Resumen de prensa 03/11/2025

3/11/2025

NOTA: Resumen Informativo sujeto a licencia de CEDRO. Queda prohibida su copia, difusión o utilización para la realización de cualesquiera obras derivadas.

Índice

UNEF

Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje 4
Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje 5
Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje 6
La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas 9
La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas 11
La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas 13
El 60% de la energía solar extremeña, desperdiciada 18
La energía solar en Extremadura bate récords de desperdicio de hasta el 60% de la producción: "Los nudos están muy estresados" 19
Resiliencia del suministro eléctrico 21
Resiliencia del suministro eléctrico 57
Cataluña y el reto de bajar al terreno los megavatios renovables que tiene sobre el papel 62
Recyclia analizará el papel de la RAP de residuos electrónicos como palanca de competitividad en la transición energética 65

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

EIDF amplía horizontes: energía solar, eficiencia y movilidad para un modelo energético más sostenible 67
EIDF conecta sus primeros parques solares y amplía su oferta hacia la eficiencia energética y la movilidad sostenible 69
Cuatro nuevas instalaciones solares en Arequipa aportarán 905 MW al sistema eléctrico peruano 71
El papel del almacenamiento C&I en la nueva era de la energía distribuida 73
Energía solar para fundir aluminio y dejar de emitir CO2 75
Estas torres solares 3D son un 50% más eficientes y se están probando en algunos aeropuertos españoles 77
La alemana SMA crea una filial en Australia y asegura sus dos primeros proyectos de almacenamiento a gran escala 79
La EHU demuestra el potencial de nuevos materiales para absorber el 99,5 % de la luz en torres solares 81
La instalación del día: un autoconsumo de 72 kW en La Aldea de San Nicolás 83
La reconstrucción de Alfafar entra en una nueva fase con proyectos verdes y sostenibles 85
Licitación en el Port de Barcelona para sistema fotovoltaico con baterías de 679 kWp / 1 MWh 86
Llega el transporte marítimo solar: así es el primer buque costero del mundo suministrado en parte con paneles fotovoltaicos 88

LAS RENOVABLES

Ric Energy logra su primer cierre financiero por 29 millones en el país 91

RIC Energy cierra su primer Project Finance en España por 29,5 millones con Beka Credit 92
La paradoja del Gobierno: cae el peso renovable y se contamina más por el miedo a otro apagón 94
Solaria pretende hibridar su complejo de Garoña con 175 MW eólicos 96
A la espera de viento a favor para la eólica marina 97
Arranca la carrera global para almacenar energía 98
El provecho de producir alimentos y voltios en un único terreno 99
Lento avance del hidrógeno verde 101
Loas a un patrimonio hidráulico decadente 102
Las renovables se estancan en 2024 y contraen su contribución al PIB 103
El sector renovable español se estanca pese a su récord histórico de generación 104
Las renovables se estancan en 2024 a la espera del despertar de la demanda y nueva regulación 106
Las renovables se estancan pese a un 56,8% de generación eléctrica verde en 2024: APPA pide regulación y acelerar la demanda y el almacenamiento 109
¿Para qué sirven las centrales nucleares? 112
«Moratoria judicial» en el viento gallego: EGA alerta del parón de 90 proyectos y 2.500 megavatios 114
Aragon enviará energía a Cataluña através de una nueva línea eléctrica 115
Castilla-La Mancha aprueba la primera instalación híbrida con solar, eólica y baterías en la región 116
China cambia de estrategia y pasa de la cantidad a la calidad para mantener el liderazgo mundial en energías renovables 117
Comunidades energéticas que dicen sí al almacenamiento 120
EH Bildu reclama «transparencia» y «debate público» sobre el parque eólico de Basalgo 126
El auge global de la demanda aleja el objetivo de emisiones netas cero en 2050, según Wood Mackenzie 127
El MITECO adjudica 10,7 millones para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas 129
El operador del mercado de Texas satisface cada vez más la creciente demanda con energía solar, eólica y baterías 131
El recibo de la luz y el precio del 'pool' suben en octubre y marcan máximos desde febrero 133
El sector renovable mexicano se reúne en la octava edición de Energyear México 2025 135
El TSXG paraliza cautelarmente un parque eólico entre Lugo y Castroverde 137
Energyear desembarca en México y España destina 840 millones a almacenamiento: Todo esto y más en el resumen semanal 139
España alcanza en 2024 un 56,8% de generación renovable, pero la contribución al PIB disminuye tras dos años de caída 141
Fáilte Solar presentará las soluciones de Sigenergy en GENERA 2025 143
Gipuzkoa, 'territorio comanche' para los parques eólicos 145
Inversión global en renovables: el rayo que no cesa 149

