



Resumen de prensa 31/10/2025

31/10/2025

Índice

UNEF

Las renovables, una oportunidad para las mujeres del mundo rural	4
Las renovables, una oportunidad para las mujeres del mundo rural	5
Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro eléctrico en Cataluña	7
GENERA y MATELEC consolidan su liderazgo en el sector energético y eléctrico con más de 800 empresas confirmadas	45
Impulsando el futuro del autoconsumo en España: eficiencia, fiabilidad e integración del sistema en solar C&I	48
Mantenimiento, la clave para exprimir cada rayo de sol	52

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

El mercado global de módulos e inversores solares crecerá a 115.800 millones de dólares para 2030	57
El mercado mundial de módulos e inversores solares fotovoltaicos alcanzará los 115.800 millones de dólares para 2030	60
El mercado mundial de módulos solares e inversores alcanzará los 115 800 millones de dólares en 2030	62
Inversión en infraestructuras de recarga pública de vehículo eléctrico en España en los últimos 10 meses: 1.290 millones de euros	64
La inversión en infraestructuras de recarga pública en España alcanza los 1.290 millones	66
Carrefour proyecta un autoconsumo fotovoltaico de 762,3 kWp en Mallorca	68
EiDF conecta a la red sus primeros tres parques solares construidos con una potencia de 4,81 MW	70
El Mundo del Instalador de FENIE, epicentro del sector de las instalaciones en Matelec	72
Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo	74
Engie pone en marcha el primer sistema agrovoltaiico de Cataluña integrado con horticultura de regadío	77
Eurofred Academy: así funciona la app de formación para profesionales HVAC	79
Licitación en el Port de Barcelona para sistema fotovoltaico con baterías de 679 kWp / 1 MWh	81
Operativo un nuevo hub de recarga ultrarrápida de 1,8 MW en Lugo	83
Seiasa licita la instalación fotovoltaica de 344,52 kWp en un regadío de Valencia	85
Viridian Solar lleva a GENERA el ArcBox, un sistema innovador para prevenir incendios en instalaciones fotovoltaicas	87

LAS RENOVABLES

Brookfield activa la venta de su grupo de renovables X-Elio por 2.000 millones	89
EDPR vende el 49% de su negocio en EEUU a Ares Management	90
El MITECO amplía un 20 % el presupuesto de ayudas al almacenamiento energético hasta los 840 millones	91

El MITECO destina 10,7 millones a 106 nuevas comunidades energéticas en toda España	93
El MITECO impulsa 106 nuevas comunidades energéticas con 10,7 millones de euros en ayudas	95
El Gobierno destina 10,7 millones de euros más a crear comunidades energéticas en España	97
Los 35 años del ITER catapultan a la Isla a la vanguardia científica nacional	99
El ITER cumple 35 años de proyecto de renovables a la investigación multidisciplinar	101
Aisladores eléctricos de vidrio 'made in Spain': la joya industrial en La Granja de San Ildefonso que refuerza las redes en todo el mundo	104
Alemania debe revisar su estrategia del hidrógeno ante el lento avance de los proyectos	107
Alpiq pone en marcha el primer sistema BESS nórdico de formación de red	109
APPA Marina reclama medidas urgentes para impulsar la eólica marina en España	111
Bildu, PSE y PNV acuerdan en Vitoria incrementar en un 14% las subvenciones a las comunidades energéticas	113
Biomasa, el as en la manga de las renovables en Castilla y León	115
Castilla y León bate el récord, 92,8% de electricidad renovable	116
Cataluña, Andalucía y Castilla y León lideran la nueva ola de comunidades energéticas en España	117
CETIM y Norvento impulsan el proyecto R3Power para aplicar la economía circular en la repotenciación eólica	119
Comercio de energía limpia y mercados emergentes: el impacto de los aranceles en la transición energética	121
Ejemplos inspiradores de startups comprometidas con la sostenibilidad	123
El aumento de la demanda energética mundial hace inalcanzable el objetivo de emisiones netas cero para 2050	127
El frío invierno de 2025 provoca un ligero aumento en el consumo energético y las emisiones de Alemania	132
El futuro energético vasco será multivectorial: electricidad, biometano, hidrógeno y eficiencia	134
El eólico gallego se vuelve a enredar en el TSXG: revoca la autorización del parque que elevó al TJUE	137
El precio de la energía industrial en España: de lastre a factor competitivo	140
El repunte de la demanda energética eclipsa el avance de las renovables y deja fuera de alcance el objetivo net zero para 2050	143
La demanda de energía en EEUU aumenta a medida que se expanden los centros de datos, pero los precios no alcanzarán su punto máximo hasta 2030	146
La gran oportunidad de reducir los costes energéticos a la industria	148
La industria española podría reducir un 13% sus emisiones con la electrificación del calor a bajas temperaturas, según OIKOS	151
La industria vasca apuesta por la tecnología y la cooperación para mantener su liderazgo en la nueva economía verde	153
Las medidas antiapagón de Red Eléctrica disparan el precio del gas en octubre y la luz sube un 15%	156

Nueva alianza Colombia-Arabia Saudita para impulsar hidrógeno verde y renovables	158
Nuevo modelo de economía circular en el sector eólico, objetivo del proyecto R3POWER	160
Red Eléctrica habilita las primeras renovables que podrán contribuir al control dinámico de tensión	162
Vestas Daimiel celebra 17 años de energía eólica en el corazón de La Mancha	164

LAS OTRAS ENERGÍAS

La mayoría UE tiene ahora la luz más barata que España	165
La CNMC propone subir la tasa a las redes al 6,58%, lejos aún del 7,5% que pide el sector	166
Las eléctricas piden que Almaraz siga abierta en plena crisis energética	167
Iberdrola, Endesa y Naturgy quieren mantener activa la central nuclear de Almaraz hasta 2030	169
El Gobierno anuncia que ha recibido "hace pocos minutos" una petición formal de prórroga nuclear	171
José Bogas (consejero delegado de Endesa): "Las centrales nucleares tendrán que ampliar su vida útil"	173
Bogas (Endesa) afirma que la industria catalana "no se puede mantener" sin las nucleares	174
Repsol revisará su plan estratégico para dar otra lluvia de dividendos	176
Repsol: cierre sólido del tercer trimestre por el refinado y el negocio de clientes	177
Repsol prevé dar entrada a un socio en 700 MW renovables en España antes de fin de año o principios de 2026	180
Holaluz eleva pérdidas tras desplomar un 29% la facturación	182
Goldman Sachs coloca a Amadeus y Solaria en el centro de la diana de posibles opas	183
Endesa culmina con una voladura el desmantelamiento de la central térmica de Carboneras	184
AC/DC ¿Autopista al Infierno?	186
Alberto Nadal (vicesecretario de Economía y Desarrollo Sostenible del PP): : "Si no hay motivo justificado, el Estado debe salir de las empresas públicas"	191

LA ECONOMÍA

Lagarde mantiene los tipos en el 2% y defiende la robustez de la economía	193
La inflación sube una décima hasta el 3,1%, el nivel más alto del año	194
Estados Unidos y China acuerdan una tregua comercial de un año	195
La economía de la zona euro mejora tras crecer un 0,2%	196



Las renovables, una oportunidad para las mujeres del mundo rural

A través de las fotografías de ocho vecinas, la exposición 'Mujeres de Talayuela' destaca el papel de cada una de ellas como testimonio de resiliencia, sabiduría y compromiso con el entorno

Redacción

La exposición, inaugurada con motivo del Día Internacional de las Mujeres Rurales, el pasado 15 de octubre, y ubicada en el Salón de Plenos del Ayuntamiento de este municipio de Cáceres, busca reivindicar y visibilizar el papel de las mujeres en los entornos rurales, donde según datos oficiales del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación del Gobierno de España, se producen escenarios de desigualdad entre hombres y mujeres más acusados que en el entorno urbano.

Statkraft, empresa de origen noruego y primer productor renovable de Europa, impulsa esta iniciativa, junto con el Ayuntamiento de Talayuela, como parte de su compromiso con una transición energética justa e inclusiva. La compañía, que está presente en España desde el año 2018, defiende que las energías renovables pueden convertirse en una palanca de desarrollo para las comunidades locales, generando empleo, formación y oportunidades de liderazgo.

'Mujeres de Talayuela' está abierta al público hasta el 31 de octubre y también puede visitarse en formato digital en la web de Statkraft en España. Esta iniciativa es fruto de una convocatoria abierta que ha permitido recoger testimonios e imágenes de mujeres que representan la esencia del municipio -por su trabajo, su historia o su compromiso con la comunidad-.

Al acto de inauguración, acudieron la directora general de Desarrollo Rural de la Consejería de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Sostenible de la Junta de Extremadura, M^a Ángeles Muriel; la técnica territorial de la Federación de Asociaciones de Mujeres Rurales (FADDEMUR) en Cáceres, María Calle; el alcalde de Talayuela, Roberto Baños, y la responsable de Sostenibilidad de



Autoridades y vecinos, en la inauguración de la exposición 'Mujeres de Talayuela'.

Statkraft

Statkraft en España, Erica Morales, quienes coincidieron en destacar el éxito de la iniciativa y su valiosa contribución a la reivindicación del papel de la mujer en el entorno rural.

Statkraft ha desarrollado, construido y opera dos importantes proyectos fotovoltaicos en este municipio extremeño. Por un lado, en 2021 entró en operación Talayuela Solar, una planta de 300 MW de potencia instalada que es todo un referente en sostenibilidad ambiental y social. Se trata de un proyecto en el que se priorizó la contratación local -cerca de 300 vecinos de Talayuela trabajaron en su construcción- y la protección de la flora y la fauna autóctonas -casi un 40% de la superficie se ha mantenido como zona protegida- en línea con el compromiso de Statkraft de impulsar una transición energética justa.

En 2023, Statkraft conectó a la red la planta fotovoltaica Talayuela II con 55 MWp de potencia instalada pico y un proyecto asociado para construir una batería hibridada a esta instalación que contribuya a dotar de mayor flexibilidad y seguridad de suministro a la red eléctrica. Cabe destacar que estas dos plantas dos plantas solares fotovoltaicas cuentan con el Sello de Excelencia en Sostenibilidad, que otorga UNEF, que certifica que estos proyectos renovables responden a los más altos parámetros de integración social, ambiental y que impulsa mejores prácticas en economía circular.

En el resto de España, Statkraft avanza con una cartera de más de 1,6 gigavatios (GW) renovables en desarrollo y cuenta con 650 megavatios (MW) fotovoltaicos y eólicos en operación, además de gestionar otros 730 MW solares de terceros. Tiene el objetivo de convertirse en un actor fundamental en la transición energética y defiende que el desarrollo renovable debe atender al triple prisma de sostenibilidad ambiental, social y económica. ■



Las mujeres protagonistas de la exposición junto con las autoridades.

Las renovables, una oportunidad para las mujeres del mundo rural

- A través de las fotografías de ocho vecinas, la exposición ‘Mujeres de Talayuela’ destaca el papel de cada una de ellas como testimonio de resiliencia, sabiduría y compromiso con el entorno



Autoridades y vecinos, en la inauguración de la exposición ‘Mujeres de Talayuela’.

Especial Energía, Talayuela, mujeres rurales

<https://www.elperiodicoextremadura.com/monograficos/2025/10/31/renovables-oportunidad-mujeres-mundo-r...>

Redacción

Viernes, 31 octubre 2025

La exposición, inaugurada con motivo del **Día Internacional de las Mujeres Rurales, el pasado 15 de octubre**, y ubicada en el Salón de Plenos del Ayuntamiento de este municipio de Cáceres, busca reivindicar y visibilizar el papel de las mujeres en los entornos rurales, donde según datos oficiales del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación del Gobierno de España, se producen escenarios de desigualdad entre hombres y mujeres más acusados que en el entorno urbano.

Statkraft, empresa de origen noruego y primer productor renovable de Europa, impulsa esta iniciativa, junto con el Ayuntamiento de Talayuela, como parte de su compromiso con una transición energética justa e inclusiva. La compañía, que está presente en España desde el año 2018, defiende que las energías renovables pueden convertirse en una palanca de desarrollo para las comunidades locales, generando empleo, formación y oportunidades de liderazgo.

‘Mujeres de Talayuela’ está abierta al público hasta el 31 de octubre y también puede visitarse en formato digital en la web de Statkraft en España. Esta iniciativa es fruto de una convocatoria abierta que ha permitido recoger testimonios e imágenes de mujeres que representan la esencia del municipio -por su trabajo, su historia o su compromiso con la comunidad-.

Al acto de inauguración, acudieron la directora general de Desarrollo Rural de la Consejería de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Sostenible de la Junta de Extremadura, M^a Ángeles Muriel; la

técnica territorial de la Federación de Asociaciones de Mujeres Rurales (FADEMUR) en Cáceres, María Calle; el alcalde de Talayuela, Roberto Baños, y la responsable de Sostenibilidad de Statkraft en España, Erica Morales, quienes coincidieron en destacar el éxito de la iniciativa y su valiosa contribución a la reivindicación del papel de la mujer en el entorno rural.

Statkraft ha desarrollado, construido y **opera dos importantes proyectos fotovoltaicos** en este municipio extremeño. Por un lado, **en 2021 entró en operación Talayuela Solar**, una planta de 300 MW de potencia instalada que es todo un referente en sostenibilidad ambiental y social. Se trata de un proyecto en el que se priorizó la contratación local -cerca de 300 vecinos de Talayuela trabajaron en su construcción- y la protección de la flora y la fauna autóctonas -casi un 40% de la superficie se ha mantenido como zona protegida- en línea con el compromiso de Statkraft de impulsar una transición energética justa.

En 2023, Statkraft conectó a la red la planta fotovoltaica Talayuela II con 55 MWp de potencia instalada pico y un proyecto asociado para construir una batería hibridada a esta instalación que contribuya a dotar de mayor flexibilidad y seguridad de suministro a la red eléctrica. Cabe destacar que estas dos plantas solares fotovoltaicas cuentan con el Sello de Excelencia en Sostenibilidad, que otorga UNEF, que certifica que estos proyectos renovables responden a los más altos parámetros de integración social, ambiental y que impulsa mejores prácticas en economía circular.

En el resto de España, **Statkraft avanza con una cartera de más de 1,6 gigavatios (GW) renovables en desarrollo y cuenta con 650 megavatios (MW) fotovoltaicos y eólicos en operación , además de gestionar otros 730 MW solares de terceros.** Tiene el objetivo de convertirse en un actor fundamental en la transición energética y defiende que el desarrollo renovable debe atender al triple prisma de sostenibilidad ambiental, social y económica.



Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro eléctrico en Cataluña

● Noticias Jurídicas



[Derecho](#) [España](#) [Legislación](#) [Jurisprudencia](#) [Noticias](#) [Jurídicas](#) [Leyes](#) [Artículos](#) [Boletines](#)

https://noticias.juridicas.com/base_datos/CCAA/976421-dl-22-2025-de-28-oct-ca-cataluna-aumento-de-la-resili...

Jueves, 30 octubre 2025

- **La administración digital en la era de las tecnologías disruptivas**

Libros Desde 82,00 €

(IVA Inc.)Más info.

- **Manual de Presupuestos y Contabilidad de las Corporaciones Locales. 10ª edición**

Libros Desde 100,78 €

(IVA Inc.)Más info.

- **Contratación Administrativa Práctica**

Periódicos y Revistas 290,16 €

322,40 € (IVA Inc.)Más info.

- **Práctica Urbanística**

Periódicos y Revistas 308,88 €

343,20 € (IVA Inc.)Más info.

Sumario

- Expandir / Contraer índice sistemático
- *Preámbulo*
- *Artículo 1 Modificación del Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables*

- *Artículo 2 Modificación del texto refundido de la Ley de urbanismo, aprobado por el Decreto legislativo 1/2010, de 3 de agosto*
- *Artículo 3 Modificación del texto refundido de la legislación en materia de aguas de Cataluña, aprobado por Decreto legislativo 3/2003, de 4 de noviembre*
- *Artículo 4 Modificación de la Ley 18/2008, de 23 de diciembre, de garantía y calidad del suministro eléctrico*
- *Artículo 5 Modificación del Decreto ley 24/2021 de 26 de octubre, de aceleración del despliegue de las energías renovables distribuidas y participadas*
- *Artículo 6 Modificación del texto refundido de la Ley reguladora de los residuos, aprobado por el Decreto legislativo 1/2009*
- *Artículo 7 Modificación de los apartados 2 y 3 del artículo 66.2 del Decreto legislativo 2/2003, de 28 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley municipal y de régimen local de Cataluña*
- *Artículo 8*
- *Disposiciones Adicionales*
 - *Disposición adicional primera «Tramitación urbanística de proyectos de líneas eléctricas de transporte de competencia de la Generalitat de Catalunya*
 - *Disposición adicional segunda «Renovación de elementos de la red eléctrica de transporte o distribución*
 - *Disposición adicional tercera «Facilitación de implantación en las zonas de protección de la red vial*
- *Disposiciones Transitorias*
 - *Disposición transitoria primera Plantas solares fotovoltaicas en espacios agrarios de regadío con tramitación iniciada antes de este Decreto ley*
 - *Disposición transitoria segunda Oferta de participación local*
- **DISPOSICIONES FINALES**
 - *Disposición final Entrada en vigor*

El presidente de la Generalitat de Catalunya

El artículo 67.6.a del Estatuto de autonomía de Cataluña establece que los decretos ley los promulga, en nombre del rey, el presidente o presidenta de la Generalitat.

De acuerdo con eso, promulgo el siguiente

DECRETO LEY

Preámbulo

I

El pasado 28 de abril de 2025, a las 12.33, se produjo un apagón eléctrico masivo que afectó a toda Cataluña y el resto de la península ibérica. El corte de suministro paralizó temporalmente la vida social y económica, ya que afectó notablemente tanto al transporte ferroviario de metro, tren y tranvía, como al transporte por carretera por la interrupción del funcionamiento de los semáforos y otros elementos electrónicos de señalización. Las industrias, los comercios y la mayoría de los

edificios de oficinas también tuvieron que detener la actividad a raíz de la falta de suministro eléctrico, como también por la caída de los servicios de telecomunicaciones.

A partir de las 14 horas fue restableciéndose progresivamente el servicio, que quedó prácticamente normalizado hacia la 1.30 del día 29 de abril.

El día 17 de junio de 2025 el Comité de análisis de la crisis eléctrica del 28 de abril del Gobierno de España concluyó que el cero eléctrico se produjo por un problema de sobretensión de origen multifactorial.

El 3 de octubre ENTSO-E, el organismo europeo que agrupa los operadores del sistema eléctrico, publicó su informe previo sobre el apagón, en el que explica el inicio del episodio por una serie de pérdidas de generación de unos 2.200 MW en el sur de España, que provocó una subida brusca de tensión, la cual desencadenó desconexiones de centrales de generación, tanto renovables como convencionales.

Desde el apagón el operador del sistema ha activado la modalidad conocida como operación reforzada, consistente en dar entrada, al margen de los criterios de despacho del mercado eléctrico, a un porcentaje más elevado de generación síncrona para reducir el riesgo de nuevos apagones. Esta operación reforzada ha comportado, según datos de Red Eléctrica de España, un sobre coste de 371 millones de euros para los consumidores hasta el mes de octubre.

Asimismo, los días 25 y 26 de septiembre se produjeron episodios puntuales de bajadas de tensión, aunque dentro de los márgenes de operación, que llevaron al operador del sistema a pedir a la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia que adoptara medidas adicionales para reforzar la seguridad del suministro eléctrico. Estas medidas fueron parcialmente adoptadas por el mencionado organismo en fecha 20 de octubre de 2025.

Sin embargo, las medidas coyunturales de incremento de la seguridad de suministro eléctrico suponen también aumentos de la factura eléctrica, y se hace necesario adoptar medidas de carácter estructural que compatibilicen seguridad, coste y autonomía energética, transitando hacia un modelo 100 % renovable.

Otra conclusión que se desprende del apagón es que hay una cierta descompensación entre unas zonas de la península, con superávit de generación eléctrica renovable, y otras zonas, más intensivas en consumo eléctrico y con unos niveles más bajos de penetración de renovables. Esta situación exige más desarrollo de infraestructuras de transporte eléctrico y hace más difícil de gestionar el sistema eléctrico. Para poner fin a esta situación se hace necesario acercar la generación al consumo y el consumo a la generación, tanto repartiendo mejor las renovables entre territorios como acercando las renovables a entornos urbanos e industriales dentro de cada territorio.

Según los datos del Instituto Catalán de Energía, el año 2024 Cataluña produjo 40.481 GWh de energía eléctrica, el dato más bajo de producción limpia de energía eléctrica desde el 2001. Las renovables, contando el autoconsumo eléctrico, cubrieron un 21,6 % de la demanda eléctrica del país, de la que un 8,9 % fue hidroeléctrica; un 7,1 %, eólica; un 4,5 %, fotovoltaica, y un 1 %, de otras renovables. La demanda eléctrica en barras de central, a su vez, fue de 44.559 GWh. Por lo tanto, en

el 2024 Cataluña tuvo que importar 5.735 GWh, un 12,9 % de su demanda eléctrica, el porcentaje más alto desde el año 2010. La implantación de renovables necesita acelerar con el fin de cumplir con los objetivos fijados por la Prospectiva Energética de Cataluña.

Según la Directiva europea 2023/2413, las instalaciones de energías renovables, así como su infraestructura de evacuación y los activos de almacenaje, se consideran, hasta que se alcance la neutralidad climática, de interés público superior.

II

Con el objetivo de minimizar los riesgos de futuros apagones como el ocurrido el 28 de abril de 2025, que evidenció la fragilidad del sistema energético, el enorme alcance de los perjuicios que puede ocasionar y las consecuencias indeseables a las que hay que hacer frente, y que constata la necesidad de avanzar con urgencia en la transición energética, aumentando la producción de renovables y el almacenaje para combatir el cambio climático, se hace necesario modificar el marco jurídico para conseguir que el sistema energético catalán sea realmente competitivo, sostenible y seguro, y que todas las actuaciones futuras se puedan dirigir hacia la consecución de estos tres objetivos.

Con respecto a la competitividad, la manera más barata de generar energía eléctrica es la generación renovable. Según el informe de junio del 2025 sobre el coste nivelado de la energía, de la entidad Lazard, referente en la materia, las energías solar fotovoltaica (38-78 \$/MWh) y eólica terrestre (37-86 \$/MWh) son las fuentes más baratas de obtener energía eléctrica. Estos costes contrastan con los de las tecnologías convencionales, como el ciclo combinado de gas (48-109 \$/MWh), el carbón (71-173 \$/MWh) o la nuclear (149-220 \$/MWh).

En cuanto a la sostenibilidad, se hace absolutamente imprescindible tomar medidas para reducir la huella de carbono del sector energético, uno de los principales responsables del cambio climático globalmente. Tal como destaca el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), la manera más rápida, eficaz y eficiente de combatir el cambio climático es mediante la instalación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas.

Finalmente, un sistema energético seguro pasa por obtener la energía de fuentes autóctonas, de forma que se reduzca la dependencia de combustibles que vienen de fuera de las fronteras de la Unión Europea y que están sometidos al riesgo de tensiones geopolíticas, como quedó patente con la subida extrema del precio del gas natural a raíz de la invasión rusa de Ucrania en febrero del 2022. Por el contrario, las energías eólica, solar e hidráulica, en tanto que utilizan el viento, el sol y el agua, permiten generar energía de forma local y reducir, por lo tanto, la dependencia energética. Asimismo, un sistema energético seguro debe garantizar el suministro de calidad, mediante las renovables, el almacenaje, las redes inteligentes y la gestión de la demanda.

Sin embargo, hay medidas que hay que adoptar de manera inmediata, y que resultan especialmente relevantes, necesarias y urgentes después de la alteración generalizada del suministro eléctrico en la península Ibérica del día 28 de abril de 2025 y de los episodios de variaciones de tensión de septiembre del 2025, para reducir el riesgo de que vuelva a producirse una situación similar y minimizar las posibilidades de un nuevo apagón.

Dado que la energía eólica y solar fotovoltaica son tecnologías no gestionables, que para funcionar dependen de la presencia de un factor externo variable y natural, como es el viento o el sol, se hace necesario completar estas tecnologías con otras que, sin perder de vista la sostenibilidad y la competitividad, permitan alcanzar un sistema 100 % renovable y suficientemente flexible para poder responder a las variaciones de generación solar o eólica, así como para dotar el sistema eléctrico de más control de tensión y frecuencia.

Sin perjuicio de las medidas que se puedan adoptar en el ámbito europeo y estatal para hacer más resiliente la red eléctrica y para reforzar los cortafuegos a fin de que una incidencia en algún punto de la red no cause un apagón general como el del 28 de abril de 2025, Cataluña tiene competencias para incidir en la reducción de los riesgos de desconexión del sistema eléctrico y para estimular el desarrollo de elementos de gestionabilidad de este sistema, estableciendo un marco regulatorio claro y eficiente que permita dotar de seguridad jurídica la tramitación de estos proyectos.

Un elemento clave para la gestionabilidad del sistema son las baterías, que permiten almacenar energía y también sirven como sistema de apoyo en caso de interrupción del suministro. Las baterías reducen el riesgo de apagón en el sistema eléctrico, pueden funcionar en isla en caso de apagón a fin de que el consumidor siga disponiendo de suministro de energía eléctrica y, en el caso de las baterías de un cierto tamaño, pueden contribuir a la recuperación del suministro eléctrico del sistema en caso de apagón. Es por eso por lo que se hace imprescindible aclarar el marco normativo de las baterías y dotarlo de más seguridad jurídica, introduciendo cambios a su tramitación urbanística y energética, de manera que las empresas desarrolladoras de los proyectos, los ayuntamientos y la ciudadanía tengan un marco normativo claro que no genere ninguna duda respecto de la tramitación de este tipo de instalaciones y que permita acelerar su implementación con todas las garantías para todos los actores implicados. Como las baterías son un elemento relativamente nuevo, que gracias a la bajada de costes de los últimos años se ha convertido en viable, la legislación catalana no regulaba hasta ahora este tipo de instalaciones de manera clara. Cuestiones como el procedimiento de que hay que seguir, la normativa aplicable tanto energética como urbanística, o las relacionadas con la potencia y la conexión a efectos de expropiaciones o de normativa aplicable, hacen imprescindible, para la construcción de este tipo de centrales, contar con una normativa específica y clara.

Actualmente hay en Cataluña 134 proyectos de almacenaje mediante baterías en tramitación de competencia de la Generalitat de Catalunya, de los que 125 son de baterías independientes (stand-alone) y 9 son proyectos de baterías hibridados con instalaciones renovables. Los primeros suman 1.071,27 MW y los segundos, 25,52 MW. La Prospectiva Energética de Cataluña 2050 (PROENCAT 2050) prevé la instalación de 3.500 MW, como mínimo, en el horizonte del año 2050.

Además, la Comisión Europea ha aprobado recientemente el programa de ayudas a centrales de almacenaje en España, dotado con 700 millones de euros, y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha manifestado su intención de acelerar los plazos de convocatoria y otorgamiento. Esta convocatoria pretende incentivar entre 80 y 120 proyectos de almacenaje, que sumen un total de entre 2,5 y 3,5 GW y que permitan conseguir un apoyo de hasta el 85 % de la inversión.

El incidente del 28 de abril de 2025 ha puesto de relieve la necesidad de que Cataluña regule con carácter urgente el procedimiento de autorización de estas instalaciones con el fin de favorecer la captación inmediata de inversiones de baterías en su territorio, de forma que se dote de más resiliencia el servicio de suministro eléctrico en Cataluña. También se prevé un aval de desmantelamiento para baterías, que hasta ahora no existía y se hace necesario aplicar de manera inmediata a las instalaciones que hay en tramitación.

En el caso de hibridaciones de instalaciones solares o eólicas ya autorizadas, en que la batería se sitúe dentro de la poligonal de la instalación planteada, se establece que el órgano substantivo consultará al órgano ambiental la necesidad o no del trámite de evaluación de impacto ambiental simplificada y que no será necesario un nuevo proyecto de actuación específica, sino que sea suficiente un informe de la Comisión Territorial de Urbanismo, con la finalidad de acelerar la implantación de instalaciones de almacenaje vinculadas a instalaciones renovables ya tramitadas y convertirlas en plantas de generación mucho más resilientes gracias al almacenaje y a la facilidad de instalarse sin necesidad de ocupar nuevos espacios.

La generación distribuida también tiene un papel clave a la hora de dotar el sistema eléctrico de más capilaridad, de manera que la generación no se concentre en una parte del territorio y la demanda en otro. En esta línea, el presente Decreto ley elimina la necesidad de autorización administrativa previa y de construcción para instalaciones de entre 100 y 500 kW. De esta manera acelera la tramitación de instalaciones renovables en terreno o en tejados de pequeñas y medianas empresas y reduce el volumen de energía que será necesario llevar desde los lugares donde se concentre la generación. También se modifica la normativa para facilitar el aprovechamiento del autoconsumo mediante la previsión de cómo legalizar los autoconsumos colectivos con respecto a los cambios de coeficiente de reparto durante el proceso de activación de la instalación. En esta misma línea de fomento de la generación distribuida para dotar el sistema eléctrico de más resiliencia, y con la finalidad de que las industrias se puedan conectar de manera directa a instalaciones de autoconsumo para reducir el transporte de energía eléctrica y aumentar la generación distribuida, se prevé que una línea eléctrica que conecte una instalación de autoconsumo con excedentes con un punto de consumo próximo pueda ser declarada de utilidad pública a los efectos de favorecer la tramitación y fomentar que la generación se haga cerca del consumo.

Aparte de los tejados, también hay un importante potencial de generación repartida por el territorio y próxima a los lugares de consumo en espacios exteriores, como plazas o aparcamientos. El presente Decreto ley permite la instalación de pérgolas solares de hasta 4 metros de altura para facilitar la generación eléctrica en este tipo de espacios próximos a los consumidores, como pueden ser aparcamientos de hospitales, de universidades o de centros comerciales, así como plazas públicas y otros espacios o equipamientos urbanos.

Otra forma de fomentar la generación distribuida, hasta ahora poco utilizada en Cataluña pero frecuente en otros lugares como en las islas Canarias, es la energía eólica de autoconsumo. En este caso, se aprovechan espacios con buen recurso de viento para ubicar algún aerogenerador destinado al consumo de la misma industria o del gran consumidor, que se conectan mediante un cable directo. En este sentido, el Decreto ley modifica la normativa urbanística para facilitar la tramitación de este tipo de instalaciones eliminando la licencia de obras y aclarando qué requisitos de altura y

distancia son aplicables. Hay que señalar que la generación eólica distribuida permite sumar energía renovable y distribuida durante un elevado número de horas anuales de manera rápida y por eso es importante regular este tipo de instalaciones inmediatamente para acelerar su implantación.

En relación con la generación distribuida, un ámbito adicional que permite ganar capacidad de manera inmediata es la renovable ubicada en instalaciones hídricas. En este sentido, se modifica la normativa para establecer la posibilidad de instalar renovables eléctricas y térmicas en obras y actuaciones hidráulicas de manera ágil, y se fija la posibilidad de exención de autorización de gestión de residuos en caso de que estos se valoricen.

Finalmente, se prevé la tramitación acelerada de proyectos de renovables en caso de que se ubiquen en espacios artificializados o degradados no urbanizables, como balsas, canales, puertos, vertederos u otros espacios similares, generalmente próximos a lugares de consumo y que, por lo tanto, permiten dotar de más capacidad de generación en zonas generalmente consumidoras netas de energía. De esta manera se puede alcanzar más equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica, y transitar hacia un modelo energético más distribuido, resiliente y seguro.

III

También se hace necesario actualizar la normativa relacionada con la implantación de parques solares y eólicos en terreno, ya que actualmente Cataluña solo cuenta, según datos de Red Eléctrica de España, con 440 MW de potencia solar instalada y 1.406 MW de eólica.

Una de las razones por las que la energía solar y la eólica sobre terreno no avanzan en Cataluña es la elevada litigiosidad contra los parques renovables, ya que estas instalaciones normalmente requieren financiación externa y, por regla general, el sector financiero es reticente a financiar parques que tienen recursos administrativos o judiciales pendientes. Este hecho explica parcialmente la enorme diferencia entre el número de 3.444 MW solares autorizados, de los que solo 441 MW estaban conectados en octubre de 2025, y de 2.242 MW eólicos autorizados, de los que 1.406 están conectados. Se trata, por lo tanto, de parques que ya han superado el proceso de autorización y que, si se pueden construir, permitirán aumentar la potencia renovable instalada de manera rápida.

Los recursos administrativos y judiciales son generalmente presentados por entidades del ámbito agrario o por personas o asociaciones ubicadas en la zona de implantación del parque que se oponen a la ocupación del entorno con placas solares o aerogeneradores.

El presente Decreto ley adopta medidas destinadas a fomentar la aceptación social y territorial de los parques, así como garantías para el sector agrícola de que sus espacios más adecuados de regadío no se destinarán por regla general a parques solares, con la finalidad de aumentar la potencia solar instalada en Cataluña y, al mismo tiempo, de reducir la conflictividad.

La primera medida en este sentido es regular la implantación de energía fotovoltaica en terrenos de regadío, encontrando un equilibrio entre todas las partes implicadas. El Gobierno hace suyo el trabajo, que han llevado a cabo la principal asociación de energía fotovoltaica del país (UNEFCAT) y la que representa a las comunidades de regantes (ACATCOR), y se ha llegado a un acuerdo muy

relevante, presentado en el Parlamento de Cataluña, sobre cómo regular esta materia. Así, se busca impedir nuevos parques solares en zonas de regadío como regla general, y se establecen algunas excepciones en ciertos casos, como los parques en tramitación, los parques de autoconsumo, los parques de menos potencia o los parques en terrenos no explotados agrariamente durante un periodo relevante. También se establecen medidas en relación con la compatibilización de espacios mediante la agrovoltaica o la fotovoltaica ubicada en instalaciones de riego. Convirtiendo en norma este acuerdo entre regantes y sector solar se prevé poner fin a la conflictividad histórica entre ambos sectores e impulsar de manera decidida la energía solar sobre terreno, sin perjudicar los terrenos donde se han hecho importantes inversiones en infraestructuras de regadío.

La segunda medida urgente para reducir la conflictividad consiste en reformar el mecanismo de participación ciudadana para hacerlo más efectivo y permitir que el entorno social y territorial del proyecto lo pueda conocer desde el primer momento, y que al mismo tiempo pueda invertir en un momento en que ya esté lo bastante maduro. Así, se crean dos fases diferenciadas de participación. La inicial, informativa, antes de que el proyecto salga a información pública, en la que debe explicarse a la ciudadanía el proyecto, darle un turno de palabra y compartir la documentación; y la final, cuando el proyecto esté más maduro y, por lo tanto, tenga menos riesgo, en la que se abre a la participación en el capital o financiación del proyecto. Se prevé, además, la posibilidad de que opten a invertir no solo los residentes, sino también las personas que trabajan o tienen segunda residencia en el entorno, y se establecen dos fases para participar en el proyecto, privilegiando a quien esté más próximo al parque en cuestión. Está sobradamente acreditado que los parques con más participación social tienen menos conflictividad y más integración territorial, de forma que se podrán construir de manera más rápida para sumar potencia al sistema eléctrico lo antes posible y hacerlo más seguro y autónomo.

En tercer lugar, se da una solución a las oficinas comarcales de transición energética, creadas con la finalidad de acercar la transición energética al territorio en el marco de un programa temporal de subvenciones que finalizará en el 2026 y que ahora se hace necesario consolidar, con su integración como estructura territorial del Instituto Catalán de Energía. De esta manera se mantiene el apoyo a los entes locales y a las comunidades energéticas para los proyectos de transición energética, con la finalidad de hacer las renovables más aceptadas, promover la participación de la ciudadanía y los entes locales a los proyectos y conseguir que se puedan instalar.

En cuarto lugar, en la misma línea de participación local para conseguir más aceptación de las renovables, se fijan medidas destinadas a favorecer las comunidades energéticas, que son una pieza clave en la transición energética porque contribuyen a transformar el modelo energético actual en un sistema más democrático, distribuido y participativo, y se convierten en un instrumento principal en la participación de la ciudadanía en la transición energética. El Decreto ley declara las comunidades energéticas de interés público, crea el registro, que depende del departamento competente en materia de energía, y se regula expresamente la posibilidad de otorgar derechos a estas entidades por parte de administraciones públicas para poder desarrollar instalaciones renovables en estos espacios. De la misma manera, se establece expresamente la competencia municipal sobre transición energética y, en concreto, con respecto a la participación en comunidades energéticas. El hecho de que el Ayuntamiento pueda ceder espacio público para hacer una instalación renovable o que participe en una comunidad energética es una medida para dar confianza a la ciudadanía y

animar a la participación en este tipo de instalaciones, a fin de que Cataluña pueda sumar potencia instalada gracias también al despliegue de las comunidades energéticas.

En quinto lugar, se reforma el funcionamiento de la Mesa de Diálogo Social de las Energías Renovables a fin de que se estructuren por veguerías en vez de funcionar de manera centralizada, para favorecer más diálogo en la implantación de renovables y conseguir que los parques se puedan construir minimizando el conflicto social, administrativo y judicial.

En sexto lugar, se prevé la posibilidad de autorizar instalaciones y líneas en espacios próximos a las infraestructuras de la red viaria, con la finalidad de aprovechar espacios antropizados y reducir el impacto ambiental de las instalaciones allí donde sea posible.

Finalmente, en la línea de conseguir pasar de proyecto renovable autorizado a proyecto renovable conectado para alcanzar un aumento de la potencia renovable en Cataluña y así contar con un suministro energético más resiliente y seguro, se prevé la imposibilidad de aplicar suspensiones generales al otorgamiento de licencias de instalaciones renovables con prohibiciones totales. Los ayuntamientos tienen un papel clave en la implementación del PLATER y podrán establecer zonas donde no quieren renovables dentro de su término municipal, pero no se permite la adopción de prohibiciones totales y generales a los proyectos renovables, ya que esta prohibición sería contraria a los objetivos de renovables planteados en el ámbito catalán.

Adicionalmente, hay que adoptar una medida en relación con la tramitación de proyectos renovables que asegure una finalización rápida, con el fin de evitar que proyectos que se encuentran en un estado avanzado de tramitación acaben en desistimiento. De hecho, ya hay 93 proyectos renovables, que suman 945 MW, que han renunciado a sus autorizaciones, y esta cifra sigue subiendo ante la imposibilidad de traspasar las autorizaciones a terceros. La situación de drástica bajada de precios de la electricidad, mucho más bajos de los que preveía el mercado de futuros para el 2025, especialmente durante los meses de abril y mayo, con precios de captura de la energía solar de 4,52 €/MWh durante abril y de -1,34 €/MWh en mayo, ha hecho que algunos inversores, así como el sector bancario, establezcan criterios más exigentes para invertir en instalaciones renovables o para financiarlas, sobre todo las de tecnología solar fotovoltaica. Esta situación favorece que algunos inversores decidan abandonar sus proyectos y, por lo tanto, que se pierda todo el esfuerzo de tramitación y el punto de conexión de la instalación, lo que pondría en riesgo la consecución de los objetivos de implantación de renovables para el año 2030. Se constata, así, la urgencia de evitar el abandono de proyectos por parte de inversores y financieros en este sector, que redundaría en el incremento de los riesgos de desconexión eléctrica que hay que minimizar.

La normativa catalana estableció, mediante el Decreto ley 16/2019, la imposibilidad de transmitir la autorización energética de una instalación de generación hasta que la instalación contara con el acta de puesta en marcha definitiva. Esta medida, adoptada en un momento de mucho interés inversor en renovables, pretendía acertadamente impedir que la transmisión de permisos se convirtiera en una actividad especulativa que generara sobrecostes y rechazo territorial por los múltiples cambios de manos de los proyectos, tal como se observa en otras comunidades autónomas. Sin embargo, en el momento actual de precios de la energía muy bajos o incluso negativos por la entrada de las renovables en el sistema eléctrico ibérico, que hacen bajar los precios de la energía eléctrica, la

situación inversora es justamente la contraria, por lo que se hace necesario crear los mecanismos jurídicos para garantizar que los inversores que obtienen una rentabilidad más baja de la necesaria para hacer el proyecto o los que no consiguen del banco la financiación necesaria para invertir, puedan transmitir esta autorización, de forma que el proyecto y toda la tramitación hecha hasta el momento de la transmisión se puedan mantener en caso de que, si se encuentra algún inversor con más visión de largo plazo o exigencias de rentabilidad más bajas, pueda continuar la tramitación y construcción del proyecto. Hay que tener en cuenta, además, que el Real decreto ley 23/2020, de 23 de junio, establece unos hitos que deben irse cumpliendo en el desarrollo de los proyectos para no perder el punto de conexión en la red y, por lo tanto, no es posible simultanearlo con la tramitación a la espera de tiempo de financiación más favorable. Los promotores se ven obligados a desistir del proyecto, y resulta urgente, por lo tanto, que esté la opción de transmitir esta autorización a fin de que un tercero en una situación financiera mejor o con unas exigencias de rentabilidad más moderadas asuma la construcción del proyecto.

En relación con los procedimientos, se adoptan medidas de aceleración, con la finalidad de aumentar la participación de las renovables en el mix energético catalán. Se establece un rol más destacado de la Oficina de Gestión Empresarial de la Generalitat, entidad especialista en tramitaciones de empresas, autónomos y profesionales, a quien las diferentes entidades competentes pueden encargar tareas para conseguir una tramitación más automatizada, ágil, trazable y escalable. De la misma manera, se reducen algunos trámites y plazos del artículo 15 del Decreto ley 16/2019, que regula la tramitación de los proyectos renovables, se aclara y facilita la modificación de instalaciones renovables a fin de que no haga falta volver a tramitar de cero cuando los cambios a hacer son poco relevantes y se reduce a la mitad el plazo de tramitación cuando se trata de repotenciaciones de instalaciones existentes, que permiten, en el caso de la energía eólica, un aumento sustancial de la producción renovable sin aumentar la potencia instalada, gracias a la mejora de la técnica. La repotenciación y la eólica de autoconsumo son dos maneras de aumentar la penetración de la energía eólica rápidamente, sin perjuicio de la importancia de los parques en terreno y marinos, que son imprescindibles para alcanzar los objetivos renovables a medio plazo.

Adicionalmente, se fija la exención de la licencia de obras cuando se trate de pequeñas actuaciones de cableado, de forma que las instalaciones eléctricas de la red de distribución o pequeñas actuaciones para líneas relacionadas con algún elemento de la transición energética, como una instalación distribuida o un punto de recarga, se puedan hacer de manera más ágil.

IV

Finalmente, el Decreto ley también incide en proyectos de carácter estratégico que son imprescindibles para alcanzar un nivel más alto de seguridad de suministro eléctrico en Cataluña. A pesar de que se materializarán a medio plazo, porque tienen un tiempo largo de tramitación y construcción, son proyectos que requieren de manera inmediata medidas reguladoras con el fin de hacerlos viables.

El primer cambio es el relacionado con los proyectos de almacenaje hidráulico mediante centrales hidroeléctricas reversibles, que son primordiales para dotar de inercia y flexibilidad el sistema eléctrico. En los momentos en que no haya suficiente producción solar o eólica, este tipo de

centrales, que tienen agua almacenada en una balsa superior, pueden producir energía y suplir la falta de energía solar y eólica. Sin embargo, estas instalaciones tienen un elevado coste de inversión, que no resulta posible amortizar en el periodo concesional de 25 años que establece la regulación actual. Se hace imprescindible y urgente cambiar el plazo de la concesión de este tipo de centrales hasta los 50 o 75 años cuando sea necesario, de manera que se pueda atraer este tipo de centrales en Cataluña para, así, garantizar la seguridad de suministro, y que se empiecen a tramitar cuanto antes mejor. Sin este cambio normativo no resulta viable que se tramiten proyectos de hidroeléctrica reversible, proyectos que Cataluña necesita captar de manera urgente para tener un suministro eléctrico más seguro mediante el almacenaje hidroeléctrico. La Prospectiva Energética de Cataluña prevé pasar de 534 a 2.034 MW de centrales hidroeléctricas reversibles en el 2030, y, teniendo en cuenta que el periodo de construcción de estas centrales puede ser de 3 o 4 años, sin cambiar de manera urgente el plazo concesional máximo no será posible alcanzar este objetivo. Llegar a esta cifra de centrales reversibles resulta esencial para garantizar la seguridad de suministro eléctrico en Cataluña.

El segundo cambio hace referencia a la tramitación de las líneas eléctricas de transporte y distribución. Un sistema eléctrico bien mallado e interconectado es más seguro, y por este motivo se hace necesario mejorar la red eléctrica de transporte y distribución acelerando su tramitación. La publicación del borrador de planificación eléctrica para la red de transporte 2025-2030 ha puesto de manifiesto la necesidad de modificar la normativa de manera urgente para llevar a cabo las inversiones en red necesarias previstas en la planificación actual que van retrasadas y para estar en condiciones de afrontar todo el resto de las inversiones del nuevo periodo de planificación.

El presente Decreto ley prevé una serie de medidas encaminadas a reducir los plazos de tramitación, ambientales y urbanísticos, garantizando la participación efectiva de los ayuntamientos en la tramitación y obligando a las empresas promotoras a explicar los proyectos al territorio y a compensarlos económicamente por el equivalente a los tributos que les correspondería. Las líneas eléctricas, especialmente los grandes ejes de transporte, son imprescindibles para el desarrollo económico de polos industriales presentes o futuros, como la petroquímica de Tarragona o el futuro polígono de Torreblanca, y tienen un papel esencial en la seguridad de suministro eléctrico. También se establecen medidas destinadas a agilizar las actualizaciones de líneas, especialmente cuando se trata de actuaciones de modernización, repotenciación o digitalización que no tienen impacto ambiental ni urbanístico.

Para acabar, el pasado 9 de septiembre se publicaron las capacidades de acceso y conexión disponibles en la red de distribución para nuevas demandas eléctricas, y se constató la falta de capacidad en la mayoría de los nudos de la red. El Decreto ley establece medidas para aumentar la información que reciben los solicitantes de puntos de conexión, a fin de que puedan conocer qué alternativas tienen ante una previsible denegación de su conexión por la falta de capacidad en la red de distribución. También establece que la Dirección General de Energía pueda solicitar qué solicitudes hay en una determinada subestación. Esta medida es imprescindible para poder tener visibilidad sobre las peticiones y buscar soluciones para aquellos proyectos clave, como desarrollos de vivienda, infraestructuras hídricas y ferroviarias y otros proyectos de interés general o estratégico.

La urgencia y el carácter extraordinario de las medidas contenidas en el presente Decreto ley se justifican por la necesidad de adoptar iniciativas que contribuyan, en el momento actual, al incremento de la fortaleza y la resiliencia del servicio eléctrico en Cataluña con la máxima celeridad, con el objetivo de prevenir posibles nuevas incidencias en la red como la ocurrida el pasado 28 de abril de 2025 o los incidentes de septiembre, y que, si estas se volvieran a dar, puedan garantizar una recuperación inmediata o una reducción importante del tiempo de recuperación de la operatividad del sistema eléctrico, así como de acelerar de manera urgente la implantación de nuevas instalaciones de energías renovables.

Dado que la transformación del sistema energético requiere procesos administrativos y de desarrollo que no permitirán una implementación inmediata a pesar de la necesidad perentoria que existe, se hace urgente la adopción de medidas que establezcan lo antes posible un marco regulador claro y fiable que genere las condiciones y la seguridad jurídica necesarias para incentivar a los agentes del sector a emprender proyectos para la instalación de sistemas de almacenamiento energético.

Por otra parte, también se propone la modificación de la normativa urbanística en relación con estas instalaciones ubicadas en suelo urbano, supuesto en el que se establece la asimilación y compatibilidad con el uso industrial, logístico o de actividad económica, sin que en este caso tenga la categorización de sistema urbanístico, de forma que se mantendrá su naturaleza de zona.

Además de la urgencia de estas medidas que ha puesto en evidencia el incidente del 28 de abril de 2025, las declaraciones de emergencia climática que han adoptado las instituciones europeas, estatales y el Gobierno de la Generalitat de Catalunya, las cuales propugnan la adopción de medidas urgentes y estructurales para acelerar la transición energética y mitigar los efectos del cambio climático mediante, entre otros, el despliegue de instalaciones de generación y almacenaje de energía renovable, también justifican el carácter de urgencia de las medidas que se proponen en este Decreto ley.

Con respecto a los cambios introducidos en el Decreto ley 16/2019, tienen el objetivo de regular el procedimiento de tramitación de las baterías dentro del marco regulador de los proyectos energéticos, de forma que quede claro cómo tramitar este tipo de instalaciones tanto por parte de los operadores como de las administraciones públicas y la ciudadanía. Se trata de unas medidas que deben adoptarse por vía de urgencia a raíz del episodio del apagón del 28 de abril del 2025, con el objetivo de acelerar la tramitación de los proyectos de baterías, y que puedan conectarse lo antes posible, para así dotar de más resiliencia el servicio de suministro eléctrico a Cataluña. Sin un procedimiento claro, los proyectos de baterías presentados corren el riesgo de detenerse o bloquearse ante la falta de regulación específica.

Dentro de estas medidas se incluye eximir de autorización administrativa previa y de construcción para instalaciones de hasta 500 kW, incluir facilidades para las instalaciones en suelos antropizados, clarificar los criterios aplicables a las ofertas de participación local, reducir plazos de tramitación y evitar duplicidades de trámites, mejorar la regulación de las comunidades energéticas para hacerlas más numerosas o favorecer el diálogo social y territorial sobre las renovables.

Asimismo, se hace necesario modificar el artículo 9.2 del Decreto ley 16/2019 con el fin de aclarar que resultarán zonas no compatibles para la implantación de plantas solares fotovoltaicas aquellos

ámbitos incluidos en proyectos de implantación de nuevos regadíos o de transformación de los existentes promovidos por la Administración. De esta manera se evitará que se autorice la implantación de instalaciones de generación de energía que puedan poner en riesgo las infraestructuras de regadío mencionadas. No obstante, sí se permiten las instalaciones fotovoltaicas en aquellos puntos de la red de regadío que no resulten incompatibles con la actividad del regadío, como por ejemplo en la superficie de las balsas de riego. En estos casos, la promoción de las instalaciones fotovoltaicas en la superficie de balsas de riego no se sujetará al régimen general de autorización que establece el capítulo cuarto del Decreto ley 16/2019, ni requerirá una evaluación de impacto ambiental especial. Estas instalaciones quedarán sometidas al mismo régimen simplificado de aprobación de las instalaciones que es aplicable a las instalaciones fotovoltaicas situadas en suelo urbano en tejados y azoteas de edificaciones. Todo eso, sin perjuicio de que la instalación y la operación de las plantas fotovoltaicas en la superficie de las balsas de riego se someta a los términos concretos del proyecto que se autorice, sin que resulten aplicables las limitaciones establecidas en la declaración de impacto ambiental de la propia infraestructura de regadío para la operación de estas instalaciones en el emplazamiento de las balsas (cómo pueden ser las limitaciones relativas a las áreas designadas por la conservación de las aves).

Con el mismo objetivo, se modifica el texto refundido de la Ley de urbanismo, para introducir las baterías dentro de su ámbito de aplicación como servicios técnicos considerados infraestructuras de utilidad pública o interés social cuando se trate de implantaciones en suelo no urbanizable, y la condición de servicios técnicos en zona cuando se trate de suelo urbano y, al mismo tiempo, para aclarar el régimen urbanístico que les es aplicable, de forma que su tramitación pueda llevarse a cabo de manera ágil y con garantías.

Asimismo, con el objetivo de reforzar el despliegue de la transición energética y dotar el marco urbanístico de herramientas adecuadas para implementarla, este Decreto ley introduce varias modificaciones al Texto refundido de la Ley de urbanismo, aprobado por el Decreto legislativo 1/2010, de 3 de agosto. El objetivo es integrar plenamente dentro del ordenamiento urbanístico las instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables, las de autoconsumo y, de manera específica, las de almacenaje eléctrico, estableciendo un régimen jurídico claro, homogéneo y coherente con la normativa europea y estatal aplicable. Esta reforma responde también a la necesidad de adaptar el marco normativo catalán al principio de interés público superior de los proyectos de energías renovables y de almacenaje, de acuerdo con lo que dispone la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En este sentido, el Decreto ley reconoce expresamente el carácter de infraestructura de utilidad pública o de interés social de las instalaciones de almacenaje de energía eléctrica y de sus líneas o infraestructuras de conexión cuando se ubiquen en suelo no urbanizable. Este reconocimiento constituye el presupuesto jurídico que permite justificar su implantación en estos ámbitos, a la vez que establece su calificación urbanística como sistema de servicios técnicos dentro del planeamiento. Esta categorización permitirá integrar estas instalaciones dentro de los supuestos previstos en el artículo 47 del Texto refundido de la Ley de urbanismo, relativos a las actuaciones autorizables en suelo no urbanizable, garantizando al mismo tiempo una tramitación administrativa más ágil, coherente y segura para la administración y los promotores.

Con respecto al suelo urbano y a los sectores industriales o logísticos, la reforma define el régimen aplicable a las instalaciones de almacenaje mediante su asimilación a los usos industriales, logísticos o de actividad económica, y manteniendo la naturaleza de zona urbanística. Esta asimilación asegura la compatibilidad urbanística de estas instalaciones con el tejido productivo urbano y permite su implantación mediante procedimientos simplificados, con garantías de seguridad, accesibilidad y adecuación a la normativa sectorial aplicable, incluyendo los informes preceptivos en materia de riesgos y protección civil.

