro podrían erosionar la eficiencia del capital y causar demoras.



Source: Wood Mackenzie Lens Upstream. *Includes segmented LNG projects. **Excludes Africa because of repeated delays of Mozambique LNG – the biggest capex driver – amid ongoing security concerns.

A su vez, la competencia del nuevo suministro de GNL podría reducir los márgenes después de 2030. Las prioridades domésticas (gas para generación eléctrica, uso industrial) y los retrasos en los proyectos de energías renovables podrían limitar la flexibilidad del crecimiento exportador.

|



El IEE estima que la guerra arancelaria reducirá dos décimas el PIB de España

Los analistas de la patronal advierten de que la inversión que se recibe desde EE UU ha empezado a contraerse

ÁLVARO SÁNCHEZ
Madrid

España no estará entre los mayores damnificados de la subida arancelaria acometida por Estados Unidos, pero el crecimiento de la actividad no será del todo inmune a las turbulencias comerciales.

El Instituto de Estudios Económicos (IEE) presentó ayer un informe en el que tratan de poner cifras al impacto: sitúan entre una y dos décimas el daño al PIB español en 2025, y en hasta cuatro décimas en 2026.

El centro de análisis de la patronal admite que la exposición de las empresas españolas al mercado estadounidense es limitada, y menor a la de sus socios de la UE. Pero detecta problemas aledaños, como la contracción de la inversión estadounidense en España, que supone en torno a un 15% del total, en un contexto de incertidumbre global y apreciación del euro frente al dólar.

La entidad calcula que las exportaciones de bienes a Estados Unidos son responsables del 1,2% del PIB español, frente al 2,9% del PIB que representan las de los paí-

ses de la UE, con Estados como Alemania y Países Bajos mucho más expuestos, al exportar el 3,7% del PIB a Estados Unidos.

¿En qué ámbitos notará España el golpe? "Los peores efectos pueden manifestarse en los sectores más integrados en las cadenas de valor comerciales con Estados Unidos, como son el farmacéutico, la metalurgia, la industria auxiliar de construcción, la química y la fabricación de maquinaria y bienes de equipo", concreta el IEE.

Su presidente, Íñigo Fernández de Mesa, cree que se ha producido un viraje desde el pesimismo que lo impregnaba todo en abril, cuando Donald Trump esgrimió las tablas de aranceles y provocó un seísmo en los mercados financieros. "Ahora [el sentimiento] es mucho más positivo, los aranceles han subido menos de lo esperado, los países han reaccionado bien, el sector privado se ha adaptado, también las cadenas de suministro, y las economías emergentes están mejor equipadas", valoró durante la presentación del documento el también vicepresidente de CEOE.

Las exportaciones españolas de mercancías a Estados Unidos cayeron un 30,5% en agosto, el mes en que entraron en vigor los aranceles a los productos europeos. El desplome es muy superior al que venían sufriendo en los meses precedentes, pero para María Concepción Latorre, catedrática de Economía Aplicada de Universidad Complutense de Ma-



Trabajo de recogida de la aceituna en un olivar de Jaén. SAMUEL SÁNCHEZ

drid, puede haber distorsiones, debido a que muchas compañías optaron por adelantar los envíos para esquivar las tarifas.

Latorre, que participó en la elaboración del texto, titulado *La incidencia en la economía española de las subidas arancelarias*, defiende que la UE debe aprovechar el momento para profundizar en el mercado único eliminando barreras no arancelarias, que según el FMI son todavía elevadas, del 45% en bienes y del 110% en el sector servicios. "Muchos países añaden requisitos nacionales proteccionistas excesivos a las directivas de la UE, y eso hace que tengamos menos economías de escala que EE UU, más dificultades para viajar, trabajar, consumir o invertir. Si se compara con los Estados de EE UU, comerciamos mucho menos, aunque es verdad que

ellos son un solo país", comparó.

Además, apuesta por que la UE llene el vacío de EE UU firmando pactos comerciales con otros países o bloques, como Mercosur (un pacto ya acordado, pero aún no ratificado). "La UE es un socio fiable, transparente y predecible, y eso hoy tiene valor", estima Latorre.

En el estudio hay otras conclusiones. Entre ellas, que España es un país muy abierto al exterior, con un nivel de barreras comerciales un 6% inferior al promedio de la OCDE y un 9% menor al promedio de la UE. En la OCDE los países más restrictivos son Turquía, Corea del Sur, Hungría, Polonia y EE UU, mientras que los países desarrollados que imponen menos barreras a sus importaciones son Israel, Canadá, Nueva Zelanda, Japón y Australia.