Javier Brey: "Andalucía podrá ser una de las regiones europeas líderes en hidrógeno verde" 154
La amortización, clave en la climatización con criterio sostenible 155
La eólica gallega se queda sin fuelle: crece un 2 % frente al 33 % aragonés 157
Las renovables creen que la extensión de Almaraz no debe "distraer" del fin de un sistema 100% renovable 158
Los aranceles de EEUU complicarán la transición a las energías renovables en todo el continente americano 159
MITECO deja en manos del CSN la prórroga de Almaraz que solicitan Iberdrola, Endesa y Naturgy 161
Países Bajos planea sustituir los subsidios a grandes plantas por contratos por diferencia (CfD) en 2027 163
Piden revocar la autorización del parque eólico en Soba 165
Rafael Sánchez Durán, director territorial de Endesa Andalucía: "Málaga está perdiendo una oportunidad industrial no volverá en décadas" 166
Rolwind Renovables prevé que su planta de Tarifa esté operativa en 2027 169
Siete empresas españolas invierten 7,9 millones en un sistema de almacenamiento híbrido en Lanzarote 170
WindRunner, el avión más grande del mundo con el que Radia quiere transportar palas de turbinas eólicas 172

LAS OTRAS ENERGÍAS

El petróleo gana terreno a la electricidad en plena ofensiva verde del Gobierno 175
El Gobierno da un 'sí' previo a Almaraz en plena guerra electoral 176
Las eléctricas alertan sobre el pago a las redes: «Pone en riesgo la electrificación» 177
El sector eléctrico y la banca tildan la subida de la tasa a las redes de la CNMC de "decepcionante" 178
Cani Fernández, presidenta de la CNMC: "Planteemos el problema de la vivienda en su origen: el suelo" 179
El PP pide a Sánchez que realice ya las infraestructuras eléctricas 180
Aelec denuncia que la retribución de las redes aprobada por la CNMC frena la electrificación 181
La estrategia de Red Eléctrica deja el recibo de la luz más caro en tres años 183
Endesa e Iberdrola piden a Hacienda la devolución de 143 millones 184
Iberdrola y Endesa señalan a Rajoy, Zapatero y Sánchez por el apagón 185
Iberdrola adelgaza la estructura en España con salidas de directivos y prejubilaciones 186
Iberdrola alcanza el 84% del capital de Neoenergia 187
Rebelión contra el biometano, un gas limpio que apesta 188
El intrincado puzle de la seguridad y la autonomía energética europeas 189
Añadir generación a carbón más allá de 2032 no es rentable para la India 191
Alea Soft: cierre de octubre 2025 con precios mas caros 194
De la pobreza energética a la energía como derecho. Límites y potencialidades de las comunidades energéticas 196

Detenido por robar cobre en una subestación tras pasar 11 días en la UCI al recibir una fuerte descarga eléctrica 203
Más apagones en Ucrania por un ataque ruso que alcanza infraestructura energética en Odesa 205
Sin obras, sin gas, sin cortes: desarrollan una nueva cocina que funciona con su propia batería 207