Además, el Decreto ley introduce varias modificaciones técnicas orientadas a simplificar y unificar la tramitación administrativa. Entre las principales novedades, se amplían los usos admitidos sin necesidad de modificar el planeamiento (artículo 9 bis), se integra en una sola fase el procedimiento de tramitación de los proyectos de actuación específica (artículo 48 bis), y se establecen excepciones para evitar moratorias municipales en materia de licencias de instalaciones de energías renovables y de almacenaje (artículo 73.1). Igualmente, se incluyen ajustes en los artículos 34.5, 53.3.g y 187 para incorporar las instalaciones de almacenaje como servicios técnicos, como uso provisional del suelo y para reducir cargas administrativas mediante la sustitución de la licencia urbanística por la declaración responsable en supuestos de autoconsumo o instalaciones de menor impacto.

Asimismo, se introduce una disposición adicional primera en el texto del Decreto ley con la finalidad de acelerar la tramitación urbanística de proyectos de líneas eléctricas de transporte de competencia de la Generalitat de Catalunya, vista la necesidad de abastecer con la mayor rapidez posible las instalaciones o ejes clave en la consecución de la resiliencia del suministro eléctrico catalán y para poder potenciar el crecimiento económico de las zonas en que se ubican. En estas líneas convergen la competencia estatal y la autonómica, y con este cambio normativo se elimina la licencia de obras y acelera la tramitación de estas líneas de transporte, garantizando la información y compensación económica a los municipios.

En síntesis, esta reforma dota el sistema urbanístico catalán de mayor seguridad jurídica, coherencia y flexibilidad, alineándolo con los objetivos estratégicos de descarbonización y sostenibilidad energética. La plena integración de las instalaciones de almacenaje dentro de la planificación urbanística no solo permitirá agilizar su implantación y garantizar un desarrollo ordenado del territorio, sino que también contribuirá a reforzar la capacidad del sistema eléctrico catalán para avanzar hacia un modelo energético más resiliente, descentralizado y sostenible, de acuerdo con las directrices europeas y las políticas públicas de la Generalitat de Catalunya.

Asimismo, se modifica el artículo 21 del Decreto ley 16/2019, de manera urgente, ya que hay renuncias a proyectos renovables ante la imposibilidad de transmitir las autorizaciones en una situación de precios energéticos extraordinariamente bajos, y esta situación impide que muchos proyectos sean financiados y construidos. Solo abrir la posibilidad de transmitir las autorizaciones de manera inmediata puede evitar el desistimiento de estos proyectos, muchos de los cuales están a punto de llegar a hitos de conexión que les harían perder el punto de conexión si no avanzan en la tramitación.

Y también se prevén medidas urgentes para incentivar proyectos estratégicos como el despliegue de las líneas eléctricas, especialmente las de transporte, y el fomento de las centrales hidroeléctricas reversibles.

VI

El artículo 1 incorpora una serie de cambios en el Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables, para incluir las instalaciones de almacenaje mediante baterías en su ámbito de aplicación, y deja claro el procedimiento que hay que aplicar tanto a las baterías híbridadas con instalaciones renovables como a las independientes. Asimismo, se producen algunas modificaciones tendentes a acelerar el procedimiento de tramitación con el fin de aumentar la potencia instalada tanto renovable como de baterías, y así dotar de más capacidad y resiliencia el servicio de suministro eléctrico. También contiene medidas para el fomento de la generación distribuida y se regula la implantación de renovables en zonas de regadío.

El artículo 2 incluye modificaciones en la normativa urbanística, con el mismo objetivo de actualizarla con la incorporación de las centrales de almacenaje, para dar claridad y seguridad al procedimiento de autorización urbanística para este tipo de centrales. Se hace necesario incorporar esta regulación de manera urgente, con el fin de conseguir la implantación de instalaciones de baterías de manera rápida y dotar así de más resiliencia el suministro eléctrico catalán, protegiéndolo ante posibles nuevas incidencias en la red eléctrica como la del pasado 28 de abril.

El artículo 3 establece la posibilidad de instalar renovables de manera ágil en obras y actuaciones hidráulicas, con el fin de sumar potencia renovable en una infraestructura gran consumidora de energía eléctrica, de manera que los sistemas hídrico y eléctrico ganen en flexibilidad y seguridad. En esta misma línea, se amplía el plazo de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles hasta los 50, o hasta los 75 años cuando sea imprescindible para la amortización de las obras.

El artículo 4 introduce modificaciones normativas en la Ley 18/2008 de garantía y calidad del suministro eléctrico, destinadas a acelerar la tramitación de líneas cuando se trata de cambios y actualizaciones necesarios y de menos impacto, y regula la situación de denegación de acceso y conexión, permitiendo a la Dirección General de Energía de manera expresa poder pedir a las distribuidoras información referente a las solicitudes de acceso y conexión.

El artículo 5 modifica el Decreto ley 24/2021 para introducir un cambio destinado a facilitar la activación de los autoconsumos colectivos, y también reforma la Mesa de Diálogo Social de las Energías Renovables para acercarla más al territorio. Asimismo, establece un mandato de formulación del Plan territorial sectorial de las renovables en un periodo máximo de 6 meses, y modifica el plazo existente.

El artículo 6 modifica la Ley de residuos para favorecer las instalaciones de valorización energética en instalaciones que eliminan los residuos por valorización en los mismos centros de producción.

El artículo 7 modifica el texto refundido de la Ley municipal y de régimen local para dotar de competencias a los municipios en materia de transición energética en general y de comunidades

energéticas en particular.

El artículo 8 modifica la Ley catalana de cambio climático para aclarar que los elementos accesorios al punto de recarga pero necesarios para su funcionamiento también están sometidos al régimen de declaración responsable.

La disposición adicional primera aborda la regulación urbanística de las líneas eléctricas de transporte competencia de la Generalitat de Catalunya.

La disposición adicional segunda regula el supuesto de la renovación de elementos de las instalaciones de la red de transporte o distribución eléctrica.

La disposición adicional tercera establece reglas para facilitar la implantación de renovables, almacenaje y líneas eléctricas en zonas de protección de la red vial.

La disposición transitoria primera regula la aplicación del Decreto ley a plantas solares fotovoltaicas en espacios de regadío, y aclara que a las instalaciones que hayan iniciado la tramitación administrativa o tengan derecho de acceso y conexión no les son aplicables las limitaciones a implantación de solar en regadíos introducidas en los apartados 3 y 4 del artículo 1 del presente Decreto ley.

La disposición transitoria segunda regula el régimen de aplicación de los cambios introducidos en relación con la participación local en proyectos de energías renovables, de forma que proyectos que ya han hecho este trámite con el régimen actual, o que no lo han hecho porque hasta ahora no estaban obligadas a hacerlo pero ya han salido a información pública, no tengan que volver a hacerlo.

En uso de la autorización concedida por el artículo 64 del Estatuto de autonomía de Cataluña;

De conformidad con el artículo 38 de la Ley 13/2008, de 5 de noviembre, de la presidencia de la Generalitat y del Gobierno;

A propuesta de la consejera de Territorio, Vivienda y Transición Ecológica, y de acuerdo con el Gobierno,

Decreto:

Artículo 1 Modificación del Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables

Se modifica el Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables, en los términos siguientes:

-
-
- **1.1** Se modifica el apartado 1 del artículo 6, que pasa a tener la redacción siguiente:

«**6.1** Este capítulo es aplicable a las instalaciones siguientes, situadas sobre el terreno en suelos clasificados como no urbanizables o sobre suelos antropizados, que son suelos degradados y transformados pero abandonados por la actividad que provocó la transformación, siempre que estén en el régimen del suelo no urbanizable:

- **a)** Parques eólicos: instalaciones de producción de electricidad a partir de la fuerza del viento, de una potencia superior a 500 kW e inferior o igual en 50 MW, con o sin autoconsumo, constituidas por un aerogenerador o una agrupación de estos interconectados eléctricamente y con un único punto de conexión a la red de transporte o distribución de energía eléctrica. Forman parte también del parque eólico las infraestructuras de evacuación eléctrica, la subestación del parque y los accesos de nueva construcción o la modificación de los que ya existen.
- **b)** Plantas solares fotovoltaicas: instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía solar mediante el efecto fotoeléctrico, con o sin autoconsumo, de una potencia superior a 500 kW e inferior o igual en 50 MW, constituidas por un conjunto de módulos destinados a la captación de la energía solar interconectados eléctricamente y con un único punto de conexión a la red de transporte o de distribución de energía eléctrica. Forman parte también de la planta solar fotovoltaica los inversores, la subestación de la planta, las infraestructuras de evacuación eléctrica y los accesos de nueva construcción o la modificación de los que ya existen.
- **c)** Las instalaciones de almacenaje de energía eléctrica mediante baterías híbridadas con las instalaciones de las letras a y b.

LE0000654579_20250606

-
-

- **1.2** Se añade el apartado 5 del artículo 6 con la redacción siguiente:

«En el caso de las personas titulares de los permisos de acceso de instalaciones de producción de energía eléctrica que hibriden estas instalaciones mediante la incorporación de módulos de almacenaje electroquímico, siempre que este almacenaje se sitúe dentro de la poligonal definida por el proyecto de generación original y esta disponga de un trámite ambiental favorable, el órgano substantivo consultará al órgano ambiental la necesidad o no del trámite de evaluación de impacto ambiental simplificada en los términos de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, para la incorporación del almacenaje. Con respecto al trámite urbanístico, es de aplicación el artículo 59 del Decreto 64/2014, y es preceptivo el informe de la Comisión Territorial de Urbanismo.»

LE0000654579_20250606

-
-

- **1.3** Se modifica el párrafo e, del apartado 1 del artículo 9, con el contenido siguiente:

- **«e)** La no afectación significativa en suelos de valor agrológico alto o de interés agrario elevado en espacios agrarios de secano ni la afectación de espacios agrarios de regadío, con las excepciones que establece el apartado 2 de este artículo.»

LE0000654579_20250606

-
- **1.4** Se añade el texto siguiente al apartado 2 del artículo 9, con el contenido siguiente:

«Son también zonas incompatibles con la implantación de plantas solares fotovoltaicas los espacios agrarios de regadío que actualmente ya se están regando, o que próximamente se empezarán a regar porque ya disponen de las infraestructuras y las instalaciones hechas, excepto que sea para autoconsumo con o sin excedentes o proyectos en los cuales se aplica la tramitación de urgencia según el artículo 14 bis del Decreto ley 16/2019, y que se conecten a la red de distribución.

Son igualmente zonas incompatibles aquellos espacios agrarios incluidos en proyectos de implantación de nuevos regadíos o de transformación de los que ya existen, a menos que sea de aplicación alguno de los supuestos siguientes:

- **a)** Que se trate de proyectos de generación renovable en régimen de autoconsumo con o sin excedentes o proyectos a los cuales se aplica la tramitación de urgencia según el artículo 14 bis y que se conecten individualmente a la red de distribución.
- **b)** Que el espacio agrario reservado para el regadío al cual pertenezca el espacio en cuestión sea superior al espacio regable de acuerdo con la dotación de agua otorgada y que la ocupación propuesta no afecte al pleno desarrollo tomando como referencia los valores que fije el Departamento competente en materia de regadíos en el plazo máximo de tres meses y que pueden ser modificados por el mismo Departamento.
- **c)** Que la persona promotora de la planta solar fotovoltaica aporte medidas compensatorias que permitan aplicar el agua disponible para el ámbito que hay que ocupar en nuevos espacios próximos no incluidos en el ámbito del regadío.
- **d)** Que se trate de espacios agrarios delimitados dentro de un ámbito de regadío desde hace 10 años o más pero no se hayan desarrollado de acuerdo con los datos registrados por el Departamento responsable de la competencia en regadíos o que a pesar de haberse desarrollado no han tenido actividad agraria de regadío según las declaraciones agrarias (DUN) en los últimos 5 años.
- **e)** Que se trate de plantas fotovoltaicas en la superficie de balsas de riego u otras infraestructuras artificiales que formen parte de las infraestructuras de regadío. En estos supuestos, las plantas fotovoltaicas solo están sometidas a autorización energética y quedan exentas de la tramitación ambiental y urbanística.»

-
- **1.5** Se modifica el artículo 9.3, que queda redactado con el texto siguiente:

«9.3. A efectos de este Decreto ley, las restricciones sobre los espacios agrarios de regadío se tienen que regir por lo que establece el apartado 9.2 y para los espacios agrarios de secano tienen la consideración de suelos de valor agrológico alto y de interés agrario elevado los suelos de las clases I, II, III e IV que establece el sistema de evaluación de suelos de clases de capacidades agrológicas que consta en la información cartográfica oficial de Cataluña. En estas clases de suelo, la implantación de plantas solares fotovoltaicas debe tener en cuenta los criterios siguientes:

- **a)** En suelos de clase de capacidad agrológica III e IV de secano, se limita la ocupación de la totalidad de los proyectos aprobados a un máximo del 10 % de la superficie agrícola de secano del término municipal.
- **b)** En suelos de clase de capacidad agrológica I y II de secano, no se admite, salvo los supuestos siguientes:
 - **1r.** Cuando se trate de plantas destinadas al autoconsumo que se ubiquen en terrenos adyacentes al punto de suministro. Se entienden por adyacentes aquellos terrenos próximos, sin perjuicio de que en medio haya un camino, una carretera o cualquier otro elemento de dominio público.
 - **2n.** Cuando se trate de plantas incluidas en proyectos de investigación y desarrollo que tengan la participación de centros de investigación o universidades con finalidades experimentales, siempre que su ocupación no sea superior a 10 ha.
 - **3r.** Cuando se trate de instalaciones solares ubicadas sobre cultivos que cumplan los requisitos siguientes:

En el caso de cultivos leñosos, que las plantas fotovoltaicas dispongan de una estructura que sitúe las placas por encima de las plantas, de manera que no impidan las prácticas normales del cultivo ni la mecanización y siempre que tengan en cuenta la influencia de la sombra que proyectan las placas.

En el caso de cultivos herbáceos y hortícolas, cuando la distancia entre las placas sea la necesaria para la mecanización o gestión del cultivo, y siempre que tengan en cuenta la influencia de la sombra que proyectan las placas.
 - **4t.** Cuando, de acuerdo con el análisis de afectaciones agrarias que debe aportar la persona promotora del proyecto y que debe validar el departamento competente en materia de espacios agrarios, se justifique que la dimensión del espacio clasificado con clase de capacidad agrológica I o II no permite una explotación agrícola viable y que se adopten las medidas compensatorias por la pérdida de producción de la superficie ocupada por la planta fotovoltaica. La potencia fotovoltaica ubicada en clase I y II no puede superar los 5 MW. Los terrenos cultivables con declaración única agraria se presumen, a efectos de este apartado y con respecto a clase agrológica I y II, como de valor agrícola y susceptibles de ser explotados agrícolamente.
- **c)** En suelos de regadío se pueden proponer proyectos que combinen la producción agrícola y la producción solar fotovoltaica que cumplan los parámetros determinados por la Instrucción técnica que establece los criterios de agrovoltismo en Cataluña de la Dirección General de Agricultura y Ganadería. Para el seguimiento de esta ocupación hay que crear una comisión mixta de agrovoltismo en regadíos integrada por representantes de las comunidades de regantes, del sector fotovoltaico y de los departamentos competentes en materia de agricultura y de regadíos y de energía.»

•

- **1.6.** Se añade el apartado 5 al artículo 9, con la redacción siguiente:

«El Instituto Cartográfico y Geológico de Cataluña debe aumentar las catas sobre el terreno para tener el plano de clases de capacidad agrícolas del territorio catalán mapeado y actualizado tanto en secano como en regadío».

-
- **1.7** Se modifica el artículo 9 bis, que pasa a tener la redacción siguiente:

«Medidas de mejora de la aceptación social de los proyectos de energías renovables

- **9 bis 1.** En los proyectos de parques eólicos de potencia superior a 10 MW y plantas solares fotovoltaicas de potencia superior a 5 MW, situados en el suelo y en suelo no urbanizable, la persona promotora debe acreditar, con anterioridad al trámite de información pública, que ha hecho una presentación pública del proyecto a la ciudadanía del municipio o municipios sobre los cuales se proyecta la instalación solar o eólica, incluidas las subestaciones eléctricas y los accesos y las líneas de evacuación. Durante esta presentación o presentaciones públicas hay un turno abierto de palabras para el público asistente, que debe tener réplica oral por parte de la persona promotora. Asimismo se debe poner al alcance de los que lo soliciten la documentación del proyecto disponible en aquel momento y abrir un canal virtual de contacto, como un correo electrónico o formulario web al cual puedan dirigirse las personas empadronadas en los municipios donde se ubique el proyecto.
A partir de este acto o actos de presentación y de las comunicaciones habidas, la persona promotora o la empresa encargada del proceso de presentación pública debe elaborar un informe en que se valore la aceptación social del proyecto por parte de los vecinos del lugar que debe entregar al órgano sustantivo conjuntamente con la acreditación de haber hecho el acto o actos de presentación del proyecto.
En el caso de hibridación de un parque eólico o de una planta solar fotovoltaica con una instalación de almacenaje mediante baterías, a efectos de la aplicación de este artículo no se computa la potencia correspondiente a la instalación de almacenaje.
- **9 bis 2.** En los proyectos mencionados en el apartado anterior, con anterioridad a la obtención de la autorización administrativa de explotación, la persona promotora debe acreditar que ha hecho, en el momento de tramitación posterior a la información pública que considere oportuno, una oferta de participación local.
La oferta de participación local consiste en ofrecer la posibilidad de participar, como mínimo en un importe del 20 % del presupuesto de ejecución por contrato (PEC), en la propiedad del proyecto o en su financiación, a las personas físicas (directamente o a través de una sociedad vehículo que las agrupe) y a personas jurídicas, públicas o privadas, radicadas en zonas elegibles en cada fase de participación. En caso de que en la oferta de participación local invierta una empresa energética pública en la cual la Administración pública tenga una participación mayoritaria, y esta tenga un ámbito de actuación supramunicipal, se entiende cumplido el requisito de presencia local siempre que la planta se ubique en una zona que esté dentro de su ámbito de actuación.
La oferta de participación local se hace en 2 fases, en que se amplía la zona elegible si no se llega a cubrir el % de participación ofrecido en la primera fase, y que se estructura de la manera siguiente:
 - Primera fase: el ofrecimiento de participación local se dirige exclusivamente a las personas físicas o jurídicas radicadas en el municipio o municipios donde se ubique

el proyecto de generación o municipio, excluidos los accesos y las líneas de evacuación.

- Segunda fase: se abre al menos 14 días naturales después del inicio de la primera fase, dirigida a personas físicas o jurídicas radicadas en la comarca o comarcas a las que pertenezca el municipio o municipios donde se ubique el proyecto de generación o a municipios limítrofes en el municipio o municipios donde se ubique el proyecto, excluidos los accesos y las líneas de evacuación.

La persona promotora puede hacer, de manera voluntaria, la apertura de la participación local más allá del ámbito comarcal o de municipios limítrofes en caso de que lo desee, en una fase posterior al inicio de la segunda.

- **9 bis 3.** En el caso de las personas físicas, deben estar empadronadas en el municipio elegible, o tener una vivienda en propiedad o alquiler o tener su centro de trabajo en la zona elegible a la fase de participación que corresponda. Se requiere una antigüedad mínima de dos años, excepto en el caso del empadronamiento, que no exige antigüedad. En el caso de las personas jurídicas, deben cumplir alguno de los requisitos siguientes:
 - **a)** Tener el domicilio social en una zona elegible con una antigüedad mínima de 2 años.
 - **b)** Tener la consideración de comunidades ciudadanas de energía según la normativa europea y las disposiciones que la desarrollen, siempre que un mínimo de 25 de sus socios cumplan los requisitos que establece el apartado 3 de este artículo. Tienen esta consideración las cooperativas de consumidores y usuarios de energías renovables que cumplan los requisitos que establece la normativa mencionada.
- **9 bis 4.** En caso de que el proyecto se vehicule a través de una sociedad mercantil, el mínimo del 20 % de la propiedad del proyecto se debe entender como el 20 % de la sociedad vehicular. En el supuesto que un mismo proyecto esté vehiculado en varias sociedades, la apertura a la participación local no puede ser inferior al 20 % del total del valor nominal del conjunto de las acciones o participaciones de las sociedades vehiculares que integran el proyecto.

Las condiciones económicas de participación en el proyecto deben ser condiciones de mercado y se deben ajustar a los rangos de rentabilidad que ofrezcan en plataformas de participación en proyectos renovables de características similares al proyecto de que se trate.

- **9 bis 5.** Las personas físicas o jurídicas a las cuales se ofrezca participar en el mínimo del 20 % de la propiedad o la financiación del proyecto de acuerdo con este artículo no pueden tener una participación mayor al 10% del importe del ofrecimiento de participación.
- **9 bis 6.** La presentación pública inicial del proyecto se debe comunicar con una antelación previa de al menos 10 días naturales a los ayuntamientos de los municipios a que hace referencia el apartado 2 indicando el lugar y la fecha de presentación; asimismo, esta información sobre el acto de presentación se debe publicar en dos medios de comunicación locales, al menos 5 días naturales antes del acto.

- **9 bis 7.** Quedan exentas del acto de presentación inicial y de la oferta de participación local:
 - **a)** Las entidades consideradas comunidades de energía renovable según la normativa europea y las disposiciones reglamentarias cuando desarrollen proyectos en su ámbito territorial de actuación.
 - **b)** Las entidades consideradas comunidades ciudadanas de energía, según la normativa europea y las disposiciones que la desarrollen, siempre que un mínimo de 50 de sus socios cumplan los requisitos que establece el apartado 3 de este artículo. Tienen esta consideración las cooperativas de consumidores y usuarios de energías renovables que cumplan los requisitos que establece la normativa mencionada.
 - **c)** Los proyectos de potencia igual o inferior a 10 MW promovidos por personas físicas o jurídicas con domicilio en el municipio donde se desarrolla la instalación con una antigüedad mínima de 2 años.
 - **d)** Los proyectos asociados a un contrato de adquisición de como mínimo un 50 % de la energía producida a un mínimo de 7 años desde la puesta en servicio entre la persona promotora y un suministro eléctrico ubicado en la comarca donde se instale el proyecto. No se aplica esta exención cuando se trate de contratos bilaterales intragrupo de aquellos grupos energéticos integrados verticalmente que tengan la consideración de operadores dominantes en los sectores energéticos en, como mínimo, una de sus actividades.
 - **e)** Los proyectos que hagan en el municipio o municipios donde se ubique el proyecto una instalación o instalaciones de autoconsumo de como mínimo el 5 % de la potencia de la instalación de generación, en régimen de coinversión con las personas radicadas en el municipio, de forma que por cada euro aportado por las personas del municipio, la persona promotora aporte al menos la misma cantidad a fondo perdido. La instalación debe ser gestionada por el Ayuntamiento, una comunidad energética local o cualquier otro mecanismo de participación ciudadana que resulte adecuado.»

-

- **1.8** Se modifica el artículo 12, que pasa a tener la redacción siguiente:

«Intervenciones administrativas necesarias para la implantación de los parques eólicos y las plantas solares fotovoltaicas

12.1 La autorización de los parques eólicos y de las plantas solares fotovoltaicas requiere la intervención de los departamentos competentes en materia de energía, de urbanismo, de paisaje y de medio ambiente.

12.2 Las intervenciones administrativas descritas se llevan a cabo mediante un procedimiento conjunto que se gestiona desde la Ventanilla Única Empresarial y que integra:

- **a)** Desde la vertiente energética, la autorización administrativa previa y de construcción del parque eólico o de la planta solar fotovoltaica.

- **b)** Desde la vertiente urbanística y paisajística, la aprobación de un proyecto de actuación específica de interés público en suelo no urbanizable.
- **c)** Desde la vertiente ambiental, la evaluación de impacto ambiental del proyecto del parque eólico o de la planta solar fotovoltaica, cuando sea exigible de acuerdo con lo que establece la normativa básica en la materia.
- **d)** Desde la vertiente socioeconómica, la oferta de participación local del proyecto del parque eólico o de la planta solar fotovoltaica, cuando sea exigible de acuerdo con lo que establece la normativa básica en la materia.

Las unidades competentes de los diferentes procedimientos pueden encargar a la Oficina de Gestión Empresarial la realización de diferentes tareas de prestación de servicio dentro de cada una de las intervenciones administrativas previstas en este Decreto ley, en los términos que establece la normativa de facilitación de la actividad económica.

12.3 La intervención administrativa se debe hacer sobre el conjunto del proyecto, que incluye también, entre otros, la línea eléctrica de evacuación, la subestación del parque o la planta y los viales de acceso y de servicio.

12.4 En el caso de solicitudes para un proyecto híbrido que combine las tecnologías fotovoltaica, eólica o de almacenaje, se hace una tramitación conjunta, teniendo en cuenta los criterios de los artículos 7 al 9 de este Decreto ley y, en caso de que corresponda, se obtiene una única autorización conjunta.»

•

- **1.9** Se modifica el artículo 14.3, que pasa a tener la redacción siguiente:

«**14.3.** Para poder solicitar la declaración de utilidad pública junto con la autorización energética y la declaración de impacto ambiental, la persona promotora debe acreditar que dispone, como mínimo, del acuerdo con los propietarios del 85 % de la superficie privada ocupada por el parque eólico, la planta solar fotovoltaica o la instalación hibridada de almacenaje con baterías. En caso contrario, la declaración de utilidad pública se debe solicitar una vez obtenida la autorización energética. A efectos del porcentaje anterior, no computa la superficie ocupada por los accesos y las líneas de evacuación.»

•

- **1.10** Se añade el artículo 14.4, con el siguiente redactado:

«Las instalaciones necesarias para la implantación efectiva de instalaciones de autoconsumo con excedentes, como líneas de evacuación, centros de transformación o de seccionamiento o subestaciones, se pueden declarar de utilidad pública e interés público a efectos expropiatorios en el acuerdo de autorización o mediante un acuerdo específico».

•

- **1.11** Se modifica el artículo 14 bis, que pasa a tener la redacción siguiente:

«Tramitación de urgencia

- **1.** Se declaran de urgencia por razones de interés público los procedimientos de autorización de proyectos de generación mediante energías renovables que sean competencia de la Administración de la Generalitat, de potencia igual o inferior a 5 MW conectados a la red eléctrica de distribución de tensión igual o inferior a 25 kV o que estén destinados al autoconsumo de establecimientos industriales.
- **2.** También se declaran de urgencia por razones de interés público los procedimientos de autorización de proyectos de generación mediante energías renovables ubicados en espacios artificializados o degradados no urbanizables.

A efectos de este apartado, se entienden como espacios artificializados o degradados aquellos espacios en suelo no urbanizable que ya estén o hayan sido utilizados por otras actividades humanas, como embalses, balsas, canales de riego, puertos y aeropuertos, antiguos vertederos o canteras, antiguas áreas de peajes de carreteras u otras infraestructuras similares.»

-
- **1.12** Se modifican los apartados 1, 2 y 5 del artículo 15, que pasan a tener la redacción siguiente:

«**15.1** El órgano competente en materia de energía y los órganos competentes en materia de agricultura, paisaje, medio ambiente, urbanismo y cultura deben comprobar, en el plazo de un mes, la suficiencia y la idoneidad de la documentación aportada por la persona promotora. Si no hay respuesta en el plazo previsto, se entiende que los órganos competentes no se oponen y se puede continuar la tramitación. En caso de recibir una petición de enmienda o mejora, el órgano competente en materia de energía debe recoger todas las peticiones y las debe trasladar a la persona promotora, de acuerdo con la normativa general de procedimiento administrativo. Al dar respuesta a la suficiencia y la idoneidad de la documentación aportada, el órgano ambiental debe comunicar al órgano competente en materia de energía la lista de entidades y administraciones que se deben consultar a efectos de la evaluación de impacto ambiental.

El órgano competente en materia de energía debe trasladar la respuesta de la persona promotora a los órganos competentes descritos en el párrafo anterior para que se pronuncien en un plazo de quince días sobre si la documentación es adecuada y suficiente para el inicio de la información pública. En caso de que dentro de este plazo se reciba alguna observación, el órgano competente en materia de energía lo debe trasladar a la persona promotora para que dé respuesta. Estas observaciones deben tratar exclusivamente los aspectos sobre los cuales haga referencia la petición de enmienda o mejora inicial, y no se pueden hacer nuevas peticiones de información ajenas a esta primera solicitud, a fin de que no haya dilaciones en el procedimiento. Las administraciones quedan obligadas a hacer todos los requerimientos de manera exhaustiva desde el inicio de la tramitación. En el supuesto de que, una vez superado el plazo de quince días, no conste respuesta de los órganos competentes, el órgano sustantivo puede continuar la tramitación de acuerdo con el apartado 15.2.

15.2 Una vez enmendadas todas las deficiencias, el órgano competente en materia de energía inicia el trámite de información pública durante un periodo de treinta días o de sesenta días si se trata de un proyecto ubicado en una zona donde resulte de aplicación el Estatuto de los

municipios rurales, aprobado por la Ley 8/2025, de 30 de julio. El anuncio de información pública debe detallar que tiene efectos sobre los procedimientos administrativos siguientes: el procedimiento para la obtención de la autorización administrativa previa y de construcción del parque eólico, la planta solar fotovoltaica o instalación hibridada de almacenaje mediante baterías y, si procede, para su declaración de utilidad pública; el procedimiento para la autorización del proyecto de actuación específica de interés público en suelo no urbanizable, y el procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto del parque eólico o de la planta solar fotovoltaica.»

«**15.5** El departamento competente en materia de energía, en el plazo de 15 días, debe trasladar las alegaciones y los informes recibidos en los trámites de audiencia, consulta e información pública y las respuestas de la persona promotora a los ayuntamientos afectados para que en el plazo de quince días o de treinta días si se trata de un proyecto ubicado en una zona donde resulte de aplicación el Estatuto de los municipios rurales, puedan formular sus observaciones.»

-
- **1.13** Se modifica el apartado 1 del artículo 19, que queda redactado de la siguiente manera:

«La persona promotora de un parque eólico o de una planta solar fotovoltaica está obligada a restituir los terrenos a su estado original al finalizar la actividad. Con la finalidad de asegurar el cumplimiento de la obligación, debe constituir una garantía suficiente, por alguna de las formas admitidas en la legislación de contratos del sector público, a disposición del Departamento competente en materia de urbanismo. La resolución que apruebe el proyecto de actuación específica correspondiente debe fijar el importe y el plazo para constituir la garantía. El importe de la garantía se fija considerando el coste real del desmantelamiento. Esta garantía consta en la autorización sustantiva en materia de energía.

En caso de que se añada una instalación de almacenaje a un parque solar o eólico que ya haya depositado la garantía de desmantelamiento, el importe de este se debe actualizar en el trámite de informe preceptivo de la Comisión Territorial de Urbanismo e incorporar el coste de desmantelamiento de la instalación de almacenaje.»

-
- **1.14** Se modifican los apartados 1 y 3 del artículo 21, que pasa a tener la redacción siguiente:

«**21.1** Tanto la autorización administrativa previa como la de construcción, como la autorización de explotación de un parque eólico o una planta solar fotovoltaica se pueden transmitir con la autorización previa del órgano competente en materia de energía.

La transmisión de acciones o participaciones de la sociedad titular de la autorización no requiere autorización previa.

La solicitud de transmisión de autorizaciones debe ir acompañada de la documentación siguiente:

Documentación que permita acreditar la capacidad legal, técnica y económica en los términos establecidos en la legislación básica del sector eléctrico.

Declaración de la persona titular de la autorización en que manifieste su voluntad de transmitir la autorización a favor de la persona adquirente o escritura pública de transmisión de titularidad.»

«**21.3** La resolución sobre la transmisión de la autorización se dicta y notifica en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de presentación de la solicitud. Transcurrido este plazo sin que se haya resuelto, la solicitud se entiende denegada. En caso de que ya se haya aprobado el proyecto de actuación específica, la eficacia de la resolución queda condicionada a la constitución de la fianza a que hace referencia el artículo 19.

La transmisión de la titularidad comporta la obligación de modificar la titularidad del aval constituido como garantía del acceso y conexión a la red eléctrica.»

-
- **1.15** Se modifica el artículo 23.1, que pasa a tener la siguiente redacción:

«**23.1** Las modificaciones de parques eólicos y de plantas solares fotovoltaicas ya autorizadas, independientemente de si están ya construidos o no lo están, pueden obtener la autorización administrativa de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:

- **a)** Las modificaciones no sean objeto de una evaluación ambiental ordinaria de acuerdo con lo que establece el artículo 7.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- **b)** Los terrenos afectados por la instalación de producción después de las modificaciones no excedan la poligonal definida en el proyecto autorizado o, si la exceden, no requieran expropiación forzosa y cuenten con compatibilidad urbanística.
- **c)** La potencia instalada, después de las modificaciones, no exceda en más del quince por ciento la potencia definida en el proyecto original. Lo anterior se entiende sin perjuicio de las implicaciones que, si procede, pueda tener este exceso de potencia a efecto de los permisos de acceso y conexión, de acuerdo con lo que establece la disposición adicional decimocuarta del Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **d)** Las modificaciones no supongan un cambio en la tecnología de generación.
- **e)** Las modificaciones no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.
- **f)** No se requiera declaración, en concreto, de utilidad pública para la realización de las modificaciones que se prevén.
- **g)** Las modificaciones no produzcan afecciones sobre otras instalaciones de producción de energía eléctrica en servicio.

23.1.bis En relación con las modificaciones de líneas de evacuación, pueden obtener autorización administrativa de construcción sin necesidad de una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:

- **a)** Las modificaciones no sean objeto de una evaluación ambiental ordinaria, de acuerdo con lo que establece el artículo 7.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- **b)** Las modificaciones no provoquen cambios que excedan las condiciones que establece la autorización administrativa previa y la declaración de impacto ambiental.
- **c)** Las modificaciones no comporten alteraciones de la seguridad ni de la instalación principal ni de las instalaciones auxiliares en servicio.
- **d)** No sea exigible la declaración, en concreto, de utilidad pública para la ejecución de las modificaciones que se prevén.»

•

- **1.16** Se modifica el artículo 23.2, que pasa a tener la siguiente redacción:

«**23.2** Únicamente deberá obtener la autorización de explotación, previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado, cuando las modificaciones cumplan simultáneamente las características siguientes:

- **a)** Que no se encuentren dentro del ámbito de aplicación de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- **b)** Que no supongan un incremento superior al diez por ciento de la potencia de la instalación. Las reducciones de potencia se consideran modificaciones no sustanciales a todos los efectos.
- **c)** Que no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.
- **d)** Que no se requiera declaración en concreto de utilidad pública para la realización de las modificaciones que se prevén.
- **e)** Las modificaciones de líneas eléctricas de tensión igual o inferior a 66 kV o el correspondiente centro de medida que no provocan cambios de servidumbre sobre el trazado o que, en caso de que lo provoquen, se han hecho de mutuo acuerdo con las personas afectadas y se ha adjuntado una relación de organismos o corporaciones oficiales y empresas de servicio público afectados por la instalación, con descripción de la afectación y de los bienes o derechos afectados y los documentos que acrediten fehacientemente la obtención de permisos, licencias o autorizaciones otorgadas por los organismos, corporaciones oficiales o empresas de servicio público afectados. En caso de que los permisos mencionados contengan condicionantes, la persona titular debe hacer constar la aceptación de estos. También debe aportar los planos as-built y una imagen comparativa de la modificación tal y como estaba prevista inicialmente y con la modificación introducida.
- **f)** Las modificaciones de líneas que impliquen la sustitución de apoyos o conductores por deterioro o rotura, siempre que se mantengan las condiciones del proyecto original.»

•

- **1.17** Se eliminan los artículos 23.4, 23.5 y 23.6.

-
- **1.18** Se añade el artículo 24, que tiene la siguiente redacción:

«Regulación sobre comunidades energéticas

24.1 Se consideran comunidades energéticas las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía definidas en la normativa europea y estatal de aplicación y la normativa que la desarrolle. Estas comunidades son declaradas de utilidad pública.

24.2 Se crea el Registro de comunidades energéticas. Este Registro depende del Departamento competente en materia de energía.

24.3 Las comunidades energéticas se deben inscribir en este Registro mediante una declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos por estos en la normativa vigente. El órgano competente puede solicitar y verificar la información necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos que establece la normativa.

24.4 Las administraciones públicas y entidades del sector público pueden constituir de forma directa derechos de superficie, concesiones o autorizaciones de dominio público sobre el patrimonio de su titularidad a favor de las comunidades energéticas al existir un interés general.»

-
- **1.19** Se añade una disposición adicional, la cuarta:

«Disposición adicional cuarta Régimen de intervención administrativa de las modificaciones de las actividades derivadas de la implementación de instalaciones de almacenaje eléctrico mediante baterías asociadas a las actividades

La implantación de instalaciones de almacenaje eléctrico mediante baterías asociadas a las actividades que disponen de autorización ambiental o de licencia ambiental de acuerdo con la Ley 20/2009, de 4 de diciembre, de prevención y control ambiental de las actividades, tiene la consideración de modificación no sustancial sin consecuencias para las personas ni para el medio ambiente a efectos de esta norma. Estas modificaciones deben figurar en las actas de inspección ambiental o de control periódico.»

-
- **1.20** Se añade una disposición adicional, la quinta:

«Disposición adicional quinta Instalaciones de almacenaje eléctrico independiente mediante baterías

- **1.** Las instalaciones de almacenaje eléctrico independientes mediante baterías (stand-alone) se autorizan siguiendo el procedimiento que establece el Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, o norma que lo sustituya.

- **2.** La evaluación ambiental del proyecto efectuada en el procedimiento de autorización energética tiene la consideración de informe sectorial en el procedimiento urbanístico, a menos que se hayan introducido cambios en el proyecto.»

-

- **1.21** Se añade una disposición adicional, la sexta:

«Disposición adicional sexta Repotenciación de instalaciones de producción en servicio

En el supuesto de repotenciaci3nes por una cuantía inferior al 25 % adicional de la potencia instalada originariamente, los plazos de tramitación sustantivos y ambientales se reducen a la mitad.»

-

- **1.22** Se añade una disposición adicional, la séptima:

«Disposición adicional séptima Estructura territorial del Instituto Catalán de Energía

Se dota al Instituto Catalán de Energía de estructura territorial que debe trabajar en coordinación con los servicios territoriales del Departamento competente en materia de energía con el fin de dar continuidad a las tareas llevadas a cabo por la red de oficinas comarcales de transición energética subvencionada por el Instituto Catalán de Energía, con el objetivo de prestar apoyo a los entes locales y a las comunidades energéticas en el despliegue del PLATER y en otros proyectos de transición energética, garantizando la representatividad comarcal.»

-

- **1.23** Se añade un apartado adicional, el 7, al anexo 3:

«7. En caso de parques solares o eólicos en que sea necesario hacer estudios cumplidos de ciclo anual de fauna y no sea posible avanzar en la tramitación bajo la asunción del riesgo por parte del promotor con resultados parciales, los resultados de los estudios no se requieren hasta el momento previo al trámite de información pública del proyecto.»

Artículo 2 Modificación del texto refundido de la Ley de urbanismo, aprobado por el Decreto legislativo 1/2010, de 3 de agosto

Se modifica el texto refundido de la Ley de urbanismo, aprobado por el Decreto legislativo 1/2010, de 3 de agosto, en los términos siguientes:

-

- **2.1** Se modifica el título del artículo 9 bis y el apartado 1.b del artículo 9 bis y se añaden dos apartados, el 1 bis y el 1 ter, con el texto siguiente:

«Normas de aplicación directa sobre instalaciones para el aprovechamiento de energías renovables, instalaciones de almacenaje mediante baterías, cargadores de vehículos eléctricos, generación de biogás y la rehabilitación de edificaciones

- **b)** En los espacios de las parcelas en suelo urbano no ocupados por las edificaciones y otras construcciones auxiliares de estas, cuando las instalaciones se destinen a aumentar el autoconsumo renovable de la edificación y no superen el metro de altura desde la rasante del suelo. Sin perjuicio de esto, en el caso de construcciones con tipología de edificación aislada o equipamientos, las instalaciones pueden tener una altura máxima de 4 metros siempre que su implantación respete las distancias que establece el planeamiento a límites de finca.»

«**1 bis.** En las zonas que el planeamiento urbanístico destine a usos industriales, logísticos o de actividad económica se admiten, con informe de los organismos competentes en materia de riesgos, sin necesidad de modificar el planeamiento, las instalaciones de almacenaje mediante baterías, los cargadores de vehículos eléctricos y las instalaciones de producción de energías renovables de autoconsumo, que deben respetar la normativa sectorial aplicable.

Adicionalmente, las instalaciones eólicas de autoconsumo deben respetar la distancia mínima de 500 metros con el límite del suelo urbano residencial.»

«**1 ter** En el caso de instalaciones eólicas, la altura máxima de los aerogeneradores está determinada exclusivamente por las servidumbres aeronáuticas aplicables. No resultan de aplicación las previsiones contenidas en la normativa urbanística vigente con respecto a la altura de las edificaciones e instalaciones. A este efecto, hay que obtener el informe favorable del organismo competente en materia de servidumbres aeronáuticas cuando resulte de aplicación.»

-
- **2.2.** Se modifica la letra b del apartado 5 bis del artículo 34, que queda redactado de la manera siguiente:
 - «**b)** Las instalaciones de producción de energía renovable con una potencia superior a 500 kW, estén o no conectadas a las redes de transporte o de distribución de electricidad, y, sin límite de potencia, las instalaciones de almacenaje mediante baterías independientes o híbridadas con instalaciones de producción de energía eléctrica, así como sus infraestructuras de conexión y auxiliares.»

-
- **2.3** Se modifica el artículo 48 bis, que queda redactado de la manera siguiente:

«**1.** A pesar de lo que dispone el artículo 48.1, se autorizan mediante la aprobación de un proyecto de actuación específica aquellas actuaciones no previstas por el planeamiento territorial o urbanístico que comportan la implantación de infraestructuras relativas a un sistema urbanístico de servicios técnicos que establecen las letras a y b del apartado 5 bis del artículo 34.

Los proyectos de actuación específica tramitados según el procedimiento de autorización del Decreto ley 16/2019 sobre energías renovables y almacenaje deben incluir todas las infraestructuras anexas de acceso y de evacuación y otros elementos necesarios para la implantación de la instalación. Se considera que los elementos anexas a la instalación son

admitidos como parte integral del proyecto, cuya implantación prevalece sobre las limitaciones que puedan existir con respecto a estos.

2. En relación con las actuaciones a que hace referencia el apartado 1, corresponde al Departamento competente en materia de urbanismo la instrucción íntegra del procedimiento de aprobación del proyecto en una sola fase cuando afecte a más de un término municipal. En este supuesto es preceptivo solicitar a las administraciones municipales afectadas que informen sobre la actuación solicitada. Cuando la actuación haga referencia a la implantación de un parque eólico o una planta solar fotovoltaica en los términos que regula el capítulo 4 del Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre de 2019, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables, la aprobación del proyecto se debe tramitar de acuerdo con este Decreto ley.

3. El plazo de vigencia de los proyectos de actuación específica tramitados de conformidad con el Decreto ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables es de tres años desde la notificación de su aprobación definitiva o, a petición razonada de la persona interesada, del plazo superior que fije la comisión territorial de urbanismo competente atendidas las circunstancias concurrentes.»

-
- **2.4** Se modifica la letra g del apartado 3 del artículo 53, que queda redactado de la manera siguiente:
 - **«g)** Instalaciones de generación de energía basadas en fuentes renovables, así como instalaciones de almacenaje mediante baterías.»

-
- **2.5** Se modifica el apartado 1 del artículo 73, que queda redactado de la manera siguiente:

«Los órganos competentes para la aprobación inicial de las figuras del planeamiento urbanístico pueden acordar, con la finalidad de estudiar la formación o la reforma, de suspender la tramitación de planes urbanísticos derivados concretos y de proyectos de gestión urbanística y de urbanización, como también de suspender el otorgamiento de licencias de parcelación de terrenos, de edificación, reforma, rehabilitación o derribo de construcciones, de instalación o ampliación de actividades o usos concretos y de otras autorizaciones municipales conexas que establezca la legislación sectorial. Sin embargo, no se puede adoptar la suspensión de la tramitación de licencias mencionada para la implantación de instalaciones de producción de energías renovables o de almacenaje con carácter general para todo el municipio.»

-
- **2.6.** Se modifica la letra o del apartado 1 del artículo 187, que queda redactado de la manera siguiente:
 - **«o)** Las instalaciones de producción de energía eléctrica, excepto las relativas a la instalación de paneles solares fotovoltaicos, así como las instalaciones de eólica de autoconsumo en los términos que establece el artículo 9 bis.»
-

- **2.7** Se modifica el apartado c del artículo 187.2, que queda redactado de la manera siguiente:
 - **«c)** Los actos a que hace referencia el artículo 187 bis, excepto los de las letras g, h y y, que se lleven a cabo en suelo no urbanizable y urbanizable no delimitado.»
-
- **2.8** Se modifica el apartado h del artículo 187 bis, que queda redactado de la manera siguiente:
 - **«h)** Las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos y las instalaciones de eólica de autoconsumo, en los términos que establece el artículo 9 bis.»
-
- **2.9** Se modifica el apartado i del artículo 187 bis, que queda redactado de la manera siguiente:
 - **«i)** Las obras de conexión, sustitución, sondajes de comprobación y reparación de averías de las de infraestructuras de servicios técnicos a que hace referencia la letra a del artículo 34.5 bis, excepto las que estén sujetos al régimen de declaración responsable que establece la legislación de telecomunicaciones, así como las líneas eléctricas en subterráneo por acera hasta 25 metros sin cruces de calle, y líneas eléctricas en aéreo hasta 50 metros sin instalación de soportes y sin cruces de calle.»

Artículo 3 Modificación del texto refundido de la legislación en materia de aguas de Cataluña, aprobado por Decreto legislativo 3/2003, de 4 de noviembre

3.1 Se añade un apartado, el 6, al artículo 26 del texto refundido de la legislación en materia de aguas de Cataluña, aprobado por Decreto legislativo 3/2003, de 4 de noviembre, con el texto siguiente:

«6. En las parcelas y recintos donde se ubican las obras y actuaciones hidráulicas de ámbito supramunicipal incluidas en la planificación hidrológica y que no agoten su funcionalidad en el término municipal en el cual se ubican, se admite la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar mediante captadores solares térmicos o paneles fotovoltaicos, de aerogeneradores por autoconsumo, y para la producción y aprovechamiento de la energía del biogás obtenido en los procesos de tratamiento y valorización de los barros generados en las instalaciones de los sistemas públicos de saneamiento en alta de las aguas residuales urbanas, sin necesidad de modificar el planeamiento urbanístico e independientemente de la calificación urbanística del suelo o de la altura de los captadores, los paneles o la planta, todo eso sin perjuicio de la normativa de seguridad aérea que resulte de aplicación.»

3.2 Se añade una disposición adicional, la trigésima cuarta, con el contenido siguiente:

«Plazo concesional máximo de los aprovechamientos de agua para almacenaje hidráulico de energía mediante centrales hidroeléctricas reversibles

El plazo máximo de las concesiones de agua para almacenaje hidráulico de energía mediante centrales hidroeléctricas reversibles en el ámbito del distrito de cuenca fluvial de Cataluña es de 50 años, ampliables a 75 años, cuando sea imprescindible para la amortización de las obras necesarias para llevar a cabo el aprovechamiento objeto de concesión.»

Artículo 4 Modificación de la Ley 18/2008, de 23 de diciembre, de garantía y calidad del suministro eléctrico

4.1 Se añaden los siguientes párrafos al artículo 4, apartado 1 b:

«Ante una denegación de acceso y conexión de un nuevo suministro eléctrico o la ampliación de uno existente, la empresa o empresas distribuidoras que puedan atender el suministro deben proponer alternativas para atender esta solicitud desde la red de distribución y hay que informar sobre otras solicitudes de acceso y conexión que puedan tener mejor orden de prelación.

Esta obligación se aplica a las peticiones de nuevos suministros y ampliación de potencia de suministros ya existentes efectuadas por usuarios, empresas, industrias y administraciones, así como a las peticiones que hagan referencia a la evacuación de energía de instalaciones de producción.

La Dirección General de Energía puede requerir a la empresa distribuidora que informe sobre las personas solicitantes de acceso y conexión, fecha de la petición, capacidad concedida, denegada o solicitada y otra información relevante, respecto de una determinada subestación de su titularidad. Esta petición se debe responder en un plazo máximo de 10 días hábiles.»

4.2 Se modifica el título del artículo 19:

«Autorización y modificación de instalaciones de distribución eléctrica de tensión superior a 66 kV y de instalaciones de transporte»

4.3 Se añaden los apartados 8 y 9 al artículo 19:

«**8.** Las modificaciones de instalaciones de transporte o distribución que hayan obtenido autorización administrativa (equivalente a la autorización previa) podrán obtener la aprobación del proyecto de ejecución (equivalente a la autorización administrativa de construcción) sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan las condiciones siguientes:

- **a)** Las modificaciones no tengan que ser objeto de una evaluación ambiental, de acuerdo con lo que establece la normativa aplicable en materia de evaluación ambiental.
- **b)** Las modificaciones no provoquen cambios que excedan las condiciones que establece la autorización administrativa previa y la declaración de impacto ambiental. Se entiende que exceden las condiciones establecidas en la autorización administrativa previa cuando se trate únicamente de actuaciones que impliquen la modificación del número de circuitos, posiciones o máquinas de potencia.
- **c)** Las modificaciones mejoren o mantengan las condiciones de seguridad tanto de la instalación principal como de las instalaciones auxiliares en servicio.
- **d)** No se requiera declaración de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.
- **e)** En caso de modificación de subestaciones, que suponga exclusivamente el equipamiento de posiciones de reserva o la renovación tecnológica de equipos.
- **f)** La repotenciación de líneas mediante el incremento de la temperatura de explotación o el cambio de conductores, o bien mediante el aumento del nivel de tensión eléctrica de trabajo.

9. En los supuestos siguientes únicamente deberá obtenerse la autorización de explotación, previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo

asociado

- **a)** Que no se encuentren dentro del ámbito de aplicación de la normativa de evaluación ambiental.
- **b)** Que no supongan un incremento o reducción de la potencia nominal de los equipos superior al diez por ciento.
- **c)** Las modificaciones que mejoren o mantengan las condiciones de seguridad tanto de la instalación principal como de las instalaciones auxiliares en servicio.
- **d)** Que no se requiera declaración de utilidad pública para la realización de las modificaciones que se prevén.
- **e)** En caso de modificaciones de líneas, que no provoquen cambios de servidumbre o, a pesar de provocarlos, que se hayan hecho de mutuo acuerdo con las personas afectadas.
- **f)** La modificación de la configuración de una subestación siempre que no se produzca variación en el número de calles ni en el de posiciones. Asimismo, se entienden incluidas en este apartado las modificaciones de utilidad de la posición.
- **g)** La actualización tecnológica en líneas de transporte o distribución de energía eléctrica existentes mediante la instalación de dispositivos electrónicos DLR (dynamic line rating).
- **h)** La repotenciación de líneas que no impliquen hacer ninguna actuación sobre las líneas existentes, o, en caso de requerirla, que no requiera cambios de conductor ni cambios o modificación de la superficie ocupada por los soportes.
- **i)** Las renovaciones de líneas que puedan implicar la sustitución o renovación de soportes, conductores, cables de tierra, aisladores y herrajes, y cuando los elementos renovados mejoren o mantengan las condiciones de seguridad tanto de la instalación principal como de las instalaciones auxiliares en servicio, si no provocan cambios de servidumbre o si, a pesar de provocarlos, cuentan con el mutuo acuerdo de los afectados.
- **j)** El derribo de líneas aéreas en zona urbana.»

Artículo 5 Modificación del Decreto ley 24/2021 de 26 de octubre, de aceleración del despliegue de las energías renovables distribuidas y participadas

5.1 Se modifica el artículo 4.2, que pasa a tener la redacción siguiente:

«**4.2** A efectos del artículo 8 del Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en relación con la modificación del contrato de acceso para aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW, que hagan autoconsumo, la documentación acreditativa de la inscripción al Registro de autoconsumo de Cataluña tiene la consideración de documentación enviada por la Administración de la Generalitat. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica no pueden requerir documentación adicional para llevar a cabo la modificación del contrato de acceso de la persona autoconsumidora asociada. En el supuesto de instalaciones colectivas, la persona titular de la instalación debe aportar el acuerdo de reparto y el fichero de coeficientes a la empresa distribuidora, al mismo tiempo que se solicita el código de autoconsumo, sin perjuicio de que pueda aportar nuevos documentos antes de la activación inicial del autoconsumo. En este sentido, la empresa distribuidora debe utilizar siempre el acuerdo de reparto y

el fichero de coeficientes más reciente que se le haya enviado, sea por la persona titular de la instalación, por cualquiera de los consumidores asociados, o por su representante.»

5.2 Se modifica el artículo 5, que pasa a tener la redacción siguiente:

«Se crea la Mesa de Diálogo Social de las Energías Renovables en cada veguería, que tiene como objeto velar por la participación activa del territorio en los diferentes proyectos de energía renovable con el fin de generar un consenso territorial y garantizar un modelo participado y distribuido.»