Fuera de la OCDE, los países con mayores barreras en 2025 son Indonesia, Rusia y la India, mientras que las economías más abiertas del mundo en sus importaciones son Hong Kong y Singapur. La tendencia sigue los vientos que llegan de Washington: el IEE calcula que desde 2019 la polarización entre economías abiertas y proteccionistas se ha acentuado, con 52 países aumentando sus barreras y solo 29 reduciéndolas.

Entre las recomendaciones para que España lidie con este nuevo escenario, ven necesario un aumento de la competitividad de las empresas que reduzca costes y aumente el valor añadido de las exportaciones. "Además, debemos intentar diversificar nuestros mercados a países terceros, e intentar mantener nuestra cuota de mercado en EE UU", destaca.



Economía

Las ausencias al trabajo por enfermedad rebasan en 2025 el nivel de la pandemia

Alcanzan ya a un 5,3% de los empleados, el porcentaje más elevado de la serie histórica

Las bajas han crecido un 85% desde 2019 tanto entre asalariados como entre autónomos

Javier Esteban MADRID.

La Encuesta de Población Activa del tercer trimestre detectó que 962.400 personas (852.100 asalariados y 110.300 autónomos) faltaron a su puesto de trabajo por enfermedad o incapacidad temporal. Es la cifra más alta de la serie histórica para un periodo del año especialmente *tenso* porque es el que más vacaciones y permisos concentra, lo que reduce el volumen efectivo de personas trabajando. Si descontamos a las personas que no ejercieron su función por descanso veraniego, las ausencias por motivos de salud afectaron al 5% de los ocupados y un 5,3% de los asalariados, un máximo absoluto que supera incluso los niveles de la pandemia.

España cerró septiembre con casi 22,4 millones de personas trabajando, de las que 19,2 millones no estaban de vacaciones en el momento que el INE fija como semana de referencia para la encuesta. Suponen un 2,7% más que en 2024, el mismo porcentaje en el que aumentaron las ausencias por vacaciones (que disfrutaron 3,2 millones de personas).

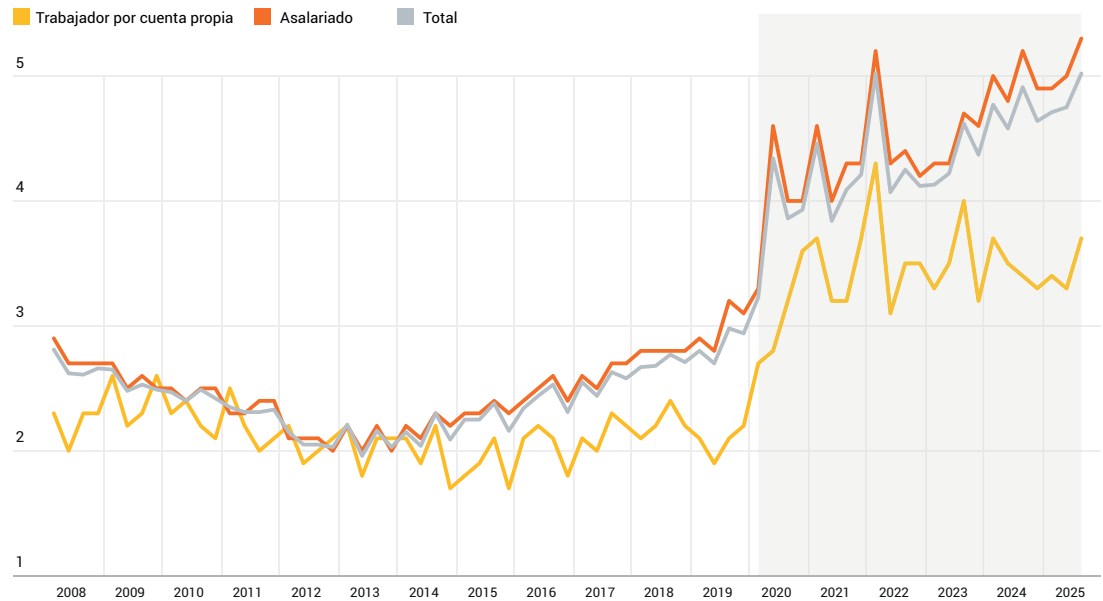
Pero hay otros 1,2 millones de personas que faltaron al trabajo por otros motivos. De estas, el 81% se deben a enfermedad o incapacidad temporal, las mencionadas 962.400. Además, es la única causa que recoge un incremento interanual: los permisos por maternidad o paternidad se redujeron un 2,5%, los afectados por Ertres un 17,3%, y otras causas no clasificadas un 3,4%. Desde el tercer trimestre de 2019, las falta por enfermedad o IT han crecido un 85,3%.