LA ECONOMÍA

El porcentaje de 'boomers' que cobran subsidio de paro alcanza su máximo 209
Cinco factores dan alas a extender el crecimiento mundial en 2025 y 2026 210
La liquidación del banco malo costará 16.500 millones a los contribuyentes 212
El déficit público desciende en el mes de agosto al 1,64% del PIB 213
El Salario Mínimo se sitúa ya solo un 3% por debajo del sueldo más frecuente 214
La gran patronal catalana apuesta por Junts como aliado mientras siga viva la legislatura 215
La inflación se modera al 2,1% en la eurozona 216
La reforma tributaria eleva en 4.500 millones la recaudación en 9 meses 217

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 16
Ocupación: 88,87% Valor: 66.874,71 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

INA FASSBENDER (AFP / GETTY IMAGES)

Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje

Instalar fotovoltaica allí donde se extraía carbón a cielo abierto aumenta el poder de generación renovable y aprovecha enclaves degradados en desuso

Mamen Lucio

En Fabero, comarca leonesa del Bierzo, está la mina de carbón a tajo (con explotación en superficie) más grande de Europa. Todo un sistema minero que cesó su actividad en 1918 y que, hoy, está declarado Bien de Interés Cultural de Castilla y León, una vez convertida la cuenca en parque de turismo industrial, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que incluye su restauración ambiental; trabajos que se están rematando ahora tras invertir 38 millones de euros para unas 722 hectáreas. En ellos, también se ha dado cabida a la energía renovable, ubicando un huerto solar en la zona. Como este, otros tantos enclaves en España se reinventan con fines vinculados al ocio, la cultura y lo sostenible. En el mundo, los antiguos yacimientos carboníferos a cielo abierto con posibilidades de aprovechar ese sol suman 5.820 kilómetros cuadrados, según cálculos de Global Energy Monitor, GEM. Su Rastreador Global de Minería de Carbón internacional publicaba en junio una conclusión trascendente: hasta 300 gigavatios (GW) de energía solar se podrían incorporar al *mix* energético en 2030, si se transforman tales suelos en desuso, aparte de crear 259.700 empleos fijos. Un estudio que parece haber animado a buscarles su cara B mediante proyectos fotovoltaicos.

La transición paulatina hacia una economía descarbonizada plantea una encrucijada a los gigantes del carbón en el mundo. El potencial es de peso, con 33 países comprometidos a eliminar la extracción de este combustible fósil. Al tiempo, el desafío que implica dar esta segunda vida a terrenos tan degradados e incluso contaminados también es mayúsculo en cuanto a planificación, costes y gestión. Aun así, se ha empezado a pasar de la teoría a la acción, sobre todo en los países con más tradición de industria carbonera y por ende, los mayores emisores de metano.

Una estrategia global

Precisamente, "lo que empezó como un registro de ese poderoso gas de efecto invernadero pasó a constituir un planteamiento global sobre la reconversión de la minería de carbón a la energía solar. Algo sorprendente también para nosotros y que acabó cruzando dos equipos de análisis en principio independientes, lo que demuestra cuántos hilos de la transición energética están convergiendo en este momento, así como el valor de los datos abiertos sobre este tipo de infraestructuras", explica Ryan Driskell, director asociado de GEM.

El informe señala como focos más activos China, con 90 proyectos de reconversión activos y 14GW en desarrollo; EE UU, India, Indonesia y Australia, con el 75% de la potencia de tal proceso minero-solar, así como América Latina y Europa, donde han destacado el caso de Grecia y de Alemania. En la evaluación han detectado 312 minas cerradas desde 2020, junto a otras 134 que cesarán su actividad antes de cambiar de década.

También en España, más allá de Fabero, hay unas cuantas regiones interesadas en estas reconversiones. "La mayoría en entornos con una especial sensibilidad ambiental por ser conscientes de esas heridas en tierra existentes y de la necesidad económica de sacar provecho de sus recursos naturales; de ahí los casos actuales en Asturias de las minas de Tormaleo, Cerrero y Braseiro", comenta Judit Carreras, directora del Instituto de Transición Justa. No puede ser de otra manera cuando la garantía habitual de 40 euros/kilovatio (kW) que se exige al solicitar el derecho de acceso a la red se triplica cuando se incluyen compromisos socioeconómicos. "Nos ocupamos de la habilitación, sobre todo mediante los concursos de nudos de transición, puesto que una dificultad en nuestro país es que las conexiones a red no se encuentran en las mismas explotaciones mineras", prosigue. Aquí la experta cita los ejemplos recientes de Mudéjar y La Pereda, en Teruel. Y matiza: "No solo adjudicamos en función de lo técnico, sino que ponderamos la propuesta empresarial en inversión, formación, empleo y porcentaje de autoconsumo", incide Carreras.