5.3 Se modifica la disposición adicional primera, que pasa a tener la redacción siguiente:

«El Gobierno debe acordar la formulación del Plan territorial sectorial para la generación eléctrica eólica y fotovoltaica, sus líneas de evacuación y sus elementos de almacenaje en el plazo de seis meses a contar de la entrada en vigor de este Decreto ley. Este Plan debe determinar la producción de energía eólica y fotovoltaica de cada municipio en función de su capacidad de acogida de estas energías renovables y teniendo en cuenta criterios de solidaridad territorial para alcanzar los objetivos en el ámbito global.»

5.4 Se elimina el artículo 4.1

Artículo 6 Modificación del texto refundido de la Ley reguladora de los residuos, aprobado por el Decreto legislativo 1/2009

Se modifica el apartado 5 del artículo 24, que pasa a tener la redacción siguiente:

«5. El departamento competente en materia de residuos puede eximir de la obligación de obtener autorización para la gestión de los residuos a las entidades o las empresas que eliminan los residuos no especiales en los propios centros de producción o que los valoricen, de acuerdo con los criterios que se determinen para cada tipo de actividad.

La valorización de residuos llevada a cabo en las instalaciones incluidas en el Real decreto ley 11/1995, de 28 de diciembre, por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de aguas residuales urbanas, queda exenta de la obligación de obtener autorización para la gestión de residuos si consiste únicamente en la valorización material o energética de barros procedentes de la depuración de las aguas residuales urbanas.»

Artículo 7 Modificación de los apartados 2 y 3 del artículo 66.2 del Decreto legislativo 2/2003, de 28 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley municipal y de régimen local de Cataluña

7.1 Se modifica el apartado 2 del artículo 66, que queda redactado de la manera siguiente:

«2. Los entes locales tienen competencias en los ámbitos de la participación ciudadana, de la autoorganización, de la identidad y la representación locales, de la sostenibilidad ambiental y la gestión territorial, de la cohesión social, de las infraestructuras de movilidad, de la conectividad, de la tecnología de la información y de la comunicación, de los abastecimientos energéticos, de la promoción de la transición energética justa y distribuida y de la gestión de recursos económicos, con el alcance que fijan esta Ley y la legislación sectorial respectiva.»

7.2 Se añade un apartado p al artículo 66.3, que queda redactado de la manera siguiente:

- **«p)** La participación en comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas de energía.»

Artículo 8

Modificación del apartado 1 de la disposición transitoria cuarta de la Ley 16/2017, de 1 de agosto, del cambio climático, que queda redactado de la manera siguiente:

«1. La instalación y la actividad de implantación de puntos de recarga para vehículos eléctricos está sometida al régimen de declaración responsable. Este régimen incluye tanto el punto de recarga como el centro de transformación, el centro de seccionamiento y resto de elementos necesarios para la recarga de vehículos eléctricos, la línea propiedad del promotor del punto de recarga así como la línea propiedad de la distribuidora cuando el cable sea extendido en subterráneo por acera hasta 25 metros sin cruces de calle y extendido en aéreo hasta 50 metros sin instalación de soportes y sin cruces de calle. »

Disposiciones Adicionales

Disposición adicional primera «Tramitación urbanística de proyectos de líneas eléctricas de transporte de competencia de la Generalitat de Catalunya

1. En la tramitación de las infraestructuras correspondientes a la red de transporte de competencia de la Generalitat de Catalunya, se debe solicitar un informe al órgano urbanístico sobre la compatibilidad urbanística de la actuación. Este informe se debe emitir en el plazo de un mes.
2. En el supuesto de incompatibilidad urbanística, siempre que no sea posible un emplazamiento alternativo, de conformidad con la normativa de aplicación, el órgano competente puede autorizar la actuación siempre que se justifique la existencia de un interés público prevalente.
3. La construcción, modificación y ampliación de las obras mencionadas no está sometida a licencia urbanística ni a ningún otro acto de control preventivo municipal, siempre que se siga lo que establece el apartado 1 de este artículo y, en caso de requerir evaluación de impacto ambiental, esta se haya formulado. Sin embargo, antes de la información pública del proyecto de línea y el resto de la infraestructura de red, la persona promotora debe hacer un proceso de presentación inicial del proyecto en el municipio o municipios por donde pase la línea o resto de infraestructura, cuyas observaciones deben ser tenidas en cuenta y debidamente contestadas, así como, antes de la autorización de construcción, proponer un convenio que permita obtener unos ingresos iguales o similares a los que correspondería en concepto de tributos por la licencia de obras. Sin embargo, estas acciones no paralizan la tramitación del expediente que disponga la legislación vigente.»

Disposición adicional segunda «Renovación de elementos de la red eléctrica de transporte o distribución

En el caso de instalaciones de transporte y distribución, las actuaciones que consistan, únicamente en la sustitución, por mantenimiento o por avería, de algunos de los elementos de las instalaciones

antiguos, obsoletos, deteriorados o rotos por otros de características similares con respecto a diseño, capacidad de potencia y prestaciones mecánicas, incorporando los avances tecnológicos actuales, no requieren de autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción ni autorización de explotación y puesta en servicio, y se debe enviar de forma telemática a la Dirección General de Energía de la Generalitat de Catalunya con competencias en energía una relación de todas estas actuaciones antes del 31 de marzo del año siguiente a aquel en que se hicieron las modificaciones.»

Disposición adicional tercera «Facilitación de implantación en las zonas de protección de la red vial

De acuerdo con la necesidad de impulso de las instalaciones de energías renovables, de instalaciones de almacenaje y su infraestructura conexa, así como de las líneas de transporte de energía eléctrica, si la evaluación ambiental lo aconseja para minimizar el impacto ambiental de los proyectos, de forma motivada y con el informe favorable previo de la Administración competente en materia de carreteras:

-
- **a)** Se pueden autorizar en la zona de afectación por delante de la línea de edificación según lo que determina el artículo 39 y el artículo 40 del Decreto legislativo 2/2009, de 25 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de carreteras, las instalaciones de energías renovables, su infraestructura conexa, cuadros de mandos y medida, así como las líneas soterradas de evacuación, de distribución y de transporte de energía eléctrica, salvo los centros de transformación y otros edificios auxiliares.
-
- **b)** Por motivos de interés general, según lo que determina el artículo 37 del Decreto legislativo 2/2009, de 25 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de carreteras, las instalaciones de energías renovables, su infraestructura conexa, cuadros de mandos y medida, así como las líneas soterradas de evacuación y de transporte de energía eléctrica, salvo los centros de transformación y otros edificios auxiliares, se pueden autorizar en la zona de servidumbre de autopistas y vías preferentes en las condiciones que determina el mismo artículo 37 del Decreto legislativo, de 25 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de carreteras.
-
- **c)** Tienen la consideración de infraestructura imprescindible para prestación de servicio público esencial según lo que determina el artículo 35 del Decreto legislativo 2/2009, de 25 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de carreteras, las líneas soterradas de transporte de energía eléctrica, y en consecuencia, se pueden autorizar en la franja de un metro situada en la parte más exterior de la zona de dominio público en las condiciones que determina el mismo artículo 35 del Decreto legislativo, de 25 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de carreteras.»

Disposiciones Transitorias

Disposición transitoria primera Plantas solares fotovoltaicas en espacios agrarios de regadío con tramitación iniciada antes de este Decreto ley

Se exceptúa de la aplicación de las limitaciones introducidas para la fotovoltaica en espacios de regadíos en los apartados 3 y 4 del artículo 1 de este Decreto ley las plantas solares fotovoltaicas que a la fecha de entrada en vigor de este Decreto ley tengan acceso y conexión concedido o dispongan de algún otro trámite iniciado, como los informes de suficiencia e idoneidad, el trámite ambiental, energético o urbanístico, así como las hibridaciones de estas instalaciones y sus ampliaciones hasta el 25 % de la potencia instalada.

Disposición transitoria segunda Oferta de participación local

Las modificaciones introducidas por este Decreto ley en el artículo 9 bis del Decreto ley 16/2019 resultan de aplicación a proyectos de energía solar o eólica que en la entrada en vigor de este Decreto ley no hayan hecho la oferta de participación local o en caso de que no estuvieran obligados a hacer una oferta de participación local, que no hayan salido a información pública.

Disposición final Entrada en vigor

Este Decreto ley entra en vigor al día siguiente de su publicación en el Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya.

Por lo tanto, ordeno que toda la ciudadanía a la cual sea aplicable este Decreto ley coopere a cumplirlo y que los tribunales y las autoridades a los cuales corresponda lo hagan cumplir.



18-20 Nov GENERA y MATELEC consolidan su liderazgo en el sector energético y eléctrico con más de 800 empresas...

- La Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización contará con más de 34.000m2 de exposición donde se podrá descubrir las últimas novedades sobre energías renovables, electrificación y soluciones tecnológicas para la industria eléctrica. La Semana



<https://www.fenitel.es/revista-el-instalador/18-20-nov-genera-y-matelec-consolidan-su-liderazgo-en-el-sector-e...>
IINNSS

Jueves, 30 octubre 2025

La Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización contará con más de 34.000m2 de exposición donde se podrá descubrir las últimas novedades sobre energías renovables, electrificación y soluciones tecnológicas para la industria eléctrica.

La Semana Internacional de la Electrificación y Descarbonización, que incluye las ferias GENERA y MATELEC, se celebrará entre los días 18 y 20 de noviembre de 2025 en IFEMA MADRID.

La Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, que supondrá la celebración conjunta de GENERA y MATELEC, ha confirmado el dinamismo de dos sectores estratégicos en el proceso de la transición energética. Así, estas dos ferias ya cuentan con más de 800 empresas expositoras confirmadas procedentes de 26 países diferentes, en una superficie que alcanza los 34.000 metros cuadrados. La unión de estas dos convocatorias significará la celebración de la mayor plataforma comercial y de innovación del sur de Europa en energías renovables, electrificación y soluciones tecnológicas para la industria eléctrica.

En total, las ferias congregarán a más de 800 expositores directos, de los cuales el 61% son españoles y el 39% internacionales. Un reparto que refleja tanto la fortaleza del tejido empresarial nacional como el creciente interés de los mercados exteriores en participar en este escaparate de referencia para la industria energética y eléctrica.

Un programa de actividades al servicio de la transición energética

La programación de actividades refuerza el papel de ambas ferias como espacios de encuentro profesional y de debate en torno a la descarbonización, la digitalización y la electrificación. Entre los contenidos más relevantes destaca dentro del I Congreso de la Semana de la Electrificación y la Descarbonización, la participación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En el programa también se incluirán las jornadas de APPA Renovables sobre eólica, fotovoltaica, almacenamiento, gases renovables y electrificación. A ello se suma una jornada sobre el sistema eléctrico, bajo el título “¿Qué red eléctrica necesitamos? Reflexiones de los agentes del sector”, en la que participan las principales asociaciones e instituciones sectoriales. También tendrán lugar una jornada del vehículo eléctrico, impulsada por AEDIVE, así como la mesa de debate sobre rehabilitación eléctrica en la vivienda en la que se presentará el Informe OREVE 2025 liderado por AFME y ADIME.

Además, GENERA y MATELEC reunirán una amplia variedad de foros y encuentros sectoriales como el Foro Genera Solar de UNEF, el espacio El mundo del instalador de FENIE o el Foro CAE'S, impulsado por ANESE y A3E que se celebrarán entre los pabellones 3, 4, 6, 8 y 10 junto con el Centro de Convenciones Norte, donde se realizarán actividades con temáticas como la Cogeneración, el Hidrógeno, Energía Eólica, Flexibilidad en los mercados, etc. Todas estas actividades confirman el valor de las ferias como puntos de convergencia de conocimiento, innovación y colaboración empresarial.

Galería de Innovación en GENERA y MATELEC

La Galería de Innovación vuelve en una nueva edición, la undécima para GENERA y la primera en el caso de MATELEC, en la que se reconocerán los avances más relevantes en eficiencia energética, energías renovables e instalación eléctrica y mostrará propuestas de equipos y proyectos punteros en eficiencia energética, energías renovables e instalación eléctrica. En este espacio se podrán presentar no solo proyectos de investigación, sino también equipos tecnológicos innovadores en eficiencia energética, energías renovables e instalación eléctrica.

Las inscripciones están abiertas hasta el 15 de octubre de 2025:

[Consulta todos los detalles de la Galería de Innovación de Genera.](#)

[Consulta todos los detalles de la Galería de Innovación de Matelec.](#)

Organizadas por IFEMA MADRID, GENERA y MATELEC se consolidan como un hub estratégico para el avance de la sostenibilidad, la eficiencia energética y la electrificación. Su capacidad para atraer empresas nacionales e internacionales, así como su papel en la generación de debate y transferencia de conocimiento, sitúan a estas ferias como referentes indiscutibles para los sectores eléctrico y energético.

[Visitar web de GENERA](#)

[Visitar web de MATELEC](#)

Ver todas las noticias publicadas de MATELEC

Ver todas las noticias publicadas de GENERA

Impulsando el futuro del autoconsumo en España: eficiencia, fiabilidad e integración del sistema en solar C&I - Energética 21

- El mercado del autoconsumo en España vive una nueva etapa de consolidación. DMEGC impulsa este crecimiento con módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, durabilidad y diseño, orientados al segmento comercial e industrial, donde la integración con almacenamiento y gestión inteligente marca la diferencia.



Impulsando el futuro del autoconsumo en España: eficiencia, fiabilidad e integración del sistema en solar C&I.

[autoconsumo](#) [españa](#) [energía solar](#) [eficiencia](#) [fiabilidad](#) [integración del sistema](#) [solar](#) [c&i](#) [segmento residencial](#)

<https://energetica21.com/articulo/impulsando-futuro-autoconsumo-espana-eficiencia-fiabilidad-integracion-sist...>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

El mercado del autoconsumo en España vive una nueva etapa de consolidación. DMEGC impulsa este crecimiento con módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, durabilidad y diseño, orientados al segmento comercial e industrial, donde la integración con almacenamiento y gestión inteligente marca la diferencia.

En España, el autoconsumo está transformando la forma en que se genera y gestiona la energía, tanto en empresas, como en municipios y sitios industriales. Lo que comenzó como un segmento residencial, se ha convertido en un pilar fundamental de la transición energética nacional, impulsado por la caída de los precios de los módulos, mejoras tecnológicas y un fuerte enfoque en la sostenibilidad tanto por parte de los fabricantes como de los consumidores finales. Sin embargo, a medida que el mercado madura, la eficiencia y la fiabilidad en toda la cadena de valor se han vuelto decisivas para la viabilidad a largo plazo de los proyectos.

Desde azoteas aisladas hasta las comunidades energéticas

El modelo de autoconsumo ha superado ampliamente las azoteas y tejados unifamiliares. Hoy en día, los desarrolladores diseñan cada vez más sistemas híbridos que combinan generación

fotovoltaica, inversores y almacenamiento con baterías, integrados a través de plataformas de gestión energética. El objetivo es maximizar la energía consumida, manteniendo la estabilidad y la flexibilidad de la red. En este contexto, la eficiencia del módulo por sí sola ya no define el éxito del sistema: la compatibilidad, la durabilidad y la interacción con el sistema resultan igualmente esenciales.

El segmento C&I en el centro del crecimiento fotovoltaico en España

España sigue siendo uno de los mercados fotovoltaicos más activos de Europa. Según datos de APPA y UNEF, la capacidad de autoconsumo superó los 8 GW a finales de 2024, con unos 1,2 GW añadidos ese año. De estos, más de dos tercios provenían de instalaciones comerciales e industriales (C&I). No obstante, los trimestres recientes muestran una desaceleración: UNEF reportó un descenso entre el 14% y el 20% a comienzos de 2025, reflejando tanto el agotamiento de anteriores esquemas de subvenciones públicas, como la menor volatilidad en los precios de la energía.

Pese a ello, el panorama a largo plazo sigue siendo sólido. Nuevas medidas regulatorias, como la extensión del radio para comunidades energéticas de 2 km a 5 km, pueden permitir que desbloqueen potencial adicional para el sector C&I. Para polígonos industriales y agrupaciones de empresas, esta flexibilidad permite que una sola planta fotovoltaica abastezca varios puntos de consumo, mejorando la escalabilidad y la eficiencia económica.

El segmento C&I también se distingue como banco de pruebas para integrar almacenamiento con baterías. En 2024, el 26 % de los nuevos sistemas de autoconsumo en España incluyeron almacenamiento, aunque la capacidad total disminuyó hasta 327 MWh debido a retrasos en la financiación. Como destacan UNEF y APPA, con nuevas revisiones de políticas energéticas, que apuntan a clarificar los procedimientos de acceso a la red y mejorar las estructuras tarifarias, el almacenamiento podrá desempeñar un papel más fuerte en el equilibrio de la red.

Eficiencia y densidad de potencia: hacia la clase de 460 W

En proyectos C&I, la optimización del espacio es crucial. Las limitaciones de superficie en cubiertas o terrenos delimitados a menudo determinan la viabilidad del proyecto. Los módulos en formato transparente basados en la célula G12R con hasta 460 W de potencia proporcionan una solución ideal, permitiendo a los diseñadores de sistemas incrementar la densidad energética sin modificar dimensiones estándar de montaje.

Estos módulos combinan tecnología tipo N con diseño de células bifaciales, ofreciendo niveles de eficiencia superiores al 23%. Su formato asegura una integración sencilla en diseños existentes, mientras mantiene una distribución equilibrada de carga en grandes cubiertas industriales. Para los desarrolladores simplifica la logística y acelera los plazos de instalación, factores clave para minimizar el tiempo de inactividad en instalaciones operativas.

Los formatos basados en G12R, como el G12RT-B54HBT, extienden esta ventaja a sistemas C&I montados en suelo, donde arquitecturas de células más grandes pueden ofrecer más potencia por unidad, alcanzando ahora hasta 510 W. Al reducir el número de módulos por string, contribuyen a

menores costes de balance del sistema (BOS) y a mejorar el coste nivelado de la energía (LCOE), un indicador esencial para desarrolladores españoles que compiten en un mercado con márgenes ajustados.

Bifacialidad y adaptación al entorno

Los sistemas de autoconsumo instalados sobre suelo en España utilizan cada vez más módulos bifaciales de doble cristal para aprovechar la alta irradiancia solar y las superficies reflectantes típicas de zonas industriales. El efecto bifacial puede aumentar la producción anual de energía en un 5–15 %, en función del albedo y la elevación. Pavimentos de hormigón, superficies metálicas y grava clara alrededor de almacenes o fábricas potencian esta ganancia, haciendo que la tecnología bifacial sea especialmente ventajosa.

Módulos de las series M10RT y G12RT ofrecen un factor de bifacialidad de alrededor del 80 %, garantizando una contribución constante por la cara trasera incluso bajo luz difusa. El diseño de doble cristal proporciona también resistencia superior ante humedad, polvo y estrés mecánico, factores esenciales dadas las diversas condiciones climáticas en España, desde la humedad costera hasta el calor interior.

Sobre esta base robusta, todos los módulos de DMEGC pasan pruebas de estrés extendido conforme a las normas IEC 61215, IEC 61730 y IEC TS 63209 para verificar la durabilidad a largo plazo frente a carga mecánica, impacto de granizo y ciclos térmicos extremos. Estas pruebas rigurosas garantizan un rendimiento energético estable durante décadas de operación, satisfaciendo las expectativas de los inversores de larga vida útil y rendimientos fiables.

Fiabilidad y garantía a largo plazo

La fiabilidad permanece como uno de los atributos más valorados en el mercado del autoconsumo en España. Dado el horizonte de 25–30 años de los activos fotovoltaicos con los que operan los inversores, las tasas de degradación y la resistencia mecánica inciden directamente en la estabilidad financiera de los proyectos C&I. Los módulos de DMEGC presentan ≤ 1 % de degradación en el primer año y $\leq 0,4$ % anual posteriormente, manteniendo así más del 87 % de su potencia inicial tras 30 años de operación.

Para las empresas que integran energía fotovoltaica en su infraestructura, un desempeño predecible reduce los costos de mantenimiento y simplifica la planificación energética. La encapsulación de doble cristal y conexiones de alta calidad reducen el riesgo de microgrietas. Combinados con garantías robustas (30 años para rendimiento y 25 años para producto), estos atributos ofrecen la base para una operación estable y de bajo riesgo.

Integración estética para cubiertas industriales modernas

Más allá del rendimiento técnico, la integración visual se ha vuelto cada vez más importante en la arquitectura comercial española. Desde centros logísticos cerca de Madrid hasta centros comerciales en Valencia, los propietarios de edificios priorizan a menudo la estética para mantener

una apariencia corporativa coherente. Los diseños de módulos transparentes, como los de la serie M10RT-B60HBT, combinan alta eficiencia con un aspecto uniforme y homogéneo que armoniza con fachadas contemporáneas, marquesinas y estructuras de cubierta.

Esta ventaja estética respalda el papel creciente de la energía fotovoltaica como elemento arquitectónico. A medida que las ciudades avanzan hacia códigos de edificación energéticamente renovables, los módulos fotovoltaicos se están convirtiendo en parte de la identidad visible de empresas sostenibles. No solo un componente energético, sino un símbolo de responsabilidad ambiental.

La visión del sistema: combinar generación, almacenamiento e inteligencia

Los sistemas de autoconsumo ya no se definen por la suma de sus componentes de hardware. La tendencia más reciente en España apunta a la optimización energética mediante control inteligente, permitiendo una gestión dinámica del flujo entre producción, almacenamiento y consumo. Unido al cambio regulatorio hacia el autoconsumo colectivo, esto abre nuevas oportunidades para parques industriales y proyectos de infraestructura pública.

La combinación de módulos bifaciales de alta eficiencia con inversores avanzados y sistemas de almacenamiento modulares permite un equilibrio energético en tiempo real. Durante los picos del mediodía, la generación excedente puede desviarse para cargar baterías o alimentar instalaciones asociadas dentro del radio de 5 km permitido por la nueva legislación. Este enfoque integrado reduce la dependencia de la red, mejora la estabilidad y acelera los tiempos de retorno de inversión, todo ello mientras contribuye a los objetivos de descarbonización de España.

Perspectivas: calidad y adaptabilidad como claves para el crecimiento sostenible

El sector del autoconsumo en España está entrando en una nueva fase. Tras años de rápido crecimiento respaldado por incentivos, el mercado se está consolidando en torno al valor a largo plazo: tecnología probada, rendimiento fiable y adaptación comunitaria. La competitividad futura dependerá no solo de la eficiencia del módulo, sino también de la durabilidad, la compatibilidad del sistema y la capacidad de integrar almacenamiento y sistemas de gestión energética.

Los módulos bifaciales tipo N de alta calidad, sometidos a pruebas rigurosas y diseñados para satisfacer exigencias tanto estéticas como mecánicas, se alinean con estas expectativas. Permiten a empresas, desarrolladores y municipios españoles seguir expandiendo sistemas de autoconsumo eficientes, resistentes e integrados visualmente en el panorama renovable en constante evolución del país.

Artículo escrito por:

Mantenimiento, la clave para exprimir cada rayo de sol

- El auge del autoconsumo marca una nueva era eléctrica: mantener los paneles en perfecto estado es la clave para aprovechar cada rayo de sol.



Mantenimiento, la clave para exprimir cada rayo de sol

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Mantenimiento

la clave para exprimir cada rayo de sol

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/el-gobierno-de-gustavo-petro-impulsa-20251029-1>

Manuel Moncada

Jueves, 30 octubre 2025

El mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas enfrenta desafíos específicos, relacionados con las condiciones climáticas extremas, la eficiencia de la generación y los costes operativos. El uso de tecnologías avanzadas, un diseño adecuado de las infraestructuras y la aplicación de prácticas de mantenimiento preventivo permiten mitigar gran parte de estos problemas y maximizar los beneficios de las plantas solares.

Sin embargo, la operación y el mantenimiento (O&M) en sistemas de autoconsumo y en grandes plantas solares tienen realidades muy diferentes. Con la llegada del almacenamiento, además, se ha abierto un espacio relevante en la parte de operación, que en muchos casos se trata ya de manera independiente al mantenimiento. Una cosa mitigar la degradación de los componentes de la instalación y otra es gestionar su generación para maximizar la producción, el precio capturado o el ahorro alcanzado.

Retos del mantenimiento en autoconsumo

Como se ha comentado, el autoconsumo plantea sus propios desafíos. En muchos casos, los trabajos deben hacerse en altura, lo que añade riesgos y requiere medidas de seguridad adicionales. Además, es esencial garantizar la correcta conexión de la instalación fotovoltaica con la red eléctrica del consumidor. Por otro lado, la limpieza de los módulos también resulta más complicada, ya que el cableado en corriente continua suele ser poco accesible si los paneles están en cubierta.

Por lo general, el mantenimiento en autoconsumo tiene un peso menor que en las plantas sobre suelo, ya que no se beneficia de las economías de escala. Sin embargo, la operación puede ser más compleja, especialmente en instalaciones industriales, donde se requiere coordinar la generación con el consumo de bombas de calor, y radiadores y vehículos eléctricos. En estos entornos, además, también resulta clave gestionar la energía reactiva para maximizar los ahorros.

¿Es necesario un plan de mantenimiento preventivo?

En instalaciones industriales de autoconsumo de gran escala, con potencias que alcanzan varios megavatios, puede resultar interesante implementar planes de mantenimiento preventivo que incluyan limpiezas periódicas. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la reducción del rendimiento causada por la suciedad en los paneles no compensa los altos costes de estas operaciones, al no existir los beneficios de escala que sí se dan en las grandes plantas en suelo.

La importancia de la limpieza

La limpieza es la clave para mantener la eficiencia de una instalación de autoconsumo. Y es que cuanto más limpios estén los módulos, mejor captarán la radiación solar. Elementos como el polvo, las hojas, el polen, los excrementos de aves o la contaminación, pueden reducir la producción hasta un 20% en zonas con mucha suciedad.

En climas lluviosos suele bastar con una o dos limpiezas al año, mientras que en áreas con polvo, polución o abundante presencia de aves, conviene revisar la cubierta cada pocos meses. No hace falta recurrir a productos agresivos: basta con agua limpia, preferiblemente desmineralizada, un poco de jabón neutro y herramientas adecuadas para devolver el brillo y la eficacia a los paneles.

El tipo de agua que se utiliza también influye en los resultados. El agua del grifo, especialmente en zonas con aguas duras, puede dejar restos de cal que afectan a la captación solar. Lo más recomendable es emplear agua desmineralizada o destilada, que no deja residuos ni manchas. En instalaciones de gran tamaño, como las plantas solares comerciales, se suelen usar robots o sistemas automáticos que garantizan una limpieza rápida y eficaz sin intervención manual.

El beneficio de una limpieza regular es más que evidente. En zonas con polvo moderado, puede suponer un aumento del rendimiento de entre un 2% y un 6%, mientras que en entornos con alta polución o acumulación de suciedad, la diferencia llega a superar el 20%. Además, mantener los módulos limpios no solo asegura una mayor producción de energía, sino que también ayuda a prolongar su vida útil al evitar la aparición de puntos calientes que dañan las células solares.

En definitiva, cuidar los paneles solares es tan importante como instalarlos correctamente desde el principio. Una pequeña inversión en mantenimiento garantiza que la instalación siga produciendo electricidad limpia, barata y abundante durante muchos años.

Seguridad ante todo

La seguridad es un aspecto esencial. La mayoría de instalaciones están en altura y conectadas a la red eléctrica, lo que implica riesgo eléctrico y peligro de caídas. Por ello, lo más recomendable es dejar la limpieza en manos de profesionales que cuenten con la formación adecuada y con el equipo necesario para realizar el trabajo de forma segura, como arneses, cascos o líneas de vida.

También es importante elegir bien el momento del día para realizar la limpieza. Lo ideal es hacerlo a primera hora de la mañana o al atardecer, cuando los módulos están más frescos. De este modo se evita que el agua se evapore con rapidez y deje manchas, o que los cambios bruscos de temperatura puedan agrietar el vidrio. Trabajar bajo el sol del mediodía no solo pone en riesgo los paneles, sino también la salud de quien realiza la tarea, sobre todo en un contexto de crisis climática en el que los veranos son cada vez más calurosos.

Mantenimiento y Empleo

El sector de la O&M solar no cuenta con cifras cerradas sobre cuántas empresas se dedican en exclusiva a esta actividad, ya que muchas provienen de otros ámbitos industriales, eléctricos o incluso agropecuarios. Además, hay compañías que ofrecen mantenimiento pero cuyo negocio principal en fotovoltaica es otro.

Aun así, desde la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)** estiman que una planta de 32 MW genera unos tres puestos de trabajo en la fase de operación, cifra que puede aumentar si la instalación incorpora actividades complementarias, como el pastoreo agrovoltaico.

Sin embargo, sí que existe una organización que funciona como punto de encuentro de expertos vinculados a la gestión y servicios de O&M de instalaciones de energía renovable. Su finalidad es promover la calidad de los servicios de mantenimiento en las instalaciones de generación energética con fuentes renovables, y estandarizar los procedimientos en las diferentes fases de los proyectos. Y no es otra que Aemer.

Alberto Ceña, secretario general de Aemer: "El mantenimiento es el barro de las renovables"

El mantenimiento, -según ha explicado a ER **Alberto Ceña, secretario general de la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer)** en nuestro último especial sobre mantenimiento- "es el barro de las renovables, lo más duro, lo más complicado. No hablamos de la sostenibilidad, no hablamos de la transición ecológica, hablamos del día a día, de las dificultades que entraña el mantenimiento de una instalación".

"Nueve firmas del sector han creado Aemer, asociación que declara cuatro objetivos fundamentales. 1) mantener la profesionalidad y calidad de los servicios; 2) intercambiar información sobre buenas prácticas; 3) impulsar procedimientos que incrementen la seguridad y disminuyan los riesgos laborales; y 4) apoyarse en la progresiva internacionalización de la actividad de mantenimiento".

Así comenzaba el primer párrafo de la noticia que titulamos, un 16 de abril de 2015, "Nace la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables". Aemer ya ha cumplido diez años, y cuenta hoy con casi 40 asociados, en un contexto de creciente importancia de la actividad del mantenimiento.

La Asociación declara como su "misión" la siguiente: ser un punto de encuentro de expertos vinculados a la gestión y servicios de OyM (directos e indirectos) de instalaciones de energía renovable, "con la finalidad de impulsar el debate, desarrollar estándares, homogenizar procesos y prácticas, y que conjuntamente ofrezcamos alternativas de crecimiento ante los nuevos desafíos".

El correcto mantenimiento de instalaciones de autoconsumo, según Aemer

La Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer) explicó en un webinar específico dedicado al mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo que, a diferencia de las grandes plantas conectadas a red para la venta de electricidad, los autoconsumos requieren de un enfoque mucho más exhaustivo y especializado.

El seminario digital, impartido por **Elisa Manero, presidenta de Aemer**, abordó las particularidades de este tipo de instalaciones y la importancia de contar con un servicio integral que garantice la rentabilidad del proyecto.

Autoconsumo: un nuevo paradigma de mantenimiento

Según Manero, mientras que en las plantas de conexión a red el mantenimiento se limitaba en muchos casos a visitas preventivas una o dos veces al año y a la monitorización remota de la producción, en autoconsumo la situación es radicalmente distinta.

"El éxito de una instalación de autoconsumo depende de un seguimiento continuo no solo de la producción, sino también del consumo. Cada kilovatio hora cuenta y cualquier desviación puede afectar a la rentabilidad del proyecto", subrayó la experta.

Este cambio obliga a integrar nuevas herramientas de monitorización, software de control y sistemas de alarma que permitan detectar tanto fallos en la planta como variaciones inesperadas en los hábitos de consumo del cliente.

El mantenimiento en autoconsumo abarca desde la inspección preventiva -que incluye la comprobación de protecciones, módulos, inversores, cables y estructuras, junto con revisiones termográficas y limpiezas puntuales- hasta la respuesta correctiva inmediata.

"En autoconsumo no podemos permitirnos tener un inversor parado una semana. La actuación debe ser rápida, en menos de 24 horas, con repuestos disponibles y procedimientos ágiles de reparación", explicó Manero.

Servicios añadidos y seguridad

Además del mantenimiento técnico, las empresas del sector ofrecen una batería de servicios adicionales: gestión de seguros, revisiones de alta y baja tensión, comunicación con distribuidoras e incluso apoyo en trámites administrativos y fiscales.

La seguridad también ocupa un lugar destacado, especialmente en instalaciones sobre cubierta. A las cámaras de videovigilancia se suman sistemas de detección por fibra óptica, diseñados para activar alarmas ante cualquier intento de robo de módulos.

Más allá del mínimo legal

Aunque la normativa permite contratos de mantenimiento básicos, desde Aemer recomiendan apostar por un mantenimiento integral que combine prevención, monitorización avanzada, correctivos inmediatos y soporte administrativo.

"El objetivo no es solo cumplir la normativa, sino maximizar la energía autoconsumida y garantizar la sostenibilidad económica del proyecto", concluyó Manero.

Expofimer 2025, la cita de referencia en el sector del mantenimiento de instalaciones renovables

La tercera edición de **Expofimer** confirmó su papel como gran punto de encuentro para los

profesionales de la operación, mantenimiento y optimización de proyectos de energías renovables.

El certamen, organizado por Aemer y Feria de Zaragoza entre el 4 y 5 de marzo, cerró sus puertas con un balance muy positivo: 4.179 profesionales del sector y más de 60 empresas se dieron cita en los 3.500 metros cuadrados de superficie expositiva del recinto ferial aragonés.

La exposición, que contó con una destacada presencia internacional de firmas procedentes de Dinamarca, Países Bajos, Reino Unido y República Checa, se ha consolidado como una cita de referencia en la Unión Europea, gracias a la alta especialización de los asistentes y el dinamismo de las jornadas.

Programa técnico de alto nivel

Uno de los grandes atractivos de Expofimer 2025 fue su programa técnico, en el que se abordaron los retos clave del sector. Expertos nacionales e internacionales analizaron cuestiones como la gestión a largo plazo de activos, la hibridación de tecnologías, las nuevas modalidades de contratación de servicios, la digitalización del mantenimiento con IA e Internet de las Cosas (IoT), así como estrategias de reparación, inspección avanzada, logística, gestión de repuestos y seguridad laboral.

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



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

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



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

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

Jueves, 30 octubre 2025

30 octubre 2025 0

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

-

Últimas Noticias

29 octubre 2025

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

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



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

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

José A. Roca

Jueves, 30 octubre 2025

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

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

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

Expansión significativa

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

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

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

Asia Pacífico lidera la producción mundial

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

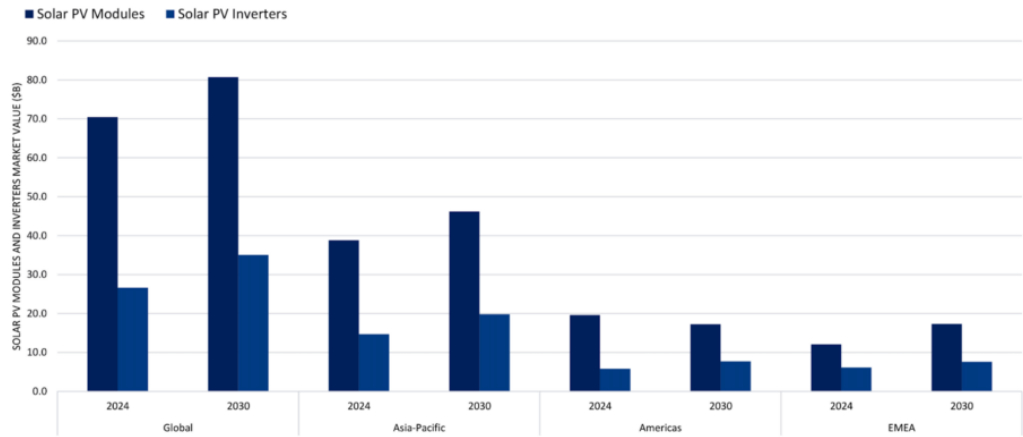
El valor del mercado global de inversores FV está liderado por APAC (19,8 mil millones de dólares), seguida por América (7,7 mil millones) y EMEA (7,6 mil millones).

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

El mercado mundial de módulos solares e inversores alcanzará los 115 800 millones de dólares en 2030

Los analistas británicos de GlobalData prevén que el crecimiento de los mercados mundiales de módulos solares e inversores hasta finales de la década estará impulsado por la región de Asia-Pacífico.

Global Solar PV Modules and Inverters Market Size (\$B) 2024 and 2030



GlobalData.

Source: GlobalData Power Intelligence Center | Note: EMEA: Europe, Middle East, and Africa

<https://www.pv-magazine.es/2025/10/30/el-mercado-mundial-de-modulos-solares-e-inversores-alcantara-los-115-800-millones-de-dolares-en-2030>
Jueves, 30 octubre 2025

Los analistas británicos de GlobalData prevén que el crecimiento de los mercados mundiales de módulos solares e inversores hasta finales de la década estará impulsado por la región de Asia-Pacífico.

Patrick Jowett

Los mercados mundiales de módulos solares e inversores están en camino de alcanzar un valor de 115 800 millones de dólares en 2030, según las previsiones de la empresa británica de análisis de datos y consultoría GlobalData.

El último informe de los analistas prevé que el mercado mundial de módulos solares alcance los 80 700 millones de dólares a finales de la década, mientras que el mercado de inversores solares alcanzará los 38 800 millones de dólares.

GlobalData afirma que el aumento se verá impulsado en gran medida por las sólidas iniciativas políticas de la región de Asia-Pacífico (APAC), donde se espera que el mercado de módulos solares alcance los 46 200 millones de dólares en 2030, frente a los 38 800 millones de dólares de 2024.

Otros factores que contribuyen a ello son la disminución de los costes tecnológicos, los objetivos nacionales en materia de energías renovables y de emisiones netas cero, y la expansión de la fabricación e innovación solar en las principales economías, según el análisis de GlobalData.

La empresa añade que los recientes cambios en la política comercial, como los aranceles estadounidenses, están remodelando las cadenas de suministro y acelerando los esfuerzos de localización en toda la región APAC.

Bhavana Sri Pullagura, analista sénior de energía de GlobalData, explicó que los ajustes arancelarios y los derechos antidumping y compensatorios sobre los módulos y las células de algunos países del sudeste asiático han alterado significativamente las cadenas de suministro y aumentado los precios de los módulos en el mercado estadounidense. «La disminución prevista del valor de los módulos solares en América, a pesar del continuo crecimiento de las instalaciones, se debe principalmente a la importante erosión de los precios impulsada por el exceso de oferta y la disminución de los costes de producción», añadió Pullagura.

GlobalData también descubrió que la rápida evolución del mercado mundial de inversores solares se ve impulsada por la creciente demanda de proyectos a escala industrial y sistemas híbridos de energía solar y almacenamiento, así como por el endurecimiento de las normas de cumplimiento de la red y de ciberseguridad, especialmente en Europa y Estados Unidos.

Aunque la región APAC sigue siendo el principal centro de producción de inversores solares, GlobalData afirma que Oriente Medio y África están emergiendo como áreas de crecimiento que requieren inversores de alta capacidad y preparados para el almacenamiento para proyectos a gran escala.

Pullagura observó que, mientras que la región APAC está ampliando la capacidad y la fabricación local de módulos solares e inversores, Europa, Oriente Medio y África se están concentrando en la calidad, la producción nacional y las compras estratégicas. «Estos avances seguirán afectando a las cadenas de suministro, la adopción de tecnología y los flujos de inversión en todo el sector de la energía solar fotovoltaica», añadió Pullagura.

A principios de este año, GlobalData pronosticó que la capacidad solar acumulada mundial superará los 4,8 TW a finales de 2030, antes de superar los 7,5 TW en 2035.

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

Inversión en infraestructuras de recarga pública de vehículo eléctrico en España en los últimos 10 meses: 1.290...

- Aedive (vehículo eléctrico) revela que la inversión en infraestructuras de recarga pública en España ha superado los 1.290 millones en los últimos 10 meses



Dos postes para repostar electricidad. Estación pública para la recarga de vehículo eléctrico. Fuente: Aedive

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/movilidad/inversi-n-en-infraestructuras-de-recarga-20251030>

Antonio Barrero F.

Jueves, 30 octubre 2025

La Asociación ha elaborado este informe para arrojar luz sobre el esfuerzo inversor que están realizando los operadores de puntos de recarga (CPO, por sus siglas en inglés), ya que la red de infraestructuras de recarga de acceso público en nuestro país ha experimentado, según Aedive, "un rápido e intenso crecimiento en los últimos cuatro años en todo el territorio nacional, incluyendo equipamiento en todos los rangos de potencias". Para hacer la estimación, la Asociación ha tenido en cuenta la información procedente del conjunto de operadores integrados en la propia **Aedive** (que pasa por ser la asociación de referencia en España en el sector de la movilidad eléctrica). Además, Aedive ha contrastado esta información proporcionada por los CPOs con el registro del número de puntos de recarga en cada rango de potencias haciendo un cálculo estimativo medio de la inversión necesaria para cada segmento.

"Lógicamente -explican desde la Asociación-, la inversión es proporcional a la potencia de la infraestructura de recarga; a mayor potencia, mayor necesidad de inversión". Por otro lado, Aedive explica que habla de "cálculo estimativo" porque las partidas económicas que componen cada inversión varían en función de múltiples factores, tales como el coste del suelo, el punto de conexión de la red de distribución, la posible necesidad de centros de transformación, la obra civil asociada, el proyecto de ingeniería, la tramitación legal y administrativa, la plataforma de software, el equipamiento y el montaje e instalación. A todo esto, se añade que la inversión puede variar si se integran sistemas de almacenamiento con baterías, estructuras y/o cubiertas para cubrir las instalaciones y vehículos durante la recarga, necesidad o no de adecuación de accesos, presencia de instalaciones fotovoltaicas, otros servicios al cliente, entre otros aspectos.

Arturo Pérez de Lucia, director general de Aedive : “este informe pone en valor la firme apuesta de los operadores de puntos de recarga por implementar una red de infraestructuras de recarga pública de gran capilaridad en toda la geografía, con un extraordinario volumen de inversiones que impacta muy positivamente en la economía de nuestro país y que seguirá en los próximos años, con el fin de cubrir las necesidades actuales de la movilidad eléctrica y atender el crecimiento futuro”

Aedive es la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica, entidad que engloba a unas 300 empresas que se encuentran ubicadas a lo largo de toda la cadena de valor industrial, tecnológica y de servicios de la movilidad eléctrica. La Asociación trabaja con las administraciones central, regionales y locales, con los agentes de la propia industria y, así mismo, con los agentes sociales e institucionales públicos y privados al objeto de "promover las condiciones que aceleren la descarbonización del transporte".

Aquí, el informe

La inversión en infraestructuras de recarga pública en España alcanza los 1.290 millones

- La inversión en infraestructuras de recarga de acceso público en España alcanza un total de 1.290 millones de euros hasta octubre de 2025.



Cargadores para vehículos eléctricos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-inversion-en-infraestructuras-de-recarga-publica-en-espana-alcanza-los-...>

Redacción

Jueves, 30 octubre 2025

Aedive

La inversión en infraestructuras de recarga de acceso público en España alcanza un total de 1.290 millones de euros hasta octubre de 2025, según un informe elaborado por la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive).

"La Asociación ha elaborado este informe para arrojar luz sobre el esfuerzo inversor que están realizando los operadores de puntos de recarga (CPO, por sus siglas en inglés), ya que la red de infraestructuras de recarga de acceso público en nuestro país ha experimentado un rápido e intenso crecimiento en los últimos cuatro años en todo el territorio nacional, incluyendo equipamiento en todos los rangos de potencias", ha explicado Aedive.

En este sentido, para el **cálculo de la estimación**, se ha considerado la información procedente del conjunto de operadores integrados en Aedive. Asimismo, se ha contrastado esta información proporcionada por los CPO con el registro del número de puntos de recarga en cada rango de potencias, haciendo un cálculo estimativo medio de la inversión necesaria para cada segmento.

La recarga pública

Este cálculo estimativo porque las partidas económicas que componen cada inversión varían en función de múltiples factores, tales como el coste del suelo, el punto de conexión de la red de

distribución, la posible necesidad de centros de transformación, la obra civil asociada, el proyecto de ingeniería, la tramitación legal y administrativa, la plataforma de software, el equipamiento y el montaje e instalación.

A esto se añade que la inversión puede variar si se integran sistemas de almacenamiento con baterías, estructuras o cubiertas para cubrir las instalaciones y vehículos durante la recarga, necesidad o no de adecuación de accesos, presencia de instalaciones fotovoltaicas, otros servicios al cliente, entre otros aspectos.

En palabras del director general de Aedive, **Arturo Pérez de Lucia**, este informe "pone en valor la firme apuesta de los operadores de puntos de recarga por implementar una red de infraestructuras de recarga pública de gran capilaridad en toda la geografía", con un "extraordinario" volumen de inversiones que impacta "muy positivamente" en la economía de España.

Carrefour proyecta un autoconsumo fotovoltaico de 762,3 kWp en Mallorca

- Carrefour ha obtenido la autorización administrativa para instalar una planta fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes en la cubierta de su centro comercial situado en Coll d'en Rabassa.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/30/carrefour-proyecta-un-autoconsumo-fotovoltaico-de-7623-kwp-en-m...>

Jueves, 30 octubre 2025

Carrefour ha obtenido la autorización administrativa para instalar una planta fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes en la cubierta de su centro comercial situado en Coll d'en Rabassa.

Jose Pedrosa

Imagen: Carrefour España

Carrefour, compañía francesa especializada en el formato híper, ha obtenido la autorización administrativa para instalar una planta fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes en la cubierta del centro comercial Carrefour Coll d'en Rabassa, ubicado en Palma de Mallorca.

La potencia total proyectada es de 762,3 kWp. El complejo comercial cuenta con una superficie de más de 65.000 m² y dispone de 2.600 plazas de aparcamiento.

Según el proyecto técnico, la instalación contempla un total de 1.980 módulos solares de silicio policristalino, fabricados por la empresa china Huasun, modelo HS-B120DS385, de 385 Wp. Estos paneles estarán conectados a cinco inversores Sungrow modelo SG125CX, de 125 kW cada uno.

La estructura de soporte será coplanar, fabricada en aluminio por el proveedor alemán IBC, modelo E-W 10° G3. La disposición será este-oeste, con una inclinación de 10°.

Para evitar la inyección de energía a la red, se ha previsto un sistema antivertido compuesto por el logger 1000 de Sungrow y el medidor de energía Energy Meter 610 del fabricante alemán Weidmuller.

Carrefour España ha comunicado que prevé finalizar el año 2025 con un total de 188 instalaciones solares operativas en sus hipermercados, alcanzando una superficie total instalada de 388.000 m2.

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

EiDF conecta a la red sus primeros tres parques solares construidos con una potencia de 4,81 MW

- Grupo EiDF ha conectado a la red sus primeros tres parques construidos con una potencia conjunta de 4,81 megavatios (MW).



Parque fotovoltaico de EiDF Solar.

<https://elperiodicodelaenergia.com/eidf-conecta-a-la-red-sus-primeros-tres-parques-solares-construidos-con-u...>

Redacción

Viernes, 31 octubre 2025

La firma cuenta con una cartera en ejecución o próximo a ejecución de 35 MW, de los que siete MW son en modalidad 'EPC' y 28 MW en modalidad 'PPA'

Grupo EiDF ha conectado a la red sus primeros tres parques construidos con una potencia conjunta de 4,81 megavatios (MW) , informó la compañía.

En concreto, del total de la potencia anunciada, 3,6 MW corresponden a parques propiedad de Tornalti Solar, sociedad en la que EiDF participa con un 40% de su capital.

Mientras, los 1,2 MW restantes son propiedad de la sociedad conjunta con Atitlan, en la que el grupo ostenta el 49% . Además, está previsto conectar en los próximos meses 20,3 MW adicionales construidos a través de esta última sociedad.

Durante el presente ejercicio, el área de **autoconsumo ha llevado a cabo el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo con una potencia total de 16 MW.**

En el futuro inmediato, EiDF cuenta con una cartera en ejecución o próximo a ejecución de 35 MW, de los que siete MW son en modalidad 'EPC' ('llave en mano') y 28 MW en modalidad 'PPA'.

Los servicios de EiDF

Asimismo, EiDF ha anunciado la ampliación de su gama de servicios más allá de la energía fotovoltaica, incorporando nuevas soluciones que buscan optimizar la eficiencia energética y aumentar el compromiso de las empresas con la sostenibilidad.

Entre las principales novedades se encuentra la implementación de sistemas de almacenamiento con backup, que permiten garantizar el suministro energético ante cortes de electricidad, así como aprovechar la energía solar durante los procesos productivos nocturnos de las empresas industriales, o, en sus servicios fotovoltaicos, la posibilidad de cambios de cubiertas, entre otros.



El Mundo del Instalador de FENIE, epicentro del sector de las instalaciones en Matelec

- El auditorio de El mundo del Instalador de FENIE se convertirá en el punto de encuentro para el sector de las instalaciones en Matelec.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/196162/el-mundo-del-instalador-fenie-matelec>

C de Comunicación

Jueves, 30 octubre 2025

El auditorio **El Mundo del Instalador** de **FENIE** se convertirá del 18 al 20 de noviembre en el punto de encuentro para el sector de las instalaciones durante **Matelec**, dentro de la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, en **Ifema Madrid**.

A lo largo de tres jornadas, FENIE reunirá a **instaladores**, **fabricantes**, **distribuidores** y **organizaciones sectoriales** en un espacio pensado para compartir novedades, debatir avances y retos del sector, y poner en valor la figura del instalador.

El asistente se encontrará con mesas de debate, ponencias técnicas, talleres prácticos, sorteos y cócteles diarios, con el objetivo de proporcionar una visión actual de la industria y su papel en la **electrificación** y la **descarbonización**.

18 de noviembre

El martes 18 de noviembre, tendrá lugar la inauguración oficial de la **XVIII edición del Concurso de Jóvenes Instaladores**, una de las actividades estrella que tiene lugar durante la exhibición.

A continuación, se celebrará la mesa redonda **Matelec y el Concurso de Jóvenes Instaladores: Palanca para mostrar el potencial del sector**, que estará moderada por el Área de Material Eléctrico de *C de Comunicación*. En ella, se destacará el papel de esta iniciativa y la importancia de la feria para el sector de las instalaciones.

Durante la tarde, el protagonismo recaerá en un **taller-práctico sobre actuaciones CAEs para instaladores**, que acercará la teoría a la realidad profesional a través de una representación de casos prácticos.

19 de noviembre

Al día siguiente, el auditorio abrirá la jornada con la **participación de Feníe Energía**, que asegurará un espacio de charlas dedicadas al autoconsumo colectivo, los nuevos suministros y los servicios de apoyo.

Por la tarde, la actividad continuará con dos mesas debate: una centrada en el **acceso y conexión a las redes de distribución**, y otra en pro de la **electrificación**.

20 de noviembre

Finalmente, el jueves 20 de noviembre, el programa se centrará en mesas dedicadas al **convenio del metal**, las **nuevas formas de comunicación** -con la participación de reconocidos influencers- y el **valor del asociacionismo** como parte fundamental de unión y evolución del sector.

La jornada culminará con la clausura oficial del stand, la **entrega de premios de la XVIII edición del Concurso de Jóvenes Instaladores**, sorteos y un cóctel de despedida.

“El auditorio del Mundo del Instalador volverá a convertirse en un punto de referencia y encuentro para los profesionales, donde se pondrá en valor el **papel del instalador** en la electrificación de la economía”, finalizan desde FENIE.



Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo

- Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo, que continúa siendo una inversión muy rentable



Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo

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

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/energ-a-a-coste-cero-la-20251030>

Energías Renovables

Jueves, 30 octubre 2025

¿Por qué ocurre esto? Porque, entre otros argumentos, el precio del pool es solo una parte del coste total que el consumidor debe asumir. En España, una empresa tipo paga por la energía eléctrica consumida en horas solares (en función de su tarifa y segmento) entre 80 y 180 €/MWh, incluso en tarifas indexadas cuando el *pool* llega a valores negativos. Esto se debe a que, además del precio de la energía, se añaden conceptos como peajes, cargos, servicios de ajuste, márgenes de la comercializadora e impuestos que no desaparecen. Dicho de otro modo: cuando el mercado está en negativo, la empresa no recibe dinero por consumir, sino que sigue pagando. Los precios bajos del pool, aunque llamativos, no eliminan los costes estructurales que encarecen la factura eléctrica.

Por ejemplo, imaginemos un día en el que el pool marca -15 €/MWh. Una empresa con contrato indexado podría pensar que está obteniendo energía a un coste ínfimo. Sin embargo, la realidad es otra ya que en su factura aparecerían conceptos como peajes y cargos (40 €/MWh), ajustes y servicios (10 €/MWh) e impuestos (21% de IVA + 0,5% de impuesto eléctrico).

Resultado: ese MWh “regalado” termina costando entre 50 y 60 €/MWh. En contraste, el MWh solar autoconsumido tiene un coste estimado entre 20 y 40 €/MWh, sin peajes, cargos ni impuestos añadidos. Esto convierte a la energía fotovoltaica en la opción más económica y competitiva, incluso en escenarios de precios negativos en el mercado mayorista.

La volatilidad: el enemigo de la planificación energética

La volatilidad del mercado eléctrico es otro factor a considerar dentro de este breve análisis sobre la idoneidad económica y estratégica del autoconsumo. En una misma jornada, los precios pueden oscilar entre precios negativos de la energía en las horas de menor demanda y hasta 200 €/MWh en los picos de consumo. Para las empresas, esta incertidumbre es un obstáculo para la planificación y la competitividad. ¿Cómo puede una industria confiar en un mercado donde los precios cambian radicalmente de un momento a otro? La respuesta es clara: no puede. Por este motivo, la estabilidad de costes se ha convertido en un elemento estratégico para cualquier negocio.