Esto enlaza con el debate sobre el absentismo, que se suele vincular a ausencias no planificadas e imprevisibles para el empleador y que afectan a la organización del trabajo (un requisito que no cumplen las vacaciones o los permisos por paternidad). En los meses de verano, en los que la disponibilidad de trabajadores para ajustar turnos provoca situaciones especialmente complejas de resolver. Por no hablar del coste directo de las bajas para las propias empresas.

Así, las enfermedades e incapacidades temporales se confirman como la primera causa de ausencia al puesto por una causa no ligada al descanso, según la Encuesta de Población Activa. Aunque el hecho es que siempre lo han sido, con excepción de la pandemia (cuando las re-

Las ausencias por enfermedad afectan al 5,3% del empleo asalariado

Porcentaje de ocupados ausentes por enfermedad sobre el total del empleo efectivo*



Fuente: Encuesta de Población Activa. * El empleo efectivo son los trabajadores no ausentes por vacaciones.

eE

Supone ya un coste equivalente al 1% del PIB

Hay varios factores que pueden explicar el repunte en ausencias. El primero son los cambios legales que han permitido un mayor peso de las contratación indefinida desde 2022. Aunque también se suele citar la derogación del apartado d) del artículo 52 del Estatuto de los Trabajadores que permitía despedir a un trabajador que acumulaba un determinado volumen de ausencias. Pero no es descartable que también se haya producido un empeoramiento de la salud de los trabajadores y un cambio en su relación con el trabajo. Algo que el Banco de España apuntó hace unos meses en su Informe Anual, en el que puso el foco en el problema de las bajas en el mercado laboral español, cuyo coste ya ronda el 1% del PIB.

gulaciones temporales de empleo cogieron la delantera).

El absentismo es un concepto asociado al empleo asalariado, aunque conviene recordar que el repunte de bajas también se ha producido entre los trabajadores por cuenta propia (con empleadores o no), que se ven obligados a interrumpir su actividad. Su peso es menor que el de los asalariados, pero desde el tercer trimestre de 2019 los afectados se han disparado un 86,1%, un 13,9% solo en el último año. Mientras las ausencias entre los ocupados por cuenta ajena han crecido un 85,1% desde a 2019, aunque en el último año solo han repuntado un 4,1%. Así, la cifra global de ausencias sube a un ritmo del 5,8% interanual.

Lo que se aprecia es una cierta volatilidad estacional. La cifra total de ausencias (962.400) es un máximo de histórico en verano, pero queda por debajo del récord de 1,1 millones del segundo trimestre. Algo que se explica porque el INE registra menos ocupados que no están de vacaciones. Es previsible que repunte con fuerza en los próximos trimestres.

Más allá del aumento de estas ausencias en cifras absolutas, es muy

revelador el notable incremento de su peso sobre el empleo. Según los datos de la EPA, el 4,3% del total de los ocupados faltó a su trabajo por enfermedad o incapacidad temporal, porcentajes que se sitúan en el 4,5% para los asalariados y el 3,4% para los trabajadores por cuenta propia. En todos los casos son porcentajes más bajos más bajos que en otros trimestres, si bien son los

Un 3,4% de los trabajadores por cuenta propia se ausentaron en el tercer trimestre

datos más altos de la serie para un verano y superan con creces los niveles de 2019, cuando se situó en el 2,7%.

Pero este cálculo no tiene en cuenta que el efecto *vacaciones* no afecta igual en todos los trimestres. Y puede inducir a la idea de que el peso de las ausencias se reduce en verano (es decir, los trabajadores se ponen menos enfermos justo en esa

época del año), cuando no es así. Si centramos el análisis en el empleo efectivo, es decir, si calculamos el porcentaje sobre el número de personas que no están de vacaciones cuando se realiza la entrevista, no solo se puede hacer una comparativa más homogénea entre los diferentes periodos del año, sino que se revelan tendencias diferentes. El 5,02% se los ocupados efectivos, es decir, los que estaban trabajando sin disfrutar de permisos o vacaciones en el momento de la encuesta no estaba trabajando por enfermedad o incapacidad. El porcentaje más alto de la serie histórica para un periodo de verano y que solo se compara con la registrada en el primer trimestre de 2022 (marcado por la irrupción de la variante ómicron de la pandemia). Esto rebate claramente el argumento de que las ausencias por enfermedad crecen porque hay más trabajadores.

Este incremento del peso porcentual se produce con algo más e intensidad entre los asalariados que entre los autónomos: los primeros han pasado del 3,2% en el verano de 2019 al 5,3% hoy y macan un máximo histórico sobre cualquier trimestre de la serie histórica.