De momento, reconocen que hay mayor interés en estos proyectos que capacidad real. Como ejemplos, el Grupo EDP con el cierre de la central portuguesa de Sines; la participación de Iberdrola en Tresminas (Ourense), y el trabajo de Enel Green Power España para convertir la mina de Puertollano en tres instalaciones fotovoltaicas: Estrella Solar, Encina Solar y Rocinante (a la espera de los permisos para estar operativa como las otras dos). El caso de Endesa es emblemático. "Provenimos de un negocio minero desde 1970, que hemos liquidado entre 2010 y 2015. Primero hemos recuperado las hectáreas circundantes, y ahora finalizamos este año con el cierre de térmicas a pie de las minas [en torno a 5.900 megavatios]. Nos interesa acompañar, compartir, fomentando lo económico y lo laboral, también a través de una cartera de terceros que quieren apostar por lo renovable y por la economía azul: microalgas, apicultura, biocombustibles, etcétera", comenta Juan Álvarez Avello, responsable de Proyectos de Reindustrialización de la compañía.

Hay muchas regiones interesadas en estas reconversiones a pesar de su dificultad y coste

Y no es solo cosa de grandes energéticas; Miguel Casalderrey, director de proyectos de Conversun Solutions, especialistas en instalaciones fotovoltaicas, cuenta haber valorado trabajar en un terreno minero de Francia, "pero a día de hoy resulta poco realista y apenas rentable. Imagínate la burocracia que conlleva en España con los plazos existentes y los trámites exigidos". Desde la Unión Española Fotovoltaica, UNEF, José Donoso, su director, entrecomilla igualmente la viabilidad de "muchos supuestos proyectos. Nosotros estamos encantados con ello, es interesante, aunque no tan fácil. Muchas minas están en el norte y por tanto hay menos horas solares; la propiedad de estas suele estar poco clara y con frecuencia no se pueden llevar líneas eléctricas por ser espacios protegidos", lamenta.

Renaturalización española, un referente

Casual o no tanto, el Instituto de Transición Justa, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en conjunto con la Dirección General de Energía y Minas, se ocupa de dar acompañamiento sociolaboral y económico para optimizar "esos pasivos ambientales terribles en zonas antes mineras", según Judit Carreras, su directora. Antaño fue el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, la única institución con este fin en un país europeo y que cuenta con el Programa Transición Justa España 2021-27 como instrumento clave para apoyar a los territorios más afectados por el cierre de la minería de carbón y de las centrales térmicas. Aunque las empresas implicadas tienen obligación de restaurar los entornos ,"en muchas ocasiones no cumplen", afirma Carreras.

Paneles solares instalados sobre una antigua mina de lignito cerca de Elsdorf (Alemania).

Cinco Días - Extra
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 18
Ocupación: 90,54% Valor: 9.959,64 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

INA FASSBENDER (AFP / GETTY IMAGES)

Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje

Instalar fotovoltaica allí donde se extraía carbón a cielo abierto aumenta el poder de generación renovable y aprovecha enclaves degradados en desuso