El autoconsumo fotovoltaico ofrece precisamente esa estabilidad. Por ejemplo, una instalación de autoconsumo fotovoltaico de 1 MWp en España para una industria, con una inversión inicial de 550.000 €, puede generar en el centro-sur peninsular unos 1.600 MWh al año. Si consideramos una vida útil de la instalación de 20 años (aunque actualmente se prevén vidas útiles superiores a los 30 años) y un coste anual de operación y mantenimiento de 10.000 €, el coste nivelado de la energía autoconsumida (LCOE) o, lo que es lo mismo, el coste medio de producir y consumir electricidad para esta empresa se sitúa en torno a 23 €/MWh, es decir, 2,3 céntimos por kWh. Este coste, calculado con datos conservadores, se mantendrá estable durante dos décadas, independientemente de las fluctuaciones del mercado eléctrico.

Compárese esto con lo que paga una empresa media, 50–60 €/MWh en los mejores escenarios de tarifa indexada y pool barato. La diferencia no es pequeña: es estructural. Mientras que el mercado mayorista ofrece precios variables y condicionados por peajes, cargos e impuestos, la energía fotovoltaica proporciona un precio fijo, limpio y competitivo.

¿Y las baterías? La pieza que completa el puzzle

Además de las ventajas del autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético mediante baterías juega un papel fundamental en el modelo energético actual. Hasta hace poco, una de las principales objeciones al autoconsumo fotovoltaico era: “¿Qué pasa cuando no hay sol?”. Aquí es donde las baterías entran en juego como una solución estratégica. Los sistemas de almacenamiento permiten, con un adecuado dimensionamiento, aumentar la independencia de la red eléctrica y aportan beneficios adicionales tanto para las empresas como para el sistema eléctrico en su conjunto.

Entre las principales ventajas de los sistemas de almacenamiento destacan:

- 1. Optimización económica:** Permiten aprovechar las diferencias de precio entre las horas del día, almacenando energía en momentos de menor coste y utilizándola en horas de mayor demanda.
- 2. Gestión de picos de potencia:** Ayudan a cubrir picos puntuales de consumo sin necesidad de recurrir a la red eléctrica.
- 3. Protección ante apagones:** Ofrecen una solución frente a cortes en el suministro eléctrico, garantizando la continuidad de las operaciones.

Gracias a estos beneficios, los sistemas híbridos (fotovoltaica + almacenamiento) y las soluciones independientes para ubicaciones aisladas ya son tecnológicamente viables y están en plena expansión.

Reflexión final: blindar la competitividad energética

El verdadero debate no es si el mercado será más barato mañana sino cómo garantizar la competitividad energética de las empresas a largo plazo. Optar por el autoconsumo fotovoltaico y el almacenamiento no es solo una decisión sostenible; también es una estrategia que reduce costes, minimiza riesgos y refuerza la independencia energética. En un entorno marcado por la volatilidad y la incertidumbre, las soluciones fotovoltaicas de autoconsumo y de almacenamiento para empresas se posicionan como herramientas clave para construir un modelo energético más estable, eficiente y competitivo. (En la imagen, **David Fernández**, director de **ISE Energía**).

La UPC inaugura en Viladecans la primera planta agrivoltaica monitorizada para el control integral de cultivos...

- En la infraestructura se investiga el impacto de dos tipos de placas fotovoltaicas sobre diversos cultivos hortícolas, con el objetivo de generar energía limpia para el sector agrícola en Europa.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/30/la-upc-inaugura-en-viladecans-la-primer-planta-agrivoltaica-monitori...>

Jueves, 30 octubre 2025

La Universitat Politècnica de Catalunya – BarcelonaTech (UPC) ha inaugurado en el espacio del Agrópolis de Viladecans, en Barcelona, Agrivoltòpolis. Se trata, según afirma la UPC, de la “primera planta agrovoltaica completamente monitorizada de Cataluña, diseñada para analizar en tiempo real la interacción entre la generación fotovoltaica y el rendimiento de cultivos hortícolas bajo regadío”.

La UPC añade que “se trata de una instalación pionera en Europa, orientada al desarrollo de modelos de producción agrícola y energética integrados». Se ha desarrollado en el marco del proyecto europeo Symbiosyst: Create a Symbiosis where PV and agriculture can have a mutually beneficial relationship, financiado por el programa Horizon Europe, impulsado por un consorcio de 17 socios europeos entre los que se incluye la UPC, en el marco del proyecto europeo Symbiosyst, financiado por Horizon Europe.

La instalación genera unos 400 kWh diarios. El sistema combina 150 paneles fotovoltaicos con una potencia total de 50,25 kW, montados sobre 10 seguidores solares capaces de ajustar su orientación según la radiación incidente. Cinco seguidores emplean módulos con 5 % de transparencia, y otros cinco, con 40 %, lo que permite comparar el impacto lumínico en los cultivos de lechuga y brócoli. También se han realizado cultivos en campo abierto. Los datos obtenidos servirán para definir configuraciones óptimas de agrovoltaica.

Imagen: UPC

El proyecto tiene como meta definir protocolos de diseño y gestión de sistemas agrovoltaicos adaptados al contexto mediterráneo, facilitando su integración en la planificación agraria y energética nacional, y se aspira a reducir el consumo de agua de los cultivos.

El conjunto dispone de sensores atmosféricos, de suelo y cámaras hiperespectrales montadas en un robot móvil autónomo desarrollado por el Centro de Diseño de Equipos Industriales (CDEI). Este robot recoge información sobre temperatura, radiación, humedad y crecimiento vegetal, y la transmite en tiempo real a un sistema de análisis gestionado por el centro IDEAI (Intelligent Data Science and Artificial Intelligence Research Center), responsable de construir un gemelo digital de la planta. Este modelo permitirá ajustar dinámicamente el ángulo de los paneles y el riego según las necesidades del cultivo y las condiciones energéticas.

Cuatro equipos de la UPC —GRIC, CDEI, IDEAI y el Departamento de Ingeniería Agroalimentaria y Biotecnología (EEABB)— colaboran en esta iniciativa junto con Eurac Research (Italia), entidades de Bélgica, Países Bajos y Reino Unido, y el apoyo de AGAUR a través del proyecto WEF4Build.

El coordinador del proyecto en la UPC, Marcel Macarulla, destaca que esta planta “será una referencia para valorar la viabilidad técnica y económica de la agrovoltaica en la horticultura mediterránea, generando conocimiento útil para la normativa y los incentivos futuros”.

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

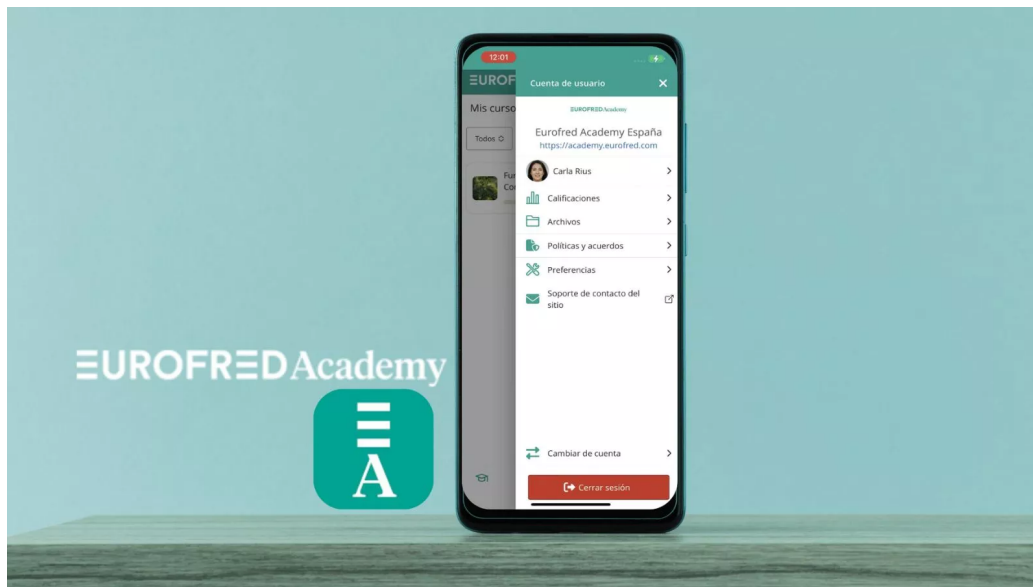
Popular content

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



Eurofred Academy: así funciona la app de formación para profesionales HVAC

- Desde su lanzamiento en 2014, Eurofred Academy se ha consolidado como un referente en formación técnica especializada para el sector HVAC.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/productos/150727/eurofred-academy-asi-functiona-la-app-d...>

Javier Espada

Jueves, 30 octubre 2025

La herramienta está diseñada para facilitar el acceso al conocimiento desde cualquier lugar y en cualquier momento.

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

La compañía ha dado un paso más hacia la **digitalización** de sus clientes con el lanzamiento de la nueva aplicación móvil de **Eurofred Academy**, disponible para dispositivos **Android** y **Apple**. Tal y como explican desde la marca, es

una herramienta diseñada para facilitar el acceso al conocimiento desde cualquier lugar y en cualquier momento.

Desde su lanzamiento en 2014, Eurofred Academy se ha consolidado como un referente en **formación técnica especializada** para el sector HVAC. Su misión ha sido siempre acompañar a los profesionales en su desarrollo continuo, ofreciendo recursos que les permitan afrontar los desafíos de la climatización eficiente, la digitalización y las nuevas normativas.

La demanda formativa del sector

Tal y como aseguran desde el fabricante, el lanzamiento de la app responde al compromiso de Eurofred con los profesionales y a su esfuerzo por escuchar y transformar sus necesidades en soluciones reales. En su **III Barómetro de la Sostenibilidad**, los resultados fueron claros:

- El **72 % de los encuestados** considera insuficiente la formación actual en nuevas tecnologías y sostenibilidad.
- El **68 %** identifica la formación continua como la estrategia clave para impulsar a los jóvenes profesionales.

“Estos datos reflejan una **realidad compartida** : la formación técnica debe ser accesible, actual y práctica”, indican desde Eurofred. Por este motivo, la marca ha reforzado su apuesta por la formación digital, facilitando el acceso a contenidos centrados en los ejes que definen el futuro del sector: **eficiencia energética, sostenibilidad y digitalización** .

¿Cómo se benefician los profesionales?

Eurofred ha desarrollado esta aplicación para poner el conocimiento técnico al alcance de los profesionales, en cualquier momento y lugar. Entre sus principales ventajas destacan las siguientes:

- **Acceso móvil y sin restricciones:** consultas manuales, vídeos, webinars o cursos autoconsumo desde el móvil o tablet, incluso en obra o desplazamiento.
- **Aprendizaje offline:** los cursos pueden descargarse para estudiar sin conexión, ideal en zonas con cobertura limitada.
- **Actualizaciones inmediatas:** la app garantiza el acceso a la información técnica más reciente, evitando versiones obsoletas y evitando documentación impresa.
- **Micro-learning en el trabajo:** cápsulas breves que permiten repasar configuraciones, guías o procedimientos justo en el momento en que se necesitan.
- **Notificaciones en tiempo real:** avisos sobre nuevos cursos, certificaciones o actualizaciones, para mantener siempre al día la capacitación técnica.
- **Trazabilidad y certificación:** cada usuario puede consultar su progreso, descargar diplomas y acreditar sus competencias ante clientes o empleadores.

“Con esta nueva app, Eurofred refuerza su papel como **socio tecnológico y formativo de los profesionales de la climatización** porque rece un ecosistema integral de aprendizaje dinámico, móvil y sostenible”, concluyen desde la marca.

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

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Licitación en el Port de Barcelona para sistema fotovoltaico con baterías de 679 kWp / 1 MWh

<https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/licitacion-en-el-port-de-barcelona-para-sistema-fotovoltaico-con-baterias-de-679-kwp-1-mwh/>

www.pv-magazine.es

31/10/2025

El valor estimado del contrato asciende a 1.694.000 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas es el 10 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de 24 meses. octubre 31, 2025 Jose Pedrosa Marquesina fotovoltaica en pistas de pádel Imagen: pv magazine La Dirección General del Centro Intermodal de Logística ZAL Port Barcelona ha convocado una licitación para la redacción del proyecto ejecutivo, la dirección facultativa y la ejecución de una instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento en el edificio Service Center, situado en el entorno del puerto de Barcelona. El valor estimado del contrato asciende a 1.694.000 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas es el 10 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de 24 meses. La planta solar estará compuesta por 1.517 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 435 Wp, con una eficiencia superior al 21 % y baja tolerancia de rendimiento. La potencia total instalada será de 679 kWp, distribuida en tres zonas: 192 kWp sobre marquesinas del aparcamiento, 468 kWp en estructuras sobre pistas de pádel y 19 kWp en la cubierta del edificio.

Para las pistas deportivas se recomienda el uso de módulos translúcidos con el fin de reducir la sombra sin comprometer las prestaciones técnicas. La orientación de los paneles se optimizará para maximizar la captación solar anual, con una inclinación de 15°. Las marquesinas se orientarán hacia el sur-suroeste, mientras que las estructuras en suelo seguirán una disposición este-oeste. La instalación incluirá un sistema de almacenamiento energético con una capacidad mínima de 1 MWh, conectado a baja tensión aguas abajo de dos transformadores de 630 kVA. No hay financiación con fondos de la UE en este proyecto. 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

El valor estimado del contrato asciende a 1.694.000 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas es el 10 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de 24 meses. octubre 31, 2025 Jose Pedrosa Marquesina fotovoltaica en pistas de pádel Imagen: pv magazine La Dirección General del Centro Intermodal de Logística ZAL Port Barcelona ha convocado una licitación para la redacción del proyecto ejecutivo, la dirección facultativa y la ejecución de una instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento en el edificio Service Center, situado en el entorno del puerto de Barcelona. El valor estimado del contrato asciende a 1.694.000 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas es el 10 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de 24 meses. La planta solar estará compuesta por 1.517 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 435 Wp, con una eficiencia superior al 21 % y baja tolerancia de rendimiento. La potencia total instalada será de 679 kWp, distribuida en tres zonas: 192 kWp sobre marquesinas del aparcamiento, 468 kWp en estructuras sobre pistas de pádel y 19 kWp en la cubierta del edificio.

Para las pistas deportivas se recomienda el uso de módulos translúcidos con el fin de reducir la sombra sin comprometer las prestaciones técnicas. La orientación de los paneles se optimizará para maximizar la captación solar anual, con una inclinación de 15°. Las marquesinas se orientarán hacia el sur-suroeste, mientras que las estructuras en suelo seguirán una disposición este-oeste. La instalación incluirá un sistema de almacenamiento energético con

una capacidad mínima de 1 MWh, conectado a baja tensión aguas abajo de dos transformadores de 630 kVA. No hay financiación con fondos de la UE en este proyecto. 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

Operativo un nuevo hub de recarga ultrarrápida de 1,8 MW en Lugo

- Iberdrola | bp pulse dijo a [pv magazine](#) que el nuevo hub en Ribadeo cuenta con ocho cargadores Power Electronics: dos NBi 360 de 360 kW y seis NBi 180 de 180 kW.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/30/operativo-un-nuevo-hub-de-recarga-ultrarrapida-de-18-mw-en-lugo/>

Jueves, 30 octubre 2025

Iberdrola | bp pulse dijo a **pv magazine** que el nuevo hub en Ribadeo cuenta con ocho cargadores Power Electronics: dos NBi 360 de 360 kW y seis NBi 180 de 180 kW.

Iberdrola | bp pulse han puesto en marcha un nuevo hub de recarga ultrarrápida en Ribadeo, en la comarca de A Mariña, Lugo. La instalación se ubica en uno de los centros de trabajo de la cooperativa gallega Clun, junto a una doble salida de la autovía A8, cerca de la Playa de las Catedrales.

Según explicó un representante de Iberdrola | bp pulse a **pv magazine**, la estación cuenta con ocho puntos de recarga de la marca Power Electronics, fabricante valenciano especializado en electrónica de potencia. Dos de los equipos son del modelo NBi 360, con una potencia nominal de 360 kW, y los seis restantes corresponden al modelo NBi 180, con 180 kW de potencia nominal cada uno.

De acuerdo con la empresa, los tiempos de recarga estimados oscilan entre los 12 y los 25 minutos para alcanzar el 80 por ciento de la batería, dependiendo de la potencia de carga que admita el vehículo. Esta carga permitiría una autonomía aproximada de 350 kilómetros.

La infraestructura está alimentada por un suministro eléctrico independiente de 1.150 kW, no vinculado directamente a ninguna instalación fotovoltaica.

Iberdrola | bp pulse indican que toda la energía utilizada en sus estaciones de recarga procede de fuentes 100 % renovables, certificadas mediante garantías de origen. El objetivo declarado por

ambas compañías es alcanzar los 11.700 puntos de recarga rápida y ultrarrápida operativos en el año 2030.

Seiasa licita la instalación fotovoltaica de 344,52 kWp en un regadío de Valencia

- La actuación incluye la ejecución de una nueva captación subterránea en el emplazamiento de Chaparro (Pedralba). El valor estimado del contrato asciende a 2.057.000 euros.



<https://www.pv-magazine.es/2025/10/30/seiasa-licita-la-instalacion-fotovoltaica-de-34452-kwp-en-un-regadio-...>

Jueves, 30 octubre 2025

La actuación incluye la ejecución de una nueva captación subterránea en el emplazamiento de Chaparro (Pedralba). El valor estimado del contrato asciende a 2.057.000 euros.

Jose Pedrosa

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

El valor estimado del contrato asciende a 2.057.000 euros. La fecha límite para la recepción de ofertas fue el 13 de noviembre. El plazo de ejecución de las obras es de seis meses.

Se trata de la ejecución de una nueva captación subterránea en el emplazamiento de Chaparro, en el término municipal de Pedralba. Las actuaciones conllevan la perforación y el equipamiento hidráulico, eléctrico y de automatismos para el pozo.

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

Se diseña un sistema de captación solar de 344,52 kWp. Consta de 594 módulos repartidos en strings de 18 módulos en serie, interconectados con una potencia por módulo de 580 Wp y de 10,44

kWp por string. Estos strings se agrupan en tres inversores de red de 100 kW, que disponen de los elementos necesarios para la monitorización del generador fotovoltaico. Cada uno de los inversores previstos agrupa 11 strings.

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

Los módulos fotovoltaicos irán instalados sobre una estructura metálica aporticada, orientada al sur y con una inclinación de 25 grados en estructura fija, con los módulos situados en vertical.

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

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

Popular content

Viridian Solar lleva a GENERA el ArcBox, un sistema innovador para prevenir incendios en instalaciones fotovoltaicas - Energética 21

- El dispositivo encapsula los conectores de corriente continua y evita la propagación de arcos eléctricos, reforzando la seguridad en cubiertas y entornos residenciales.



Viridian Solar presenta ArcBox, un sistema innovador para prevenir incendios en instalaciones fotovoltaicas.

[viridian solar](#)[arcbox](#)[sistema innovador](#)[prevención de incendios](#)[instalaciones fotovoltaicas](#)

<https://energetica21.com/noticia/viridian-solar-lleva-genera-arcbox-sistema-innovador-prevenir-incendios-instal...>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

El dispositivo encapsula los conectores de corriente continua y evita la propagación de arcos eléctricos, reforzando la seguridad en cubiertas y entornos residenciales.

Viridian Solar lanza **ArcBox**, un innovador dispositivo de seguridad diseñado para **encapsular los conectores de corriente continua (CC)** en las instalaciones fotovoltaicas, ofreciendo una capa adicional de protección frente a posibles incendios.

Aunque la **tecnología solar es segura y confiable**, el rápido crecimiento del sector ha incrementado la posibilidad de que una instalación incorrecta de los conectores derive en riesgos eléctricos. Factores como **crimpados defectuosos**, el uso de **conectores de diferentes tipos o fabricantes**, la **presencia de humedad** o simples **errores humanos** pueden originar un **arco eléctrico** con consecuencias graves.

El sistema **ArcBox** actúa como una **barrera ignífuga**, ya que encapsula el conector en un **material refractario** capaz de **contener el arco eléctrico** y evitar su propagación por la instalación o la cubierta del edificio.

La eficacia del dispositivo ha sido **verificada de forma independiente** por **KIWA** , el **Instituto FRISSBE de Eslovaquia** y la **Universidad de Loughborough** , garantizando su fiabilidad como herramienta esencial para **aumentar la seguridad en sistemas fotovoltaicos** y reducir los riesgos de incendio asociados a las conexiones eléctricas.



Activos solares de X-Elio. EE

Brookfield activa la venta de su grupo de renovables X-Elio por 2.000 millones

El fondo mandata a Banco Santander y Barclays para que coordinen el proceso

Es la desinversión más grande de una plataforma de energía por parte de un fondo

C. Reche MADRID.

Brookfield pone en marcha su mayor operación en España en el sector de las renovables. El fondo de infraestructuras canadiense, uno de los más grandes del mundo por gestionar cientos de miles de millones de dólares en activos, ha comenzado los primeros pasos para vender la plataforma española de activos solares y eólicos X-Elio por más de 2.000 millones de euros con el objetivo de buscar un comprador para una participación mayoritaria a partir del próximo año, según coinciden distintas fuentes consultadas por *elEconomista.es*.

Las mismas voces apuntan que el fondo canadiense está trabajando con las unidades de banca de inversión de Banco Santander y Barclays, que ejercerán como coordinadores del proceso para identificar potenciales candidatos. En cualquier caso, la operación se encuentra en sus fases iniciales y aún no se ha fijado un calendario para la recepción de ofertas vinculantes. Se espera que la transacción se inicie durante la primera mitad de 2026. Banco Santander y Barclays declinaron hacer comentarios, mientras que Brookfield y X-Elio no respondieron al cierre de esta edición.

X-Elio, uno de los activos más valiosos de la plataforma Brookfield Renewables, se integra junto a otras compañías internacionales como Westinghouse, Calbio, Deriva y Avaada, que en conjunto suman, junto a otras, unos 6.000 empleados y presencia en geografías como India, Corea del Sur y China.

La empresa española, dirigida por Lluís Noguera, es desde 2023 propiedad al 100% del grupo canadiense, que alcanzó el control total de la plataforma tras adquirir la participación del fondo estadounidense KKR. Previamente, en 2019, Brookfield Renewables había entrado en el capital al comprar el 20% de Acek Desarrollo y Gestión Industrial (familia Riberas) y el 30% de KKR por un compromiso total de unos 500 millones de euros.

La participación de Brookfield en X-Elio se articula principalmente a través del vehículo inglés BIF IV UK Holdings Limited y, en menor medida, mediante la sociedad estadounidense Elite Aggregator. El *pipeline* de la compañía asciende actualmente a 11.904 MW, de los cuales 482 MW están en construcción y 851 MW en operación, además de otros 1.855 MW que la compañía identifica como desarrollados históricamente.

Socio 'net zero' de grandes empresas

A través de distintos contratos para suministrar energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés), X-Elio ha sellado alianzas con grandes multinacionales para ayudarles a cumplir sus objetivos de sostenibilidad. Entre las compañías con las que ha firmado estos acuerdos están la tecnológica Salesforce, con la que ha acordado un PPA por plazo de 10 años para suministrar 37 MW de energía solar, Google (128 MW) para su planta de Bell (Texas) o la alemana Basf, cuyo plazo de acuerdo se extiende a 12 años para suministrar 48 MW.

11.094

MW

'Pipeline' total que suma X-Elio en los 12 países en los que está presente

La presencia de X-Elio se extiende a 12 países. Entre sus mercados clave destacan España (6.384 MW en desarrollo), Estados Unidos (2.359 MW), Italia (1.369 MW), Australia (968 MW) y Brasil (687 MW). Otras plazas relevantes son México, Japón y Chile. No obstante, el perímetro de la compañía se ha remodelado en los últimos meses con la venta de varias plantas solares en España a DWS Infrastructure, concretamente activos en la provincia de Badajoz (Extremadura) que estaban en funcionamiento desde mediados de 2023. Más recientemente, firmó otra venta con Tion Renewables, del fondo sueco EQT, que ha adquirido una planta solar de 50 MW en Almería.

Aunque el grueso de sus activos son solares y eólicos, X-Elio también ha entrado en el ámbito del almacenamiento energético. La empresa irrumpió el pasado año en el mercado alemán de baterías con proyectos en operación o construcción mediante la creación de una *joint venture* con Nature Infrastructure Capital (NIC) para invertir en Eco Stor.

La venta de X-Elio es la segunda gran desinversión que Brookfield Renewables activa por segundo año consecutivo en España. La anterior

fue Saeta Yield, que acabó en manos del gigante emiratí Masdar. La operación, que despertó el interés de TotalEnergies, Naturgy, China Three Georges (CTG) y Engie, valoró la plataforma en 1.200 millones de euros.

Los activos de los fondos

En cualquier caso, el proceso supone la desinversión más grande de una plataforma de energía renovable en España por parte de un fondo extranjero. Así, X-Elio saldrá al escaparate en un momento en el que también el fondo TPG busca comprador para Matrix Renewables en un proceso valorado en aproximadamente 1.000 millones de euros y en el que EQT analiza la venta en distintos mercados de activos de Zelestra, la antigua Solarpack.

De esta forma, el mercado acoge una nueva operación después de que en los últimos dos años se hayan cancelado mandatos similares. Macquarie dio marcha atrás para desinvertir en Cero Generation pese a llegar a encarrilar las negociaciones y el fondo Northland canceló su plan para vender su plataforma de renovables tras explorar primero la desinversión de un 49% del capital y posteriormente todo el capital.



EDPR vende el 49% de su negocio en EEUU a Ares Management

La compañía presentará su nueva estrategia la próxima semana

R. Esteller MADRID.

EDP Renewables (EDPR) ha acelerado su programa global de rotación de activos en vísperas de su próximo *Capital Markets Day*, previsto para la próxima semana. La compañía ha cerrado dos operaciones relevantes que confirman su es-

trategia de liberar capital y reforzar su balance en un contexto de tipos altos y presión sobre márgenes.

EDP Renewables ha anunciado la venta del 49 % de una cartera de activos en Estados Unidos a Ares Management Corporation, una de las mayores gestoras globales de inversión alternativa. El acuerdo, valorado en unos 2.900 millones de dólares, incluye diez instalaciones con un total de 1.632 MW –de los cuales 1.030 MW son solares, 402 MW eólicos y 200 MW de almace-

namiento– distribuidas en cuatro mercados eléctricos norteamericanos. Todos los proyectos cuentan con contratos de compraventa de energía (PPAs) a largo plazo, con una duración media de 18 años.

Para Ares, la operación supone una oportunidad de diversificación y exposición a activos de alta calidad en el segmento renovable estadounidense.

Por un lado, la firma portuguesa ha acordado la venta de su cartera de proyectos eólicos y solares en Co-

rea del Sur a Gurun Energy, empresa con sede en Singapur, por un total de 303 MW de capacidad. Con esta adquisición, Gurun Energy duplica su tamaño en el país, superando los 600 MW en desarrollo, y consolida su presencia en el mercado asiático tras abrir recientemente su segunda oficina en Seúl.

Según su director representante, Seongoh Yeom, esta operación refleja la confianza en “el potencial de Corea del Sur para liderar la transición hacia la energía limpia en

Asia”. La transacción encaja en el proceso de rotación de activos que EDP viene aplicando de forma sistemática desde 2021, consistente en desarrollar, operar y posteriormente vender participaciones en proyectos maduros para reinvertir en nuevas oportunidades.

Para EDP, en cambio, se trata de una desinversión estratégica que refuerza su modelo de crecimiento con rotación de activos, piedra angular de su plan de negocio 2023-2026.

El MITECO amplía un 20 % el presupuesto de ayudas al almacenamiento energético hasta los 840 millones

- El MITECO amplía el presupuesto de ayudas a proyectos de almacenamiento energético en un 20 %, hasta alcanzar los 839,7 millones de euros.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/196159/miteco-ayudas-almacenamient...>

Sara Portillo

Jueves, 30 octubre 2025

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (**MITECO**) ha ampliado el presupuesto de la línea de ayudas a proyectos de inversión en almacenamiento energético en un 20 %, hasta alcanzar los **839,7 millones de euros** , frente a los 700 millones inicialmente previstos.

Así lo ha anunciado **Sara Aagesen, vicepresidenta del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico**, quien ha presentado los resultados provisionales de la convocatoria financiada con fondos FEDER 2021-2027 gestionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En total, **143 proyectos** han sido preseleccionados.

“Hemos tenido que incrementar la dotación para almacenamiento debido a la cantidad de proyectos presentados: **1.750 solicitudes** ”, ha explicado Aagesen. Entre los expedientes preseleccionados figuran 81 de almacenamiento híbrido, 42 de baterías *standalone* , 17 de almacenamiento térmico y 3 de bombeos. En conjunto, podrán suponer “2,4 GW de potencia adicional y 8,9 GWh de capacidad de almacenamiento”, ha detallado la ministra.

Además, cuando estén operativas, las nuevas instalaciones aportarán **flexibilidad al sistema eléctrico** y favorecerán la **integración de las energías renovables** , acelerando la descarbonización y reduciendo los costes energéticos. Según trasladan desde el MITECO, el plazo máximo para la ejecución de las actuaciones será de 36 meses desde la concesión definitiva, debiendo concluir **antes del 31 de diciembre de 2029** .

Presupuesto distribuido por comunidades autónomas

El presupuesto de esta línea de ayudas se ha distribuido por comunidades autónomas, con una **mayor dotación a aquellas regiones menos desarrolladas o en transición**, en función de los fondos asignados por la Autoridad de Gestión del FEDER al IDAE.

Asimismo, la selección provisional de los proyectos se ha realizado teniendo en cuenta el **presupuesto disponible en cada territorio y la puntuación** obtenida. **Andalucía** lidera la lista con 39 proyectos, seguida de **Cataluña** (17), **Comunitat Valenciana** (14), **Castilla-La Mancha** (11), **Extremadura** (11) y **Galicia** (10), entre las comunidades con mayor número de iniciativas preseleccionadas.

La **resolución** definitiva está prevista para antes de final de año, será entonces cuando los beneficiarios podrán solicitar **anticipos de hasta el 100 %** del importe concedido, conforme a las bases de la convocatoria.

Impulso al sistema eléctrico y al tejido industrial

El MITECO subraya que este impulso al desarrollo del almacenamiento energético contribuirá a **reforzar la flexibilidad, robustez y resiliencia del sistema eléctrico**, permitiendo una mayor penetración de energías renovables y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

Además, recuerda que estas ayudas FEDER se suman a los 730 millones de euros destinados anteriormente por el MITECO y el IDAE a través de los fondos **NextGenerationEU** del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (**PRTR**), en líneas de apoyo a instalaciones innovadoras de almacenamiento, proyectos de I+D y actuaciones en islas.

“Además de facilitar la descarbonización del sistema eléctrico español, el apoyo a estos sistemas de almacenamiento fortalecerá el desarrollo de un **tejido industrial europeo** capaz de suministrar equipos, fabricar o ensamblar componentes y mantener proyectos de almacenamiento en las distintas tecnologías existentes (baterías, sistemas de bombeo y almacenamiento térmico)”, indican desde el ministerio. De este modo, “ **seguirá los pasos del sector eólico y fotovoltaico**, en los que España es ya autosuficiente en capacidad tecnológica y productiva”, finalizan.



El MITECO destina 10,7 millones a 106 nuevas comunidades energéticas en toda España

- Cataluña, Andalucía y Castilla y León encabezan la lista de comunidades con mayor número de proyectos seleccionados en la quinta convocatoria del programa C...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/el-miteco-destina-10-7-millones-a-106-nuevas-comunidades-energeticas...>

Jueves, 30 octubre 2025

30 octubre 2025 0

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha aprobado la concesión de **10,7 millones de euros** a **106 nuevas comunidades energéticas** en España, en el marco de la quinta convocatoria del programa **CE Implementa** . Estas ayudas, financiadas con fondos europeos **NextGenEU** dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), buscan fomentar la participación ciudadana en el sistema energético y promover la transición hacia energías renovables.

Con esta resolución, las seis convocatorias del programa han impulsado **251 proyectos** , distribuyendo más de **124 millones de euros** en ayudas. Los proyectos beneficiarios son de **pequeño tamaño** , con inversiones inferiores a un millón de euros, y buscan integrar en el sector energético a actores que tradicionalmente no participan en él.

En total, se desarrollarán **371 iniciativas piloto** , con más de tres proyectos por cada comunidad energética seleccionada. La mayoría se centra en la instalación de **energía renovable eléctrica con almacenamiento** , principalmente solar fotovoltaica, junto a proyectos de movilidad sostenible, gestión de la demanda y energías térmicas como aerotermia y biomasa. En conjunto, estas iniciativas suman **20.822 kW de energía eléctrica** , **1.216 kW de energía térmica** , **18.272 kWh de**

almacenamiento y 62 nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos , además de sistemas de préstamo de bicicletas y adquisición de vehículos eléctricos.

Cataluña, Andalucía y Castilla y León lideran

La distribución territorial de los proyectos refleja un mayor protagonismo de **Cataluña** , con 42 proyectos y el 31,55% de las ayudas asignadas (3,39 millones de euros), seguida de **Andalucía** (16) y **Castilla y León** (12). Aragón, Castilla-La Mancha, Comunidad Valenciana, Madrid, País Vasco, Galicia, Extremadura, Murcia, Navarra y Asturias completan el mapa de beneficiarios. Todos los proyectos están impulsados por **cooperativas y asociaciones** , sumando un total de **18.674 beneficiarios** , y **55 de las comunidades energéticas** se desarrollarán en municipios de reto demográfico, reforzando la participación en zonas rurales.

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

El MITECO impulsa 106 nuevas comunidades energéticas con 10,7 millones de euros en ayudas - Energética 21

- La quinta convocatoria del programa CE Implementa respalda proyectos cooperativos en trece comunidades autónomas y eleva a 251 las iniciativas apoyadas en toda España.



El MITECO impulsa 106 nuevas comunidades energéticas con 10,7 millones de euros en ayudas.

[miteco](#) [comunidades energéticas](#) [ayudas](#) [programa ce implementa](#) [idae](#) [nextgenerationeu](#) [energías renovables](#)

<https://energetica21.com/noticia/miteco-impulsa-106-nuevas-comunidades-energeticas-107-millones-euros-ay...>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

La quinta convocatoria del programa CE Implementa respalda proyectos cooperativos en trece comunidades autónomas y eleva a 251 las iniciativas apoyadas en toda España.

El **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)** ha aprobado la concesión de **10,7 millones de euros** en ayudas para la creación de **106 nuevas comunidades energéticas** en toda España, dentro de la **quinta convocatoria del programa CE Implementa**, gestionado por el IDAE y financiado con fondos europeos **NextGenerationEU**.

La nueva resolución eleva a **251 los proyectos** apoyados por el programa, con **más de 124 millones de euros adjudicados** desde su puesta en marcha. Estas ayudas fomentan la participación ciudadana en el sistema energético, impulsando un modelo **descentralizado, democrático y sostenible** que contribuya a los objetivos de **descarbonización** y al desarrollo de las **energías renovables** en el territorio.

Las **106 comunidades beneficiarias** desarrollarán **371 proyectos piloto** de pequeña escala, que suman **20,8 MW eléctricos fotovoltaicos**, **1,2 MW térmicos** y **18,3 MWh de almacenamiento**, además de **62 nuevos puntos de recarga** para vehículos eléctricos. También se incorporan iniciativas de **movilidad sostenible**, **gestión de la demanda** y **energías térmicas renovables**.

Cataluña , Andalucía y Castilla y León concentran el mayor número de proyectos seleccionados. En total, las entidades beneficiarias —principalmente **cooperativas y asociaciones locales** — agrupan a **más de 18.000 participantes** . Además, **55 de las nuevas comunidades** se ubican en **municipios en riesgo de despoblación** , favoreciendo la cohesión territorial y el desarrollo local.

Las **comunidades energéticas** permiten a los ciudadanos **producir, consumir, almacenar y compartir energía renovable** colectivamente, con beneficios ambientales, económicos y sociales directos. Para el MITECO, representan una herramienta esencial para **democratizar la transición energética** , reducir la **dependencia de los combustibles fósiles** y promover la **actividad económica en zonas rurales** .

El programa **CE Implementa** forma parte del **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)** , dentro de la **Componente 7 “Despliegue e integración de energías renovables”** , y se complementa con las **Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC)** , creadas para asesorar y dinamizar este tipo de proyectos ciudadanos.

El Gobierno destina 10,7 millones de euros más a crear comunidades energéticas en España

- El Miteco adjudicará 10,7 millones de euros más en ayudas para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas en toda España.



Instalaciones de autoconsumo en comunidades energéticas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-destina-10-7-millones-de-euros-mas-a-crear-comunidades-ene...>

Redacción

Jueves, 30 octubre 2025

El objetivo de estas ayudas de los fondos europeos es impulsar la participación de los consumidores en el sistema energético para democratizarlo

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) adjudicará 10,7 millones de euros más en ayudas para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas en toda España con fondos europeos NextGenEU pertenecientes al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

Se trata de la quinta convocatoria del programa CE Implementa, que eleva a 251 los proyectos en marcha que se han beneficiado hasta ahora y a más de 124 millones la cantidad adjudicada en esta línea de ayudas, explica el ministerio en una nota publicada este jueves.

El objetivo, añade, es impulsar la participación de los consumidores en el sistema energético para democratizarlo, asentar el despliegue renovable en toda España y contribuir a los objetivos de descarbonización.

Cataluña, Andalucía y Castilla y León son las comunidades que acogen mayor número de proyectos seleccionados en esta quinta convocatoria de CE Implementa.

Las comunidades energéticas

Los **beneficiarios** han impulsado 371 proyectos piloto de pequeño tamaño, más de tres por proyecto, que suman 20.822 kilovatios (kW) de potencia eléctrica renovable, 1.216 kW de térmica, así como 18.272 kilovatios hora (kWh) de almacenamiento y 62 nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos, cuatro sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y cinco de adquisición de vehículos eléctricos.

La mayor parte de esas iniciativas (**279**) **incorpora la instalación de energías renovables eléctricas** , en todos los casos con tecnología solar fotovoltaica y almacenamiento.

También hay propuestas de fomento de la **movilidad sostenible** (44) y proyectos para mejorar la **gestión de la demanda** (38) y para la instalación de energías **renovables térmicas** (10), como la **aeroterminia y la biomasa**.

Según explica el ministerio, las comunidades energéticas permiten que los ciudadanos produzcan, consuman, almacenen, compartan y vendan energía renovable de forma colectiva, con la finalidad principal de proporcionar beneficios ambientales, económicos y sociales a sus miembros y al entorno más que una rentabilidad financiera.



ANIVERSARIO DEL MAYOR CENTRO DE INNOVACIÓN DE TENERIFE

Los 35 años del ITER catapultan a la Isla a la vanguardia científica nacional

El Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Granadilla ha liderado 300 proyectos que superan los 400 millones de euros

DANIEL MILLET
Granadilla de Abona

Si al ingeniero en Telecomunicaciones Guillermo Galván le hubieran dicho en 1990, cuando se convirtió en el tercer empleado del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Tenerife (ITER), que 35 años después este organismo iba a mover 400 millones de euros en más de 300 proyectos innovadores y a generar un negocio anual de 40 millones, habría pensado que era una locura. Pero todo este tiempo después, el ITER ya no solo maneja estas cifras astronómicas, sino que se ha convertido en uno de los polos científicos y tecnológicos más importantes de España.

Galván fue precisamente uno de los investigadores que recibieron un reconocimiento durante los actos del 35 aniversario del ITER que se celebraron ayer en esta variopinta instalación, situada en la costa de Granadilla de Abona, y formada por edificios dispersos en medio de coladas de lava, tabaibas y cardones; grandes molinos que sacan energía del viento, explanadas y tejados cubiertos con paneles solares, casas bioclimáticas con diseños futuristas y antenas por todos lados que chivan, a kilómetros de distancia, que allí solo se respira ciencia y tecnología.

Carlos Suárez, director técnico, viajó en su discurso a ese primer ITER creado por el Cabildo de Tenerife en 1990 del que formó parte Guillermo Galván. Compuesto por una diminuta oficina en la sede de la Corporación insular en Santa Cruz y una pequeña plataforma eólica experimental –la primera de Canarias– en unos terrenos en pleno malpais sureño, nació como catapulta de las energías renovables en un momento en el que la Isla acusaba un enorme retraso en desarrollo sostenible. Fue cuatro años después, en 1994, cuando el ITER plantó su sede en estos terrenos de Grana-

dilla de Abona e inició un despegue que pronto se hizo imparable.

El ITER tiene 17.782 días después 208 empleados, seis parques eólicos y una plataforma fotovoltaica con decenas de plantas que generan el 30% de la energía renovable de Tenerife, 54 proyectos de investigación en desarrollo, conexión con 11 cables de fibra óptica y atiende a más de 7.000 visitantes al año. Pero sobre todo ha ampliado tanto su campo de acción que tiene en marcha proyectos tan variados que van desde la sanidad a la arquitectura, pasando por el vulcanismo, la computación y la industria aeroespacial. «Transforma la naturaleza en progresos», dice uno de los eslóganes de los vídeos proyectados durante la efeméride. O como dijo Juan José Martínez, consejero de Innovación del Cabildo: «El ITER es un motor de cambio con un ADN pionero».

Muchos de los que participan en estas iniciativas estuvieron ayer en el salón de actos. Dejaron por un momento sus mesas, llenas de ordenadores, pipetas, cables y artilu-

gios variados, para celebrar un recorrido que los ha convertido en una referencia a nivel internacional. Sus manos construyen células solares fotovoltaicas con tecnología de última generación, contribuyen al despliegue de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos, indagan cómo reducir el consumo energético a través de la arquitectura, vigilan los volcanes e instruyen a los canarios para educarlos en riesgo volcánico, se sumergen en los acuíferos costeros para calcular la intrusión marina...

Incluso, la división de Medioambiente, que creó también en el ITER el Instituto Volcanológico de Canarias (Involcan), profundiza en la trazabilidad agroalimentaria y busca la huella dactilar de los vinos de Tenerife. Además de los departamentos de Energía Renovable, Arquitectura Sostenible y el mencionado de Medioambiente, se han incorporado otros como el de Genómica, que analiza el ADN y controla los patógenos –principalmente los respiratorios–, o el de robótica e inteligencia artificial, que prepara sistemas de asistencia para los propios científicos del centro.

Entre los invitados destacaron los pioneros del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables, que fueron premiados por el papel decisivo en su creación: el presidente de la Corporación insular y primer máximo responsable del ITER, Ricardo Melchior; el primer gerente, Manuel Cendagorta-Galarza; el primer trabajador, Antonio Cordobés, así como el mencionado Guillermo Galván, en la actualidad empleado de mayor antigüedad.

La presidenta del Cabildo, Rosa Dávila, felicitó a los homenajeados

Un balance en números

54
proyectos

En este momento, el ITER está inmerso en 54 proyectos de ciencia y tecnología.

208
empleados

La plantilla del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Granadilla forman 208 personas.

7.000
visitantes

El ITER del Cabildo recibe cada año la visita de más de 7.000 personas.

30%
renovables

Las plantas eólicas y solares del ITER crean el 30% de la energía renovable de la Isla.

y agradeció «el trabajo y la implicación de todas las personas que han hecho posible que el instituto sea hoy un referente internacional». «El ITER es una obra colectiva, construida por generaciones de profesionales que han puesto la ciencia y la tecnología al servicio del bienestar de la ciudadanía», subrayó Dávila. Durante su intervención, la presidenta resaltó «el compromiso» del ITER con «el desarrollo tecnológico, la sostenibilidad y el progreso científico». También estaban, entre otros, el expresidente insular, Pedro Martín; el alcalde de Granadilla, José Domingo Regalado; o la alcaldesa de Arico, Olivia Delgado.

Instalaciones destacadas

Entre sus instalaciones destacan el centro de proceso de datos D-ALIX, que alberga los superordenadores Teide y Anaga –con su próxima ampliación entrarán en el ‘top 3’ de las computadoras más potentes de España y de la élite europea–; el Centro de Control de Generación de Energía, y la red Canalink y el Telepuerto, que consolidan a Tenerife como nodo tecnológico estratégico en el Atlántico, conectando Europa, África y América.

Entre los desafíos del futuro, el consejero de Innovación, Juan José Martínez, resaltó la ampliación del espacio para las empresas –dentro de la filosofía de siempre por la colaboración público-privada–, el desarrollo de la geotermia –en poco tiempo comenzarán los primeros sondeos en busca de esta energía del calor de la tierra– o la apuesta decidida por la industria aeroespacial, con el proyecto de la constelación de satélites Islas Canarias. ■

María Pisaca



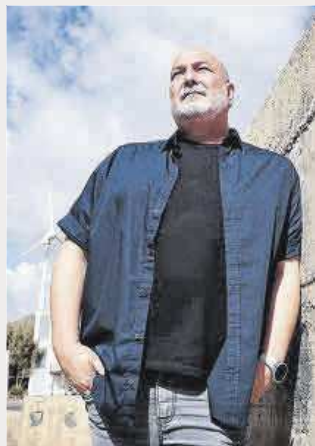
Autoridades y personal del ITER, ayer en el acto de celebración del 35 aniversario de este instituto científico y tecnológico de Granadilla.



Guillermo Galván, el trabajador más antiguo

María Pisaca

Guillermo Galván, ingeniero en Telecomunicaciones, fue el tercer empleado del ITER en toda su historia, contratado justo cuando nació el instituto en 1990. Ahora es el más veterano, a sus 57 años, como coordinador del departamento de Eólica. «Cuando me enteré que buscaban gente y me llamó Manuel Cendagorta, el primer gerente, pensé que iba a ser temporal. Y mire, aquí sigo», recuerda. «En aquellos tiempos, el ITER era una empresa pequeña y familiar, con planes para las energías renovables. Hoy somos una gran empresa con 208 empleados y multitud de proyectos en diferentes campos».



Guillermo Galván.

Luis Alberto Rubio, en el equipo que desentraña el ADN

M. P.

Luis Alberto Rubio, ingeniero informático de 39 años, forma parte del equipo que desentraña los misterios del ADN, la molécula que contiene las instrucciones genéticas para el desarrollo y funcionamiento de los seres vivos. Es investigador del área de Genómica del ITER. Allí se estudian los biomarcadores y otros datos relacionados con la salud «con el fin siempre de ser útiles a la sociedad». Es el departamento más reciente y desplegó una enorme labor durante la pandemia a la hora de estudiar las variantes del covid. También investigan enfermedades raras o patógenos respiratorios.



Luis Alberto Rubio.

Sttefany Cartaya, la vigilante de las galerías de agua

M. P.

Sttefany Cartaya forma parte de la savia nueva del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Granadilla. A sus 27 años, esta química integra desde hace tres años el personal técnico de apoyo del área de Medioambiente, que dirige Nemesio Pérez. «Analizamos los gases de las galerías de agua para hacer un seguimiento de los parámetros, pues aportan información sobre la actividad volcánica de la Isla», comenta. Una de las cosas que le sorprendió del ITER fue la calidad de los equipos que ofrece a sus investigadores: «La verdad es que no pensé que tuviera tantos medios».



Sttefany Cartaya.

Jorge Ballesteros, el responsable de la robótica y la IA

M. P.

Jorge Ballesteros, ingeniero en Telecomunicaciones de 45 años, es el responsable de uno de los últimos departamentos creados por el ITER: Robótica e Inteligencia Artificial. Lleva siete años en este instituto, dependiente del Cabildo de Tenerife, y asegura que para las investigaciones que desarrolla su equipo es «fundamental» contar los superordenadores Teide y Anaga, que se encuentran en este mismo centro y están entre los más potentes de España. «Nos centramos en analizar datos y crear aplicaciones para otros departamentos del propio ITER», señala.



Jorge Ballesteros.

El ITER cumple 35 años de proyecto de renovables a la investigación multidisciplinar

- El Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) ha celebrado en un acto institucional su 35 aniversario.



Instalaciones del ITER donde probarán la eficiencia energética en sus viviendas bioclimáticas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-iter-cumple-35-anos-de-proyecto-de-renovables-a-la-investigacion-multi...>

Redacción

Jueves, 30 octubre 2025

ITER

El Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) ha celebrado en un acto institucional su 35 aniversario y ha repasado su trayectoria hasta convertirse en un ecosistema de investigación multidisciplinar con proyección internacional.

El acto, celebrado en el centro de visitantes del ITER, ha reunido a autoridades, investigadores y colaboradores, y en el mismo han sido reconocidos **Ricardo Melchior**, primer presidente del instituto; **Manuel Cendagorta-Galarza**, primer gerente; **Antonio Cordobés**, primer trabajador, y **Guillermo Galván**, el empleado de mayor antigüedad.

La presidenta del Cabildo de Tenerife, **Rosa Dávila**, ha felicitado a los homenajeados y agradecido el trabajo y la implicación de todas las personas que han hecho posible que el Instituto sea hoy "un referente internacional".

"El ITER es una obra colectiva, construida por generaciones de profesionales que han puesto la ciencia y la tecnología al servicio del bienestar de la ciudadanía", ha destacado Dávila.

Durante su intervención, la presidenta ha resaltado el compromiso del ITER con el desarrollo tecnológico, la sostenibilidad y el progreso científico de Tenerife.

"Este ecosistema ha convertido a la isla en un espacio de energía limpia y de conocimiento abierto al mundo, pero sobre todo nos marca el camino hacia el futuro, con proyectos que pueden situar a Tenerife y a Canarias a la vanguardia de la investigación científica, la computación, la carrera aeroespacial o la investigación genética", ha aventurado.

El consejero de Innovación, Investigación y Desarrollo del Cabildo de Tenerife, **Juan José Martínez**, ha resaltado que el ITER es hoy por hoy "mucho más que un centro de investigación en energías renovables. Es un espacio donde convergen la ciencia, la tecnología y la innovación al servicio de un modelo de desarrollo sostenible, con iniciativas que han mejorado la vida de los canarios y las canarias".

Entre estas iniciativas de éxito, ha destacado el Centro de Proceso de Datos D-ALiX, el superordenador Teide HPC, la red Canalink o el Telepuerto.

"Son infraestructuras que no solo fortalecen la capacidad tecnológica de Tenerife, sino que nos conectan con Europa, África y América, posicionando al archipiélago como un nodo estratégico en el Atlántico", ha explicado Martínez.

El ITER

El alcalde de Granadilla, **José Domingo Regalado**, ha expresado su satisfacción por todo el trabajo realizado a lo largo de estos 35 años de historia.

"El ITER comenzó en un momento en el que nadie hablaba de las energías renovables, y hoy nadie duda de su contribución a la sociedad y al desarrollo de Tenerife e incluso, ha ido creciendo con la conectividad, con el departamento de genómica y con proyectos que sitúan al municipio en el contexto mundial de la investigación y la innovación", ha ensalzado.

El director técnico y de gestión del ITER, **Carlos Suárez Rodríguez**, ha señalado por su parte que en estos 35 años "ha sido un motor decisivo para el desarrollo de Tenerife. Lo que comenzó como una pequeña oficina en el Cabildo se ha convertido en un grupo que integra tecnología, sostenibilidad y conocimiento".

"Hoy generamos cerca del 30 % de la energía renovable de la isla, contamos con infraestructuras de primer nivel —únicas en Canarias— y, sobre todo, con un equipo humano de más de 200 especialistas comprometidos con el futuro de Tenerife", ha recalcado Suárez.

El reconocimiento internacional del ITER se refleja en distinciones como la otorgada por la UNESCO en 1999 como Centro de Excelencia en Energías Renovables, y la concedida en 2025 por la Confederación de Empresarios de Santa Cruz de Tenerife (CEOE-Tenerife), por su contribución al desarrollo social, científico y ambiental.

El Instituto impulsa más de 57 millones de euros en proyectos de I+D+i, con programas de investigación en energías renovables, medioambiente, genómica y tecnología.

Entre ellos destacan iniciativas como VOLTAIRE, SIROCO, PAULIA, GEOTERMAC, PRECISION-EPID y PERSEO, orientadas a la descarbonización, la inteligencia artificial, la biotecnología y la

monitorización ambiental.

Aisladores eléctricos de vidrio 'made in Spain': la joya industrial en La Granja de San Ildefonso que refuerza las...

- La Granja Insulators tiene ya instaladas más 120 millones de unidades en redes eléctricas de todo el mundo, desde Canadá hasta Arabia Saudí.



Aisladores eléctricos de vidrio 'made in Spain': la joya industrial en La Granja de San Ildefonso que refuerza las redes en todo el mundo

<https://elperiodicodelaenergia.com/aisladores-electricos-de-vidrio-made-in-spain-la-joya-industrial-en-la-granja...>

Sandra Acosta

Jueves, 30 octubre 2025

La Granja Insulators tiene ya instaladas más 120 millones de unidades en redes eléctricas de todo el mundo, desde Canadá hasta Arabia Saudí

En pleno corazón de la Sierra de Guadarrama, donde el aire frío baja del puerto de Navacerrada y el tiempo parece detenerse entre los jardines del Palacio Real, late una de las fábricas más singulares de España: La Granja Insulators, un gigante invisible que sostiene, literalmente, la electricidad del planeta. Desde este rincón segoviano, un pueblo de apenas cinco mil habitantes, **se fabrican los aisladores eléctricos de vidrio que garantizan la estabilidad de las redes de alta tensión en más de 129 países.**

“Queremos que el mundo sepa que el made in Spain también significa tecnología, precisión e innovación”, afirma Bruno Portellano, director general de La Granja Insulators. Su voz mezcla orgullo y convicción. No es para menos: la empresa, heredera de la histórica Real Fábrica de Cristales fundada por Carlos III en el siglo XVIII, es hoy la **única del mundo que integra todos los procesos productivos** del vidrio y del ensamblaje de aisladores en una sola planta.