España incumple el plazo para recibir 6.800 millones de la UE

- Se une a la mayoría de países que dejan pasar la fecha establecida por Bruselas con riesgo de recibir con retraso las ayudas
- Es la nueva ayuda europea para paneles solares o coches eléctricos

CARLOS SEGOVIA MADRID

El Gobierno español se ha unido al amplio grupo de países europeos que han incumplido y dejado pasar el plazo otorgado por la Comisión Europea para reunir los requisitos que dan acceso a tiempo al llamado Fondo Social para el Clima. En el caso de España tiene asignados 6.837 millones a la espera de que se cumplan las condiciones.

Se trata de una nueva ayuda comunitaria para subvencionar a hogares, pymes y sectores vulnerables de la población en general con las que combatir el cambio climático y la pobreza energética. Es un fondo diseñado para una nueva ola de subvenciones durante el período 2026-2032 para paneles solares, cambios de calderas, vehículos eléctricos o rehabilitación de locales o viviendas.

El incumplimiento de España lo certifica en una carta la directora de Mercados Europeos e Internacionales del Carbono, Beatriz Yordi, a la Xunta de Galicia, según la misiva a la que ha tenido acceso EL MUNDO.

En ella, la eurofuncionaria española señala a la consellera de Medio Ambiente de la Xunta de Galicia, Ángeles Vázquez, que «los Estados



Sara Aagesen, ministra de Transición Energética, ayer en un acto institucional en Madrid. E.P.

El Ministerio alega que sólo dos países respetaron el plazo

Inquietud en la Xunta y otras CCAA por el retraso

miembros deberán haber presentado a la Comisión su Plan Social para el clima a más tardar el 30 de junio de 2025. España no ha presentado oficialmente su Plan Social para el Clima a la Comisión Europea». La Xunta, que tiene proyectos por valor de 2.000 millones, sigue con especial inquietud el retraso. Fuentes del Ejecutivo de Alfonso Rueda critican la «inacción» gubernamental y alertan de que cuánto más tarde, con más lentitud podrán ayudar a, por ejemplo, personas vulnerables en medios rurales.

La citada carta está fechada el pasado 14 de octubre, pero no en Bruselas confirman que sigue sin llegar el plan. Fuentes oficiales del Ministerio de Transición Ecológica admiten el retraso, pero que resaltan que tampoco la gran mayoría de Estados,



Extracto de la carta a la Xunta informando que venció el plazo. E.M.

salvo Suecia y Letonia. La tardanza de un amplio grupo, 19 países, coincide con que han escrito a la Comisión pidiendo flexibilidad en los objetivos de transición. España no está entre ellos, pero se ha unido igualmente al retraso y se encuentra tam-

bién entre los que no han traspuesto la directiva que da también acceso al dinero. La cuestión es si España disfruta de la misma situación que otros países de la UE como para dejar pasar fondos europeos o alejarlos en el tiempo. Una portavoz oficial de la Co-

DECEPCIÓN DEL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UE

El Tribunal de Cuentas de la UE emitió este lunes un informe en el que muestra decepción por los resultados del llamado Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, que ha llenado de fondos europeos a los estados. «La idea de usarlos como un «incentivo» para animar a los Estados miembros a llevar a cabo reformas estructurales funcionó, pero solo de modo limitado. Esta es una lección importante para el futuro», afirmó en la presentación la consejera Ivana Maletić, responsable del informe.

misión Europea señaló a este diario que el riesgo que corren los que rezagados es que tarden más en recibir las ayudas previstas para mediados de 2026. «Instamos encarecidamente a los Estados miembros a presen-

tar sus planes lo antes posible. No existe una sanción legal por no cumplir el plazo de junio, pero, los retrasos podrían ralentizar la implementación de las medidas de apoyo destinadas a los grupos vulnerables», advierte esta portavoz del departamento que dirige el comisario europeo del Clima, el holandés Wopke Hoekstra.

El Fondo Social para el Clima ha sido creado para acompañar el nuevo sistema de control de emisiones de dióxido de carbono ETS2, porque Bruselas asume que implica un fuerte gasto para los estados miembros y que hogares y pymes que resultarán afectados no se lo pueden permitir sin subvenciones europeas.

El fondo está dotado de 65.000 millones. Para España, algo más del 10% y «además, cada Estado deberá aportar adicionalmente un 25% del importe de su PSpC con cargo a sus propios presupuestos, con lo que en el caso de España rondará los 9.000 millones», explicó el Ministerio cuando sacó a consulta pública el pasado febrero su proyecto de Plan Social para el Clima. El Ministerio no aclara por qué no ha concluido aún el plan, pero asegura que terminará enviándolo.