Mamen Lucio

En Fabero, comarca leonesa del Bierzo, está la mina de carbón a tajo (con explotación en superficie) más grande de Europa. Todo un sistema minero que cesó su actividad en 1918 y que, hoy, está declarado Bien de Interés Cultural de Castilla y León, una vez convertida la cuenca en parque de turismo industrial, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resilencia que incluye su restauración ambiental; trabajos que se están rematando ahora tras invertir 38 millones de euros para unas 722 hectáreas. En ellos, también se ha dado cabida a la energía renovable, ubicando un huerto solar en la zona. Como este, otros tantos enclaves en España se reinventan con fines vinculados al ocio, la cultura y lo sostenible. En el mundo, los antiguos yacimientos carboníferos a cielo abierto con posibilidades de aprovechar ese sol suman 5.820 kilómetros cuadrados, según cálculos de Global Energy Monitor, GEM. Su Rastreador Global de Minería de Carbón internacional publicaba en junio una conclusión trascendente: hasta 300 gigavatios (GW) de energía solar se podrían incorporar al *mix* energético en 2030, si se transforman tales suelos en desuso, aparte de crear 259.700 empleos fijos. Un estudio que parece haber animado a buscarles su cara B mediante proyectos fotovoltaicos.

La transición paulatina hacia una economía descarbonizada plantea una encrucijada a los gigantes del carbón en el mundo. El potencial es de peso, con 33 países comprometidos a eliminar la extracción de este combustible fósil. Al tiempo, el desafío que implica dar esta segunda vida a terrenos tan degradados e incluso contaminados también es mayúsculo en cuanto a planificación, costes y gestión. Aun así, se ha empezado a pasar de la teoría a la acción, sobre todo en los países con más tradición de industria carbonera y por ende, los mayores emisores de metano.

Una estrategia global

Precisamente, "lo que empezó como un registro de ese poderoso gas de efecto invernadero pasó a constituir un planteamiento global sobre la reconversión de la minería de carbón a la energía solar. Algo sorprendente también para nosotros y que acabó cruzando dos equipos de análisis en principio independientes, lo que demuestra cuántos hilos de la transición energética están convergiendo en este momento, así como el valor de los datos abiertos sobre este tipo de infraestructuras", explica Ryan Driskell,director asociado de GEM.

El informe señala como focos más activos China, con 90 proyectos de reconversión activos y 14GW en desarrollo; EE UU, India, Indonesia y Australia, con el 75% de la potencia de tal proceso minero-solar, así como América Latina y Europa, donde han destacado el caso de Grecia y de Alemania. En la evaluación han detectado 312 minas cerradas desde 2020, junto a otras 134 que cesarán su actividad antes de cambiar de década.

También en España, más allá de Fabero, hay unas cuantas regiones interesadas en estas reconversiones. "La mayoría en entornos con una especial sensibilidad ambiental por ser conscientes de esas heridas en tierra existentes y de la necesidad económica de sacar provecho de sus recursos naturales; de ahí los casos actuales en Asturias de las minas de Tormaleo, Cerrero y Braseiro", comenta Judit Carreras, directora del Instituto de Transición Justa. No puede ser de otra manera cuando la garantía habitual de 40 euros/kilovatio (kW) que se exige al solicitar el derecho de acceso a la red se triplica cuando se incluyen compromisos socioeconómicos. "Nos ocupamos de la habilitación, sobre todo mediante los concursos de nudos de transición, puesto que una dificultad en nuestro país es que las conexiones a red no se encuentran en las mismas explotaciones mineras", prosigue. Aquí la experta cita los ejemplos recientes de Mudéjar y La Pereda, en Teruel. Y matiza: "no solo adjudicamos en función de lo técnico, sino que ponderamos la propuesta empresarial en inversión, formación, empleo y porcentaje de autoconsumo", incide Carreras.

De momento, reconocen que hay mayor interés en estos proyectos que capacidad real. Como ejemplos, el Grupo EDP con el cierre de la central portuguesa de Sines; la participación de Iberdrola en Tresminas (Ourense), y el trabajo de Enel Green Power España para convertir la mina de Puertollano en tres instalaciones fotovoltaicas: Estrella Solar, Encina Solar y Rocinante (a la espera de los permisos para estar operativa como las otras dos). El caso de Endesa es emblemático. "Provenimos de un negocio minero desde 1970, que hemos liquidado entre 2010 y 2015. Primero hemos recuperado las hectáreas circundantes, y ahora finalizamos este año con el cierre de térmicas a pie de las minas [en torno a 5.900 megavatios]. Nos interesa acompañar, compartir, fomentando lo económico y lo laboral, también a través de una cartera de terceros que quieren apostar por lo renovable y por la economía azul: microalgas, apicultura, biocombustibles, etcétera", comenta Juan Álvarez Avello, responsable de Proyectos de Reindustrialización de la compañía.