Un legado centenario convertido en motor tecnológico

La historia industrial de La Granja comenzó en 1932, cuando se produjo el primer aislador de vidrio para el sector telefónico. En 1959, la compañía —entonces bajo el paraguas de Saint-Gobain— dio el salto al sector energético, fabricando aisladores de suspensión para líneas de alta tensión. Desde entonces, su evolución ha sido constante: innovación, automatización y sostenibilidad son las claves de su crecimiento.

En 2010, la empresa registró la patente SILGLASS, un recubrimiento de silicona que mejora el comportamiento eléctrico en zonas de alta contaminación o humedad. Y en 2022 lanzó Xpertise Smart Solutions, un software basado en inteligencia artificial capaz de predecir cuándo realizar mantenimientos en las líneas eléctricas. “El aislador **puede representar solo el 3% del coste de una infraestructura eléctrica, pero causa el 90% de los problemas si falla**”, recuerda Portellano.

Hoy, la planta segoviana **produce más de 4 millones de aisladores al año**, con capacidad para soportar hasta 765.000 voltios. En servicio **hay ya más de 120 millones de unidades fabricadas** en La Granja, instaladas en redes eléctricas de todo el mundo, desde Canadá hasta Arabia Saudí.

La fábrica, que pertenece al grupo Verescence, líder mundial en vidrio para perfumería y cosmética, se ha consolidado como un símbolo de la industria española. En mayo de 2025, dos fondos portugueses —Movendo Capital y Draycott— adquirieron la compañía, reforzando su apuesta por el crecimiento del negocio de aisladores. La Granja Insulators **factura 135 millones de euros**, de los cuales un 40% procede de esta planta segoviana que emplea a más de 550 personas, cifra que la convierte en la mayor empresa industrial de la provincia de Segovia.

“El pueblo vive gracias a la fábrica, y la fábrica gracias al pueblo”, resume Portellano. La relación entre ambas partes es simbiótica. La compañía colabora con universidades y centros de formación profesional de Castilla y León, Madrid y Valladolid, ofreciendo prácticas, becas y proyectos de doctorado.

Un mercado global en expansión

El mercado mundial de los aisladores eléctricos, **valorado en 585 millones de euros**, vive un auge sin precedentes. “Estamos en un momento clave”, explica Mikel Campos, director de ventas y marketing de la compañía. “La renovación de líneas eléctricas en Europa y Estados Unidos, el auge de las energías renovables y el crecimiento de países en desarrollo **están disparando la demanda**”.

Los aisladores de vidrio están ganando terreno a los de porcelana y composite: hace una década representaban el 15% del mercado; **hoy rozan el 40%**. En un sector donde la demanda supera la capacidad de producción, La Granja Insulators se sitúa entre los dos únicos fabricantes occidentales relevantes, junto a la francesa Sediver. Su cuota actual es del 11%, con un ambicioso objetivo: **alcanzar los 90 millones de euros en ventas en 2030**.

El Oriente Medio es actualmente su principal mercado, seguido de Europa y Norteamérica. Arabia Saudí, en particular, ha experimentado un crecimiento “brutal”, impulsado por sus megaproyectos energéticos. La empresa también **planea abrir mini plantas de ensamblaje en zonas estratégicas** como Estados Unidos y Oriente Medio.

Innovación y sostenibilidad: el nuevo eje de la fábrica

La compañía ha invertido más de 16 millones de euros desde 2020 para automatizar procesos y mejorar la eficiencia, incrementando en un 24% su capacidad productiva. En paralelo, **ha reducido un 19% sus emisiones de CO2 desde 2016 y se ha comprometido a recortar un 64% sus emisiones de alcance 1 y 2 para 2034**, dentro de su plan de descarbonización certificado por la iniciativa internacional SBTi.

En 2024, la planta logró un hito medioambiental muy importante: reciclar el 100% del agua industrial que utiliza, tras una inversión de 300.000 euros. Además, **cuenta con un contrato PPA con Iberdrola que garantiza que toda la electricidad consumida procede de fuentes renovables.**

El futuro pasa por la **hibridación de los hornos de vidrio**, que alcanzan los 1.500°C: el nuevo modelo combinará un 75% de energía eléctrica y un 25% de gas, reduciendo la dependencia energética y las emisiones. “En 2027 empezaremos las pruebas con biogás producido en Castilla y León”, adelanta Portellano.

El 97% de sus compras se realizan a proveedores locales en un radio de 300 kilómetros, lo que refuerza su apuesta por la economía circular y la independencia industrial frente a las tensiones geopolíticas globales.

Un material eterno para un futuro sostenible

El vidrio es, por naturaleza, infinitamente reciclable. Los aisladores de La Granja **pueden superar los 50 años de vida útil**, más que muchas de las propias líneas eléctricas que sostienen. Su durabilidad, resistencia y facilidad de inspección los convierten en la opción más fiable y sostenible frente a la porcelana o el polímero.

La empresa ya trabaja para **incorporar vidrio reciclado en su proceso de fabricación sin comprometer la calidad técnica**. “Cada vez más contratos energéticos incluyen cláusulas de sostenibilidad. Lo que antes era un plus, hoy es una exigencia”, subraya Campos.

Entre hornos que arden día y noche, y cadenas de producción robotizadas que no descansan ni un solo día del año, La Granja Insulators combina la tradición artesanal del vidrio con la tecnología más avanzada.

Alemania debe revisar su estrategia del hidrógeno ante el lento avance de los proyectos

 elperiodicodelaenergia.com/alemania-debe-revisar-su-estrategia-del-hidrogeno-ante-el-lento-avance-de-los-proyectos

October 29, 2025

Alemania no está cumpliendo sus objetivos para ampliar la economía del hidrógeno, ya que la oferta y la demanda se encuentran muy por debajo de lo esperado, según el [Tribunal Federal de Cuentas \(Bundesrechnungshof\)](#). “El impulso de la economía del hidrógeno no está yendo según lo previsto”, declaró la oficina que supervisa la ejecución del presupuesto del gobierno. “Es hora de una revisión de la realidad”, afirmó el presidente Kay Scheller. “El gobierno federal debe actuar ahora y revisar de manera fundamental su estrategia del hidrógeno.”

A pesar de miles de millones en subsidios, el gobierno no ha logrado hasta ahora los objetivos establecidos en su estrategia del hidrógeno, y es poco probable que lo haga en un futuro próximo, afirmaron los auditores en un informe especial que evalúa los avances y desafíos en el establecimiento de una economía del hidrógeno en el país. Actualmente, Alemania no alcanzará sus metas para 2030 de producir el llamado hidrógeno verde con energías renovables, ni sus objetivos de importación del gas sintético.

“Mientras no sea previsible que el hidrógeno se vuelva competitivo en precio, los subsidios estatales permanentes amenazan con ejercer una mayor presión sobre las finanzas federales, que ya están en desorden”, dijo Scheller.

Revisión de la realidad

Los auditores recomendaron una “revisión de la realidad” de la Estrategia Nacional del Hidrógeno, similar a la revisión de la realidad de la transición energética realizada por el Ministerio de Economía, que se centró en los aspectos de rentabilidad del paso a un sistema energético limpio. Alemania necesita “reevaluar si y cuándo el hidrógeno verde puede estar disponible en cantidades suficientes, a un precio competitivo y de manera climáticamente neutra y sostenible, sin subsidios permanentes”, señalaron.

La oferta y la demanda del gas sintético no han aumentado como se planeó: por ejemplo, los proyectos de acero verde no se han materializado como se esperaba, descubrieron los auditores. Además, dejar sin obligatoriedad la conversión a hidrógeno de la prevista nueva flota de centrales eléctricas de gas (algo que aún se debate) eliminaría un importante estímulo a la demanda. Añadieron que, por lo tanto, la red principal de hidrógeno del país está sobredimensionada y podría representar un riesgo significativo para el presupuesto estatal.

Una herramienta crucial

En la lucha contra el cambio climático, el hidrógeno verde se considera una herramienta crucial para reducir las emisiones en sectores difíciles de descarbonizar, como la industria pesada y la aviación. Sin embargo, el entusiasmo inicial por el hidrógeno verde en Alemania y

Europa se ha topado con serios obstáculos. Numerosos proyectos han sido cancelados, incluso por empresas alemanas. La producción es costosa, la logística de transporte es compleja y el mercado sigue atrapado en un dilema de “la gallina y el huevo” entre la oferta y la demanda de este combustible limpio.

“El gobierno federal debe ahora abordar estas tareas para mantener el objetivo de la neutralidad climática para 2045, preservar la viabilidad futura de Alemania como centro industrial y evitar sobrecargar el presupuesto federal”, concluyeron los auditores.

Alpiq pone en marcha el primer sistema BESS nórdico de formación de red

- El sistema finlandés de 30 MW marca el debut de la compañía en el almacenamiento en baterías.



Alpiq pone en marcha el primer sistema BESS nórdico de formación de red

<https://elperiodicodelaenergia.com/alpiq-pone-en-marcha-el-primer-sistema-bess-nordico-de-formacion-de-red/>

José A. Roca

Viernes, 31 octubre 2025

El sistema finlandés de 30 MW marca el debut de la compañía en el almacenamiento en baterías

Alpiq ha inaugurado su primer sistema de almacenamiento de energía en baterías en Valkeakoski, Finlandia. El proyecto de 30 MW/36 MWh está en funcionamiento desde el 13 de octubre y es el primer sistema de baterías en los países nórdicos que cumple con los requisitos de formación de red de Fingrid, según informó la compañía.

Alpiq afirmó que la flexibilidad es esencial para apoyar la integración de energías renovables y describió la planta como un paso importante en su estrategia para expandir los activos flexibles.

Flexibilidad

Según Alpiq, **Merus Power** entregó el sistema como una solución llave en mano.

Kari Tuomala, director ejecutivo de Merus Power, declaró: “Este logro demuestra nuestra capacidad para responder a las nuevas demandas de la transición energética de forma rápida y fiable”.

Alpiq afirmó que la unidad puede responder a fluctuaciones de frecuencia en milisegundos y proporcionar servicios de sistema y operaciones a corto plazo.

La compañía afirmó que está desarrollando otros proyectos de BESS, incluyendo una instalación de 125 MW/250 MWh en Haapajärvi que entrará en funcionamiento a mediados de 2027 y un proyecto de 100 MW/200 MWh en Francia previsto para el primer trimestre de 2027.

Alpiq agregó que planea proyectos adicionales en Suiza, Alemania, el Reino Unido y la región nórdica.

APPA Marina reclama medidas urgentes para impulsar la eólica marina en España - Energética 21

- La asociación incorpora a Saitec Offshore Technologies y Magallanes Renovables a su junta directiva y advierte de la falta de subastas y de un marco normativo estable que frena el desarrollo de la energía marina.



APPA Marina reclama medidas urgentes para impulsar la eólica marina en España.

[eólica marina](#)[energías renovables](#)[appa marina](#)[desarrollo energético](#)[energía marina en españa](#)[tecnología oceánicas](#)

<https://energetica21.com/noticia/appa-marina-reclama-medidas-urgentes-impulsar-eolica-marina-espana/>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

La asociación incorpora a Saitec Offshore Technologies y Magallanes Renovables a su junta directiva y advierte de la falta de subastas y de un marco normativo estable que frena el desarrollo de la energía marina.

La **Sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Marina)** ha incorporado a **Saitec Offshore Technologies** y **Magallanes Renovables** a su **Junta Directiva** , con el objetivo de reforzar la representación del sector y promover el desarrollo de las energías marinas en España.

El **presidente de APPA Marina** , **Pedro Mayorga** , subraya que estas incorporaciones consolidan una visión más diversa y sólida del sector: “ **Ambas entidades aportan experiencia tecnológica e innovación, ampliando la representatividad de la asociación y fortaleciendo su papel como interlocutor clave ante los retos regulatorios y de mercado** ”.

La nueva Junta Directiva se completa con **ENEROCEAN**, **EVE**, **IHCantabria** y **DEGIMA** , entidades que han contribuido históricamente al impulso de la energía marina. Saitec Offshore Technologies aporta su experiencia en **tecnología flotante SATH** , pionera en eólica marina en aguas profundas, mientras

que Magallanes Renovables refuerza el conocimiento en **energía de las corrientes** y tecnologías oceánicas disruptivas.

Según **Carlos Ariel Garrido Mendoza** , director de Innovación de Saitec Offshore Technologies, “ **el sector está preparado tecnológicamente e industrialmente, pero necesita un marco regulatorio claro y una planificación a largo plazo que active la cadena de valor nacional** ”. Por su parte, **Mario Iglesias Casal** , director de Magallanes Renovables, destaca que “ **España cuenta con una base industrial y tecnológica excepcional que debe aprovecharse para posicionar al país en el mapa de las energías marinas** ”.

Desde APPA Marina advierten que, sin nuevas subastas ni un marco estable, el sector corre el riesgo de perder su oportunidad. La **falta de certidumbre jurídica y la ausencia de incentivos efectivos** mantienen paralizado el desarrollo de la **eólica marina** , a pesar de los **3 GW de potencia** fijados en el **PNIEC para 2030** .

La asociación recuerda que España dispone del conocimiento y la industria necesaria para liderar la **eólica flotante** en Europa, y urge a recuperar medidas que agilicen la tramitación de proyectos de I+D+i, como las previstas en el Real Decreto-ley 7/2025.

“ **Estamos en un momento decisivo. Necesitamos un marco regulatorio que aporte visión y certidumbre, y permita al sector dar el salto que el país requiere para cumplir sus objetivos energéticos y climáticos** ”, concluye **Pedro Mayorga** .

Con estas incorporaciones, APPA Marina busca reforzar su papel como **referente nacional en energías renovables marinas** , impulsando un ecosistema empresarial y tecnológico preparado para afrontar los retos de la **transición energética y la economía azul** .



Bildu, PSE y PNV acuerdan en Vitoria incrementar en un 14% las subvenciones a las comunidades energéticas

- Vitoria-Gasteiz incrementa en un 14% las subvenciones para instalaciones fotovoltaicas y otras renovables (miniéolica, minihidráulica, bioenergía, aerotermia)



Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Bildu

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/bildu-pse-y-pnv-acuerdan-en-20251030>

Antonio Barrero F.

Jueves, 30 octubre 2025

Más dinero destinado a promover la constitución de comunidades energéticas en régimen de autoconsumo colectivo y a ayudar al despliegue de la energía solar fotovoltaica; y más tecnologías objeto de ayuda, porque el gobierno vitoriano incluye en esta convocatoria también como subvencionables la "redacción e inversiones en proyectos de aerotermia, geotermia, hidrotermia, mini-eólica, mini-hidráulica y bionenergía renovable". ¿Motivos del incremento de las ayudas? Pues, según el **Ayuntamiento**, "la buena respuesta [a la anterior convocatoria] y gran aceptación por parte de la población". En ese marco, el consistorio vitoriano ha decidido así mismo incidir también en el ámbito de la "movilidad sostenible y compartida" subvencionando la adquisición de vehículos motorizados con etiqueta Cero Emisiones (eléctricos puros, híbridos enchufables con autonomía superior a 40 kilómetros o pila de combustible) y también bicicletas y patinetes eléctricos para servicios compartidos de uso comunitario por comunidades energéticas con un mínimo de 15 integrantes".

Los 700.000 euros de estas ayudas, cuantía que supone un incremento del 14,28% con respecto a la anterior partida, son fruto del acuerdo presupuestario -informa el Ayuntamiento- logrado entre EH Bildu, PSE y PNV "y se orientan a impulsar la transición energética de Vitoria-Gasteiz".

Borja Rodríguez, concejal de Modelo de ciudad, Urbanismo y Medio Ambiente : "las comunidades energéticas se han convertido en la herramienta fundamental para cambiar el sistema energético actual por otro donde predominen las energías renovables. En esa línea de actuación, el Ayuntamiento de Vitoria viene impulsando proyectos de energía comunitaria. Esta nueva convocatoria presenta un incremento del 14%, hasta los 700.000 euros de partida presupuestaria, manteniendo la prioridad entre los barrios más vulnerables y ampliando los conceptos subvencionables a otras energías como la aerotermia, geotermia o hidrotermia".

Xabi Ruiz de Larramendi, concejal de EH Bildu : “a iniciativa de EH Bildu, Gasteiz es el municipio vasco que más invierte en generar comunidades energéticas. Y tenemos claro que las comunidades energéticas deben ser la base de la transición energética. Tanto porque aprovechan los tejados para la producción de energía; como por el paso que suponen en la democratización de la producción de energía y en el empoderamiento de la ciudadanía. Por ello, visto el éxito de la primera convocatoria, hemos puesto en marcha una segunda con mayor dotación económica y con el objetivo de llegar incluso a más ciudadanía. Además, se han incorporado nuevos conceptos subvencionables para ampliar el concepto de comunidades energéticas, con instalaciones de generación de energía con otras fuentes renovables y con inversiones en movilidad sostenible y compartida”

El plazo de presentación de solicitudes de ayuda estará abierto hasta el próximo 30 de marzo de 2026.

Como en la anterior línea de subvenciones el importe de las subvenciones alcanzará entre el 70% y 80% de los gastos subvencionables. En el caso de la adquisición de vehículos se cubrirá el 50% de la inversión, con un máximo de 20.000 euros por vehículo.

Una decena de comunidades energéticas

La línea del pasado ejercicio con la partida de 600.000 euros permitió financiar la creación de una decena de comunidades energéticas que agrupan a 453 socios (444 personas, 8 actividades económicas, 1 asociación de propietarios).

Su reparto es variado dentro de la ciudad con presencia en diferentes barrios como Goikolarra, Zaramaga, Salburua, Zabalgana, Ariznabarra, Arriaga-Lakua y dos en Txagorritxu, además de llegar también a concejos como Gamarra Mayor y Mendoza.

La creación de esta decena de Comunidades Energéticas ha supuesto la instalación de 1.895 placas fotovoltaicas, que equivalen a 2 hectáreas, lo que asciende a 969kW de potencia que tienen una producción anual estimada de más de 962.000kWh/año.



Biomasa, el as en la manga de las renovables en Castilla y León

CASTILLA Y LEÓN TIENE UNA SUPERFICIE DE 9,42 MILLONES DE HECTÁREAS, DE LAS QUE 5,13 SON SUPERFICIE FORESTAL (UN 54,5 % DEL TOTAL). SE TRATA DE LA MAYOR SUPERFICIE FORESTAL EN TÉRMINOS ABSOLUTOS DEL PAÍS



La enorme masa forestal de Castilla y León invita a explotar de manera eficaz la industria de biomasa. PEXELS

J.A.A.
SEGOVIA

En los últimos dos años, España ha batido récords de generación renovable eléctrica y, en ese contexto, la biomasa mantiene un papel discreto pero relevante. No compite en volumen con la eólica o la fotovoltaica, pero aporta firmeza al sistema, ayuda a gestionar residuos y, sobre todo, proporciona calor útil para industria y hogares. La mayor parte de su uso no está en los enchufes, sino en calderas y redes de calefacción: ahí es donde realmente brilla. Por eso, cuando hablamos hoy de biomasa, hablamos de confort térmico, ahorro y empleo local.

EN ESPAÑA, EL CONSUMO TÉRMICO ES MAYOR QUE EL ELÉCTRICO: MILES DE EDIFICIOS PÚBLICOS, PYMES Y COMUNIDADES DE VECINOS DEPENDEN YA DE CALDERAS DE BIOMASA

¿De qué hablamos exactamente? De biocombustibles sólidos —astilla forestal, pellet, hueso de aceituna—, de biogás y de biometano obtenidos a partir de residuos, e incluso de plantas que producen electricidad con subproductos agroforestales. En España, el consumo térmico es mayor que el eléctrico: miles de edificios públicos, pymes y comunidades de vecinos dependen ya de calderas de biomasa. Tras la volatilidad de 2022-2023, el mercado del pellet se ha estabilizado y los proyectos priorizan contratos de suministro y mantenimiento que dan previsibilidad al usuario final. El marco europeo también ha

madurado. La nueva directiva de renovables exige criterios de sostenibilidad más estrictos y prioriza el “uso en cascada” de la madera: primero materiales, después energía con los restos. ¿Qué implica? Que la biomasa bien hecha no es talar por talar, sino aprovechar residuos forestales, podas y subproductos que antes se quemaban a cielo abierto o se desaprovechaban. En paralelo, España avanza en su transposición: habrá más trazabilidad, auditorías y señales para que la biomasa ayude a descarbonizar sin penalizar otros usos valiosos de la madera. Castilla y León es el laboratorio perfecto para entender esta transi-

TRAS LA VOLATILIDAD DE 2022-2023, EL MERCADO DEL PELLET SE HA ESTABILIZADO Y LOS PROYECTOS PRIORIZAN CONTRATOS DE SUMINISTRO Y MANTENIMIENTO QUE DAN PREVISIBILIDAD AL USUARIO FINAL

ción. Con abundante recurso forestal y una industria maderera asentada, la comunidad lidera las redes de calor urbanas alimentadas con biomasa. Estas son grandes calderas centrales que distribuyen agua caliente a barrios enteros mediante tuberías aisladas. Ventajas para el usuario: una cuota más estable, menos obras en casa y un servicio profesional. Ventajas para la ciudad: menos emisiones locales, mejor calidad del aire y más independencia de combustibles fósiles importados. Segovia ilustra muy bien esta tendencia. La red de calor promovida por la Sociedad Pública de Infraestructuras y Medio Ambiente de Castilla y León (Somacyl) prevé abastecer miles de viviendas y decenas de edificios públicos, reduciendo de forma notable las emisiones de CO2 y el consumo de combustibles fósiles en la ciudad. A su alrededor, la provincia también mueve ficha: en Cuéllar se modernizan instalaciones históricas, y el debate sobre nuevas plantas de biogás o biometano recuerda que la transición energética es, además, un proceso social. Requiere información, participación vecinal y garantías ambientales claras. No todo son buenas noticias ni vale cualquier biomasa. Los retos

LA NUEVA DIRECTIVA DE RENOVABLES EXIGE CRITERIOS DE SOSTENIBILIDAD MÁS ERICTOS Y PRIORIZA EL “USO EN CASCADA” DE LA MADERA: PRIMERO MATERIALES, DESPUÉS ENERGÍA CON LOS RESTOS

pasan por tres “S”: sostenibilidad, suministro y seguridad económica. Sostenibilidad significa respetar el uso en cascada, cuidar la biodiversidad y planificar cortas y limpiezas con criterio técnico. Suministro supone coordinar a propietarios forestales, empresas de servicios energéticos y fábricas de biocombustibles para asegurar calidad y precio estable, evitando cuellos de botella en invierno. Seguridad económica, por último, es blindar al consumidor con contratos transparentes y una fiscalidad que favorezca el calor renovable eficiente. Las oportunidades, sin embargo, son grandes. La biomasa es el as en la manga del calor renovable: encaja con la rehabilitación energética, con bombas de calor en sistemas híbridos y con la digitalización de las redes. Puede activar empleo rural cualificado —selvicultura, logística, mantenimiento— y reducir el riesgo de incendios al valorizar restos forestales. En ciudades medias de Castilla y León, como Segovia, su papel será cada vez más visible: menos calderas individuales de gasóleo, más redes colectivas eficientes y, en los polígonos, sustitución de calderas fósiles por soluciones renovables firmes. Con gestión rigurosa y participación local, la biomasa puede ofrecer calor asequible, empleo rural, sostenibilidad ambiental y montes más sanos en Segovia y sus pueblos.

¿QUÉ IMPLICA? QUE LA BIOMASA BIEN HECHA NO ES TALAR POR TALAR, SINO APROVECHAR RESIDUOS FORESTALES, PODAS Y SUBPRODUCTOS QUE ANTES SE QUEMABAN A CIELO ABIERTO O SE DESAPROVECHABAN



Castilla y León bate el récord, 92,8% de electricidad renovable

LA APUESTA POR LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA COMUNIDAD ESTÁ DANDO SUS FRUTOS, ES LA AUTONOMÍA LÍDER EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA CUYO ORIGEN ESTÁ EN EL SOL, EL AGUA, EL VIENTO Y LA TIERRA, MUY POR ENCIMA DE LA MEDIA DEL PAÍS

J.A.A.
SEGOVIA

El 92,8% de toda la electricidad generada en Castilla y León procede de fuentes renovables, según datos de Red Eléctrica. De cada 10 kilovatios hora producidos aquí, más de 9 proceden del viento, el agua, el sol o la biomasa. La cifra confirma a la región como líder indiscutible en generación limpia en España, muy por encima de la media nacional (56,8%). Y llega, además, en un momento en el que Europa acelera su transición energética y exige señales claras: producir más limpio y con más seguridad en el suministro.

La energía de los elementos

La eólica sigue siendo el pilar del sistema autonómico. Aporta casi la mitad del "pastel" eléctrico anual y confiere a Castilla y León un rol protagonista a nivel nacional: uno de cada cinco gigavatios-hora, GWh, eólicos de España se produce aquí, según la nota técnica de Redeia. La hidráulica continúa como segunda gran columna del mix y la fotovoltaica despega con fuerza tras el despliegue de grandes plantas y el empuje del autoconsumo. En un escalón inferior, la biomasa se abre hueco en la región con mayor masa forestal del país, y produce ya el 20% de pellets que se elabora en España. El resultado es un sistema muy bajo en emisiones y con una exposición menor a los costes del gas en comparación con otras regiones europeas.

Ahora bien, un porcentaje tan alto no significa que todos los días y a todas horas el suministro sea 100% renovable. La meteorología manda: hay temporadas de más viento o más lluvias, y días de anticiclón con baja pro-



La energía eólica aporta casi la mitad de la electricidad que se consume en Castilla y León.

FOTO: PEXELS

ducción eólica. Por eso la red de transporte —las autopistas eléctricas— y las interconexiones con el resto del país son esenciales para equilibrar excedentes y déficits. En 2024, Redeia acometió ampliaciones clave en subestaciones de la región (como Valladolid Nuevo, Ricobayo o Renedo) para reforzar la evacuación de energía y la calidad del suministro.

La transición no solo se juega en los grandes parques. También en los tejados de naves, granjas y viviendas. En 2024, la Junta de Castilla y León autorizó 5.333 instalaciones de autoconsumo fo-

LA COMUNIDAD DE
CASTILLA Y LEÓN PARTE
CON VENTAJA —POR
LAS CARACTERÍSTICAS
DE SU GEOGRAFÍA Y
SU BASE HIDRÁULICA—
PARA LIDERAR EL
ALMACENAMIENTO
POR BOMBEO Y LA
HIBRIDACIÓN EÓLICO-
SOLAR CON BATERÍAS

tovoltaico, un 47% más que en 2023. En números acumulados, la Comunidad supera las 20.000 instalaciones y roza los 390 MW de potencia fotovoltaica para autoconsumo. Este fenómeno alivia la factura de regantes y pymes, reduce pérdidas en la red al generar cerca del consumo y descongestiona horas punta.

¿Qué implica para la ciudadanía este 92,8%? Primero, más resiliencia frente a crisis energéticas internacionales: cuando sube el gas, el peso renovable amortigua el impacto en el mer-

cado eléctrico. Segundo, atracción industrial: muchas compañías intensivas en energía buscan ubicaciones con electricidad descarbonizada y estable para cumplir sus objetivos medioambientales y abaratar costes a medio plazo. Y tercero, oportunidades en el medio rural: los proyectos ordenados y con retorno local —ya sea alquiler de terrenos, empleo en operación y mantenimiento o participación en comunidades energéticas— inyectan renta y actividad en municipios que la necesitan.

Pero no todo son luces. Un sistema cada vez más renovable necesita más flexibilidad: almacenamiento (bombeo, baterías), gestión de la demanda y redes reforzadas. Tras el gran apagón del pasado 28 de abril el consenso técnico apunta a acelerar el despliegue de almacenamiento y digitalización de la red para integrar picos de generación solar y eólica sin recurrir a desconexiones preventivas. Castilla y León parte con ventaja —por su geografía y su base hidráulica— para liderar el almacenamiento por bombeo y la hibridación eólico-solar con baterías.

El despliegue debe cuidar la integración paisajística y ambiental, con participación temprana de los vecinos y beneficios claros en el territorio (bonos energéticos para hogares vulnerables, fondos para eficiencia en edificios públicos, apoyo a la electrificación del regadío, etcétera).

¿Y ahora qué?

Mirando a 2026, el reto es consolidar el liderazgo con más valor añadido: atraer industria electrointensiva y cadena de suministro renovable (fabricación, logística, servicios), avanzar en electromovilidad y bombeos de riego con fotovoltaica, e impulsar programas de rehabilitación para consumir menos energía. En el propio sistema eléctrico, la prioridad pasa por más almacenamiento, más red y más digitalización. Si la Comunidad mantiene el ritmo de los dos últimos años, el récord del 92,8% no será un techo, sino el punto de partida de una economía más competitiva, limpia y con oportunidades repartidas por el territorio.



Cataluña, Andalucía y Castilla y León lideran la nueva ola de comunidades energéticas en España

- El Miteco destina 10,7 millones de euros a 106 nuevas comunidades energéticas en toda España, impulsadas con fondos europeos del Plan de Recuperación.



Cataluña, Andalucía y Castilla y León lideran la nueva ola de comunidades energéticas en España

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Cataluña

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/catalu-a-andaluc-a-y-castilla-20251030>

Manuel Moncada

Jueves, 30 octubre 2025

Con esta resolución, el número total de proyectos apoyados por el programa asciende a 251 comunidades energéticas en toda España, con una inversión acumulada superior a 124 millones de euros. El objetivo del plan es fomentar la participación ciudadana en el sistema energético, descentralizar la generación renovable y avanzar en la descarbonización de la economía.

Gestionado por el **Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE)**, CE Implementa se centra en proyectos de pequeño tamaño —con un máximo de un millón de euros de inversión— y prioriza la implicación de actores sociales y cooperativos. En esta quinta convocatoria se han impulsado 371 proyectos piloto, que suman 20,8 MW de potencia eléctrica renovable, 1,2 MW de térmica, 18,2 MWh de almacenamiento y 62 nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos.

La mayoría de las iniciativas incorporan instalaciones fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento, aunque también se han financiado proyectos de movilidad sostenible, gestión de la demanda y energías térmicas renovables, como la aerotermia o la biomasa.

Cataluña encabeza la lista

Cataluña lidera la convocatoria con 42 proyectos seleccionados y el 31,5 % de las ayudas asignadas (3,39 millones de euros). Le siguen Andalucía (16), Castilla y León (12) y Aragón (9). También figuran proyectos en Castilla-La Mancha, la Comunidad Valenciana, Madrid, el País Vasco, Galicia, Extremadura, Murcia, Navarra y Asturias.

En total, las entidades beneficiarias —todas ellas cooperativas o asociaciones— agrupan a más de 18.600 socios. Además, 55 de las comunidades subvencionadas se ubican en municipios de reto demográfico, reflejando la expansión de este modelo energético en zonas rurales.

Ciudadanía en el centro de la transición

El fomento de la participación ciudadana en la transición energética forma parte del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). A través del Plan de Recuperación, el MITECO impulsa dos programas complementarios: CE Implementa, para financiar proyectos, y las Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC), encargadas de asesorar y acompañar a las comunidades energéticas.

Ambas iniciativas se enmarcan en el componente 7 del PRTR, dedicado al despliegue de energías renovables, y en la componente 31 (REPowerEU), centrada en el autoconsumo y el almacenamiento energético.

Energía local con impacto social

Las comunidades energéticas permiten a los ciudadanos producir, consumir, almacenar y compartir energía renovable de forma colectiva. Su finalidad no es el beneficio económico, sino la generación de impactos ambientales, sociales y económicos positivos en el entorno.

Este modelo favorece la independencia de los combustibles fósiles, crea empleo local, combate la pobreza energética y contribuye a la lucha contra el cambio climático. En los municipios más pequeños, además, se convierte en una herramienta clave para fijar población y dinamizar la economía local.

Con CE Implementa, España consolida una red creciente de comunidades energéticas que encarnan el principio rector del PNIEC y del PRTR: “la ciudadanía en el centro”.

Artículos relacionados:

- **El estado de la cuestión de las comunidades energéticas**
- **La necesidad de impulsar comunidades energéticas**
- **Sobre cómo crear una comunidad energética**

CETIM y Norvento impulsan el proyecto R3Power para aplicar la economía circular en la repotenciación eólica - Energética 21

- Ocho empresas y cuatro centros de investigación colaboran en el desarrollo de tecnologías avanzadas para reciclar y reutilizar componentes de aerogeneradores, con el objetivo de reducir los residuos y mejorar la sostenibilidad del sector.



CETIM y Norvento impulsan el proyecto R3Power para aplicar la economía circular en la repotenciación eólica.

cetim **norvento** **proyecto r3power** **economía circular** **repotenciación eólica** **reciclaje de palas** **materiales sostenibles**

<https://energetica21.com/noticia/cetim-norvento-impulsan-proyecto-r3power-aplicar-economia-circular-repote...>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

Ocho empresas y cuatro centros de investigación colaboran en el desarrollo de tecnologías avanzadas para reciclar y reutilizar componentes de aerogeneradores, con el objetivo de reducir los residuos y mejorar la sostenibilidad del sector.

El **Centro Tecnológico CETIM**, junto a **Norvento Enerxía**, lidera el proyecto **R3Power**, una iniciativa pionera que busca aplicar principios de **economía circular** a la repotenciación de **parques eólicos** mediante **estrategias de reutilización, reciclado, ecodiseño y desarrollo de nuevos materiales sostenibles**.

El consorcio, compuesto por **ocho empresas y cuatro organismos de investigación**, celebró en las instalaciones de CETIM en **Culleredo (A Coruña)** su primera reunión presencial, acompañada de una jornada sobre **financiación europea para proyectos de I+D+i en energías renovables**.

El proyecto afronta dos desafíos clave del sector eólico español para 2030: un parque envejecido que generará **20.000 toneladas anuales de residuos difíciles de reciclar** y la necesidad de **triplicar la generación eólica hasta 45 GW**.

R3POWER propone aprovechar las infraestructuras existentes, desarrollar **tecnologías avanzadas de reciclaje de palas** y promover **nuevos materiales reciclables y reparables** . Entre sus líneas de trabajo se incluye la creación de un **demostrador experimental de entre 600 y 800 kW** y la realización de una **evaluación tecnoeconómica y medioambiental** para validar la sostenibilidad de las soluciones propuestas.

El consorcio empresarial está liderado por **Norvento** e integrado por **Renercycle, Temha, Girawind, Acteco, HI-Iberia, Aeroblade y Aerox** . El consorcio científico lo forman **CETIM** , la **Universidad de Valladolid** , **AIMEN** y **Ciemat** .

CETIM lidera la **estrategia de reciclaje y revalorización de palas** , desarrollando tecnologías mecánicas, termoquímicas, químicas y biológicas para avanzar hacia un modelo de **residuo cero** . Asimismo, investiga nuevos **composites reciclables y reparables** que faciliten la reutilización de materiales en futuras generaciones de aerogeneradores.

Durante la jornada, representantes de Norvento y CETIM también presentaron los proyectos europeos **EOLIAN** y **SUSPENSE** , centrados en el **reciclaje de palas y adhesivos de base biológica** , respectivamente, como ejemplos de colaboración internacional en innovación sostenible.

El proyecto **R3Power** está financiado por el **Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades** y la **Agencia Estatal de Investigación** , con cofinanciación de **FEDER** y el **CDTI** , dentro de la convocatoria **TransMisiones 2024** .

Comercio de energía limpia y mercados emergentes: el impacto de los aranceles en la transición energética

- Las importaciones de tecnología limpia están transformando los mercados: desde récords de instalaciones solares en Pakistán hasta una oleada de vehículos eléctricos en Brasil.



Comercio de energía limpia y mercados emergentes: el impacto de los aranceles en la transición energética

<https://elperiodicodelaenergia.com/comercio-de-energia-limpia-y-mercados-emergentes-el-impacto-de-los-ara...>

José A. Roca

Viernes, 31 octubre 2025

Las importaciones de tecnología limpia están transformando los mercados: desde récords de instalaciones solares en Pakistán hasta una oleada de vehículos eléctricos en Brasil

Las economías emergentes están ampliando el despliegue de energías limpias mientras buscan fortalecer la fabricación nacional de tecnologías clave. En la búsqueda de esos objetivos, algunos países están considerando elevar los aranceles a las importaciones para proteger a las empresas locales, una medida que entra en conflicto con el creciente volumen de importaciones de tecnología limpia y que podría incrementar el costo de la transición energética.

El informe “*Comercio de Energía Limpia y Mercados Emergentes*” —elaborado por **BloombergNEF** y encargado por Bloomberg Philanthropies— evalúa cómo las políticas comerciales e industriales están transformando los flujos de tecnología limpia. Examina los vehículos eléctricos (VE), las baterías, los productos solares y las turbinas eólicas, con el fin de ayudar a los responsables de políticas a equilibrar las compensaciones entre la estrategia industrial y la descarbonización.

La política industrial está viviendo un resurgimiento global. China se encuentra en el centro de la fabricación de tecnología limpia —alberga al menos el 80% de la capacidad en los principales eslabones de las cadenas de suministro solar y de baterías—, y es en este contexto que los gobiernos buscan fortalecer su propia capacidad industrial.

Auge de las exportaciones chinas

Las exportaciones desde China hacia Asia, África y América Latina están en auge. Los paneles solares, baterías y vehículos eléctricos de bajo costo están ayudando a acelerar la transición energética en la generación eléctrica, el almacenamiento y el transporte. Las importaciones de tecnología limpia están transformando los mercados: desde récords de instalaciones solares en Pakistán hasta una oleada de vehículos eléctricos en Brasil.

Entre 2022 y agosto de 2025, la participación de China en las exportaciones de tecnología limpia hacia economías emergentes aumentó del 23% al 31%. Los bajos aranceles han impulsado ese crecimiento, pero esa apertura está generando preocupación entre los responsables de políticas fuera de China que buscan construir industrias nacionales. Varios grandes países en desarrollo están considerando ahora imponer derechos de importación más altos.

Aumento de las barreras comerciales

Sin embargo, el aumento de las barreras comerciales plantea un delicado acto de equilibrio. El análisis de BloombergNEF concluye que imponer aranceles más altos podría incrementar significativamente el costo de alcanzar los objetivos de energía limpia. En un escenario “extremo” — donde los módulos solares enfrentan un arancel del 100% y las baterías del 50%—, el costo total de cumplir con las metas de triplicar las energías renovables para 2030 en ocho regiones aumentaría en al menos 137.000 millones de dólares, o un 16%. Con costos de financiación más altos y márgenes más estrechos, los mercados emergentes son particularmente sensibles a estos incrementos.

Los aranceles pueden ayudar a atraer inversión, diversificar las cadenas de suministro y generar valor local, pero también corren el riesgo de frenar el despliegue de tecnología limpia, aumentar los costos y retrasar la descarbonización. Encontrar el equilibrio adecuado entre la ambición industrial y la energía limpia de bajo costo será una de las cuestiones políticas más decisivas de la década.

Ejemplos inspiradores de startups comprometidas con la sostenibilidad

- La sostenibilidad es un imperativo para las startups. Su flexibilidad permite integrar modelos de negocio que reducen emisiones y huella ambiental



<https://www.ambientum.com/ambientum/responsabilidad-ambiental/ejemplos-inspiradores-de-startups-compr...>

Ambientum Portal Ambiental

Jueves, 30 octubre 2025

La sostenibilidad se erige como un imperativo estratégico para el éxito de las nuevas empresas en el ecosistema económico global. Las *startups* se encuentran ante el desafío crucial de satisfacer las exigencias del mercado mientras implementan modelos operativos que minimicen su huella ambiental. Existe una presión creciente, tanto por parte de inversores y consumidores como de organismos gubernamentales, para que estas compañías generen soluciones que prioricen la conservación de los recursos y la reducción efectiva de emisiones contaminantes.

Gracias a su inherente flexibilidad y a su vocación disruptiva, estas empresas emergentes poseen una ventaja única para integrar la sostenibilidad directamente en el núcleo de su modelo de negocio. Esta inclinación hacia la responsabilidad no solo atiende a una demanda ética, sino que también desbloquea nuevas oportunidades económicas, promoviendo un crecimiento robusto y fortaleciendo la resiliencia del sector emprendedor.

Contenido del artículo

Toggle

- Startups que lideran el camino hacia un futuro sostenible
 - Ejemplo 1: Empresas comprometidas con la energía renovable
 - Ejemplo 2: Innovación en la gestión de residuos y reciclaje
 - Ejemplo 3: Tecnología para una agricultura sostenible

- Ejemplo 4: Moda sostenible y su impacto ambiental
- Ejemplo 5: Soluciones tecnológicas para reducir la huella de carbono
- Conclusión: El papel crucial de las startups en la sostenibilidad global

Startups que lideran el camino hacia un futuro sostenible

Las startups orientadas a la sostenibilidad están marcando la diferencia en diversos sectores.

- **Ecoalf:** Revoluciona la industria de la moda al crear prendas con materiales reciclados, reduciendo residuos y consumo de recursos naturales.
- **Too Good To Go:** Combate el desperdicio de alimentos mediante una app que conecta restaurantes con consumidores, ofreciendo comida no vendida a bajo costo.
- **SolarEdge:** Desarrolla tecnología avanzada para optimizar sistemas de energía solar, promoviendo el uso de energías limpias.
- **Notpla:** Sustituye plásticos de un solo uso al fabricar empaques biodegradables a base de algas.

Estas empresas ofrecen soluciones innovadoras que priorizan el medio ambiente y responden a los desafíos climáticos actuales.

Ejemplo 1: Empresas comprometidas con la energía renovable

Una de las áreas más destacadas en sostenibilidad es el desarrollo de tecnologías para apoyar las energías renovables. Estas empresas buscan reducir la dependencia de combustibles fósiles y minimizar el impacto ambiental.

- **Tesla Energy** lidera iniciativas con su almacenamiento de energía en baterías y sistemas solares domésticos, permitiendo una transición hacia hogares más eficientes.
- **Solarpack** impulsa proyectos de energía solar en regiones de difícil acceso, conectando comunidades a fuentes de energía no contaminantes.
- **Ørsted**, anteriormente dedicada a combustibles fósiles, ahora se especializa en parques eólicos tanto terrestres como marinos, destacando su transformación y compromiso ambiental.

Estas startups marcan la pauta hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

Ejemplo 2: Innovación en la gestión de residuos y reciclaje

Una startup centrada en la gestión de residuos ha desarrollado soluciones tecnológicas avanzadas para optimizar el proceso de reciclaje y reducir el impacto ambiental. Entre sus iniciativas más destacadas se incluyen:

- **Sistema de clasificación automatizado:** Utilizando inteligencia artificial, esta herramienta distingue materiales reciclables con una precisión notable.
- **Aplicación móvil educativa:** Ofrece información sobre prácticas sostenibles y ubica puntos de reciclaje cercanos.

- **Plataformas de intercambio:** Facilitan la conexión entre empresas y proveedores para reutilización de materiales.

Con estas innovaciones, la startup fomenta la economía circular mientras aborda desafíos críticos relacionados con el manejo de desechos a nivel global.

Ejemplo 3: Tecnología para una agricultura sostenible

Las startups están transformando la manera en que se practica la agricultura al incorporar tecnologías innovadoras que reducen el impacto ambiental y optimizan recursos. Estas empresas, a menudo, combinan inteligencia artificial, sensores avanzados y análisis de datos para mejorar la eficiencia de los cultivos y minimizar el desperdicio.

Entre las estrategias implementadas se encuentran:

- **Uso de drones:** Se emplean para monitorear el estado de las plantaciones y detectar áreas que requieren atención específica.
- **Gestión del agua:** Sistemas inteligentes que calculan el riego necesario según las condiciones climáticas y el tipo de cultivo.
- **Agricultura de precisión:** Modelos predictivos que ayudan a planificar el uso de fertilizantes evitando la contaminación del suelo.

Estas soluciones destacan por llevar la sostenibilidad al núcleo de la producción agrícola, promoviendo prácticas responsables sin sacrificar productividad.

Ejemplo 4: Moda sostenible y su impacto ambiental

La industria de la moda es conocida por ser una de las más contaminantes del mundo, pero varias startups están transformando esta realidad hacia un modelo más sostenible. Estas empresas adoptan prácticas innovadoras para reducir su impacto ambiental.

- **Fibras recicladas:** Usan materiales como botellas de plástico PET para crear fibras textiles.
- **Producción ética:** Implementan estrategias para garantizar condiciones laborales seguras.
- **Economía circular:** Fomentan la reutilización de prendas a través de programas de reciclaje o ropa de segunda mano.

Iniciativas como estas demuestran que la moda puede evolucionar hacia prácticas más respetuosas con el planeta.

Ejemplo 5: Soluciones tecnológicas para reducir la huella de carbono

Startups innovadoras están desarrollando herramientas tecnológicas para combatir el cambio climático. Estas soluciones incluyen software que mide emisiones de CO₂ en tiempo real, aplicaciones que generan informes personalizados, y sistemas basados en inteligencia artificial para optimizar procesos productivos.

- **Greenlytics**, por ejemplo, utiliza big data para predecir el consumo energético y maximizar el uso de energías renovables.
- **Pachama** emplea tecnología de satélites y algoritmos avanzados para monitorear la reforestación y garantizar proyectos de carbono fiables.
- **Normative** crea plataformas que analizan la cadena de suministro para minimizar el impacto ambiental.

Estas herramientas ayudan a empresas y comunidades a tomar decisiones informadas y sostenibles.

Conclusión: El papel crucial de las startups en la sostenibilidad global

Las startups desempeñan un rol esencial en la transición hacia un futuro más sostenible. Con su espíritu innovador, estas empresas emergentes están desafiando los modelos tradicionales y desarrollando soluciones disruptivas para mitigar el impacto ambiental.

Principales contribuciones de las startups:

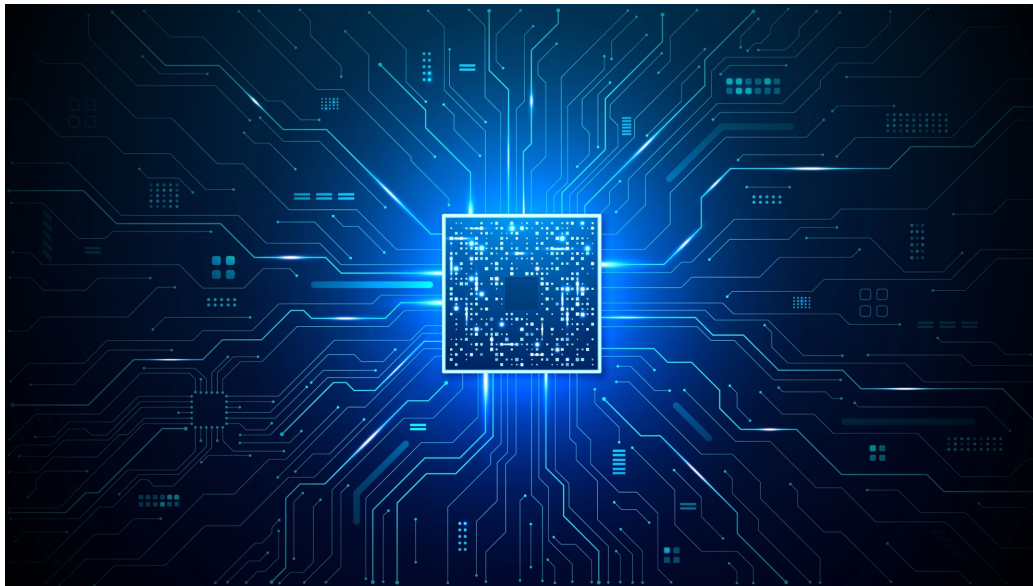
- **Reducción de residuos:** Mediante tecnologías como economía circular y reciclaje optimizado.
- **Energías renovables:** Desarrollando alternativas limpias como energía solar y eólica.
- **Agricultura sostenible:** Incorporando técnicas como cultivos verticales y agricultura regenerativa.
- **Movilidad verde:** Diseñando vehículos eléctricos y sistemas de transporte compartido sostenibles.

Estas iniciativas enfatizan cómo las startups están avanzando más allá de las soluciones convencionales, promoviendo un desarrollo global más equilibrado.

Redacción Ambientum

El aumento de la demanda energética mundial hace inalcanzable el objetivo de emisiones netas cero para 2050

- El auge de la IA y las tensiones geopolíticas presionan los sistemas energéticos; se necesita un aumento del 30% en la inversión anual -hasta 4,3 billones de dólares- para limitar el calentamiento a 2 °C, según Wood Mackenzie.



El aumento de la demanda energética mundial hace inalcanzable el objetivo de emisiones netas cero para 2050

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-aumento-de-la-demanda-energetica-mundial-hace-inalcanzable-el-objeti...>

José A. Roca

Viernes, 31 octubre 2025

El auge de la IA y las tensiones geopolíticas presionan los sistemas energéticos; se necesita un aumento del 30% en la inversión anual - hasta 4,3 billones de dólares- para limitar el calentamiento a 2 °C, según Wood Mackenzie

El aumento de la demanda eléctrica y las crecientes tensiones geopolíticas han hecho que los objetivos de emisiones netas cero para 2050 sean inalcanzables, situando al mundo en camino hacia un calentamiento global de 2,6 °C, según el informe " *Energy Transition Outlook 2025–2026* " de Wood Mackenzie.

El análisis muestra que lograr limitar el calentamiento a 2 °C requeriría una inversión anual de 4,3 billones de dólares entre 2025 y 2060, y alcanzar emisiones netas cero alrededor de 2060. La inversión en el sector energético deberá crecer del 2,5 % del PIB mundial actual al 3,35 % en la próxima década.

El nuevo informe, titulado " *Evolución energética en la era de la superinteligencia* ", analiza cuatro posibles trayectorias para el sector energético y de recursos naturales: el caso base de Wood Mackenzie (2,6 °C), el escenario de compromisos nacionales (2 °C), el escenario de emisiones netas cero para 2050 (1,5 °C) y el escenario de transición retrasada (3,1 °C).

Principales conclusiones

- 1 . Pocos países —y ninguno del G7— están en camino de cumplir sus objetivos de emisiones para 2030.
2. Un aumento significativo de la inversión aún podría limitar el aumento de la temperatura promedio global a 2 °C, alcanzando emisiones netas cero alrededor de 2060.
3. La inversión de capital (capex) en energía debe crecer del 2,5 % al 3,35 % del PIB mundial para lograr emisiones netas cero.
4. La trayectoria de emisiones del caso base ha aumentado ligeramente: se prevé que las emisiones alcancen su punto máximo en 2028 y luego desciendan a un ritmo del 2 % anual, lo que representa un calentamiento de 2,6 °C.
5. Las energías renovables variables pasarán del 20 % de la generación actual al 60 % en 2050. Solo la energía solar se duplicará para 2030 y superará al gas en 2033 y al carbón en 2034. Las baterías y la energía nuclear aportarán flexibilidad a las redes dominadas por renovables.
- 6 . El pico de demanda de petróleo se ha desplazado de 2030 a 2032, reflejando las lentas ventas de vehículos eléctricos (VE) en EEUU y Europa y el impulso continuo de los productos petroquímicos. El auge de la IA impulsa la demanda de gas en todos los escenarios, con un aumento de 180 mil millones de m³ para 2050 respecto a la proyección anterior.

“El sistema energético se está volviendo más complejo, interconectado y volátil”, afirmó Prakash Sharma, vicepresidente y jefe de escenarios y tecnologías de Wood Mackenzie. “A medida que la demanda eléctrica se dispara por la expansión de tecnologías como la IA y la electrificación, la transición hacia la descarbonización —antes principalmente aspiracional— enfrenta ahora los duros desafíos de la escala, la integración de sistemas, la asignación de capital y la geopolítica.

“La participación de la energía solar y eólica en el suministro eléctrico global ha crecido del 5 % al 20 % en la última década y se espera que continúe el auge. Pero pasar de la implementación a un sistema energético profundamente descarbonizado y resiliente está resultando mucho más complejo que simplemente añadir megavatios.”

La transición se estanca en Occidente: China asume el liderazgo climático

Ninguna gran economía está en camino de cumplir sus objetivos de 2030, y el escenario de compromisos nacionales de Wood Mackenzie proyecta emisiones netas cero solo después de 2060 —muy por detrás de la meta de 2050 considerada necesaria por la comunidad científica—.

“Está surgiendo un nuevo liderazgo climático”, dijo Sharma. “Mientras EEUU refuerza su dependencia de los combustibles fósiles y presiona a sus aliados para que compren su GNL, China está asumiendo el liderazgo de bajas emisiones gracias a su dominio en vehículos eléctricos y energía solar, además de un despliegue agresivo de renovables. Europa mantiene las ambiciones más firmes hacia el cero neto, viendo las tecnologías limpias como esenciales para la seguridad energética y económica”.

“Aunque una transición más rápida parece más costosa en el corto plazo por la concentración de inversiones, retrasarla implicaría costos mucho mayores a largo plazo para la adaptación climática. La próxima década marcará puntos de inflexión críticos para determinar si la descarbonización significativa sigue siendo alcanzable con aumentos de inversión sustanciales”, añadió.

Estados Unidos enfrenta el mayor desafío de inversión entre las principales economías. Según los Escenarios de Transición Energética (ETS) de Wood Mackenzie, EEUU debe aumentar su gasto anual en transición climática en un 76 % para alcanzar el cero neto, un salto que supera ampliamente los incrementos necesarios en China y Europa.

En el caso base, China, Europa y EEUU representan el 70 % del gasto mundial de capital para 2040:

China : 913.000 millones de dólares anuales (caso base) vs 1,177 billones (cero neto). Se necesita un aumento del 29%.

Europa : 455 mil millones vs 619 mil millones → aumento del 36 %

EEUU : 388 mil millones vs 682 mil millones → aumento del 76 %

Otras regiones , incluidas Asia-Pacífico y el resto del mundo, deberán más que duplicar su gasto en transición.

Minerales críticos: el nuevo campo de batalla estratégico

Las tecnologías limpias dependen en gran medida del litio, níquel, cobalto, cobre y tierras raras. Las cadenas de suministro están altamente concentradas, con China dominando el refinado de litio y tierras raras, lo que crea nuevas dependencias geopolíticas. Un vehículo eléctrico de batería típico requiere 6 veces más minerales críticos que uno de combustión interna (450 kg frente a 78 kg).

“Esta concentración otorga nuevo poder a los países poseedores de recursos, mientras los países importadores compiten por asegurar contratos, diversificar suministros y acumular reservas”, explicó Sharma. “Los minerales críticos se han convertido en el nuevo campo de batalla estratégico: su disponibilidad y costo definirán no solo los precios tecnológicos, sino también el equilibrio de poder en el nuevo panorama energético. El nacionalismo de recursos está pasando de los combustibles fósiles a los minerales críticos.”

La revolución de la IA presiona los sistemas eléctricos

El auge de la inteligencia artificial está generando una demanda eléctrica sin precedentes: los centros de datos consumirán 700 TWh en 2025 (superando a los vehículos eléctricos) y podrían duplicarse para 2030. Este aumento amenaza con crisis eléctricas y tarifas más altas, además de poner en riesgo los compromisos de energía limpia para 2030.

Sin embargo, la propia IA podría acelerar avances tecnológicos y optimizar los sistemas energéticos, mediante simulaciones avanzadas, mejora del rendimiento de materiales y diseño eficiente de infraestructuras a velocidades inéditas.

La electricidad se convierte en el principal vector energético

La demanda eléctrica pasará de representar una quinta parte del consumo energético final actual a más de la mitad para 2050 en el escenario de cero neto.

Las renovables variables crecerán del 20% de la generación actual al 60% en 2050, con la solar duplicándose para 2030 y superando al carbón en 2034.

Sin embargo, estas renovables alcanzan un límite práctico del 68 % debido a restricciones de estabilidad y almacenamiento.

Los combustibles fósiles despachables seguirán siendo esenciales: el carbón continuará abasteciendo a economías en desarrollo, mientras que las turbinas de gas servirán como respaldo donde las infraestructuras renovables enfrenten grandes cargas.

Petróleo y gas enfrentan una “larga despedida”

El pico de demanda de petróleo se retrasa de 2030 a 2032 en el caso base, debido al impulso continuo del transporte por carretera y la petroquímica.

El gas natural mantiene su papel como combustible de transición, especialmente en la sustitución del carbón.

Esta persistencia refleja la inercia estructural y las preocupaciones por la seguridad energética, pero los factores para un cambio más rápido se fortalecen a medida que las renovables y los vehículos eléctricos siguen batiendo récords de costos.

CCUS, hidrógeno y bioenergía avanzada cubren brechas críticas

Las tecnologías avanzadas están emergiendo como habilitadores esenciales para los sectores difíciles de descarbonizar, como la industria pesada, el transporte de larga distancia y las infraestructuras fósiles heredadas.

Aunque enfrentan barreras de escala, costo y capital, son esenciales para una descarbonización integral donde la electrificación no basta.

En los escenarios de cero neto, estas tecnologías podrían aportar entre el 20 % y el 30 % de la reducción total de emisiones, marcando la diferencia entre el progreso incremental y la descarbonización completa.

Conectando los ecosistemas energéticos

El informe concluye que la transición energética está entrando en una fase más madura y exigente, enfrentando difíciles compromisos de escala, integración de sistemas, asignación de capital y geopolítica.

“Ver el sistema energético como un todo interconectado es más importante que nunca, porque la electrificación, la flexibilidad y la descarbonización enlazan mercados que antes eran independientes”, afirmó Sharma. “Petróleo, gas, carbón y electricidad ya no pueden operar en compartimentos separados: la adopción de vehículos eléctricos altera la demanda eléctrica, la

escasez de gas repercute en la energía y la calefacción, y la inversión en infraestructuras compartidas como líneas de transmisión, tuberías y almacenamiento afecta a múltiples sectores a la vez.

“Los choques geopolíticos o las limitaciones de recursos en un combustible se propagan a los demás, mientras que tecnologías como el hidrógeno, la captura de carbono (CCUS) y los biocombustibles dependen de energías renovables baratas y de infraestructuras comunes. Tratar los portadores de energía como mercados separados implica ignorar las sinergias y vulnerabilidades que definen la transición.”

El informe llega mientras los países preparan sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) antes de la COP30, con casi la mitad de las emisiones globales ya cubiertas por compromisos climáticos para 2035.

El frío invierno de 2025 provoca un ligero aumento en el consumo energético y las emisiones de Alemania

- El consumo de energía primaria aumentará alrededor de un 1 %, mientras que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía crecerían aproximadamente un 0,3 %, según AGEB.



El consumo de energías en Alemania.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-frio-invierno-de-2025-provoca-un-ligero-aumento-en-el-consumo-energ...>

José A. Roca

Viernes, 31 octubre 2025

El consumo de energía primaria aumentará alrededor de un 1 %, mientras que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía crecerían aproximadamente un 0,3 %, según AGEB

El consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono relacionadas en Alemania aumentarán ligeramente en 2025 tras los meses de invierno más fríos al inicio del año, según cálculos preliminares del grupo de investigación de mercados energéticos **AG Energiebilanzen (AGEB)** . En comparación con 2024, se prevé que el consumo de energía primaria aumente alrededor de un 1%, mientras que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía crecerían aproximadamente un 0,3%.

En el pasado, las emisiones de CO₂ derivadas de la energía —producidas cuando combustibles fósiles como el carbón, el gas natural o el petróleo se convierten en electricidad y calor— representaban cerca del 85 % de todas las emisiones anuales de gases de efecto invernadero en Alemania. Otras emisiones, como el metano del sector agrícola, no están incluidas.

El frío invierno provoca un aumento del consumo para calefacción

AGEB señaló que el consumo de energía habría disminuido ligeramente en 2025 de no haber sido por el clima significativamente más frío a comienzos del año, que provocó un aumento notable en el

consumo de energía para calefacción. Mientras tanto, una caída en la producción, especialmente en las industrias de alta intensidad energética, limitó el consumo energético total.

La composición energética de Alemania fue ligeramente más intensiva en carbono durante los tres primeros trimestres del año que en el mismo periodo de 2024. El uso de carbón continuó disminuyendo, pero la participación del petróleo y del gas en el mix energético aumentó ligeramente hasta 38,1% y 25%, respectivamente (frente a 39,9% y 24,4% en 2024). La cuota de energías renovables creció levemente hasta 20,2% (desde 20%).

El consumo de energía primaria de Alemania había venido disminuyendo en los últimos años, ya que la economía del país sigue débil y las industrias de alta intensidad energética redujeron su producción. No obstante, el uso energético de Alemania aún depende en gran medida de los combustibles fósiles, ya que el petróleo domina el transporte y el gas fósil se utiliza ampliamente para calefacción y en la industria.

Alemania ha logrado menos avances en la reducción de la demanda energética que en sus objetivos de energías renovables. Aumentar la eficiencia energética se considera en general uno de los pilares principales de la transición energética y esencial para alcanzar el objetivo de neutralidad climática para 2045. La ley de eficiencia energética del país establece como meta reducir el consumo de energía primaria en un 39,3 % para 2030, en comparación con los niveles de 2008.

A medida que más sectores se electrifican, con tecnologías que van desde los vehículos eléctricos hasta las bombas de calor, el uso de energía disminuirá porque se desperdicia menos en forma de calor. Esto significa que solo una parte del consumo actual de combustibles fósiles tendrá que ser sustituida por energía renovable.

El futuro energético vasco será multivectorial: electricidad, biometano, hidrógeno y eficiencia

- Cuatro de los actores clave del ecosistema energético vasco coincidieron en que la transición energética no puede reducirse únicamente a la electrificación, sino que debe integrar diferentes vectores y soluciones adaptadas a las necesidades de cada sector y consumidor.



El futuro energético vasco será multivectorial: electricidad, biometano, hidrógeno y eficiencia

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-futuro-energetico-vasco-sera-multivectorial-electricidad-biometano-hidro...>

Sandra Acosta

Viernes, 31 octubre 2025

Cuatro de los actores clave del ecosistema energético vasco coincidieron en que la transición energética no puede reducirse únicamente a la electrificación, sino que debe integrar diferentes vectores y soluciones adaptadas a las necesidades de cada sector y consumidor

La primera mesa del I Foro de Energía Vasco, organizado por El Periódico de la Energía en Bilbao, dejó claro que el futuro energético de Euskadi será multivectorial. Electricidad, gases renovables como el biometano e hidrógeno verde, y la eficiencia energética se presentan como los **pilares sobre los que debe asentarse la descarbonización del territorio** y la competitividad de su potente industria.

Bajo el lema "Euskadi ante el reto de la transición energética" se reunieron representantes de Iberdrola, Nortegas, Engie y Zelestra, cuatro de los actores clave del ecosistema energético vasco. Todos coincidieron en que la transición energética no puede reducirse únicamente a la electrificación, sino que debe integrar diferentes vectores y soluciones adaptadas a las necesidades de cada sector y consumidor.

Electrificación y soberanía energética

Asís Canales, director global de Recursos y Servicios de Iberdrola, subrayó que la transición energética “ha pasado de ser una necesidad climática a un proceso con impacto económico y geopolítico”. Destacó que la energía eléctrica renovable es hoy “la más barata” y que su desarrollo “democratiza el recurso”, al permitir que territorios sin combustibles fósiles generen su propia energía. Sin embargo, advirtió del reto que enfrenta Euskadi: de los 85.000 GWh de consumo energético anual, **solo el 20% es eléctrico** y apenas un 6% se produce dentro de la comunidad. “Tenemos un déficit claro de autonomía energética”, alertó, reclamando más inversión en redes eléctricas y renovables locales.

Desde Nortegas, su CEO, Juan Villar, defendió una visión más amplia: “Descarbonizar no es solo electrificar”. En un territorio eminentemente industrial, recordó que **el 70% del gas que circula por las redes vascas se destina a procesos industriales** y el 40% del consumo energético del sector proviene del gas. “Necesitamos ofrecer alternativas reales como el biometano y el hidrógeno verde”, explicó, insistiendo en que estos gases serán claves para mantener la competitividad de las industrias difíciles de descarbonizar (hard to abate). Nortegas planea desarrollar una plataforma de biometano con una capacidad de 3,5 TWh y una inversión cercana a los mil millones de euros.

Villar también anunció el impulso del primer “valle industrial del hidrógeno” en colaboración con Petronor y el Energy Intelligence Center, que permitirá a las empresas conectarse progresivamente a la red de hidrógeno verde. “Hay que dar opcionalidad a la industria para descarbonizarse a su ritmo”, apuntó.

Innovación, talento y visión global

Mikel Gutiérrez, director de estrategia de Zelestra, reivindicó el carácter innovador y global de Euskadi. Recordó que el territorio “siempre ha mirado al mundo” y que su combinación de talento, tejido industrial y apoyo institucional crea un entorno ideal para atraer inversión internacional. Zelestra aspira a **multiplicar por diez su capacidad renovable** en los próximos años. “Nuestro sueño es descarbonizar el mundo, no solo los coches”, resumió.

Gutiérrez también destacó la necesidad de invertir en almacenamiento energético: “**España necesita baterías**”. Sin ellas, el sistema no será resiliente”. Señaló que las baterías están bajando de precio un 15% anual y transformarán el panorama energético: “Será raro ver una empresa sin baterías”.

Por su parte, Rosa Urquiza, delegada regional de Engie, defendió un enfoque “holístico y localizado” de la transición energética. Apostó por **soluciones descentralizadas**, redes de calor y frío alimentadas por biomasa y el aprovechamiento de excedentes térmicos. “La descarbonización es compleja y no vale el café para todos. Hay que combinar molécula verde y electrón, y siempre empezar por la eficiencia”, afirmó. Recordó que el 65% de las emisiones industriales de Euskadi se concentran en sectores como el refino, la metalurgia o el cemento, y que la eficiencia y los planes de descarbonización “llave en mano” son esenciales para mantener la competitividad.

Urquiza también destacó el papel de los Certificados de Ahorro Energético (CAE) y las ayudas públicas, como el PERTE de Descarbonización Industrial, que “aceleran inversiones con retornos más largos y facilitan el salto tecnológico hacia calderas de biomasa, electrificación y biometano”.

Redes y oportunidades

Los ponentes coincidieron en que las redes energéticas —eléctricas y de gas— serán la columna vertebral del nuevo sistema. Iberdrola alertó de la **falta de inversión en infraestructuras eléctricas** , mientras Nortegas subrayó la solidez y capacidad de crecimiento de sus redes gasistas. Ambas coincidieron en que su complementariedad es clave para garantizar seguridad de suministro y avanzar hacia un sistema descarbonizado.

La conclusión fue unánime: el futuro energético vasco no dependerá de una única tecnología, sino de la combinación inteligente de vectores —electricidad, biometano, hidrógeno y eficiencia— que permita alcanzar los objetivos climáticos sin comprometer la competitividad industrial ni el bienestar ciudadano.

El Confidencial

Galicia

El eólico gallego se vuelve a enredar en el TSXG: revoca la autorización del parque que elevó al TJUE

- "Inexplicable", afirma el presidente Rueda. La Xunta recurrirá el nuevo auto que paraliza, con otros argumentos, un parque en Mazaricos que propició el atasco judicial del sector. La patronal española observa con "estupefacción" el nuevo fallo



El Confidencial

Foto: Parque eólico de Murás, en Lugo. EP/Carlos Castro

Noticias de Galicia

energías renovables

Ministerio de Justicia

<https://www.elconfidencial.com/espana/galicia/2025-10-31/eolico-gallego-enredo-tsxg-paraliza-parque-elevo-al...>

Lorena Bustabad

Viernes, 31 octubre 2025

"Inexplicable", afirma el presidente Rueda. La Xunta recurrirá el nuevo auto que paraliza, con otros argumentos, un parque en Mazaricos que propició el atasco judicial del sector. La patronal española observa con "estupefacción" el nuevo fallo

La energía eólica gallega está inmersa en una carrera de obstáculos judiciales que avanza o retrocede según el tribunal. "Es inexplicable", manifestó este jueves el presidente de la Xunta, Alfonso Rueda, perplejo ante una sentencia que vuelve a poner en el limbo el desarrollo de las renovables en la comunidad y contra la que su Ejecutivo ya anuncia que interpondrá un recurso.

Si el 1 de agosto, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) insuflaba nuevos aires al sector tras muchos meses de parálisis eólica al pronunciarse sobre una cuestión prejudicial que condicionaba el desarrollo de 70 parques, el martes otra sentencia del TSXG fue en sentido contrario.

Con otro argumentario, el Tribunal Superior de Xustiza de Galicia ha revocado el permiso de la instalación de molinos de viento en A Ruña III (Mazaricos), en el interior de la provincia de A Coruña y que impulsa Eurús Desarrollos Renovables SLU, ligado al grupo Acciona.

La sentencia, de la **sección tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo**, anula la autorización administrativa previa y de construcción del parque **“por carecer de la adecuada declaración ambiental”**. En síntesis, los magistrados dicen que se evaluó únicamente la instalación del parque cuando tenían que sumarle la línea eléctrica de evacuación y contemplar la proximidad de espacios protegidos por la Red Natura 2000.

“A Ruña III produce energía, la almacena y la transporta hasta la red”, reza el fallo que, a lo largo de 26 páginas, razona que “se tenían que haber contemplado todos sus componentes en un solo proyecto o, al menos, valorar ambos de forma conjunta en una sola declaración de impacto ambiental”.

El TSXG atiende así al recurso presentado por la asociación ambientalista **Petón do Lobo**, que ya dio pie, en 2024, a la paralización de cualquier resolución hasta que se resolviese **la cuestión prejudicial elevada a Luxemburgo**, y que para desmontar el embrollo vino a decir que los Estados miembros no están obligados a permitir el acceso público a los informes sectoriales, como reclamaban los colectivos vecinales.

Es la primera vez que el alto tribunal gallego se pronuncia tras las resoluciones previas del TJUE en verano y de una anterior del Tribunal Supremo en el mes de abril, que también avaló la tramitación realizada por el Gobierno gallego. Para Rueda es **“inexplicable” que el TSXG se pronuncie en la dirección contraria al TJUE y al Tribunal Supremo**.

“Inexplicablemente, se busca otro argumento para seguir contradiciendo lo que dijo el Tribunal Supremo y el Tribunal europeo”, expuso Rueda, visiblemente perplejo. “Es difícil de entender y lo vamos a recurrir”, afirmó, tras lamentar **“todas las oportunidades que se están perdiendo”**. Confirma así el recurso de casación ante el Supremo que ya había avanzado la conselleira de Medio Ambiente, Ángeles Vázquez, tras conocer esta nueva sentencia de la sección tercera de la sala de lo contencioso del TSXG.

En total, el parón de los eólicos en Galicia suma unos 4 años desde finales del 2021 y mantiene en jaque unos 86 proyectos con **“4.000 megavatios en potencia renovable judicializados”** y una inversión estimada que supera los 3.000 millones, de acuerdo a los cálculos de la Asociación Eólica de Galicia (EGA). De los 86 proyectos en el limbo jurídico, 70 estaban ligados a la cuestión prejudicial que ya desatascó el TJUE y los 16 restantes, por otros motivos.

“Estupefacción” fue el sustantivo elegido por la patronal española del sector (Asociación Empresarial Eólica) ante la sentencia del TSXG. Lamentan “el riesgo significativo y estructural para la seguridad jurídica de los proyectos eólicos en Galicia” después de **“tres años de una asfixiante trama judicial”**. Desde AEE -con 350 empresas agrupadas- ponen el foco en los 2.750 empleos “que se dejan de crear y más de 6.300 millones de inversión”.

Galicia cuenta con **191 parques instalados con 3.955 megavatios**, según EGA. Lo que ya está operativo, alimentando la red de renovables con la fuerza del viento, es tanto como lo que está pendiente de resolución en los tribunales.

La energía eólica gallega está inmersa en **una carrera de obstáculos judiciales** que avanza o retrocede según el tribunal. “Es inexplicable”, manifestó este jueves el presidente de la Xunta, Alfonso Rueda, perplejo ante una sentencia que vuelve a poner en el limbo el desarrollo de las renovables en la comunidad y contra la que su Ejecutivo ya anuncia que interpondrá un recurso.

El precio de la energía industrial en España: de lastre a factor competitivo

- España tiene una oportunidad para ser la economía más competitiva de Europa: esto es lo que hay que hacer.



El precio de la energía industrial en España: de lastre a factor competitivo

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-precio-de-la-energia-industrial-en-espana-de-lastre-a-factor-competitivo/>

Joaquín Coronado

Jueves, 30 octubre 2025

La industria española puede situarse entre las más competitivas de Europa si aplica con pragmatismo las reformas necesarias para reducir impuestos, cargos y costes de suministro eléctrico.

La energía es uno de los grandes determinantes de la competitividad industrial europea. Mientras Estados Unidos y China operan con precios muy inferiores, Europa soporta un sobrecoste estructural que amenaza su base productiva. España, sin embargo, dispone de margen regulatorio y tecnológico para revertir esa situación. El fin del déficit de tarifa, la reducción de los costes regulados y una estrategia más inteligente de electrificación permitirían situar los precios industriales en el rango de 6–7 c€/kWh, entre los más competitivos del mundo.

Europa se enfrenta a un reto doble: reducir emisiones netas y mantener su competitividad industrial. Cumplir el objetivo de –55 % de emisiones en 2030, y el –90 % que ya se debate para 2040, implica descarbonizar casi por completo la generación eléctrica y la industria, salvo sectores difíciles de abatir como el acero o el cemento. La cuestión es si podemos eliminar esas emisiones sin eliminar la industria. La respuesta es sí, siempre que se aborde con pragmatismo.

Europa parte con una clara desventaja de precios energéticos. Como recuerda el informe Draghi, la electricidad industrial cuesta el doble que en Estados Unidos o China, y el gas, el triple que en EE. UU. Esa brecha se traduce directamente en una pérdida de competitividad frente a economías con

energía más barata y abundante. En 2024, según la Energy Information Agency, el precio medio de la electricidad para la industria en EE. UU. fue de 7,3 c€/kWh, con un rango que va desde 5,5 c€/kWh en Texas hasta 19,5 c€/kWh en California. En Europa, de acuerdo a Eurostat, el promedio alcanzó 23 c€/kWh y, en España, 17 c€/kWh, con un rango de entre 10 y 12 c€/kWh para las tarifas 6.1 y 6.2 de media tensión.

Energía asequible

Con estos datos sobre la mesa, la Comisión Europea ha lanzado el Plan de Energía Limpia y Asequible, enmarcado en el *Clean Industrial Deal*, cuyo objetivo es reducir peajes, cargos e impuestos; abaratar el suministro mediante PPAs y más renovables; mejorar los mercados de gas con compras agregadas de GNL; e integrar un mercado energético europeo desarrollando instrumentos de financiación común bajo el nuevo marco CISAf (Clean Industrial State Aid Framework). Es una estrategia de puro sentido común, pero como siempre, Bruselas pone los títulos y cada país debe escribir la letra y la música.

Descarbonizar es, esencialmente, electrificar, ya sea de forma directa o indirecta, porque incluso los gases renovables necesitan electricidad. Pero conviene asumir que el gas seguirá formando parte de la ecuación. Ningún escenario serio, ni de la AIE ni de la Comisión Europea, lo elimina completamente en 2050. Por tanto, el reto no es dejar de usarlo mañana, sino reducir su peso en el mix energético con cabeza y seguridad de suministro.

España tiene margen para avanzar de forma decidida en esa dirección y reducir sustancialmente el coste de la electricidad industrial. En primer lugar, porque el déficit de tarifa quedará completamente saldado en 2028 (2.390 M€ de coste en 2025). A ello se suma la reducción progresiva del coste RECORE (4.200 M€ en 2025, unos 300 M€ menos que en 2024), y la previsible disminución del coste de la generación extrapeninsular gracias a la incorporación de renovables (800 M€ en 2025). En conjunto, los costes regulados del sistema podrían reducirse en torno a 3.500 M€ de aquí a 2028.

Reducción fiscal

Con ese margen, sería viable eliminar impuestos como el 7 % del IVPEE, el canon hidráulico y el impuesto al combustible nuclear gastado, además de reducir hasta un 25 % los cargos eléctricos. Esta rebaja debería centrarse en el término de potencia para favorecer la electrificación industrial. Siguiendo las recomendaciones de la Comisión Europea, también podría bajarse el Impuesto Especial de la Electricidad del 5,11 % al 0,5 % (ahorro de 1.100 M€) y eliminar la tasa municipal del 1,5 % (350 M€). En total, el sistema podría aligerarse en torno a 5.000 M€, lo que equivaldría a una reducción de 20 €/MWh en 2028 y de hasta 40 €/MWh en 2035, año en el que los cargos netos podrían llegar a cero si no se introducen nuevos costes.

La segunda palanca pasa por abaratar el suministro. Los costes reales de generación renovable son bien conocidos: alrededor de 30 €/MWh para la solar y 50 €/MWh para la eólica. Sin embargo, el mercado mayorista promedió 63 €/MWh en 2024 (y 64 €/MWh en lo que llevamos de 2025) porque muchas horas siguen marcadas por el gas. Para corregirlo, es imprescindible fomentar PPAs renovables con garantías públicas, abrir los servicios de ajuste a las renovables (que ya cuestan más de 20 €/MWh), y desarrollar conexiones flexibles. Hoy, las redes de distribución utilizan apenas el 8 %

de su capacidad anual y aun así se declaran saturadas. Con flexibilidad, se podría dar acceso a nueva demanda sin inversiones adicionales y reducir los peajes a la mitad para estas conexiones.

A ello debería añadirse una visión pragmática sobre el parque nuclear, extendiendo su vida útil hasta 2040, en línea con lo que han hecho sus reactores gemelos en EE.UU.

Si se aplican todas estas medidas, España podría alcanzar precios medios industriales de 12 c€/kWh, en el rango de 6–7 c€/kWh para tarifas 6.1 y 6.2, 4–6 c€/kWh mediante PPAs renovables, e incluso un céntimo menos con autoconsumo. Con ello, España pasaría de competir con desventaja a situarse entre los países más competitivos del mundo en electricidad para la industria, y con diferencia, el más competitivo de Europa.

Joaquín Coronado es presidente de Build to Zero.

El repunte de la demanda energética eclipsa el avance de las renovables y deja fuera de alcance el objetivo net zero...

- Aunque las energías renovables duplicarán su participación en la generación eléctrica global para 2050, su crecimiento sigue siendo insuficiente para frenar...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/el-repunte-de-la-demanda-energetica-eclipsa-el-avance-de-las-r...>

Jueves, 30 octubre 2025

Buscar30 octubre 2025 0

El fuerte aumento de la demanda eléctrica mundial, impulsado por la expansión de la inteligencia artificial, la electrificación y las tensiones geopolíticas, ha puesto fuera de alcance la meta global de alcanzar emisiones netas cero en 2050. Así lo advierte el informe *Energy Transition Outlook 2025-2026* de la consultora británica **Wood Mackenzie**, que proyecta un escenario de calentamiento global de **2,6°C** si no se acelera la inversión y la transición energética.

Según el estudio, limitar el aumento de la temperatura a **2°C** exigiría **aumentar un 30% la inversión anual en el sector energético**, hasta alcanzar **4,3 billones de dólares entre 2025 y 2060**. Esto implicaría que la inversión energética mundial pase del **2,5% del PIB global actual al 3,35%** en la próxima década.

Renovables al alza, pero aún insuficientes

El informe reconoce un **crecimiento sostenido de las energías limpias**: las fuentes renovables variables —principalmente solar y eólica— pasarán de representar el **20% de la generación eléctrica actual al 60% en 2050**. La energía solar duplicará su capacidad para 2030 y superará al gas en 2033 y al carbón en 2034. Sin embargo, Wood Mackenzie advierte que este ritmo de expansión "no basta

para compensar el aumento del consumo eléctrico global”, especialmente ante el auge de la inteligencia artificial y la digitalización.

“Lo que antes era una transición aspiracional hacia la descarbonización se enfrenta ahora a difíciles decisiones de escala, integración de sistemas, asignación de capital y tensiones geopolíticas”, explicó **Prakash Sharma**, vicepresidente y responsable de escenarios y tecnologías de **Wood Mackenzie**. “Acelerar la implantación de renovables es esencial, pero no suficiente para sostener un sistema energético resiliente y profundamente descarbonizado”, añadió.

Geopolítica y liderazgo chino

El estudio también señala un cambio en el liderazgo climático global. Mientras Estados Unidos refuerza su producción de gas y petróleo —y promueve la exportación de GNL entre sus aliados—, **China emerge como el nuevo líder de la transición energética**, gracias a su dominio en energía solar, vehículos eléctricos y manufactura de tecnologías limpias. Europa, por su parte, mantiene los objetivos climáticos más ambiciosos, aunque su avance se ve limitado por costes y dependencia energética.

“El liderazgo climático se está desplazando hacia Asia”, subraya Sharma. “China está aprovechando su posición en las cadenas de suministro de minerales críticos y tecnologías limpias, mientras Occidente lidia con desafíos de inversión y política industrial”.

El reto de la inversión y los minerales críticos

Según Wood Mackenzie, **China, Europa y Estados Unidos concentrarán el 70% del gasto global en transición energética para 2040**. No obstante, los ritmos de inversión varían: mientras China necesita aumentarla un 29%, Europa un 36% y Estados Unidos un 76% para alcanzar la neutralidad de carbono.

El informe advierte además que los **minerales críticos** —como litio, níquel, cobre y tierras raras— se han convertido en el nuevo terreno estratégico de competencia global. Un vehículo eléctrico, por ejemplo, requiere seis veces más minerales que uno convencional. La concentración del refinado en China plantea nuevos riesgos de dependencia y de “nacionalismo de recursos”, similar al observado históricamente con los combustibles fósiles.

La IA, un nuevo factor de presión

El auge de la inteligencia artificial está generando un aumento sin precedentes en la demanda de electricidad. Según Wood Mackenzie, los centros de datos consumirán **700 TWh en 2025**, superando el uso energético de los vehículos eléctricos, y podrían **duplicar esa cifra hacia 2030**. Este crecimiento amenaza los compromisos de energía limpia a corto plazo y podría tensionar los sistemas eléctricos en varias regiones.

No obstante, la consultora reconoce que la propia IA podría contribuir a optimizar sistemas energéticos, acelerar el desarrollo de nuevos materiales y mejorar la eficiencia operativa de las redes eléctricas.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

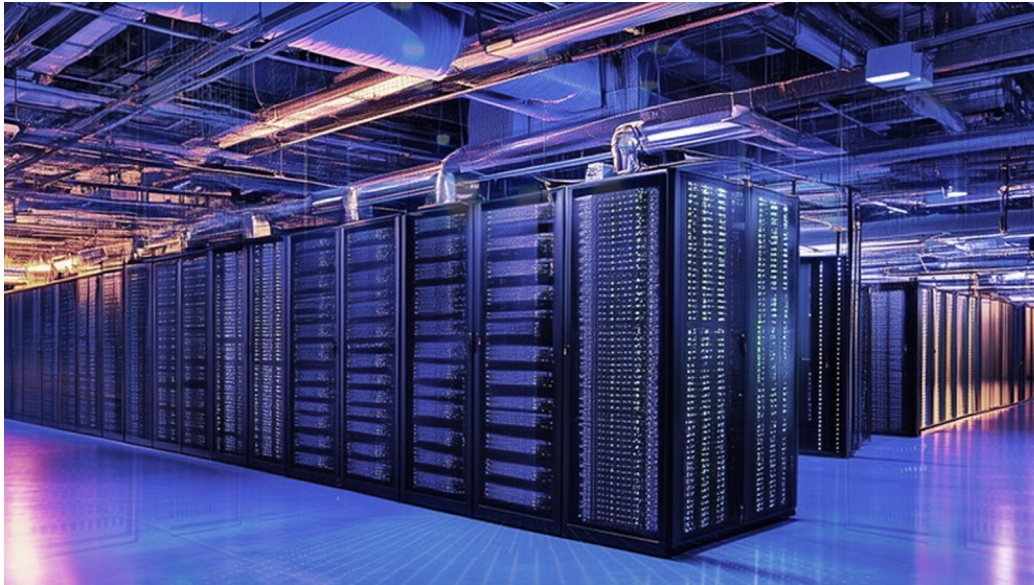
Deja tu comentario

Últimas Noticias

30 octubre 2025

La demanda de energía en EEUU aumenta a medida que se expanden los centros de datos, pero los precios no alcanzarán su...

- Un análisis de Rystad Energy muestra que, hasta el momento, estos centros aún no han influido de forma significativa en los precios de la electricidad.



La demanda de energía en EEUU aumenta a medida que se expanden los centros de datos, pero los precios no alcanzarán su punto máximo hasta 2030

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-de-energia-en-eeuu-aumenta-a-medida-que-se-expanden-los-...>

José A. Roca

Jueves, 30 octubre 2025

Un análisis de Rystad Energy muestra que, hasta el momento, estos centros aún no han influido de forma significativa en los precios de la electricidad

Los precios minoristas de la electricidad en Estados Unidos han aumentado un 13% desde 2022, superando al Índice de Precios al Consumidor (CPI) y elevando los costos para los consumidores. Aunque muchos han señalado el creciente consumo de los centros de datos como el culpable de este incremento, el análisis de **Rystad Energy** muestra que, hasta el momento, estos centros aún no han influido de forma significativa en los precios de la electricidad.

La investigación de Rystad indica que el impacto total de los centros de datos sobre los precios se manifestará más cerca de 2030, impulsado por la finalización de una ola de proyectos de infraestructura y la puesta en funcionamiento de más centros. Rystad predice que satisfacer este aumento inevitable en la demanda de energía será difícil debido a graves cuellos de botella del lado de la oferta, como el retiro de generadores, los largos plazos de interconexión y los riesgos de viabilidad de proyectos.

Los precios reflejan el aumento de los costos financieros

Los precios minoristas de la electricidad reflejan el aumento de los costos financieros asociados a los cargos por capacidad, las tarifas de transmisión y distribución (T&D), y los costos de mantenimiento del sistema, todos los cuales han ido en aumento a medida que las redes eléctricas se adaptan tanto a la creciente demanda de los centros de datos como a la integración de energías renovables.

“Si se espera que la transición energética y el crecimiento de los centros de datos se globalicen, estas dificultades de adaptación solo aumentarán en complejidad al aplicarse a redes eléctricas y mercados menos resilientes”, dijo Marina Domingues, vicepresidenta y jefa de Nuevas Energías en EEUU de Rystad Energy.

Aunque los precios mayoristas nominales de la electricidad se han mantenido relativamente estables desde 2023, las tarifas minoristas se han disparado. Los consumidores finales se enfrentan a aumentos astronómicos en los costos de la electricidad, pagando primas del 300% respecto al precio base, frente a las primas mayoristas que rondan el 120%, dependiendo de la región.

Los mercados más afectados son aquellos que requieren amplias mejoras en la infraestructura de transmisión y distribución para integrar fuentes renovables variables, como el Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (NE-ISO), California ISO (CAISO) y Nueva York ISO (NYISO). Estas regiones enfrentan presiones adicionales debido al aumento de la electrificación y los desafíos operativos introducidos por la generación intermitente.

Motor de crecimiento

Aunque los sectores tradicionales aún dominan el consumo energético en EEUU, los centros de datos están emergiendo rápidamente como un motor clave de crecimiento estructural de la demanda, modificando fundamentalmente el perfil de carga con picos más pronunciados y mayores exigencias de flexibilidad en la red.

Si bien los sectores residencial e industrial seguirán siendo los principales consumidores, se prevé que la demanda de los centros de datos crezca de manera drástica, pasando de niveles insignificantes a comienzos de la década de 2020 a representar el 12% de la demanda total en 2030, y alcanzar el 21% para 2050.

“La brecha cada vez mayor entre los precios minoristas en aumento y los precios mayoristas estables indica una divergencia creciente entre los costos de energía y los de confiabilidad en todo EEUU. Aunque este cambio aún está en una fase inicial, las presiones al alza relacionadas con el mantenimiento de la suficiencia de recursos y la capacidad del sistema serán cada vez más evidentes en las facturas de los consumidores, especialmente en las zonas donde se construyen centros de datos cerca de áreas residenciales”, concluye Marina Domingues.

La gran oportunidad de reducir los costes energéticos a la industria

- Joaquín Coronado (Build to Zero) y Charles Kirby (EY) explicaron en el Foro Vasco de Energía las oportunidades que brinda la transición energética para la industria vasca.



Joaquín Coronado, presidente de Build to Zero, hizo una presentación sobre los costes energéticos para los consumidores industriales.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-gran-oportunidad-de-reducir-los-costes-energeticos-a-la-industria/>

Ramón Roca

Viernes, 31 octubre 2025

Joaquín Coronado (Build to Zero) y Charles Kirby (EY) explicaron en el Foro Vasco de Energía las oportunidades que brinda la transición energética para la industria vasca

Si hablamos de Euskadi, hablamos de industria. Y lo que más le preocupa, no sólo de hoy, sino de toda la vida, son los costes energéticos. Unos costes que pueden alcanzar el 50% del total de gastos de una gran industria electrointensiva.

Es fundamental que la industria sea más competitiva, pero también necesita a la vez descarbonizarse. De todo ello se habló largo y tendido en el Foro Vasco de Energía que organizó este jueves El Periódico de la Energía en Bilbao.

El presidente de Build to Zero, **Joaquín Coronado**, fue el encargado de hacer una presentación sobre la importancia de la competitividad industrial y el impacto de los costes energéticos.

Coronado explicó de una manera muy clara y concisa la oportunidad que se le brinda a España para liderar los costes energéticos en Europa y así contentar a los consumidores industriales.

El directivo mostró cuál es el punto de partida, en comparación con otras economías como la norteamericana que posee una electricidad infinitamente más barata que la europea.

"El precio medio de la electricidad en Europa para la industria, para el consumo no doméstico, quitando toda la baja tensión es 23 céntimos por kilovatio hora (kWh). En nuestro país es 17c€/kWh, es decir, tenemos una ventaja sustancial respecto a Europa, pero sigue siendo todavía más del doble que que en Estados Unidos. Si eso lo llevamos a las tarifas de media tensión, la media de 2024 para las tarifas 6.1 y 6.2 que son las más comunes, es de entre 10-12 céntimos de euro el el kilovatio hora, que sigue siendo un cincuenta por ciento más que en Estados Unidos, pero bueno, ya no estamos tan lejos", explicó.

Reducción drástica

Europa nos dice que hay que bajar los costes de la electricidad al igual que su fiscalidad. "Por primera vez en dos décadas, tenemos una oportunidad de bajar esos costes fijos", dijo.

Para 2028 se espera ya no pagar por el déficit de tarifa y eso es quitarse unos 2.400 millones de euros al año. A ello se le puede añadir que en 2031 ya se dejarán de pagar las primas a las renovables y cogeneración.

También se pueden reducir los costes extrapeninsulares que ascienden a día de hoy a unos 800 millones de euros anuales.

"Eso significa que en 2.028, sin hacer nada, o sea, sin recortar nada, los costes eléctricos podrían bajar 3.500 millones de euros. Eso significa que podemos eliminar el impuesto del 7% de la generación, que se puso con la ley 15/2012, eliminar el canon hidráulico, que entró en vigor por primera vez en el año 2013, y eliminar el impuesto al combustible gastado nuclear, que se puso para cuadrar el el déficit. Con lo cual se puede extender la vida de las nucleares sin coste fiscal para los ciudadanos", explicó.

El caso de Euskadi

Por su parte, el socio de ESG de EY, **Charles Kirby**, quiso poner el foco más en la industria vasca y presentó un análisis sobre esas oportunidades que se le brindan a la industria con la transformación energética.

Kirby analizó la actual situación y llegó a la conclusión de que la economía vasca, gracias a su variedad de industrias, desde la metalurgia a los bienes de equipo, lo que necesita es un mix de soluciones.

"Hay una cantidad muy relevante de industria que creemos que se va a electrificar. De hecho, nuestras proyecciones hablan de varios teravatios hora al año adicionales en el consumo en el País Vasco. Suponiendo que despejamos todos los problemas que tengamos de la red, pero también es muy importante buscar una solución a esos otros dos coma tres teravatios hora de consumo térmico en altas temperaturas que no se van a electrificar", ha dicho.

La descarbonización puede venir por distintas soluciones o tecnologías. Pero se podrán desarrollar con éxito si se superan varias barreras. El socio de EY destacó el problema de las redes eléctricas como cuello de botella de los proyectos industriales, así como el exceso de regulación.

"Desde el punto de vista de una industria, no se trata de si hay una solución que cubre o no cubre mi necesidad, sino la pregunta es, ¿y entre todas las soluciones es la más competitiva o no es la más competitiva? Entonces, creemos que ese elemento es importante", resaltó durante su charla.

También explicó el uso de las distintas tecnologías así como su financiación para lograr esos objetivos de descarbonización. Entre ellas destacó la oportunidad que brinda el almacenamiento energético de cara al futuro.

En definitiva, la industria tiene una gran oportunidad ante sí.

[Descargar archivo PDF](#)

La industria española podría reducir un 13% sus emisiones con la electrificación del calor a bajas temperaturas, según OIKOS - Energética 21

- El think tank presentó en el Senado su informe 'Descarbonización de la industria española', donde destaca la ventaja competitiva de España frente a Alemania en la electrificación de procesos industriales de hasta 500°C.



La industria española podría reducir un 13% sus emisiones con la electrificación del calor a bajas temperaturas, según OIKOS.

[electrificación industrial](#)[calor a bajas temperaturas](#)[descarbonización industrial](#)[emisiones de la industria](#)

<https://energetica21.com/noticia/industria-espanola-podria-reducir-13-emisiones-electrificacion-calor-bajas-te...>

Energética 21

Jueves, 30 octubre 2025

El think tank presentó en el Senado su informe 'Descarbonización de la industria española', donde destaca la ventaja competitiva de España frente a Alemania en la electrificación de procesos industriales de hasta 500°C.

El **think tank OIKOS** ha presentado en el **Senado** su informe *Descarbonización de la industria española*, en el que plantea priorizar la **electrificación de los procesos industriales a bajas y medias temperaturas (hasta 500°C)** como vía más rentable y viable para avanzar hacia la descarbonización del sector.

El análisis, coordinado por **Luis Quiroga**, cofundador de OIKOS, coincide con el anuncio de un **nuevo fondo europeo de 1.000 millones de euros** para la descarbonización industrial, del que las empresas españolas podrían beneficiarse de forma significativa. Según el informe, **España tiene una ventaja competitiva frente a Alemania** en la electrificación del calor industrial en sectores como el **farmacéutico, agroalimentario, textil o papelerero**.

Quiroga señaló que el estudio ofrece un “**enfoque de futuro inmediato**” centrado en los próximos cinco años, en los que la electrificación de procesos térmicos por debajo de los 500°C es “la opción

más viable técnica y económicamente”. Por su parte, **Nemesio Fernández-Cuesta** , miembro del consejo asesor de OIKOS, advirtió que para aprovechar esta oportunidad “ **es necesario invertir en redes y almacenamiento y mantener la energía nuclear operativa** , ya que sustituirla por gas haría perder la ventaja competitiva”.

El informe subraya que la industria concentra **el 19% de las emisiones españolas** y que **más del 57% del consumo energético industrial se destina a generar calor** , en su mayoría mediante **combustibles fósiles** . OIKOS estima que la **electrificación de estos procesos permitiría reducir un 13% de las emisiones anuales** del país.

A pesar de la competitividad de los precios mayoristas de la electricidad en España gracias a las renovables, la **industria electrointensiva** sigue afrontando costes más altos que en otros países europeos, donde existen incentivos más agresivos. No obstante, en sectores no electrointensivos — como el agroalimentario o el textil— las empresas españolas pueden lograr **mayores rentabilidades** que sus homólogas alemanas.

El informe también identifica oportunidades en la próxima **subasta del Innovation Fund** , dotada con **500 millones de euros** para proyectos de calor industrial de entre 100 y 400°C, donde las propuestas españolas podrían destacar por su **eficiencia y costes competitivos** .

Entre las medidas propuestas, OIKOS sugiere **cerrar la brecha de incentivos** con otros países europeos, **impulsar la armonización regulatoria** y desarrollar nuevos instrumentos fiscales como los **Certificados de Ahorro de Carbono (CAC)** para monetizar las reducciones de emisiones.

El think tank insiste en que las **decisiones industriales entre 2025 y 2030** definirán el modelo energético y productivo del país hasta 2050, por lo que la **ventana de oportunidad para liderar la electrificación industrial europea** está abierta en esta década.

La industria vasca apuesta por la tecnología y la cooperación para mantener su liderazgo en la nueva economía verde

- Representantes de empresas punteras coincidieron en que la innovación no es solo una opción, sino una cuestión de supervivencia para mantener la competitividad global en la nueva economía verde.



La industria vasca apuesta por la tecnología y la cooperación para mantener su liderazgo en la nueva economía verde

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-industria-vasca-apuesta-por-la-tecnologia-y-la-cooperacion-para-manten...>

Sandra Acosta

Viernes, 31 octubre 2025

Representantes de empresas punteras coincidieron en que la innovación no es solo una opción, sino una cuestión de supervivencia para mantener la competitividad global en la nueva economía verde

La segunda mesa del I Foro de Energía Vasco, celebrada bajo el título “La innovación vasca como motor económico de la región” puso de relieve el papel crucial de la tecnología, la colaboración empresarial y la inteligencia artificial (IA) en el futuro industrial de Euskadi. Representantes de empresas punteras como Ingeteam, Idom, Build to Zero y Ormazabal coincidieron en que la innovación no es solo una opción, sino una **cuestión de supervivencia** para mantener la competitividad global en la nueva economía verde.

Alberto Guerrero, director técnico e innovación de Ingeteam, subrayó que “la innovación está en el ADN de Euskadi”. Destacó que el dominio tecnológico es clave para el crecimiento económico y la creación de valor social: “Quien domina la tecnología domina el negocio, y quien domina el negocio genera prosperidad en su territorio”.

Guerrero introdujo el concepto de “geotecnología” para describir la competencia global por liderar el desarrollo tecnológico en sectores estratégicos como la electrificación, los chips o la inteligencia artificial. Además, puso como ejemplo el proyecto de bombeo reversible de Ingeteam con Iberdrola

en Extremadura —una “gran batería de agua”— como muestra de innovación sostenible aplicada al almacenamiento energético.

La cooperación como motor del progreso

El directivo de Ingeteam también resaltó la importancia de la colaboración entre empresas, universidades y centros tecnológicos: “Nos necesitamos unos a otros, y ese ecosistema de colaboración es lo que permite que la innovación llegue al mercado”. Añadió que sería deseable ampliar ese modelo de cooperación más allá de las fronteras vascas, hacia una escala internacional.

Desde Idom, su director de Offshore & Marina, Imanol Urkiaga, coincidió en que la innovación “debe ser continua” y abarcar tanto la tecnología como los procesos internos. “ **Si no innovas, las probabilidades de quedarte en el camino son altísimas** ”, advirtió. Urkiaga subrayó que la ingeniería vasca ha sabido adaptarse a los retos globales, participando en proyectos en más de 120 países, y anunció la creación de un nuevo edificio tecnológico en Bilbao para reforzar su apuesta por la digitalización.

Sin embargo, alertó de que la **falta de un marco regulatorio claro en España** limita el desarrollo de tecnologías avanzadas como la eólica marina, lo que obliga a las empresas a buscar oportunidades en el extranjero.

Financiación para escalar la innovación

Joaquín Coronado, presidente de Build to Zero, abordó una de las principales barreras para el crecimiento de las empresas innovadoras: la **falta de financiación en fases avanzadas**. “Hay dinero para la primera innovación, pero no para escalar los negocios”, afirmó, destacando que en Europa y España faltan fondos capaces de invertir en proyectos tecnológicos de gran envergadura.

Coronado puso como ejemplo su colaboración con la empresa vitoriana Acideca para desarrollar la primera fábrica de cloro 100% descarbonizada del mundo, basada en almacenamiento térmico. Además, resaltó el potencial de Euskadi para liderar la transición energética gracias a su densa red industrial y su capacidad para integrar electrónica, mecánica y software avanzado.

Por su parte, Koldo Atxutegui, director de innovación de Ormazabal, insistió en que una región sin grandes recursos naturales solo puede prosperar mediante la tecnología y el talento. Recordó que la compañía destina el 4% de su facturación a I+D y que ha lanzado el programa Startup Switch, una herramienta de Venture Client para colaborar con startups tecnológicas. “Somos conscientes de que solos no podemos hacerlo todo; **necesitamos incorporar tecnologías que complementen nuestras capacidades** ”, explicó.

Atxutegui también reclamó una regulación más ágil que acompañe el ritmo innovador de las empresas y defendió que la transformación digital requiere, ante todo, un cambio cultural dentro de las organizaciones.

La inteligencia artificial, aliada y desafío

La mesa coincidió en que la inteligencia artificial marcará el futuro de la industria vasca. Coronado relató cómo la IA ha permitido a su empresa **reducir un 30% el uso de acero y un 50% los costes de producción** mediante el rediseño automatizado de equipos electromecánicos. “La IA no te va a quitar el trabajo, quien te lo quitará será alguien que sepa usarla”, afirmó.

Tanto Ormazabal como Ingeteam coincidieron en que **la IA se convertirá en una herramienta esencial dentro de las empresas**, pero advirtieron de que su éxito dependerá de la formación de las personas y de su integración en los procesos productivos. “La IA debe ayudarnos a pensar más y a innovar mejor”, concluyó Guerrero.

La segunda mesa del Foro dejó clara una idea central: Euskadi no solo quiere mantener su liderazgo industrial, sino consolidarlo a través de la tecnología, la colaboración público-privada y la apuesta por la sostenibilidad. En un entorno cada vez más competitivo y descarbonizado, la innovación seguirá siendo el motor del desarrollo económico vasco.

Las medidas antiapagón de Red Eléctrica disparan el precio del gas en octubre y la luz sube un 15%

- Las medidas antiapagón de Red Eléctrica sitúan al gas como primera energía para generar electricidad en octubre y la luz sube un 15%



Apagón

Gas

Precio electricidad

Precio luz

Redeia

<https://okdiario.com/economia/medidas-antiapagon-red-electrica-disparan-precio-del-gas-octubre-luz-sube-15...>

Carlos Ribagorda

Viernes, 31 octubre 2025

Las medidas antiapagón impulsadas por **Beatriz Corredor**, presidenta de Red Eléctrica, gestor del sistema nacional, para **garantizar** la resistencia del sistema y **evitar un nuevo cero eléctrico** han llevado al gas a ser la primera energía en el *mix* eléctrico del *pool*, por delante de las renovables y la nuclear, por primera vez en varios años. La consecuencia es que el precio de la luz **ha subido un 15% este mes**, según el simulador de la CNMC.

Y la inmediata consecuencia de esta subida es su efecto en la inflación, que en octubre ha subido una décima, **al 3,1%**, en parte por el incremento en el precio de la luz, según ha destacado este jueves el **Instituto Nacional de Estadística (INE)**.

Las medidas antiapagón de Corredor han llevado a que el uso del gas para generar electricidad haya aumentado un 78% entre el 28 de abril -día del apagón- y el 1 de julio, según un informe de PwC. El año anterior la subida fue de sólo el 5%.

La cifra de consumo de gas de octubre es desconocida este año y sólo inferior a la de diciembre de 2024, aunque ese mes la energía más utilizada para generar electricidad fue la eólica. Por lo tanto, el gas vuelve después de varios años a ser la energía más utilizada en el *mix*, provocado por las medidas antiapagón de Corredor, ex ministra socialista en los gobiernos de **José Luis Rodríguez Zapatero**.

La primera consecuencia de un mayor uso del gas para generar electricidad es el incremento en el precio de la luz en el *pool* eléctrico, ya que el gas es la energía más cara. De acuerdo con el simulador de la factura de la electricidad de la CNMC, en octubre el precio de una casa media es de 53 euros por megawatio hora (€/MWh), mientras que en octubre de 2024 fue de 46 €/MWh.

Es **un 15%** más caro -contando con que el IVA de la electricidad este año es superior al del 2024-. Si lo comparamos con el mes de septiembre de este año, con el IVA ya similar, **el incremento es del 7%**.

La segunda consecuencia de este incremento es su efecto en la inflación y, por ende, en la subida de las pensiones y de los sueldos públicos. En definitiva, en el gasto público, desbocado en el caso de **Pedro Sánchez**, según han puesto de manifiesto el Banco de España y la AIREF.

En octubre la inflación ha vuelto a subir y la interanual se ha situado en el 3,1% a falta sólo de dos meses para el fin de año. Los expertos preveían una moderación del IPC en el segundo semestre del año para acercarse al 2,5%, pero de momento la inflación sigue descontrolada. Parte de la culpa la tiene el precio de la electricidad, según ha señalado el mismo INE este jueves en su comunicado sobre el IPC.



Nueva alianza Colombia-Arabia Saudita para impulsar hidrógeno verde y renovables

- Los gobiernos de Colombia y Arabia Saudita acordaron desarrollar proyectos conjuntos en hidrógeno verde y energías limpias, estableciendo un marco de cooperac...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/nueva-alianza-colombia-arabia-saudita-para-impulsar-hidrogeno...>

Jueves, 30 octubre 2025

30 octubre 2025 0

En el marco de su estrategia de diversificación y cooperación internacional, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, liderado por Edwin Palma Egea, firmó un **Memorando de Entendimiento en Materias de Energía** con el **Ministerio de Energía del Reino de Arabia Saudita**, encabezado por Abdulaziz Bin Salman Bin Abdulaziz Al Saud.

El acuerdo, con una duración inicial de **cinco años renovables**, establece un **marco de cooperación técnica y tecnológica** que permitirá desarrollar proyectos conjuntos en **hidrógeno limpio, energías renovables, eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono**, así como en **tecnologías digitales para la descarbonización del sector energético**.

Además, el memorando contempla la **transferencia tecnológica**, el **intercambio de conocimiento** y la **creación de un equipo binacional** encargado de definir hojas de ruta y programas específicos de colaboración en toda la cadena energética.

“Con este acuerdo, Colombia se posiciona como un socio estratégico en la discusión global sobre energía. Queremos aprender, compartir y construir nuevas soluciones energéticas que sean sostenibles y soberanas. Este es un paso más hacia una transición justa que ponga en el centro a las personas y al planeta”, afirmó el **ministro Edwin Palma Egea**.