Hay muchas regiones interesadas en estas reconversiones a pesar de su dificultad y coste

Y no es solo cosa de grandes energéticas; Miguel Casalderrey, director de proyectos de Conversun Solutions, especialistas en instalaciones fotovoltaicas, cuenta haber valorado trabajar en un terreno minero de Francia, "pero a día de hoy resulta poco realista y apenas rentable. Imagínate la burocracia que conlleva en España con los plazos existentes y los trámites exigidos". Desde la Unión Española Fotovoltaica, UNEF, José Donoso, su director, entrecomilla igualmente la viabilidad de "muchos supuestos proyectos. Nosotros estamos encantados con ello, es interesante, aunque no tan fácil. Muchas minas están en el norte y por tanto hay menos horas solares; la propiedad de estas suele estar poco clara y con frecuencia no se pueden llevar líneas eléctricas por ser espacios protegidos", lamenta.

Paneles solares instalados sobre una antigua mina de lignito cerca de Elsdorf (Alemania).

Renaturalización española, un referente

Casual o no tanto, el Instituto de Transición Justa, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en conjunto con la Dirección General de Energía y Minas, se ocupa de dar acompañamiento sociolaboral y económico para optimizar "esos pasivos ambientales terribles en zonas antes mineras", según Judit Carreras, su directora. Antaño fue el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, la única institución con este fin en un país europeo y que cuenta con el Programa Transición Justa España 2021-27 como instrumento clave para apoyar a los territorios más afectados por el cierre de la minería de carbón y de las centrales térmicas. Aunque las empresas implicadas tienen obligación de restaurar los entornos ,"en muchas ocasiones no cumplen", afirma Carreras.

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

Antiguas minas que contribuyen a la descarbonización y el paisaje

- Instalar fotovoltaica allí donde se extraía carbón a cielo abierto aumenta el poder de generación renovable y aprovecha enclaves degradados en desuso

Energía | Economía | Energías renovables | Economía sostenible | Solar fotovoltaica | Minas

https://elpais.com/extra/energias-renovables/2025-11-02/antiguas-minas-que-contribuyen-a-la-descarbonizacio...

Mamen Lucio Maderuelo

Domingo, 02 noviembre 2025

En Fabero, comarca leonesa del Bierzo, está la mina de carbón a tajo (con explotación en superficie) más grande de Europa. Todo un sistema minero que cesó su actividad en 1918 y que, hoy, está declarado Bien de Interés Cultural de Castilla y León, una vez convertida la cuenca en parque de turismo industrial, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que incluye su restauración ambiental; trabajos que se están rematando ahora tras invertir 38 millones de euros para unas 722 hectáreas. En ellos, también se ha dado cabida a la energía renovable, ubicando un huerto solar en la zona. Como este, otros tantos enclaves en España se reinventan con fines vinculados al ocio, la cultura y lo sostenible.

En el mundo, los antiguos yacimientos carboníferos a cielo abierto con posibilidades de aprovechar ese sol suman 5.820 kilómetros cuadrados, según cálculos de Global Energy Monitor, GEM. Su Rastreador Global de Minería de Carbón internacional publicaba en junio una conclusión trascendente: hasta 300 gigavatios (GW) de energía solar se podrían incorporar al *mix* energético en 2030, si se transforman tales suelos en desuso, aparte de crear 259.700 empleos fijos. Un estudio que parece haber animado a buscarles su cara B mediante proyectos fotovoltaicos.