Durante la firma, el titular colombiano destacó también los avances de Arabia Saudita en materia de transición energética. “Arabia Saudita, a pesar de sus riquezas en energía fósil, acelera su transición energética y espera en cinco años limpiar su matriz energética en un 50%. Eso demuestra que hay que avanzar en descarbonizar la economía mundial y luchar contra el cambio climático”, subrayó.

Según el Ministerio de Minas y Energía, este tipo de acuerdos **fortalecen la seguridad energética de Colombia , diversifican las fuentes de inversión y conocimiento , y reafirman el compromiso del Gobierno nacional con una transición energética ordenada, planificada y con justicia territorial .**

Con esta alianza, Colombia busca consolidarse como **actor global en la transición energética justa y soberana** , ampliando su cooperación con países estratégicos para acelerar el desarrollo de tecnologías limpias e innovadoras.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Nuevo modelo de economía circular en el sector eólico, objetivo del proyecto R3POWER

- El proyecto R3POWER reúne a la cadena de valor de las energías renovables para impulsar la economía circular en parques eólicos. En el marco de esta



<https://www.smartgridsinfo.es/2025/10/31/nuevo-modelo-economia-circular-sector-eolico-objetivo-proyecto-r3...>

GTR Redacción

Viernes, 31 octubre 2025

El proyecto R3POWER reúne a la cadena de valor de las energías renovables para impulsar la economía circular en parques eólicos. En el marco de esta iniciativa de la convocatoria TransMisiones 2024, se ha celebrado esta semana la primera reunión presencial del consorcio. El objetivo principal del proyecto es implantar un modelo de economía circular en el sector eólico, que permita reducir la cantidad de residuos generados.

Representantes de cada uno de los socios del proyecto se han reunido esta semana en CETIM para comentar los avances conseguidos hasta la fecha y establecer los próximos pasos.

El proyecto R3POWER (Circularidad en la repotenciación de parques eólicos mediante reutilización, reciclado, ecodiseño y desarrollo de nuevos materiales reciclables y reparables) tiene la misión de afrontar los dos principales desafíos del sector eólico español para 2030: un parque envejecido, que creará 20.000 toneladas al año de residuos de difícil reciclado, y la necesidad de triplicar la generación de energía eólica hasta 451 GW.

El centro tecnológico CETIM lidera junto a Norvento este proyecto, en el que ocho empresas y cuatro organismos de investigación están buscando soluciones para la repotenciación sostenible de parques eólicos mediante estrategias de reutilización, reciclaje y revalorización de componentes y materiales, minimizando el impacto ambiental y económico del sector. R3POWER está financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades y la Agencia Estatal de Investigación y por FEDER, UE, a través de la convocatoria de ayudas a proyectos de I+D+i en líneas estratégicas en el

marco de la iniciativa Transmisiones 2024, en cooperación con la agrupación de empresas que recibe la financiación del Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (CDTI).

Modelo de economía circular en el sector eólico

La solución que propone R3POWER es aprovechar las infraestructuras existentes, el desarrollo de tecnologías avanzadas de reciclaje de palas de aerogenerador, y la investigación de nuevos materiales sostenibles, reciclables y reparables para dar crear un modelo más eficiente y sostenible.

Para alcanzar los resultados se contará con estrategias de reciclado e inteligencia artificial, así como principios de ecodiseño y el desarrollo y monitorización en campo de un demostrador.

Además, se llevará a cabo una evaluación tecno-económica y medioambiental para validar la sostenibilidad de los resultados y, en 2028, se testeará un aerogenerador experimental de entre 600 y 800 kW.

Desde CETIM lideran la estrategia de reciclaje y revalorización de palas de aerogenerador. Desarrollarán y validarán tecnologías avanzadas de reciclaje mecánico, termoquímico, químico y biológico, para lograr un modelo de residuo cero. Además, participarán en la investigación de nuevos materiales reciclables y reparables, colaborando en la formulación de composites sostenibles.



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

- Red Eléctrica habilita las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión, en línea con el nuevo P.O. 7.4.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/196207/red-electrica-habilita-primeras-renovable...>

Lola Sánchez

Jueves, 30 octubre 2025

Red Eléctrica, como operador del sistema (OS), ha realizado las pruebas de habilitación de las primeras renovables que prestarán un servicio de control dinámico de tensión, en línea con el **nuevo P.O. 7.4** aprobado en junio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

El operador del sistema está preparado para que estas instalaciones comiencen a prestar dicho servicio desde el momento de su notificación al mismo.

Solicitudes viables recibidas

Tal y como explican en un comunicado, Red Eléctrica se mantiene a disposición de los agentes y del resto de plantas renovables, a las que invita a **realizar sus solicitudes** para ser habilitadas y poder participar en el nuevo P.O. 7.4.

“Por el momento, el ritmo de solicitudes viables recibidas desde las instalaciones es bajo. A día de hoy, se han entregado **168 solicitudes**, de las que 125 corresponden a **instalaciones renovables no gestionables**. De ellas, 24 ya están en condiciones de comenzar las pruebas. El resto o bien declaran no poder seguir consigna de tensión o bien están en fase de completar la documentación necesaria”, matizan.

Además de las plantas renovables no gestionables, las **centrales de generación convencional**, como los ciclos o las hidráulicas, también han presentado sus solicitudes, aunque ya tienen la obligación

de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica. Por este motivo, se está dando prioridad a las renovables no gestionables, puesto que son las únicas que pueden ofrecer nuevos recursos al sistema.

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

Consignas de reactiva y de tensión

Para su habilitación, la normativa del nuevo P.O. establece que las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de **consignas de reactiva** y de **consignas de tensión** .

Esta última modalidad -seguimiento de consigna de tensión en tiempo real- es la que proporciona flexibilidad y posibilita que las instalaciones **respondan a las variaciones rápidas de tensión** que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

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



Vestas Daimiel celebra 17 años de energía eólica en el corazón de La Mancha

Desde su inauguración en 2008, la planta de Vestas se ha convertido en un referente internacional en la fabricación de palas para aerogeneradores

LA TRIBUNA / DAIMIEL

El pasado 29 de octubre, la planta de Vestas en Daimiel celebró su 17º aniversario, marcando casi dos décadas de compromiso con la energía renovable, la innovación industrial y el desarrollo local. Esta efeméride coincide con otro hito importante: el aniversario de *La Tribuna de Ciudad Real*, medio que ha acompañado a la ciudadanía durante años, informando con rigor y cercanía sobre los avances de la provincia, incluyendo el crecimiento de Vestas como motor económico y social.

Desde su inauguración en 2008, la planta de Vestas se ha convertido en un referente internacional en la fabricación de palas para aerogeneradores. Y con ello, Daimiel ha pasado de ser una localidad agrícola para posicionarse como un enclave estratégico en la transición energética global. La producción de modelos avanzados como la pala V163 ha reforzado el papel de la planta en el mercado eólico, demostrando que la innovación también tiene raíces manchegas.

A lo largo de estos 17 años, Vestas ha generado empleo estable, ha impulsado la formación técnica y ha colaborado activamente con instituciones locales. La planta no solo fabrica palas: construye futuro. En palabras de Roberto Meiriño, director de la planta, «cada aniversario es una oportunidad para agradecer el esfuerzo de quienes hacen posible que Daimiel esté en el mapa mundial de la energía limpia».



Vestas es la compañía líder en energía sostenible. / LT

La coincidencia con el aniversario de *La Tribuna de Ciudad Real* refuerza el valor de las alianzas locales. Mientras Vestas transforma el viento en energía, *La Tribuna* transforma los hechos en información, dando visibilidad a los logros, desafíos y aspiraciones de la comunidad. Ambas entidades, desde sus respectivos ámbitos, contribuyen a construir una provincia más fuerte, más informada y sostenible. «En este doble aniversario, celebramos no solo el pasado, sino el futuro. Que el viento siga soplando a favor de Daimiel, y que los medios sigan

siendo testigos y narradores de los cambios que transforman nuestra tierra», señala Meiriño.

Vestas es la compañía global líder en energía sostenible. La compañía diseña, fabrica, instala y mantiene aerogeneradores en todo el mundo. Con 193 GW de capacidad instalada en 88 países, Vestas ha instalado más capacidad eólica que ningún otro fabricante. Junto a sus clientes y más de 36.000 empleados, Vestas ofrece soluciones energéticas sostenibles para promover un planeta limpio y un futuro más prometedor.



La mayoría de la UE tiene ahora la luz más barata que España

Escala ya este año por encima de la media al superar a Francia y otros 17 países

CARLOS SEGOVIA MADRID

Mientras el Gobierno da largas por ahora a la petición de prórroga de las nucleares, España supera ya la media europea en el precio real de la luz en los hogares, según los datos que ha publicado esta semana Eurostat, la Oficina Estadística de la Comisión Europea.

España ha entrado en el grupo de cabeza de los que más han visto subir la luz en el primer semestre de 2025 en comparación con el mismo período de 2024 en que el Gobierno mantenía aún rebajas fiscales para paliar los efectos de la inflación y no había reforzado el sistema por el apagón.

Según Eurostat, el precio medio en la UE medido en poder paritario de compra y teniendo en cuenta los impuestos se sitúa en el equivalente a 28,62 euros por Kwh, mientras que España se sitúa en 29,07. Con ese registro, Francia y otros 17 países de la UE quedan por debajo. Sólo superan ya a la cuarta economía del euro Alemania e Italia además de la República Checa, Chipre, Rumanía, Letonia, Bél-

siempre en poder paritario de compra. Esta evolución coincide con que una amplia mayoría de expertos sostiene que las centrales nucleares contribuyen a abaratar precios a largo plazo al estar amortizada su inversión y apoyar la estabilidad del sistema. La otra fuente de energía que puede dar esa seguridad frente a la intermitencia por ahora de las energías renovables es el gas, cuyo precio es más volátil y depende de la evolución del entorno geopolítico mundial.

Según un estudio de PwC «un escenario sin energía nuclear en 2024 habría implicado un aumento de precios del 58%» en España. Y Fedea sostiene que «hay un elevado consenso de que el cierre de grupos nucleares provocará a corto y medio plazo un aumento del precio de mercado».

Mientras tanto, el precio de la luz se mantiene estable o está bajando para los hogares en la UE con excepciones como España. «En la primera mitad de 2025, el precio promedio de la electricidad para los hogares en la UE se mantuvo en gran medida estable en 28,72 € por cada 100

kWh, tras una disminución del 0,5 % desde los 28,87 € registrados en la segunda mitad de 2024», afirma Eurostat. «Esto prolonga el período de estabilidad de precios, aunque éstos siguen siendo considerablemente más altos que los niveles anteriores a la crisis energética de 2022», añade la oficina estadística.

En paralelo, la presidenta de la Comisión Europea, Ursula Von der Leyen, escribió una carta la semana pasada a los líderes europeos para que bajen los impuestos a la electricidad en coherencia con la decisión de avanzar en la transición energética. En particular, Von der Leyen criticó que en varios países europeos haya una carga fiscal más alta sobre la electricidad que sobre el gas. Según

el último estudio de la asociación ecológica europea Wind Europe, en España es 19 veces más alta.

Los precios finales del gas sí están siendo estables en España y quedan en este caso por debajo de la media europea.



Agesen, ministra de Transición Energética. E.P.

gica y Polonia. Por debajo, todo el resto en contraste con el mismo período del año anterior en que España se movía en la banda baja, por debajo de la media, con Francia muy a la par y con apenas seis países con mejores precios para los hogares medidos



La CNMC propone subir la tasa a las redes al 6,58%, lejos aún del 7,5% que pide el sector

El regulador remite las circulares sin esperar al informe preceptivo de Transición Ecológica

elEconomista.es MADRID.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha propuesto elevar la tasa de retribución financiera de la red de distribución y transporte de electricidad hasta el 6,58% para el periodo 2026-2031, acortando la distancia respecto a los niveles que reclama el sector. Así lo recogen las circulares remitidas este jueves por el regulador sin esperar al informe preceptivo del Ministerio para la Transición Ecológica, como adelantó *elEconomista.es*.

Se trata de la segunda propuesta que plantea el organismo, que el pasado julio sacó a consulta pública otro documento en el que sugería fijar esta tasa en el 6,46%, lo que ya era un incremento respecto al 5,58% actual, pero se encontraba por debajo del 7,5% que demandaban las eléctricas.

Recientemente, la CNMC ha sometido a una segunda audiencia pública otro pilar del marco retributivo para este periodo, la propuesta con modificaciones de la metodología de cálculo de la retribución para la distribución eléctrica, que representa "una evolución hacia un modelo más eficiente y adaptado" a la descarbonización.

Según la información publicada por el organismo, los textos de ambos proyectos de circulares ya han sido remitidos al Ministerio de Economía para la petición del correspondiente dictamen del Consejo de Estado por trámite de urgencia. De acuerdo con la CNMC, es el último trámite preceptivo previo a la aprobación de la norma, que deberá producirse antes del 31 de diciembre.

Respecto a la tasa de retribución financiera, Competencia considera que las modificaciones introducidas en su metodología de cálculo permiten cumplir con las orientaciones de política energética del Gobierno. En relación al despliegue de inversiones en un contexto de aceleración de la transición energética a nivel global, el documento insiste en que el 6,58% "aumenta significativamente" la tasa del periodo anterior, consecuencia, "en gran parte", de los ajustes de la propuesta en la metodología. La modificación de la tasa supone un impacto económico sobre la retribución total a pagar a las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución eléctrica y, por tanto, sobre los costes regulados a soportar por el conjunto del sistema.

La CNMC plantea dos escenarios.



Cani Fernández, presidenta de la CNMC. EUROPA PRESS

En el primero, las compañías -tanto Red Eléctrica, del lado del transporte, como las distribuidoras- realizan un volumen anual de inversiones similar al que se ha observado, en pro-

medio, en el periodo 2018-2023. Esto implicaría que las inversiones estimadas en transporte ascenderían a 2.933 millones, y en distribución a 9.961 millones entre 2026 y 2031.

En este escenario, una subida de la tasa del 5,58% al 6,58% conlleva un aumento anual de 338 millones de euros en la retribución conjunta de estas actividades. De ellos, 81 millones corresponderían al transporte y 257 millones, a la distribución.

En el segundo, el organismo considera una inversión anual promedio en redes de transporte y distribución de 4.886 millones, que es 2,3 veces superior a la del periodo anterior. Entre 2026 y 2031, se retribuirían inversiones en transporte por valor de 9.524 millones, y de 19.794 millones, en distribución. Aquí, una tasa del 6,58% acarrearía un aumento anual estimado de la retribución del transporte y distribución eléctrica de 344 millones en 2026, que se

Se propone mejorar el parámetro K a 257 euros/kW, lejos de los 370 que pedía el sector

incrementaría progresivamente hasta 502 millones en 2031. La subida anual sería de unos 412 millones.

Tanto en uno como en otro, la variación afectaría principalmente a los peajes correspondientes a los consumidores conectados a baja tensión (principalmente, los domésticos). El efecto final dependerá de la demanda adicional que se genere con dichas inversiones (a mayor demanda, menor impacto, y viceversa).



Las eléctricas piden que Almaraz siga abierta en plena crisis energética

- Iberdrola, Endesa y Naturgy formalizan la petición ante el Gobierno en un momento «crítico» para el sistema
- Red Eléctrica solicitó al regulador algunos cambios en la operativa por los problemas que existen de tensión

RAÚL MASA
MADRID



El futuro de la energía nuclear en España abre una nueva etapa. Y, en esta ocasión, será como quería el Gobierno: con una petición formal de las propietarias de la central nuclear de Almaraz para prolongar su vida útil. De esta forma, Iberdrola, Endesa y Naturgy empezarán una negociación con el Ejecutivo para que 2027 no sea el último año de la planta.

Así lo han acordado en el seno de CNAT, la agrupación de interés económico que aúna los intereses de las centrales de Almaraz y Trillo, donde se debía tomar en consideración la propuesta de prórroga. Lo que han remitido al Ministerio para la Transición Ecológica es una «petición de extensión de la operación de la central hasta junio de 2030». La idea que llevan meses barajando las eléctricas era que se prolongase la vida útil, al menos de Almaraz, y que de esa fecha en adelante se abordase el futuro de las demás plantas.

Cabe recordar que la que las últimas plantas en cerrar serían Vandellós II y Trillo en 2035. Por tanto, el escenario que plantean los propietarios es tener margen para cerrar todos los flecos del negocio; sobre todo, en material fiscal.

Esta decisión, curiosamente, irá en paralelo con la tramitación administrativa para el cierre de la planta que está previsto para 2027. Esta gestión recae en manos del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) que, a su vez, será también el encargado de revisar la ges-

ción de prórroga una vez que el Gobierno la remita a este organismo.

En cuanto al formalismo de la situación, desde CNAT quieren «reiterar su compromiso para seguir operando la central nuclear de Almaraz de forma segura, fiable y eficiente, manteniendo los altos estándares que la sitúan entre las mejores centrales del mundo». En el documento no hacen más precisiones sobre cómo se abordarán los siguientes pasos. Por su parte, desde el Ministerio para la Transición Ecológica simplemente comunicaron el acuse de recibo de la notificación sin entrar en más valoraciones. Tan solo indicaron que ahora darán «traslado de la petición al Consejo de Seguridad Nuclear, al objeto

La CNMC mejora la propuesta de inversión en redes

Sí, pero no. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha mejorado la tasa de retribución financiera, que es el dinero que ganan las eléctricas por invertir en redes, pero se ha quedado lejos de lo que ellas esperaban. Esto puede generar que las compañías se mantengan en pie de guerra contra el regulador, y quizá tomen medidas al respecto en las próximas semanas.

En concreto, la CNMC ha elevado su propuesta al 6,58%, un punto porcentual por encima de la actual. La cifra supone un ligero aumento respecto al 6,46% propuesto el pasado mes de julio y todavía se encuentra por debajo del entorno del 7% que reclamaba el sector como tasa de retribución financiera para su actividad de redes eléctricas.

de que el Regulador pueda valorar la solicitud y emitir su preceptivo informe».

Hasta la fecha, el gran condicionante habían sido los impuestos. Ahora está por ver si en la propuesta final, que es la que recibirá el equipo de la ministra Sara Aagesen, la cuestión fiscal ha sido completamente sacada de la agenda de debate. En todo caso, ahora será el Gobierno el que deba mover ficha. Hasta la fecha siempre se había escudado en dos cuestiones: la falta de entendimiento de las compañías; sobre todo, de Naturgy con respecto a Iberdrola y Endesa; y en que no se había hecho nada de forma oficial.

Ahora tiene una solicitud de prórroga firmada por las tres empresas propietarias de Almaraz. Además, todo se ha hecho en tiempo y forma. Y es que el debate sobre el futuro nuclear ha ido creciendo en los últimos meses. Además, el apagón de abril fue el detonante final para que las empresas tuvieran mayor fuerza en sus planteamientos.

La energía nuclear, necesaria

Sobre la necesidad de la energía nuclear en un momento de crisis energética, nadie tiene dudas. De hecho, el propio operador del sistema, Red Eléctrica, pidió hace unas semanas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que cambiase algunas operativas porque la infraestructura estaba replicando los problemas previos al apagón de abril.

En conversación con ABC, el socio de Energía de PwC, Óscar Barrero, señala que nunca se podrá saber qué hubiera pasado si toda la nuclear hubiera estado disponible en abril -no estaba por cuestiones técnicas-, «pero al mismo tiempo es igualmente cierto que



Aunque resulte paradójico, en paralelo a esta petición también tiene que formalizarse la solicitud de cierre de la central



hubiéramos contado con más margen de maniobra».

Señala el experto energético que «en otras situaciones críticas que se han vivido como la dana u otros incidentes, la inercia que aporta la nuclear cuando está funcionando ha tenido un papel fundamental. Con lo cual, creo que cualquier decisión que pueda comprometer la garantía de suministro hoy debería de verse con otros con otros ojos. Está claro que cerrar la nuclear impacta negativamente la garantía de suministro».

España y la cuestión nuclear tienen un espejo donde mirarse. Según diversos análisis de mercado, si Alemania hubiese mantenido el parque nuclear, su generación libre de emisiones en 2024 podría haber sido del 94%, desplazando casi por completo la generación fósil. Con un 61% de generación renovable, el nivel de emisiones de Alemania es muy superior al de países con menos generación renovable, pero con parque nuclear, como Francia, Bélgica o España. Si el parque nuclear que estaba en funcionamiento en 2010 no se hubiera cerrado, el precio medio de la electricidad en Alemania sería 18 €/MWh más bajo.

El último en dejar muy clara la necesidad técnica de mantener abierta la central ha sido el CEO de Endesa, que esta semana calificó de «crítico» reconsiderar el cierre. Explicó, además, que «esta central se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro en un área geográfica que cuenta con una amplia presencia de renovables».

Central nuclear de Almaraz

// MAYA. BALANYÀ



Iberdrola, Endesa y Naturgy quieren mantener activa la central nuclear de Almaraz hasta 2030

- El Ministerio para la Transición Ecológica ha informado a las 15.38 horas de que ha recibido "hace pocos minutos" una petición formal de los propietarios de Almaraz para mo...



Iberdrola, Endesa y Naturgy quieren mantener activa la central nuclear de Almaraz hasta 2030

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Iberdrola

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-gobierno-anuncia-que-ha-recibido-20251030>

Antonio Barrero F.

Jueves, 30 octubre 2025

El Ministerio ha anunciado a continuación que dará traslado de la petición al Consejo de Seguridad Nuclear, al objeto de que el Regulador pueda valorar la solicitud y emitir su preceptivo informe. Las empresas **propietarias** de Almaraz son Iberdrola, que controla casi el 53% de esa propiedad; Endesa, con el 36%; y Naturgy, con el 11,3%. Los principales **accionistas de Iberdrola** son el fondo soberano de Catar (Qatar Investment Authority), el fondo estadounidense BlackRock y el banco público Norges de Noruega. El grupo italiano Enel es el **propietario de Endesa** (el principal accionista de Enel es el Ministerio de Economía y Finanzas de Italia, o sea, el estado italiano; el **segundo mayor accionista** de Enel es BlackRock). Los principales **accionistas** de Naturgy son los fondos estadounidense GIP y australiano IFM, la sociedad luxemburguesa Rioja Acquisition, el estado argelino (a través de la compañía **Sonatrach**) y Critería Caixa.

Actualmente operan en España siete reactores nucleares, ubicados en cinco emplazamientos distintos: Almaraz I y Almaraz II se encuentran en Cáceres; Ascó I y Ascó II, en Tarragona; Cofrentes, en Valencia; Trillo, en Guadalajara; y Vandellós II, en Tarragona (el reactor Vandellós I fue desconectado tras el grave accidente que sufrió en 1989). Las compañías propietarias de los siete reactores nucleares firmaron en marzo de 2019 un "protocolo de cierre ordenado de explotación" con la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos SA (Enresa), con un calendario de cierre para todo el parque nuclear nacional. Desde entonces y hasta hoy ninguna de las empresas titulares de las centrales había solicitado al Gobierno la modificación de este calendario de cierre.

La fecha de cierre fijada en el calendario para Almaraz I es 2027 (cuarenta y siete años tendrá entonces ese reactor), mientras que la fecha prevista para el cierre de Almaraz II es 2028 (cuarenta y cinco años tendrá entonces ese segundo reactor).

La jerga nuclear denomina "sucesos notificados" a las averías que sufren las centrales nucleares (averías que los propietarios de estas instalaciones deben notificar al Consejo de Seguridad Nuclear, CSN). Pues bien, los siete reactores que aún operan en España han sumado hasta **37 "sucesos notificados" en el año 2024** (seis de ellos, en Almaraz).

La Asociación para la Defensa de la Naturaleza y los Recursos de Extremadura (Adenex) ha criticado que Iberdrola, propietaria mayoritaria de la central de Almaraz, pretenda la prórroga de la planta.

Adenex, en nota de prensa, ha señalado que la población de la zona de Almaraz "sigue siendo antinuclear" y que "no es cierto" que quiera seguir "la ola de determinados sectores políticos y económicos".

"Como bien se comprobó el 4 de octubre en un acto en Navalmoral de la Mata, donde pretendían reunir a 4.000 personas y solo asistieron 600. No asistieron ni los trabajadores de la central", ha destacado.

La veterana asociación ecologista también ha indicado que "no es cierto" que haya una central similar en EEUU y que se la haya autorizado 60 años de funcionamiento, ya que en EEUU los años se cuentan desde el inicio de la construcción (Almaraz tendría entonces 55 años).

"No es cierto que con el cierre no haya más trabajo en la zona. Hay 15 años de trabajos de desmantelamiento y hay un polígono industrial regional de 400 hectáreas donde por fin (llevaba 15 años abandonado) ya han comenzado a instalar empresas", ha expuesto Adenex.

La asociación también ha negado que con el cierre de Almaraz la comarca de Campo Arañuelo se empobrecerá pues "desde los Presupuestos del Estado se aportarán millones durante 15 años". "Lo grave es que lo gestionen los ayuntamientos y Diputación de la misma manera que lo han hecho con las millonadas que han recibido desde hace 45 años", apunta la asociación en su comunicado.

La asociación también ha apuntado que las renovables "no necesitan el apoyo nuclear", como así "se ha puesto en evidencia en el apagón del 28 de abril".

"No es cierto -apuntan además desde Adenex- que la central sea la que se sitúa en las mejores condiciones de seguridad dado que la empresa que ha realizado ese informe forma parte de la propia industria de Almaraz y del lobby internacional francés".

El Gobierno anuncia que ha recibido "hace pocos minutos" una petición formal de prórroga nuclear

- El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha informado a las 15.38 minutos de que ha recibido "hace pocos minutos" una petición formal de la Junta de Administ...



El Gobierno anuncia que ha recibido "hace pocos minutos" una petición formal de prórroga nuclear

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

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-gobierno-anuncia-que-ha-recibido-20251030>

Antonio Barrero F.

Jueves, 30 octubre 2025

El Ministerio ha anunciado a continuación que dará traslado de la petición al Consejo de Seguridad Nuclear, al objeto de que el Regulador pueda valorar la solicitud y emitir su preceptivo informe. Las empresas **propietarias** de Almaraz son Iberdrola, que controla casi el 53% de esa propiedad; Endesa, con el 36%; y Naturgy, con el 11,3%. Los principales **accionistas de Iberdrola** son el fondo soberano de Catar (Qatar Investment Authority), el fondo estadounidense BlackRock y el banco público Norges de Noruega. El grupo italiano Enel es el **propietario de Endesa** (el principal accionista de Enel es el Ministerio de Economía y Finanzas de Italia, o sea, el estado italiano; el **segundo mayor accionista** de Enel es BlackRock). Los principales **accionistas** de Naturgy son los fondos estadounidense GIP y australiano IFM, la sociedad luxemburguesa Rioja Acquisition, el estado argelino (a través de la compañía **Sonatrach**) y Critería Caixa.

Actualmente operan en España siete reactores nucleares, ubicados en cinco emplazamientos distintos: Almaraz I y Almaraz II se encuentran en Cáceres; Ascó I y Ascó II, en Tarragona; Cofrentes, en Valencia; Trillo, en Guadalajara; y Vandellós II, en Tarragona (el reactor Vandellós I fue desconectado tras el grave accidente que sufrió en 1989). Las compañías propietarias de los siete reactores nucleares firmaron en marzo de 2019 un "protocolo de cierre ordenado de explotación" con la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos SA (Enresa), con un calendario de cierre para todo el parque nuclear nacional. Desde entonces y hasta hoy ninguna de las empresas titulares de las centrales había solicitado al Gobierno la modificación de este calendario de cierre.

La fecha de cierre fijada en el calendario para Almaraz I es 2027 (cuarenta y siete años tendrá entonces ese reactor), mientras que la fecha prevista para el cierre de Almaraz II es 2028 (cuarenta y cinco años tendrá entonces ese segundo reactor).

La jerga nuclear denomina "sucesos notificados" a las averías que sufren las centrales nucleares (averías que los propietarios de estas instalaciones deben notificar al Consejo de Seguridad Nuclear, CSN). Pues bien, los siete reactores que aún operan en España han sumado hasta 33 "sucesos notificados" en el año 2024. La palma se la ha llevado, en 2024, Cofrentes, que ha registrado siete (7 "sucesos notificados", o averías). A continuación se ha posicionado Almaraz II, que ha debido notificar en 2024 al CSN hasta cinco sucesos (5) y que lleva ya varios sucesos este año.

La Asociación para la Defensa de la Naturaleza y los Recursos de Extremadura (Adenex) ha criticado que Iberdrola, propietaria mayoritaria de la central de Almaraz, pretenda la prórroga de la planta.

Adenex, en nota de prensa, ha señalado que la población de la zona de Almaraz "sigue siendo antinuclear" y que "no es cierto" que quiera seguir "la ola de determinados sectores políticos y económicos".

"Como bien se comprobó el 4 de octubre en un acto en Navalmoral de la Mata, donde pretendían reunir a 4.000 personas y solo asistieron 600. No asistieron ni los trabajadores de la central", ha destacado.

La veterana asociación ecologista también ha indicado que "no es cierto" que haya una central similar en EEUU y que se la haya autorizado 60 años de funcionamiento, ya que en EEUU los años se cuentan desde el inicio de la construcción (Almaraz tendría entonces 55 años).

"No es cierto que con el cierre no haya más trabajo en la zona. Hay 15 años de trabajos de desmantelamiento y hay un polígono industrial regional de 400 hectáreas donde por fin (llevaba 15 años abandonado) ya han comenzado a instalar empresas", ha expuesto Adenex.

La asociación también ha negado que con el cierre de Almaraz la comarca de Campo Arañuelo se empobrecerá pues "desde los Presupuestos del Estado se aportarán millones durante 15 años". "Lo grave es que lo gestionen los ayuntamientos y Diputación de la misma manera que lo han hecho con las millonadas que han recibido desde hace 45 años", apunta la asociación en su comunicado.

"No es cierto que la central sea la que se sitúa en las mejores condiciones de seguridad dado que la empresa que ha realizado ese informe forma parte de la propia industria de Almaraz y del lobby internacional francés. En el año 2024 Almaraz fue la central con más incidencias en España", ha sostenido Adenex.

La asociación también ha apuntado que las renovables "no necesitan el apoyo nuclear", como así "se ha puesto en evidencia en el apagón del 28 de abril, demostrando que las macrorrenovables (la gran mayoría en manos monopolistas) no cumplían los requerimientos técnicos adecuados de tensión y sincronías".



FOROS DE VANGUARDIA

“Las centrales nucleares tendrán que ampliar su vida útil”

José Bogas, consejero delegado de Endesa

MAITE GUTIÉRREZ
Barcelona

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, no se anduvo por las ramas durante su intervención ayer en la última edición de Foros de Vanguardia. “Las centrales nucleares tendrán que ampliar su vida útil”, afirmó sin medias tintas. El calendario fijado por el Gobierno, que marca un horizonte de diez años para clausurar las centrales, no parece que vaya a cumplirse.

La discusión sobre el futuro de la energía nuclear centró buena parte de la conversación que Bogas mantuvo en el auditorio MGS de Barcelona con Manel Pérez, adjunto al director de *La Vanguardia*, Joan Maria Morros, jefe de informativos en RAC1, y el periodista Ramon Rovira, ante un nutrido grupo de socios del Club Vanguardia y miembros del mundo empresarial y político. Entre los asistentes, se encontraban Javier Godó, conde de Godó, editor de *La Vanguardia*; Carlos Godó, presidente ejecutivo del Grupo Godó, y Jordi Juan, director de *La Vanguardia*.

Las centrales nucleares, señaló Bogas, aportan estabilidad al sistema y cubren una parte crítica de la demanda, especialmente en comunidades como Catalunya, donde suponen cerca del 60% del consumo eléctrico. Ahora, afrontan la última década de su vida útil, con el debate centrado en la posible continuidad de Almaraz. Sin embargo, continuó el directivo de Endesa, la combinación de crecimiento renovable, tensiones en la red, la llegada masiva de peticiones de conexión y episodios recientes como el apagón eléctrico han reavivado las dudas sobre la sustitución de este tipo de energía.

El plan inicial del Gobierno, marcaba una hoja de ruta para dismantlar progresivamente las centrales. Pero la coyuntura ha cambiado, insistió Bogas. La geopolítica, el auge de los centros de datos, la electrificación acelerada y la necesidad de fuentes no emisoras de CO₂ y estables han llevado a que las energéticas pidan una revisión del calendario. El consejero delegado defendió extender la vida útil de instalaciones como Almaraz, clave para la estabilidad en la zona sur, dijo, y avanzar hacia una renegociación fiscal para mantener competitiva la energía nuclear, condicionada –según los actores del sector– a cumplir requisitos de seguridad, aval del operador de



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, segundo por la izquierda, durante el encuentro

red y sin impacto para el consumidor.

Catalunya, continuó Bogas, representa uno de los retos más visibles. La comunidad importa entre el 7% y el 8% de la energía por falta de capacidad de generación local. Si se cerraran sus nucleares sin alternativas viables, Catalunya “se quedaría sin

energía”, alertó el directivo de Endesa, propietaria mayoritaria de Vandellós y Ascó I y II. Además, sus condicionantes territoriales –alta densidad de población, muchos municipios y áreas naturales protegidas– dificultan el despliegue masivo de renovables, lo que obliga a reforzar redes desde otras comu-

nidades como Aragón. “Nadie quiere tener renovables cerca –dijo al respecto de la oposición a que se instalen molinos porque estropean el paisaje–; tampoco queremos tener nucleares, pero agua caliente y que haya luz, sí”, subrayó.

“Es difícil en Catalunya encontrar emplazamientos para

las renovables, y si quitas las nucleares tendrías que poner cuatro veces más de megawattios para el 2030. Desde mi punto de vista, es inapelable que las nucleares tendrán que alargar la vida útil”, insistió. Bogas recordó que en Italia, donde está la matriz de Endesa, no hay centrales nucleares pero producen energía con centrales de ciclo combinado y carbón, que emiten CO₂. “Y la energía es el doble de cara”, apostilló.

Bogas también abordó el apagón eléctrico que sufrió España en abril. Sobre sus causas, apuntó que se han generado múltiples informes, aún sin una conclusión definitiva y con versiones que apuntan a errores operativos y ausencia de energía sincrónica –capaz de estabilizar frecuencia y potencia– en una situación de baja demanda y alta producción renovable. El sector apunta a decisiones equivocadas de gestión de red, tensiones elevadas por el mallado excesivo y una descompensación en el suroeste peninsular, dominado por la producción solar y sin suficiente respaldo sincrónico. Aunque se descartó un ciberataque, el incidente expuso los desafíos de integrar grandes volúmenes de renovables. El operador ha reforzado capacidad y asegura que “no hay riesgo de nuevos apagones”, con más ciclos combinados disponibles como respaldo. Pero el episodio se interpreta como aviso: el sistema necesita planificación estable y consideración del papel de las centrales gestionables, incluidas las nucleares.

Pero ¿de quién fue la culpa del apagón? “Creo que de una mala decisión de Red Eléctrica. Para mí es evidente que tiene que asumir las consecuencias”, afirmó. Aun así, reafirmó que su compañía no presentará una denuncia, como sí lo ha hecho Iberdrola.

El directivo también comentó la proliferación de los centros de datos y su alta demanda de energía, así como los engaños fraudulentos a la red. Catalunya concentra el 40% de todos los que se producen en el país, y solo el 3% o el 4% corresponden a plantaciones ilegales de marihuana. El resto, desveló Bogas, se trata de fraudes de personas con poder adquisitivo suficiente. “No son los pobres”, dijo.

En cuanto a movilidad, Bogas se mostró optimista sobre la electrificación del parque de vehículos. “Soy partidario del coche eléctrico. Hay cuestiones que se tienen que solucionar, pero realmente creo que es el futuro”, defendió.●

“

El operador ha reforzado el sistema y ya no hay riesgos de nuevos apagones”

“Sin las nucleares, Catalunya se quedaría sin energía”

“Soy partidario del coche eléctrico; hay que solucionar temas, pero es el futuro”

Amplia representación de la sociedad catalana

■ El encuentro contó con una amplia representación de la comunidad empresarial y de la sociedad catalana. Asistió el presidente de la patronal Foment del Treball, Josep Sánchez Llibre, además de Josep Antoni Duran i Lleida y los consejeros del Grupo Godó Manuel Garí, Luis Conde y Joan Pau Tornos. También acudió el director de L'Energè-

tica, Daniel Pérez, acompañado del secretario del Departament d'Empresa i Competitivitat, Jaume Baró, así como la directora de energía de la Cambra de Comerç de Barcelona, Maite Macià, y la expresidenta del Congreso de los Diputados Meritxell Batet. Acudieron asimismo Ramon Fonollet, de Banc Sabadell; Juan Carlos Gallego, de

CaixaBank; Maribel Macos, de Indra, o Oriol Guixà, de la Fundació Femcat. Otros de los asistentes fueron Ignasi Moreras, de la Fundació La Caixa, o Jordi Nadal, de Plataforma Editorial. En el lado político, estuvieron presentes Albert Batet, del grupo parlamentario de Junts, o Juan Echániz, de la Diputación de Barcelona.

Bogas (Endesa) afirma que la industria catalana "no se puede mantener" sin las nucleares

- El CEO de Endesa, José Bogas, ha sostenido que la industria catalana "no se puede mantener" si las centrales nucleares de Ascó y Vandellós cierran.



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, en rueda de prensa.

<https://elperiodicodelaenergia.com/bogas-endesa-afirma-que-la-industria-catalana-no-se-puede-mantener-sin-...>

Redacción

Viernes, 31 octubre 2025

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha sostenido que la industria catalana "no se puede mantener" si las centrales nucleares de Ascó y Vandellós cierran , como está previsto, entre 2030 y 2035.

El 60% de la demanda de Cataluña la cubren las nucleares , y aún así es necesario importar entre un 7% y un 8% debido a que no se produce suficiente energía a nivel local, ha señalado Bogas en un coloquio organizado por el diario *La Vanguardia* .

El calendario previsto marca el fin de la vida útil de **Ascó I** en 2030, el de **Ascó II** en 2032 y el de Vandellós en 2035. De aquí a entonces, es "imposible" reforzar la red para sustituir esa energía, ha afirmado el consejero delegado de Endesa.

En el futuro, los avances tecnológicos pueden permitir que la eólica y la solar suplan el cierre de las plantas, pero a corto plazo su cierre es, en su opinión, un "salto en el vacío".

Para desplegar **renovables** , además, **Cataluña** tiene el "problema" de una alta densidad de población y una gran extensión de parques naturales protegidos, lo que "hace realmente difícil encontrar emplazamientos" para plantas eólicas o solares.

Endesa es propietaria de un 72% de Vandellós, un 100% de Ascó y un 85% de Ascó II.

Almaraz otorga estabilidad al sistema

Las tres empresas propietarias de la **central nuclear de Almaraz** (Cáceres) -Iberdrola, Endesa y Naturgy- han pedido hoy formalmente al Gobierno que se extienda su vida útil hasta 2030 -su primera unidad debe dejar de funcionar en 2027-.

Bogas ha argumentado que tras el "gran **apagón** " del pasado abril, Almaraz aporta "estabilidad al sistema en la zona sur y en la zona oeste" de la red española.

El **calendario** de cierres nucleares se estableció en 2019 pero, desde entonces, "han ocurrido muchas cosas", ha argumentado.

Las cuestiones geopolíticas, los problemas europeos con la competitividad y la necesidad de desarrollar centros de datos, entre otros factores, han incrementado la necesidad de asegurar una energía "potente y limpia", ha dicho el consejero delegado de Endesa.

Responsabilidad del apagón

Bogas ha sostenido que, en su opinión, "una mala decisión" de **Red Eléctrica fue la culpable del apagón de abril y ha asegurado que no hay ningún riesgo de que vuelva a ocurrir gracias a las medidas que se han tomado desde entonces.**

Ha descartado asimismo que el suceso se debiera a un ciberataque. "Desgraciadamente", ha dicho, no fue esa la causa: "Si hubiera sido un ataque hubiéramos ido al consorcio de seguros europeo y no tendría la culpa nadie", ha afirmado.



Repsol revisará su plan estratégico para dar otra lluvia de dividendos

EMPIEZA CON AL MENOS 1,05 EUROS EN 2026/ Imaz, consejero delegado de Repsol, anuncia la revisión anticipada del plan estratégico. La retribución al accionista es "la prioridad y está escrita en piedra", dice.

Miguel Á. Patiño. Madrid

Repsol enfila el camino para una nueva lluvia de dividendos. La retribución al accionista podría superar, ya en 2026, los 1,05 euros por acción. Es un objetivo que se había marcado para 2027, pero que ahora adelanta un año.

Así se desprende de la presentación, ayer, de los resultados de la compañía. Tras el batacazo del primer semestre, la compañía vuelto a coger aire. Repsol ha ganado 1.177 millones en los nueve primeros meses de 2025. Es un 34% menos que en los nueve primeros meses de 2024. Pero esta caída es menor que el duro desplome que sufrió en el primer semestre, cuando el resultado cayó un 62% y se situó en 603 millones.

La remontada ha llegado en el tercer trimestre. "La compañía ha logrado unos sólidos resultados operativos y financieros, respaldados por unos márgenes de refino robustos, una sólida actividad comercial y una asignación disciplinada de capital", explicó ayer Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol.

El resultado neto del tercer trimestre más que duplicó al del mismo periodo del año anterior, hasta los 574 millones. De julio a septiembre, es decir, en los últimos tres meses, Repsol casi ha ganado más que entre enero y junio, el primer semestre.

Esta evolución, y las mejores perspectivas del sector de hidrocarburos, ha dado alas al grupo para anunciar una "actualización" de su plan estratégico. Será en marzo del próximo año, antes de lo que esperaba el mercado. El actual plan estratégico de Repsol se lanzó en febrero de 2024. Su duración abarcaba hasta 2027. La nueva hoja de ruta actualizará "proyecciones" hasta 2028.

Modelo propio

Ante la insistente pregunta de los analistas sobre cuáles serán esos parámetros, Imaz dijo que, ante todo, hay una prioridad: "La retribución al inversor". Luego señaló la "solidez del balance" y la "prudencia" en las inversiones. Pero el dividendo, enfatizó, "está escrito en piedra".



Josu Jon Imaz es consejero delegado de Repsol.

1.184 MILLONES

Repsol se propone pagar 1,05 euros por acción de dividendo en efectivo en 2026. Eso supondrá un pago total de 1.184 millones al conjunto de los accionistas. Repsol es una de las empresas del Ibex con más minoritarios: unos 600.000.

600.000 accionistas recibirán 1.184 millones en 2026, empezando con 0,5 euros en enero

Repsol estableció hace tiempo un modelo propio de dividendos muy particular. En lugar de fijarlos con parámetros clásicos, como el *pay out* (porcentaje del beneficio que destina a retribuir al inversor), aplica el del *cash flow* (la caja que genera el negocio).

Repsol se marcó el objetivo de distribuir entre el 20% y el 35% de su caja en retribuir al inversor. Además de pagos en efectivo, más tarde introdujo adicionalmente la recompra y amortización de títulos.

Repsol estudia tres vías para vender el 49% del 'upstream'

Miguel Á. Patiño. Madrid

Repsol "sigue trabajando para tenerlo todo listo para un evento de liquidez", pero ahora mismo "no tenemos necesidad de vender el *upstream*". Con estas palabras, una y otra vez, Josu Jon Imaz, consejero delegado, elude concretar la posible venta del negocio tradicional (exploración y producción) de la compañía. Repsol dio entrada en 2022 al fondo EIG en su *upstream*, con un 25% y va-

lorando la filial en 20.000 millones. Entonces se anunció que una posible ventana de salida de EIG sería la salida a Bolsa de esa filial en Nueva York en 2026. Imaz ha repetido que ese es uno de los posibles escenarios de "liquidez". Pero no el único. Hay otros dos: una potencial fusión con otro grupo de *upstream* que ya cotice o, sencillamente, la incorporación de otro socio. En todo caso, Repsol mantendrá

siempre una mayoría del 51%. Por otra parte, Repsol prevé cerrar la entrada de un socio para una cartera de renovables de 700 megavatios (MW) en España entre finales de este año y principios de 2026, indicó Imaz, que también explicó que Repsol está ajustando al máximo las inversiones.

En febrero preveía una horquilla de 3.500 a 4.000 millones para este año. Finalmente, estará más cerca de los 3.500 millones.

Esto tiene un doble efecto. Al amortizarse acciones, el beneficio por acción sube. Además, como hay menos acciones, el reparto del *cash flow* entre las que quedan es mayor.

Repsol dejó también hace tiempo de contabilizar el dividendo que paga con cargo a cada ejercicio. Computa siempre el dividendo que liquida cada año, independientemente de si es con cargo a beneficios del año anterior, con cargo a reservas, o con

cargo al beneficio del año corriente. Así podría incluso dar más dividendo que beneficio.

Imaz avanzó ayer que el objetivo de dividendos estará en la parte más alta (35%) de la horquilla de *cash flow*. Y que en 2026 se abonará en torno a 1,05 euros por acción en efectivo.

Dependiendo de cuántas acciones se recompren, esa cantidad podría subir, al haber menos acciones entre las que repartir el *cash flow*. En cualquier caso, Imaz marcó

ayer el punto de partida de una nueva lluvia de dividendos. Esos 1,05 euros son casi un 8% más que los 0,975 euros pagados en 2025.

El 14 de enero llegará el primer pago de 2026, con 0,5 euros por acción. El plan estratégico establecía para 2027 subir a 1,05 euros en el peor de los escenarios y a 1,26 euros en el mejor. Son listones que ahora ya parecen obsoletos y superables.

Repsol: cierre sólido del tercer trimestre por el refino y el negocio de clientes

- Repsol ha presentado su balance de cuentas para este último trimestre de 2025, con crecimientos interanuales gracias al refino y clientes



Repsol: cierre sólido del tercer trimestre de 2025 por el refino y negocio de clientes

Repsol

<https://www.merca2.es/2025/10/31/repsol-buen-cierre-refino-2307256/>

Alejandro Hernandez

Viernes, 31 octubre 2025

Este jueves **Repsol ha presentado su balance de cuentas para el último trimestre de 2025** , con crecimientos interanuales en: **EBITDA con 1.935 millones de euros** , un 36% más que el año pasado; **un beneficio neto de 574 millones, un 246% más que el tercer trimestre del año pasado**; y **un beneficio ajustado de 820 millones** , un 47% más a nivel interanual. Esto se debe sobre todo al **buen funcionamiento del negocio industrial y comercial de Repsol**.

En cuanto al **upstream o exploración y producción de petróleo y gas** , reporta beneficios positivos con un resultado ajustado de **317 millones de euros** , un 10% más que el año pasado, **gracias al gas que compensa las bajadas del precio del petróleo** . En este sentido, **el precio del Brent** ha bajado un 14% respecto al año pasado, quedándose en **69,1 dólares/barril** , debido al exceso de producción en Estados Unidos, Brasil y Arabia Saudí, que se combinó con un crecimiento inferior de la demanda global, especialmente en Asia.

Repsol apunta a crecimiento en la base de clientes residenciales

Todo ello sumado a una **ligera bajada neta de la producción de crudo en Estados Unidos, Colombia e Indonesia** , que junto a que el dólar se depreció frente al euro con un tipo de cambio de 1,17 unidades, generó que **Repsol ganara menos en la venta de crudo** . De hecho, la **sobreabundancia del**

petróleo ha influido en sus datos acumulados , es decir en los últimos nueve meses de 2025 ha experimentado **unas bajadas del 34% en su resultado neto en comparación con el año pasado**.

No obstante, **el gas compensa gran parte de estas bajadas, con una subida de su precio en un 41% más que en 2024** : Henry Hub a **3,1 dólares/MBtu** . Esto se debe a que en Estados Unidos se desarrolló **una temporada más fría de la normal** y a un **menor almacenamiento** , situación aprovechada por Repsol, ya que vende gran parte de su gas al Henry Hub. También para compensar el golpe del petróleo, **la compañía ha reportado un mejor control de gasto** , con menos costes de exploración (**-71% interanual**) y una mejora en la optimización de sus pozos.

Por otro lado , **el sector industrial este trimestre se ha convertido en el motor de la compañía** con un resultado ajustado de **315 millones de euros** , un 70% mayor que en 2024. Esto se debe a que la sobreoferta de crudo ha provocado una caída en el precio de la materia prima, pero aún los productos refinados mantienen precios altos, **disparando los márgenes de beneficio a 8,8 dólares/bbl**.

Por otro lado, también **n Repsol ha transmitido un buen balance en la industria química**, que ha demostrado más rentabilidad (mayores márgenes de beneficio de un 21% respecto a 2024), pero con menores volúmenes de ventas (**un 11% menos al año pasado**) .

Al negocio de industrial también han aportado positivamente: los precios elevados del gas en trading, al igual que la **subida de 72 millones por mayor beneficio** y un menor aprovechamiento de créditos fiscales.

Repsol reporta un flujo de caja operativo de 1.483 millones de euros

El segundo negocio más relevante es el de clientes, con **resultados ajustados de 241 millones de euros**, un 34% más que el año pasado. Al igual que un crecimiento en las ventas de combustibles en España de más de un 12%. Esto se debe a que en el tercer trimestre ha experimentado una recuperación económica y del turismo en verano, donde **ha habido más consumo en las estaciones de servicio**.

En cuanto a la comercialización de electricidad y gas, **Repsol apunta a crecimiento en la base de clientes residenciales** , al igual que mejores márgenes por la caída de precios mayoristas del gas. En resumen el negocio de clientes muestra estabilidad.

Y en cuanto al último negocio de Repsol, siendo la **generación baja de carbon** o, tiene un crecimiento de **EBITDA de 75 millones de euros, un 63% más que el año pasado** , pero con un resultado ajustado de 31 millones (7 millones menos que el año pasado) y un **precio de pool eléctrico de 66,5 euros/MWh, un 15% menos de 2024** . Las causas son la instalación de las nuevas plantas solares y eólicas en Estados Unidos y España, sumado a una producción hidroeléctrica fuerte, con un aumento de un 36% su volumen de generación.

También Repsol está **reportando mejoras en los ciclos combinados** , por un mayor uso del mismo por respaldo del sistema eléctrico español (plan antiapagones), sumado a un margen por capacidad de respuesta y precios del gas favorables. En resumen, este sector dentro de Repsol está empezando a destacar, aunque es un negocio pequeño comparándolo con la producción y refino.

Desde el punto de vista financiero, **Repsol reporta un flujo de caja operativo de 1.483 millones de euros**. Aunque con un **repunte de deuda de 6.890 millones**, 1.162 millones más que el año pasado, debido a su **fusión con NEO Energy (Reino Unido)**. Por otro lado, cuenta con un nuevo programa de recompra de acciones de 300 millones, y además de 2.500 millones emitidos en bonos. El único aspecto negativo es la **bajada de inversión en un 15%**.

Cómo ven los resultados de Repsol los analistas

Con la publicación de estos datos, algunas instituciones ya han analizado estos resultados. **Renta 4, tiene su recomendación y precio objetivo en revisión**, cuando antes de conocer estos datos, su nota era Sobreponderar y un precio objetivo de 15,10 euros. El razonamiento del banco se basa en que, los resultados que ha presentado Repsol son sólidos y en la línea de lo esperado, pero hay factores que nuevos que podrían cambiar su previsiones:

Por otro lado, **RBC, apunta a una nota de Neutral, con un precio objetivo de 15 euros**. El razonamiento del banco se basa en que ha tenido buenos resultados en la línea de lo previsto, pero tampoco tiene **catalizadores nuevos que sorprendan en el mercado**, a lo que se le añade a que **ven debilidad en químicos y gas en Estados Unidos y precios del Brent bajos**.

Y en cuanto a **Jefferies, tiene un enfoque semejante a RBC, con una nota de Neutral y con un precio objetivo de 13 euros**. Un enfoque basado en la falta de catalizadores para elevar las estimaciones, ya que desde su punto de vista la acción está cara actualmente.

Repsol prevé dar entrada a un socio en 700 MW renovables en España antes de fin de año o principios de 2026

- Repsol prevé cerrar la entrada de un socio para una cartera de renovables de 700 megavatios (MW) en España entre finales de este año y principios de 2026.



El consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz.

<https://elperiodicodelaenergia.com/repsol-preve-dar-entrada-a-un-socio-en-700-mw-renovables-en-espana-ant...>

Redacción

Jueves, 30 octubre 2025

La energética descarta desinversiones en el negocio de Exploración y Producción

Repsol prevé cerrar la entrada de un socio para una cartera de renovables de 700 megavatios (MW) en España entre finales de este año y principios de 2026 y descarta cualquier desinversión en su negocio de Exploración y Producción ('upstream'), según indicó el consejero delegado de la compañía, Josu Jon Imaz.

En una conferencia con analistas para presentar los resultados de los nueve primeros meses del grupo, Imaz se mostró confiado en que la venta de esa participación minoritaria en la cartera tendrá lugar "con alta probabilidad" en lo que resta de ejercicio, aunque, "siendo prudente", consideró que la entrada de efectivo podría darse en 2026.

El primer ejecutivo de la energética consideró que esta cartera supone "un activo excelente, con muy buenos 'PPA' y una muy buena combinación de energía eólica y solar". "Es decir, para un inversor, es un activo realmente atractivo", dijo.

De esta manera, el grupo cerrará una nueva alianza en sus activos de renovables como los firmados en el pasado con Pontegadea -el vehículo inversor del fundador de Inditex, Amancio Ortega, TRIG o Schroders Greencoat, entre otros.

Alaska

Respecto a su cartera de Exploración y Producción, Imaz aseguró que Repsol "no tiene ningún interés" en desinvertir en este negocio y que se siente "cómodo" con su posición actual. "Somos una empresa de petróleo y gas. Estamos incorporando nuevos yacimientos", dijo.

En concreto, consideró **Alaska** como un "activo clave" para la compañía, especialmente por el potencial de crecimiento del proyecto Pikka.

"Siempre tenemos que considerar cualquier opción, porque la cartera debe ser gestionada. Pero hoy no tengo ningún interés en deshacerme del mejor activo de Alaska", añadió.

Upstream

Y es que Imaz insistió en que el grupo se sigue preparando para ese "evento de liquidez" para su filial de ' **Upstream** ' de cara a 2026, ya sea mediante "una salida a Bolsa, una fusión inversa con una empresa que cotice en Estados Unidos o la entrada de un nuevo inversor privado".

La salida a Bolsa en Estados Unidos en 2026 era una opción que se contemplaba cuando se dio entrada en el capital de la filial al fondo EIG, con una participación del 25%.

A este respecto, Imaz subrayó que se está trabajando en ese camino "mejorando la cartera, estando presentes en menos países, con mejores barriles", así como de manera interna en todos los requisitos para estar preparados para la operación.

No obstante, recalcó que la compañía "no tiene prisa" en ello y que la "línea roja" para Repsol en la operación es la de "mantener el control y el 51% de la participación en este negocio".

Venezuela

En lo que respecta a **Venezuela** , el consejero delegado de Repsol insistió en que se mantiene "un diálogo constructivo y totalmente transparente" con las autoridades, "incluidas las estadounidenses", con el objetivo de tratar de "garantizar un marco estable" para las actividades del grupo.

"Cuando hablo de un marco estable para las actividades, por supuesto, incluye mecanismos viables para monetizar nuestra producción", aseguró el directivo.



Holaluz eleva pérdidas tras desplomar un 29% la facturación

A. Martos BARCELONA.

Holaluz perdió 14,7 millones de euros en el primer semestre del año, lo que supone un 9% más que en el mismo período de 2024, mientras que sus ingresos se desplomaron un 29%, hasta los 68,1 millones.

La cifra de ingresos consolidada no incluye el negocio de representación, que supuso 11 millones entre enero y junio y 56 millones en la primera mitad del ejercicio precedente, según las cuentas remitidas ayer a BME Growth. La comercializadora catalana completó entre enero y junio su reestructuración financiera gracias a una ampliación de capital de 22 millones y a un plan de reestructuración que extiende los vencimientos de su deuda hasta 2028. Como resultado de la operación, Icosium Investment se ha convertido en el primer accionista de la compañía, con más de un 30% del capital.



Goldman Sachs coloca a Amadeus y Solaria en el centro de la diana de posibles opas

El banco de inversión asegura que Naturgy también es un potencial candidato

La entidad prevé que las fusiones aumenten un 22%

PABLO MARTÍN SIMÓN
MADRID

Goldman Sachs ve tambores de opas en 40 compañías europeas, y tres de ellas son españolas, según un reciente informe del departamento de análisis del banco de inversión estadounidense. Son Amadeus, Naturgy y Solaria, con una posibilidad entre el 15% y el 30% de ser la diana de una oferta en las dos primeras y de más del 30% para la compañía de energías renovables. Solaria, con una capitalización de unos 1.900 millones de euros, ya estuvo el año pasado en el ojo del huracán de una posible opa. La compañía, con una capacidad instalada de cerca de 2.000 MW a cierre del primer semestre y que espera concluir el ejercicio con más de 3.000 MW, avanza en Bolsa cerca de un 100% en el ejercicio, con la mayor parte de los analistas a su favor. El 70% del consenso recomienda comprar o mantener sus acciones, según Bloomberg.

En otro informe, Goldman Sachs asegura que "Solaria podría estar a punto de entrar en una nueva fase, pues el crecimiento orgánico parece haber vuelto a la normalidad y se están abriendo nuevas oportunidades en el ámbito de las baterías y los centros de datos". Calcula que sus beneficios subyacentes se triplicarán entre 2025 y 2029, lo que mejorará el balance y situará la acción en un PER (número de veces que el beneficio por acción está incluido en el precio por título) inferior a las ocho veces para 2029.

El pasado agosto, Stone-Island Capital, la gestora de Juan Pepa y Felipe Morenés, compró cerca de un 10% de la compañía, en un movimiento que la situó como el segundo mayor accionista, solo por detrás de la familia Díaz-Tejero, que controla el



Logotipo de Goldman Sachs en las pantallas de la Bolsa de Nueva York. REUTERS

36% del capital. Amadeus es otra de las compañías del ranking de candidatos a opas de Goldman Sachs. El proveedor de servicios tecnológicos para la industria de los viajes tiene como ventaja su elevado porcentaje de capital flotante (*free float*, en la jerga), cercano al 100%. Los analistas le asignan un precio objetivo medio de 76,5 euros por título, y el mercado está pendiente de los resultados que publicará el 7 de noviembre.

Desde Renta 4 indican que estarán especialmente atentos a los comentarios "en cuanto a las previsiones de demanda de cara a los próximos meses en un entorno que se debería seguir moderando según las previsiones de la IATA y la confirmación de la guía para 2025, revisada a la baja en mayo en términos reportados (...) y que según reiteró la empresa en julio las principales magnitudes deberían quedar cerca de la parte baja del rango debido también a la revisión a la baja del crecimiento del tráfico aéreo".

También en el sector de la energía, Goldman apun-

ta a Naturgy. La energética que preside Francisco Rey-nés está participada por BlackRock, con el 18,8% del capital, y por CVC (18,6%), que llevan años buscando comprador para su participación. El último intento por desinvertir se produjo a inicios de 2024, cuando la energética emiratí Taqa negoció una operación de compra, si bien las conversaciones terminaron sin éxito.

Liquidez

Para dar liquidez a los accionistas, Naturgy lanzó una autoopa por el 9% del capital que elevó su autocartera al 10% y que después ha ido colocando estas acciones en mercado, con el objetivo de dar liquidez a la acción y de volver a los índices bursátiles internacionales, especialmente los de la familia MSCI en la próxima revisión prevista para noviembre. Esto, en teoría, permitirá que recupere el pulso en la Bolsa y la confianza de los inversores. Goldman Sachs, curiosamente, recomienda vender las acciones de la *utility*, a pesar de que la incluya dentro de su lista de posibles empresas opadas.

Goldman Sachs dice que este año está mostrando signos de reactivación en la actividad de fusiones y adquisiciones en Europa, después de que en 2023-24 se marcara el periodo más débil en más de una década. El volumen de M&A se tri-

plicó en el tercer trimestre de 2025 en términos interanuales, y aumenta alrededor de un 20% en lo que va de año. El equipo estratégico de Goldman sugiere que la recuperación ha sido impulsada por compradores extranjeros que han aprovechado el descuento en la valoración de Europa, y las fusiones y adquisiciones entrantes se mantienen fuertes a pesar de la apreciación del euro.

Desde el gigante de la banca de inversión señalan que "los años de inversión insuficiente están dando paso a un renovado enfoque en la expansión orgánica y la inorgánica (fusiones y adquisiciones), respaldada por los vientos favorables de la regulación y los imperativos estratégicos en sectores como la defensa, la banca y las telecomunicaciones".

Goldman Sachs prevé un aumento del volumen de fusiones y adquisiciones del 22% en los próximos 12 meses. Por sectores, el 30% de compañías incluidas en su listado de potenciales objetivos de una opa son industriales (30%), seguidas de las del sector salud (15%), las que proporcionan servicios de comunicaciones (13%), las *utilities* (13%), las de consumo discrecional (10%), de consumo básico (7%) y de materiales (5%). El 5% restante son tecnologías de la información y entidades financieras.

El informe calcula que el beneficio de Solaria se triplicará entre 2025 y 2029

Endesa culmina con una voladura el desmantelamiento de la central térmica de Carboneras

- La central térmica Litoral de Carboneras de Endesa ha vivido su última voladura, con la demolición de la nave de tolvas.



Endesa, central térmica, Carboneras.

<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-culmina-con-una-voladura-el-desmantelamiento-de-la-central-termi...>

Redacción

Jueves, 30 octubre 2025

La central térmica Litoral de Carboneras ha vivido su última voladura controlada, con la demolición de la nave de tolvas, una operación que ha supuesto un reto técnico por la complejidad de su estructura metálica y marca un nuevo avance en el proceso de desmantelamiento que Endesa prevé culminar en 2026.

La nave, de 180 metros de longitud, 57 de altura y apenas 21 de anchura, albergaba los depósitos en forma de embudo donde se almacenaba y dosificaba el carbón para los grupos térmicos. Su derribo ha requerido 550 kilos de dinamita distribuidos en 140 cargas, conectadas mediante 316 detonadores, según una nota de la compañía eléctrica.

La estructura, de 12.200 toneladas, ha caído hacia un lateral en una maniobra planificada "limpia", generando unas 7.500 toneladas de residuos metálicos que se retirarán de forma progresiva para su valorización superior al 90 %, en línea con el objetivo de "residuo cero" fijado por la compañía.

Endesa ha destacado que desde el inicio de los trabajos, a finales de 2021, se ha recurrido a la voladura como método más seguro y eficiente para derribar elementos como las calderas, la desnitrificadora o la chimenea. El siguiente paso será el desmantelamiento mecánico del parque de carbón y de estructuras periféricas, junto con la nivelación de suelos para preparar el terreno a nuevos usos industriales.

El desmantelamiento de Endesa

El proyecto moviliza a un equipo especializado coordinado por la UTE Lecalde, integrada por la empresa almeriense Caldererías Indálicas y la vizcaína Lezama Demoliciones, con picos de hasta 180 operarios. Endesa subraya que más del 70% de los 140 trabajadores actuales proceden de empresas locales o del entorno de Carboneras.

La compañía ha impartido además cursos de formación en prevención de riesgos y en energías renovables que han beneficiado a más de 300 personas del entorno, como parte de su compromiso con una transición justa generadora de empleo.

Mientras avanza el desmantelamiento, Endesa trabaja en la reindustrialización del emplazamiento mediante proyectos seleccionados en un concurso internacional convocado en 2021, con el aval de la Universidad de Almería, la Junta, el Ayuntamiento de Carboneras y el Ministerio para la Transición Ecológica.

Estas iniciativas podrían movilizar inversiones de hasta 600 millones de euros y más de 200 empleos directos.

Construida en 1979, la central térmica Litoral llegó a generar más de 180.000 gigavatios hora —el equivalente al consumo eléctrico de Andalucía durante cuatro años y medio— y fue un referente tecnológico tras las mejoras medioambientales acometidas en 2014.

AC/DC ¿Autopista al Infierno?

- La separación de Francia fue para el sistema peninsular como la rotura de un tirachinas: provocó una fuerte oscilación que fue seguida de una brusca caída de la frecuencia, dejando al sistema peninsular abandonado a su suerte.



Túnel de la interconexión eléctrica España-Francia por los Pirineos orientales.

<https://elperiodicodelaenergia.com/ac-dc-autopista-al-infierno/>

Juan Temboury

Jueves, 30 octubre 2025

El informe del 3 de octubre del grupo de expertos de ENTSO-E sobre el apagón del 28 de abril de 2025 ofrece un análisis preciso y pormenorizado de los hechos que se registraron ese día y desvela con precisión de centésimas de segundo la secuencia que llevó al fatal desenlace.

Aunque su lectura haya podido dejar insatisfecho a quién esperara encontrar una simple causa raíz que explicara todo -algo que rara vez ocurre en los grandes incidentes-, el informe sí contiene interesantes avisos sobre las áreas de investigación que requieren urgente atención para evitar situaciones similares en el futuro.

Entre ellas, está la compatibilidad de los equipos de corriente continua funcionando en paralelo dentro de un gran sistema interconectado, cuya naturaleza es la corriente alterna. Una compatibilidad que no hay que dar por sentada y que solo puede ser fruto de un acertado diseño y una fina coordinación. ¡Demostremos que la convivencia y la armonía entre la corriente alterna y la continua es posible y evitemos que aquella mítica canción del grupo australiano AC/DC actúe como un sortilegio! Pongámonos manos a la obra cuanto antes.

Corriente Alterna (AC) y Corriente Continua (DC)

La corriente alterna es la base de los sistemas eléctricos interconectados. La facilidad con la que se genera en una máquina rotativa y se cambia de tensión en un simple transformador la hace imbatible en las fases de generación, transporte y distribución. Por su lado, la corriente continua es más

manejable en su uso y, sobre todo, se puede almacenar, de manera que en algunas aplicaciones resulta insustituible. Estas dos manifestaciones de la naturaleza de la electricidad, fueron en sus orígenes objeto de fuerte controversia entre inventores, porque se presentaban como una realidad dicotómica que forzaba a una elección, como puso de manifiesto la acalorada pugna entre Thomas Edison y Nikola Tesla entre finales del siglo XIX y principios del XX.

Hoy en día, sin embargo, la revolución tecnológica de los semiconductores ha facilitado que mediante la electrónica de potencia se pueda convertir fácilmente y a bajo coste la electricidad de AC a DC y viceversa, prácticamente a cualquier tensión o nivel de potencia. Así, los sistemas eléctricos interconectados han pasado de ser sistemas puros en AC a ser sistemas híbridos, con participación de DC en toda la cadena de suministro conllevando multiplicidad de conversiones AC/DC y DC/AC por el camino.

El boom de equipos de generación en DC vino de la mano de las nuevas renovables. En el caso de las fotovoltaicas la generación ya se hace en DC y necesita pasar a AC para su inyección a la red. En el caso de la eólica, la facilidad de regulación de la velocidad de giro llevó a la proliferación de molinos con generadores en AC a frecuencia variable que a través de una doble conversión AC/DC/AC acababan entregando su producción a la red de 50 Hz.

Y en el transporte, la DC ha pasado de ser sólo usada en los bordes de la interconexión para unir redes a distinta frecuencia o para conectar cables submarinos, a ser la solución para aumentar la capacidad de transporte en corredores saturados y de difícil ampliación, recurriendo a convertidores AC/DC/AC entre nudos interiores del sistema interconectado, como es el caso interconexión de Baixas-Santa Llogaia a 400 kV entre Francia y España.

La proliferación de equipos en DC es, en principio, una oportunidad para un mejor aprovechamiento de la capacidad de transporte y para poder reducir las costosas restricciones técnicas de la operación del sistema, pero su funcionamiento estable, en paralelo dentro del sistema interconectado, obliga a una coordinación fina y precisa del ajuste de los parámetros de control de la electrónica de potencia que gobierna la respuesta de cada uno de estos equipos, tarea que no es en absoluto sencilla, pues la propia versatilidad que ofrecen los equipos de DC es fuente de complejidad en la coordinación del ajuste, al permitir múltiples grados de libertad en comparación con los tradicionales reguladores de AC.

Mientras los equipos de DC fueron pocos, su ajuste era secundario, pues la seguridad del conjunto interconectado quedaba garantizada por las máquinas síncronas conectadas en AC, y cuya estabilidad dinámica es intrínseca a su naturaleza, de forma que a la generación conectada a través de convertidores DC/AC se le permitía entregar su potencia independientemente de cuál fuese el estado de la frecuencia o de la tensión de la red.

Es decir, se había aceptado un comportamiento completamente inelástico respecto de las variables de estado de la red, algo que puede entenderse resulta contraproducente cuando la proporción de equipos en DC funcionando en paralelo en la red pasa a ser relevante.

La electrónica de potencia de cada dispositivo de DC conectado a la red, sin lugar a dudas, puede ser programada para tener una respuesta coordinada y convergente con la seguridad y ese es el reto que

tienen los operadores de red en esta nueva era. Sólo así se conseguirá que su actuación sea acorde y segura con el control central y local de frecuencia y tensión, de manera que un régimen perturbado no dé lugar a desconexiones intempestivas o a oscilaciones que comprometan el equilibrio general del sistema.

Disfuncionalidades en la DC el día del apagón

El análisis de grandes perturbaciones en sistemas interconectados pone de manifiesto que es el cúmulo o concatenación de factores -que por sí solos no bastarían para poner en jaque la estabilidad del sistema- lo que acaba desencadenando un colapso generalizado. En esta ocasión, entre los múltiples factores que coincidieron, hay dos hechos directamente ligados a disfuncionalidades de la DC que necesitarían ser resueltas con la mayor celeridad:

En primer lugar, ese día se observaron dos episodios de oscilaciones no amortiguadas de tensión y frecuencia en la interconexión europea (según el Informe de ENTSO-E a las 12:03 y las 12:16). La vibración presentaba mayor amplitud en la península ibérica lo que sitúa en esta región su origen o razones para su amplificación. Este tipo de oscilaciones ya se había observado ocasionalmente desde 2016, después de la entrada en servicio del enlace en DC de Baixas-Santa Llogaia a 400 kV y que, aún sin conocerse con precisión sus causas, los expertos de ENTSO-E relacionan con el tamaño de la interconexión europea y la proliferación de equipos DC/AC en la red, lo que daría lugar a una suerte de resonancia entre reguladores de control.

En cualquier caso, los operadores del sistema español y francés han desarrollado un protocolo de actuaciones para la amortiguación que, a falta de otras más directas, consiste en reducir la potencia de intercambio entre los dos países, pasar el funcionamiento de la interconexión en DC de Baixas-Santa Llogaia a modo "potencia constante" y probar cambios en la topología de la red que resulten influyentes.

En segundo lugar, el control de tensión se vio afectado negativamente por la ausencia de regulación de los equipos de DC: en las redes de distribución, los autoconsumos no contribuían a reducir la tensión y, en las redes de transporte, la generación eólica y gran fotovoltaica participaban solo marginalmente en el control de tensión, sin respuesta dinámica y con poca absorción de potencia reactiva en relación a sus posibilidades.

En ambos casos experimentaron desconexiones precipitadas por sobretensión que afectaron al balance de potencia del sistema y supusieron un punto de no retorno en la evolución del incidente.

El análisis del incidente efectuado por ENTSO-E ha puesto de manifiesto que estas dos disfuncionalidades asociadas al funcionamiento de los equipos en DC, se realimentaron entre sí debilitando los márgenes de seguridad del sistema y abriendo el camino a un proceso degenerativo, en el que resultaron determinantes dos hechos:

las medidas topológicas que se tomaron para amortiguar las oscilaciones elevaron aún más la tensión de la red, perdiendo margen de maniobra para su contención (se conectaron líneas de 400 kV que se encontraban fuera de servicio precisamente para evitar sobretensiones y no todas las

reactancias que se habían desconectado a causa de las oscilaciones fueron reconectadas de nuevo), y

el enlace de DC de Baixas-Santa Llogaia se forzó con una exportación “a piñón fijo” de 1.000 MW, de acuerdo con el protocolo entre operadores mencionado. Esto, si bien contribuyó a amortiguar las oscilaciones, afectó negativamente a la capacidad de apoyo del sistema europeo para corregir el desbalance de potencia ocasionado por las desconexiones de fotovoltaica y eólica. Así, el enlace en DC, operado en modo de exportación a “potencia constante”, en lugar de poner su capacidad instalada de 2.000 MW a disposición del apoyo de la reserva primaria europea, la disminuía en 1.000 MW, lo que provocó la sobrecarga y desconexión de las líneas de la interconexión en AC que discurren en paralelo cuando el desbalance del sistema peninsular era de unos 2.700 MW.

La separación de Francia fue para el sistema peninsular como la rotura de un tirachinas: provocó una fuerte oscilación que fue seguida de una brusca caída de la frecuencia, dejando al sistema peninsular abandonado a su suerte, solo en manos de un plan de defensa de deslastre de cargas por baja frecuencia que se demostró insuficiente para evitar el colapso.

Líneas de investigación para una nueva era de convivencia AC/DC en sistemas interconectados

Sin duda, es necesario que el Informe Final del grupo de trabajo de ENTSO-E, previsto para el T1 de 2026, concrete fórmulas de coordinación en el ajuste de los reguladores de control de tensión y de frecuencia de las instalaciones conectadas a la red a través de convertidores AC/DC, para que aporten una respuesta dinámica en el dominio del tiempo de las máquinas de AC y sean capaces de seguir consignas, única forma de asegurar armonía en el funcionamiento en paralelo de equipos de AC y DC.

Pero es preciso también, que ENTSO-E promueva una reflexión de largo alcance, basada en la propia experiencia de operación y soportada con estudios de simulación de estabilidad dinámica, sobre cuál debería ser el tamaño óptimo de la región síncrona de la interconexión europea. La topología de la red, condicionada por la geografía y la distribución del consumo y la generación, señala potenciales líneas de fractura del sistema interconectado ante incidentes, como es el caso de la interconexión entre Francia y España, y que en operación normal también son vías de propagación de oscilaciones.

En este sentido, ENTSO-E debería en su Informe Final del incidente proponer abrir una línea de trabajo para evaluar una eventual conversión de todas las líneas de interconexión con Francia en AC a enlaces en DC, de manera que la interconexión de la península con Centroeuropa funcionara en modo asíncrono, como la de los países nórdicos o el conjunto Reino Unido-Irlanda.

La interconexión pura en DC entre Francia y España tendría las siguientes ventajas:

- a) aumentaría la capacidad de intercambio comercial con Francia al permitir un reparto óptimo de los flujos entre circuitos y poder así usar el 100% de la capacidad térmica de los conductores,
- b) evitaría los problemas de inestabilidad oscilatoria “este-oeste” que se observan en la interconexión europea y en las que se ha identificado a la península ibérica como fuente resonante, y,

c) ante incidentes, permitiría dosificar la reserva primaria sin sobrepasar los límites admisibles de las líneas de interconexión, evitando la ruptura brusca que ocurre cuando se supera el nivel de sobrecarga; es decir, se evitaría el “efecto tirachinas” de una separación violenta y se daría mayor tiempo a una actuación progresiva de la regulación primaria peninsular, pudiendo activarse el deslastre de cargas anticipadamente ante tendencias de bajada de la frecuencia.

El Informe Final de ENTSO-E debería también incluir el análisis de los planes de defensa en vigor, en particular, la posibilidad de iniciar el deslastre de cargas a 49,50 Hz, como era el caso en España con los consumidores interrumpibles, elemento que fue decisivo en el anterior incidente de separación de Francia, ocurrido el 24 de julio de 2021, para restablecer el equilibrio entre generación y demanda y evitar el colapso.

Finalmente, ENTSO-E debería proponer abrir otra línea de investigación sobre la contribución a la seguridad que podría hacer el parque existente de máquinas rotativas en AC cuando su producción no es necesaria para atender la demanda. Se trataría de facilitar el funcionamiento de las máquinas de centrales térmicas paradas (una vez estuvieran debidamente desembragadas de su accionamiento mecánico) como compensadores síncronos, que se erigirían así en una herramienta muy eficaz para el control dinámico de la tensión, con el efecto añadido de aportar inercia al sistema interconectado en AC. El funcionamiento de grupos térmicos como compensadores síncronos permitiría, además:

Reducir el coste a los consumidores de las restricciones técnicas, al evitar el consumo de combustibles fósiles de los grupos térmicos (y sus emisiones) que hoy son llamados a proveer el servicio de control de tensión, y

Disminuir los vertidos de generación renovable, al liberar el hueco ocupado en el balance por los mencionados grupos térmicos en restricciones para control de tensión.

Las ideas apuntadas están al alcance de la tecnología al uso y solo requerirían voluntad y determinación para lograr la concertación de esfuerzos. AC y DC no puede ser una autopista al infierno. Pueden y deben convivir en sintonía, conformando la partitura de la seguridad de un sistema eléctrico altamente descarbonizado. El desafío queda en manos de los reguladores y gobiernos, europeos y nacionales que se enfrentarán a una previsible resistencia al cambio de los principios establecidos.

Sería deseable que el proceso de elaboración del Informe Final de ENTSO-E fuera permeable a las opiniones de todas las partes interesadas, para garantizar que antes de comunicar sus conclusiones todas las áreas de investigación han sido identificadas. También sería deseable que más allá de la visión científica del incidente, ENTSO-E identificara elementos regulatorios que pudieran estar condicionando las capacidades de los operadores en el ejercicio de su misión de garantizar la seguridad del sistema, para que pudieran ser revisados.

Juan Temboury Molina es ingeniero eléctrico y fue director en Red Eléctrica de España.



Alberto Nadal Vicesecretario de Economía y Desarrollo Sostenible del PP

“Si no hay motivo justificado, el Estado debe salir de las empresas públicas”

Marta Yoldi MADRID.

Alberto Nadal Belda (Madrid, 1970) ha vuelto a primera línea de la política como vicesecretario de Economía y Desarrollo Sostenible del Partido Popular. Técnico comercial y economista del Estado ha tenido una intensa carrera en la Administración, culminada con las secretarías de Estado de Energía, primero, y de Presupuestos. Ahora, se ha enrolado en las filas de Alberto Núñez Feijóo “porque el PP quiere modernizar España”. Entre otros ámbitos, plantará batalla en el sector energético prometiendo reabrir todas las centrales nucleares que el actual Gobierno cierre, a las puertas de la clausura de Almaraz.

Tras su estancia en EEUU, ¿qué es lo que más le sorprendió cuando ha vuelto a vivir en España?

Yo he estado en dos periodos de mi vida en Estados Unidos, cinco años cada uno. Después de volver la primera vez, no tuve una sensación de que España estaba perdiendo el tren. Esta segunda vez, sí, porque veo que no nos estamos incorporando a los avances tecnológicos del mundo. Las transformaciones digitales son mucho más profundas en EEUU, la preparación que está haciendo el país en la educación, en la universidad, en la investigación, en las grandes corporaciones, no tiene nada que ver con lo que estoy viendo España. Estados Unidos está preparando el futuro y en España estamos en debates estériles que no nos están preparando para nada.

Empecemos por una noticia económica de actualidad. El posible cierre de la central nuclear de Almaraz...

La central nuclear es una importante fuente de ingresos y de puestos de trabajo para la zona, es importante para el sistema energético español. La quieren cerrar porque sí, cuando la central nuclear puede funcionar perfectamente. Cuando nosotros lleguemos al Gobierno se crearán las condiciones para que las centrales nucleares puedan seguir operando. El problema es que cuanto más tarde lleguemos, más avanza el proceso del calendario de cierre. Y no es que no se pueda revertir, pero más probable es que tengamos un tiempo en que alguna central nuclear pueda estar parada como consecuencia de que todavía no hemos revertido la licitación. En la medida de nuestras posibilidades intentaremos que eso no se produzca.



ANA MORALES

El dato del PIB publicado recientemente revela que España sigue creciendo pero más lentamente. ¿Cómo se interpreta en el PP?

Se ha publicado la contabilidad trimestral del tercer trimestre y también el IPC de octubre. ¿Qué nos dicen estos dos datos juntos? Nos dice que el PIB crece, pero decrece la productividad. Nos dice que los salarios crecen, cerca de un 3%, pero prácticamente lo mismo que está subiendo el IPC. Lo que nos cuentan estas dos estadísticas juntas es la historia de una economía que crece por acumulación de población y con un impulso del gasto público y de la deuda pública. Hay una caída de la productividad y una inflación que está erosionando el poder adquisitivo de las familias, a lo que hay que añadir una presión fiscal creciente. El resultado final es que hay más gente viviendo en España, eso hace que la economía sea más gran-

de, pero los españoles no viven mejor, no tienen la percepción de vivir mejor.

Más gente viviendo en el país que vienen de fuera ¿Me puede concretar más las medidas ya anunciadas en inmigración?

El primer punto de partida es que hay que ordenar la inmigración. España es el país de la Unión Europea donde más crece la población. Tienen que venir los que son necesarios y aquellos que tengan garantizado un puesto de trabajo. El PP ha hecho una propuesta, para la que hemos mirado cuáles son los países de nuestro entorno que hacen mejor los procesos de selección de inmigración y el otorgamiento de visados y todos ellos tienen una característica y es un sistema baremado, en el cual van buscando perfiles de inmigrantes que saben van a integrarse fácilmente socialmente y

al mismo tiempo van a tener un puesto de trabajo. Sobre eso, otro principio adicional, la recepción de ayudas públicas necesita la contraparte de que la persona viene fundamentalmente a trabajar. En 2023 hubo medio millón de inmigrantes que sin trabajar una sola hora recibieron ayudas.

¿Cómo se constata que quieren venir a trabajar?

De la misma manera que tú constatas que un trabajador de nacionalidad española, que está recibiendo prestaciones por desempleo, recibe ofertas que son razonables y las rechazan.

Otro tema muy candente es el de la vivienda. El PP ha dado ya algunas claves de sus propuestas en este asunto.

España tiene un problema de falta de viviendas. Según el Banco de

Falta de vivienda:

“Sería razonable llegar a construir 300.000 viviendas anuales para paliar el déficit”

Inmigración:

“Tienen que venir personas que se integren socialmente y que quieran trabajar”

Almaraz:

“Reabriremos las centrales nucleares que el Gobierno actual clausure”

España hacen falta más de 700.000 y tener 200.000 anuales adicionales para evitar que este déficit siga aumentando. Y se están iniciando 130.000. Lo que falta es suelo urbanizable y el adjetivo urbanizable viene de regulación. Hay que aligerar esa regulación para que se puedan construir más viviendas. Sería razonable que llegáramos a una velocidad de crucero de al menos 300.000 anuales. Luego tenemos un segundo cuello de botella en la oferta, que es que como se ha denostado de manera inmisericorde por parte de algunos grupos políticos al sector de la construcción con ese desprecio del “ladrillo”. Pues el resultado es que no tenemos el músculo de profesionales, de trabajadores y de empresas que teníamos en el pasado. Y hay que ayudar a reconstruirlo. Necesitamos apoyos a la demanda para aquellos sectores que tienen más dificultad de acceder a la vivienda, que son los jóvenes. Y hay que jugar con las viviendas que ya están construidas. Y para eso lo que necesitamos fundamentalmente es que los propietarios no tengan miedo a alquilar.

¿Cómo piensan reflotar los servicios públicos? ¿Habrá privatizaciones de empresas estatales?

El Partido Popular tiene muy claro que para que el Estado esté en una empresa tiene que haber una



ECONOMIA

muy buena causa. Y esta puede ser o que exista un servicio público esencial en la que el Estado tiene que estar presente porque es una infraestructura básica o que sea un sector estratégico que afecte directamente a nuestra soberanía. Defensa es el mejor ejemplo. Lo que no se puede, bajo ninguna circunstancia es entrar en empresas para controlar consejos de administración o cambiar a su presidente en la Moncloa.

Hablando de Defensa, ¿ustedes llegarán a gastar el 5% del PIB?

Lo que no se puede hacer es negar la realidad. El mundo actual no es el mismo que teníamos hace unos años. La defensa vuelve a ser una prioridad. Europa se ve obligada para mantener su propia seguridad. Sobre ese hecho se establece un objetivo de gasto progresivo y en el tiempo con el que todos los que creemos en el sistema occidental tenemos que ser solidarios.

Vamos a entrar en sectores concretos ¿Cuáles tendrán prioridad en sus actuaciones?

Se lo voy a resumir en una frase: que los trenes vuelvan a llegar a la hora. Pero no solo se trata de inversiones, sino también de cumplimiento de las obligaciones de los servicios. Necesitamos un gran programa de infraestructuras del siglo XXI, es decir, no solamente las tradicionales –trenes, puertos, aeropuertos, carreteras, agua– sino también energéticas y digital. Por ejemplo, los centros de datos que este Gobierno demoniza y

Gasto en Defensa:
“No se puede negar la realidad. Hay que establecer un objetivo de gasto progresivo”

Sector energético:
“Volvería a tomar la misma decisión sobre las primas de las energías renovables”

que algunas autonomías están desahollando porque son el futuro.

¿Y en energía?

No puede ocurrir que haya empresas que estén meses esperando, y eso si lo consiguen, un acceso a la red para un proyecto de generación energética, de generación eléctrica o de demanda. Y esto ha sido debido a una mala planificación y a una mala gestión de la regulación sobre accesos de red. Esto hay que revertirlo de manera inmediata. Pero inmediata. No nos podemos permitir que siga habiendo proyectos que desisten de invertir en España porque no tienen acceso a la red eléctrica. Los socialistas cuando gobiernan tienen que crear un déficit. En la época de Zapatero crearon el déficit de tarifa. En la época de Sánchez, el déficit de accesos.



En materia energética, ¿cómo está viviendo los conflictos de las primas a las renovables? ¿Volvería a tomar la misma decisión que cuando era secretario de Estado de Energía?

Sí, claro, porque en su momento el sistema estaba quebrado. Y de hecho, el resultado final ha sido un sector renovable en España muy sano que ha crecido y que es una de las columnas vertebrales del sistema. Nosotros lo que dijimos es que el Gobierno de Zapatero se lanzó a unos incentivos a las renovables cuando todavía estábamos en la curva de aprendizaje y reduciendo los costes, que hizo que España pagara esa curva del resto del mundo, endeudando al sistema eléctrico y quebrando. Pero una vez que las tecnologías han alcanzado madurez, toda la que pueda entrar, España está llamada a ser

la gran potencia en generación de renovables. Ahora mismo la mejor forma de ayudar a las renovables es que haya demanda y aumentar la interconexión junto con una base nuclear que les dé capacidad de tener una electricidad de alta calidad en el sistema.

¿Por qué rechazaron la petición de cese que hizo Vox de Beatriz Corredor como presidenta de Redeia?

La realidad es que seis meses después del mayor apagón que ha tenido un país de la OCDE, seguimos sin un informe oficial. No se ha hablado sobre las causas del apagón. Ningún responsable que tiene que ver con ello ha dimitido. Y en esto tiene que ver el operador del sistema, la CNMC, en cuanto que aprueba los procedimientos de operación

y el Ministerio. Y aquí nadie ha asumido ninguna responsabilidad. Pero eso sí, el coste que para el consumidor eléctrico está teniendo el escudo antiapagón que han creado para evitar que se vuelva a repetir, al menos 800 millones de euros, va a ser este.

Entremos en un tema político. ¿Tienen contactos con Junts en estos momentos?

Los grupos parlamentarios siempre hablan entre ellos. Ahora le toca a Junts tomar la decisión de posicionarse.

¿Qué van a hacer si gobiernan con las promesas que ha hecho Pedro Sánchez a los independentistas de Cataluña?

Se debe hablar de un sistema de financiación que tiene en cuenta las particularidades de todos los territorios para que todos se sientan cómodos para poder financiar sus servicios públicos. Lo que no podemos hablar es de características diferenciadas en cuanto a la estructura de unos territorios frente a otros. En esa línea se ha pronunciado el Partido Socialista. De hacer una diferenciación. De romperlo. Mire, yo vengo de un Estado federal como es Estados Unidos, cuyo nivel de descentralización es altísimo. Lo que no ocurre es que en California, en Alaska o en Texas no esté presente la Agencia Tributaria Federal. No hay un solo país del mundo en que exista ese modelo. Ni uno solo. No tengo una bola de cristal y no sé lo que hará Sánchez sin Junts.



Lagarde mantiene los tipos en el 2% y defiende la robustez de la economía

EL BCE ENFRÍA UN NUEVO RECORTE DEL PRECIO DEL DINERO/ La presidenta de la autoridad monetaria considera que algunos riesgos que pesaban sobre la zona euro “se han aplacado” y celebra las mejores perspectivas.

Andrés Stumpf. Florencia

Los encantos de Florencia no cambian el paso de un Banco Central Europeo (BCE) que ya llegaba a la reunión decidido a no bajar los tipos de interés. La autoridad monetaria anunció ayer que el precio del dinero se mantiene una vez más en el 2%, niveles en los que se encuentra anclado desde junio.

La institución presidida por Christine Lagarde no ha dejado margen para las sorpresas y se confirma que el inmovilismo monetario suma otra cumbre a la lista. En esta ocasión, además, los inversores no tenían ninguna duda al respecto de la decisión después de que ninguno de los miembros del Consejo de Gobierno, ni siquiera los del ala más cauta, apostase públicamente por un recorte de las tasas que cada vez parece más improbable.

“La inflación continúa en niveles próximos al objetivo del 2% a medio plazo y la evaluación por el Consejo de Gobierno de las perspectivas de inflación prácticamente no ha variado”, aseguró el BCE en su comunicado en el que destacó que “el vigor del mercado de trabajo, la solidez de los balances del sector privado y las anteriores reducciones de los tipos de interés aprobadas por el Consejo de Gobierno continúan siendo factores que contribuyen de forma importante a la resiliencia”.

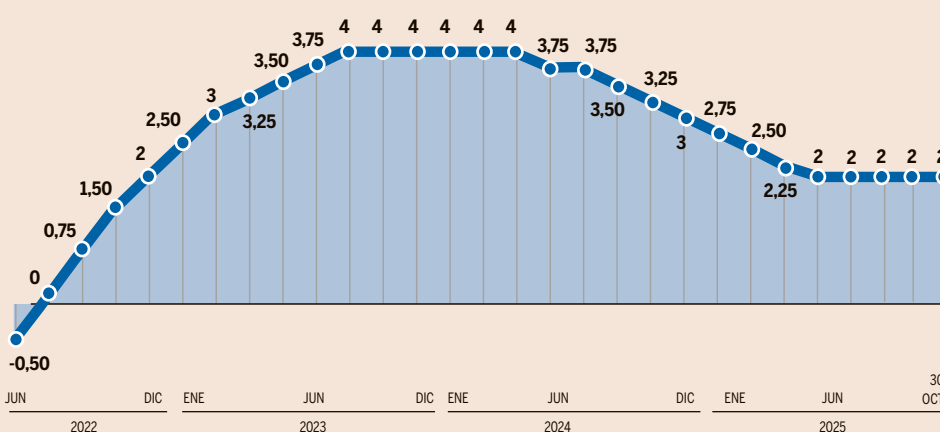
Los miembros del banco central siguen considerando que la autoridad monetaria está en una buena posición para navegar las turbulencias que puedan presentarse ajustando ligeramente al alza o a la baja sus tipos de interés. Sin embargo, la decisión de mantener ayer las tasas sin cambios deja la cumbre de diciembre, que se celebrará de nuevo en Fráncfort, como la última bala para ver un recorte del precio del dinero este año.

Economía sólida

Y cada vez parece menos probable. La presidenta del BCE defendió la robustez reciente de la economía europea que creció más de lo esperado en el segundo trimestre del año. Ese impulso, que se espera que se refuerce con un aumento del consumo ante la

CICLO MONETARIO EN LA ZONA EURO

Evolución de los tipos de interés, en porcentaje.





Puesto de pescado en un mercado de Barcelona en junio. QUIQUE GARCÍA (EFE)

La inflación sube una décima hasta el 3,1%, el nivel más alto del año

El INE atribuye el aumento al encarecimiento de la electricidad y los billetes de avión y tren

LAURA DELLE FEMMINE
Madrid

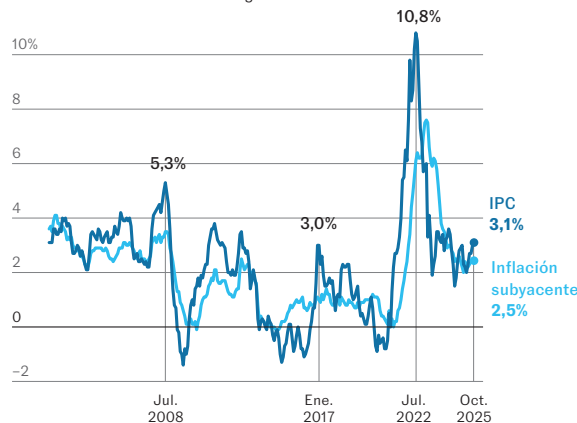
La inflación se acelera en octubre y repunta una décima, hasta el 3,1%, según el dato adelantado que publicó ayer el Instituto Nacional de Estadística (INE). De confirmarse, sería el peor registro del año —hay que remontarse hasta junio de 2024 para encontrar un porcentaje superior— y reforzaría la idea de que el proceso desinflacionario atraviesa un bache. La tasa subyacente, que excluye los productos más volátiles como la energía y los alimentos frescos, también avanzó una décima en el mes, hasta alcanzar su registro más elevado en lo que va de 2025, aunque se mantiene en niveles más moderados (2,5%) que el IPC general.

El Ministerio de Economía y la oficina estadística achacan la subida, principalmente, al encarecimiento de la electricidad, más acusado que en octubre del año pasado, y al aumento de los precios del transporte aéreo y por ferrocarril. Matizan, sin embargo, que estas alzas se compensan en parte por la disminución de los precios de las gasolinas, en línea con el abaratamiento del petróleo.

Con este nuevo dato, los precios encadenan ya cinco meses acelerando las subidas —si se deja al margen agosto, cuando el incremento fue del 2,7%, igual porcentaje que julio—. Las previsiones, no obstante, apuntan a una

Evolución del IPC

% de variación anual del índice general



Fuente: INE.

EL PAÍS

moderación para este año y el que viene. Eso sí, será lenta.

“La expectativa es que la inflación termine 2025 con un promedio del 2,5%”, asegura Miguel Cardoso, economista jefe para España de BBVA Research. “La tendencia en la subyacente y en otros indicadores que anticipan la evolución futura de los precios apuntan a que la moderación en el crecimiento de los precios continuará de forma lenta en 2026”, hasta situarse en torno al 2,3%.

Los datos de inflación se publican apenas un día después de que el INE diera a conocer cómo se ha comportado la economía entre julio y septiembre: el PIB avanzó un 0,6%, un porcentaje que supone una leve ralentización con respecto a los trimestres anteriores, pero suficiente para mantener a España en la vanguardia del crecimiento europeo.

Este vigor, sin embargo, supone de alguna forma un castigo por el lado de los precios. La economía avanza al calor de la demanda interna, con el consumo privado y la inversión como principales motores del crecimiento, que han tomado el relevo al sector exterior. Este fue clave en la recuperación pospandemia, pero ahora resta impulso al PIB.

El incremento de la inflación “refleja el tirón de la demanda interna, confirmado por los datos de PIB, unido a la menor competencia en los sectores de los servicios”, resume Raymond Torres, director de Coyuntura en el centro de análisis Funcas. El índice de precios de consumo en España se mantiene por encima de la meta del 2% que fija el BCE y de la media comunitaria, del 2,2% en septiembre (el dato adelantado de octubre se sabrá mañana).



Estados Unidos y China acuerdan una tregua comercial de un año

CUMBRE DE TRUMP Y XI/ Los líderes de ambos países se comprometen a posponer las restricciones a las exportaciones de tierras raras y semiconductores después de la cumbre en Corea del Sur.

Demetri Sevastopulo/Joe Leahy, Financial Times

Donald Trump y Xi Jinping acordaron ayer posponer los controles a la exportación de tierras raras y chips como parte de un amplio acuerdo comercial de un año que los líderes estadounidense y chino alcanzaron durante la cumbre en Corea del Sur. EEUU y China también anunciaron acuerdos sobre aranceles relacionados con el fentanilo y tasas recíprocas a sus respectivas industrias navieras, en un intento por aliviar las tensiones en su primer encuentro en seis años.

“Fue una reunión increíble”, declaró el presidente estadounidense a la prensa a bordo del Air Force One durante su vuelo de regreso a Washington el jueves. “En una escala del 0 al 10, siendo 10 la mejor calificación, la reunión fue un 12”. Trump afirmó que acordaron un “conjunto excepcional de decisiones” y que EEUU y China firmarán un acuerdo comercial “muy pronto”.

“No tenemos muchos obstáculos”, aseguró Trump. “Revisaremos el acuerdo anualmente, pero creo que durará... mucho más de un año”. La tregua comercial vigente expiraba el próximo mes, lo que amenazaba con la reimposición de aranceles superiores al 100%.

Trump afirmó que ambas partes habían resuelto la disputa sobre las tierras raras, minerales cruciales para los fabricantes globales. China domina la cadena de suministro de tierras raras, e impuso amplios controles a las exportaciones a principios de este mes que provocaron una drástica escalada de las tensiones. El presidente de EEUU afirmó haber accedido a reducir el arancel relacionado con el fentanilo a China del 20% al 10% porque Xi se había comprometido a “trabajar arduamente” para frenar las exportaciones de los ingredientes químicos del opioide. “Creo que verán medidas concretas”, declaró. La reducción del arancel al fentanilo sitúa los gravámenes promedio de las importaciones procedentes de China en el 45%.

Trump explicó que los líderes también habían hablado sobre semiconductores y que



El presidente de EEUU, Donald Trump, y el presidente de China, Xi Jinping, ayer en la localidad coreana de Busan.

Trump: ‘Revisaremos el acuerdo cada año, pero creo que durará... mucho más de un año’

Nvidia dialogaría con China sobre la exportación de chips, pero aclaró que las conversaciones no abarcaron la microelectrónica más avanzada.

El presidente anunció que visitaría China en abril y que Xi realizaría una visita recíproca a EEUU.

Tras la cumbre, el Ministerio de Comercio de China confirmó que Pekín había acordado suspender la aplicación de los controles a la exportación de tierras raras y que EEUU suspendería la extensión de sus controles a la exportación de tecnología a las filiales de empresas chinas anunciada a finales del mes pasado, también durante un año.

El Ministerio de Comercio informó que EEUU también acordó suspender por un año los aranceles portuarios impuestos recientemente a las industrias marítima, logística y de construcción naval chinas, tras lo cual Pekín suspendería sus contramedidas contra buques vinculados a EEUU.

Los gravámenes promedio sobre las importaciones de China a EEUU se sitúan en el 45%

“Además, ambas partes alcanzaron un consenso sobre temas como la cooperación en el control del fentanilo, la expansión del comercio agrícola y la gestión de casos individuales que involucran a empresas relevantes”, explicó.

Añadió que China acordó “trabajar con EEUU para resolver adecuadamente los problemas relacionados con TikTok”. Trump había declarado previamente que China había accedido a permitir el control estadounidense de la aplicación de videos de propiedad china en EEUU.

Los medios estatales chinos no citaron a Xi Jinping confirmando los acuerdos. Sin embargo, el *Diario del Pueblo*, portavoz oficial del Partido Comunista, citó a Xi diciendo: “Ambos equipos deben perfeccionar y finalizar el trabajo de seguimiento lo antes posible, mantener e implementar el consenso y ofrecer resultados tangibles”.

Trump explicó que los líderes no hablaron de Taiwán. Algunos expertos habían ex-

Trump anunció que visitaría China en abril y que Xi realizaría una visita recíproca a EEUU

presado su preocupación por la posibilidad de que el presidente estadounidense pudiera hacer concesiones sobre Taiwán, sobre la que China reclama la soberanía, para facilitar un acuerdo. “Taiwán nunca hizo aparición. No se habló del tema”.

En una publicación en Truth Social desde el Air Force One, Trump afirmó que EEUU estaba trabajando con China para concretar una “transacción a muy gran escala” relacionada con petróleo y gas de Alaska, sin ofrecer más detalles.

90 minutos

Las conversaciones en Busán, Corea del Sur, donde ambos líderes asistían al Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico, duraron aproximadamente 90 minutos. En su discurso de apertura de la cumbre, Trump elogió a Xi como un “gran líder de un gran país” antes de agregar que tendrían “una relación fantástica durante mucho tiempo”.

Sentado frente a Trump, Xi declaró que era natural que EEUU y China “no siempre estuvieran de acuerdo” y que era “normal que las dos principales economías del mundo tuvieran fricciones de vez en cuando”.

Dennis Wilder, jefe de análisis de China en la CIA, afirma que los “acuerdos tácticos” preparan el terreno para que el secretario del Tesoro, Scott Bessent, y su homólogo chino, He Lifeng, conviertan el marco comercial en un acuerdo integral que podría cerrarse durante la visita de Trump a China, si no antes. Añade que ambas partes podrían reimponer medidas punitivas si no se logran avances concretos. Sin embargo, otros expertos en China señalan que Pekín ha tomado la ventaja en las negociaciones.

“Xi intimidó a Trump con la mirada y Trump cedió”, afirma Scott Kennedy, experto en China del *think tank* CSIS. “Xi ha dominado el arte de lidiar con Trump. Responder a las amenazas estadounidenses con amenazas aún mayores... ha logrado que Washington retroceda”.

Los futuros de las acciones estadounidenses y la mayoría de los mercados bursátiles asiáticos se mantuvieron planos o registraron ligeras caídas el jueves tras la reunión.

Pekín comprará 12 millones de toneladas de soja hasta enero

Expansión. Madrid
Espaldarazo para el sector primario de EEUU en el marco del acuerdo comercial alcanzado con China que ha servido para destensar la relación entre ambas potencias. El secretario del Tesoro estadounidense, Scott Bessent, anunció ayer que China comprará 12 millones de toneladas de soja antes del próximo mes de enero, y otros 25 millones de toneladas anuales durante los próximos tres años. “Los chinos han acordado comprar 12 millones de toneladas de soja durante esta temporada, entre ahora y enero, y luego, durante los próximos tres años, comprarán un mínimo de 25 millones de toneladas por año”, declaró después de anunciarse un acuerdo entre Trump y Xi. Se trata de uno de los detalles de los acuerdos alcanzados entre ambos mandatarios, tras su encuentro en Corea del Sur, para que China retome la compra de soja suspendida por la guerra comercial que emprendió Trump. Cabe recordar que en 2024, China compró cerca de 27 millones de toneladas de soja estadounidense. El Ministerio de Comercio chino, por su parte, se limitó a indicar que aumentará la compra de productos agrícolas estadounidenses, sin especificar la materia prima en cuestión. Mientras que Bessent aseguró que también han firmado acuerdos comerciales con países del sudeste asiático para que compren 19 millones de toneladas de soja estadounidense. “Nuestros grandes productores de soja, a quienes los chinos utilizaban como peones políticos, ya no están en peligro y deberían prosperar en los próximos años”, declaró el secretario del Tesoro que hace unos días se autodefinió como un “productor de soja”, dando a entender que posee tierras de cultivo. “Este acuerdo es la culminación de todo ello y pone en marcha grandes acuerdos de compra para los próximos tres años y medio”, concluyó Bessent.

La economía de la zona euro mejora tras crecer un 0,2%

La debilidad alemana y la guerra comercial siguen lastrando la actividad

MANUEL V. GÓMEZ
BRUSELAS

La economía europea está aturdida, estancada. En la zona euro apenas creció un 0,2% en el tercer trimestre del año, una décima más en el conjunto de la UE, según datos de Eurostat, la agencia estadística europea. Estos números mejoran un poco los guarismos, una décima en ambos casos, los que se registraron en el segundo trimestre. La crisis estructural de Alemania, agravada por la guerra comercial desatada por EE UU y la incertidumbre que acarrea, pesan mucho sobre un continente que lleva ya bastante tiempo con una actividad económica que no despega, que juega con el estancamiento desde que Rusia invadió Ucrania y desató una crisis de precios desconocida en medio siglo.

Esta anemia económica se ve tanto en los datos trimestrales como en los anuales. Los primeros apenas se despegan del 0%, salvo por unas décimas. Los segundos, las cifras que se comparan con el mismo periodo del año anterior no llegan a superar el 2% (el 1,3% en la zona euro y del 1,5% en la UE). Bastante por debajo de lo que marcan EE UU o China, con cifras que mejoran ese bajo porcentaje de crecimiento en el Viejo Continente.

El crecimiento del 0,2% del segundo trimestre del año al tercero ha mejorado las expectativas de bastantes casas de análisis, que esperaban que se repitiera la cifra precedente (0,1%). De hecho, el servicio de estudios de ING apunta con cierta sorpresa que, a tenor de algunas encuestas de senti-

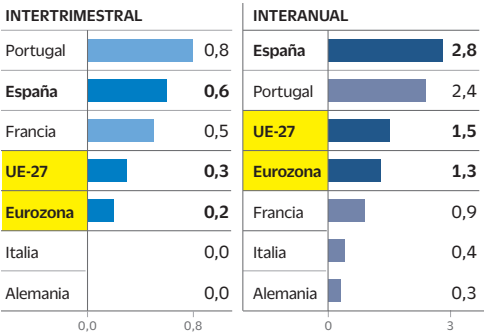
miento económico, perciben “un estado de ánimo bastante optimista, a pesar de los numerosos riesgos” que hay en el horizonte. Entre los peligros que enumeran están “los relacionados con los presupuestos gubernamentales y las agendas de reforma, mientras que los riesgos internacionales se centran en la desaceleración mundial y la política comercial”. Por eso, los economistas del banco holandés se mantienen “cautos sobre si esto es el comienzo de una aceleración sostenida del crecimiento”.

Lo que tampoco cambia respecto a los últimos años es la fortaleza del mercado laboral. También ayer Eurostat divulgó su cálculo para la tasa de desempleo, que se situó en septiembre en el 6,3% en la zona euro y el 6% para toda la UE. Décima arriba o abajo, estos números figuran entre los mejores de la serie histórica y contrastan con esa debilidad en la actividad que se observa desde hace ya tres años. Como es tradicional, España es el país de la UE con el índice de paro más alto de la eurozona, el 10,5%.

La economía europea ha estado todo 2025 condicionada por la guerra comercial que abrió Donald Trump. Las expectativas de que se iba a abrir la contienda desde Washington lanzaron las exportaciones desde la UE al otro lado del Atlántico y con ellas la economía. La subida de los aranceles y el adelanto de compras fueron el freno. Alemania pasó de crecer un 0,3% en el primer trimestre a retroceder dos décimas en el segundo.

Europa sigue atrapada en el estancamiento

PIB en % de variación en el tercer trimestre de 2025



BELÉN TRINCADO / CINCO DÍAS