La transición paulatina hacia una economía descarbonizada plantea una encrucijada a los gigantes del carbón en el mundo. El potencial es de peso, con 33 países comprometidos a eliminar la extracción de este combustible fósil. Al tiempo, el desafío que implica dar esta segunda vida a terrenos tan degradados e incluso contaminados también es mayúsculo en cuanto a planificación,

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

costes y gestión. Aun así, se ha empezado a pasar de la teoría a la acción, sobre todo en los países con más tradición de industria carbonera y por ende, los mayores emisores de metano.

Precisamente, “lo que empezó como un registro de ese poderoso gas de efecto invernadero pasó a constituir un planteamiento global sobre la reconversión de la minería de carbón a la energía solar. Algo sorprendente también para nosotros y que acabó cruzando dos equipos de análisis en principio independientes, lo que demuestra cuántos hilos de la transición energética están convergiendo en este momento, así como el valor de los datos abiertos sobre este tipo de infraestructuras”, explica Ryan Driskell, director asociado de GEM.

El informe señala como focos más activos China, con 90 proyectos de reconversión activos y 14GW en desarrollo; EE UU, India, Indonesia y Australia, con el 75% de la potencia de tal proceso minero-solar, así como América Latina y Europa, donde han destacado el caso de Grecia y de Alemania. En la evaluación han detectado 312 minas cerradas desde 2020, junto a otras 134 que cesarán su actividad antes de cambiar de década.

También en España, más allá de Fabero, hay unas cuantas regiones interesadas en estas reconversiones. “La mayoría en entornos con una especial sensibilidad ambiental por ser conscientes de esas heridas en tierra existentes y de la necesidad económica de sacar provecho de sus recursos naturales; de ahí los casos actuales en Asturias de las minas de Tormaleo, Cerrero y Braseiro”, comenta Judit Carreras, directora del Instituto de Transición Justa. No puede ser de otra manera cuando la garantía habitual de 40 euros/kilovatio (kW) que se exige al solicitar el derecho de acceso a la red se triplica cuando se incluyen compromisos socioeconómicos. “Nos ocupamos de la habilitación, sobre todo mediante los concursos de nudos de transición, puesto que una dificultad en nuestro país es que las conexiones a red no se encuentran en las mismas explotaciones mineras”, prosigue. Aquí la experta cita los ejemplos recientes de Mudéjar y La Pereda, en Teruel. Y matiza: “No solo adjudicamos en función de lo técnico, sino que ponderamos la propuesta empresarial en inversión, formación, empleo y porcentaje de autoconsumo”, incide Carreras.

De momento, reconocen que hay mayor interés en estos proyectos que capacidad real. Como ejemplos, el Grupo EDP con el cierre de la central portuguesa de Sines; la participación de Iberdrola en Tresminas (Ourense), y el trabajo de Enel Green Power España para convertir la mina de Puertollano en tres instalaciones fotovoltaicas: Estrella Solar, Encina Solar y Rocinante (a la espera de los permisos para estar operativa como las otras dos). El caso de Endesa es emblemático. “Provenimos de un negocio minero desde 1970, que hemos liquidado entre 2010 y 2015. Primero hemos recuperado las hectáreas circundantes, y ahora finalizamos este año con el cierre de térmicas a pie de las minas [en torno a 5.900 megavatios]. Nos interesa acompañar, compartir, fomentando lo económico y lo laboral, también a través de una cartera de terceros que quieren apostar por lo renovable y por la economía azul: microalgas, apicultura, biocombustibles, etcétera”, comenta Juan Álvarez Avello, responsable de Proyectos de Reindustrialización de la compañía.

Y no es solo cosa de grandes energéticas; Miguel Casalderrey, director de proyectos de Conversun Solutions, especialistas en instalaciones fotovoltaicas, cuenta haber valorado trabajar en un terreno minero de Francia, “pero a día de hoy resulta poco realista y apenas rentable. Imagínate la burocracia que conlleva en España con los plazos existentes y los trámites exigidos”. Desde la Unión Española

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

Fotovoltaica, UNEF, José Donoso, su director, entrecomilla igualmente la viabilidad de “muchos supuestos proyectos. Nosotros estamos encantados con ello, es interesante, aunque no tan fácil. Muchas minas están en el norte y por tanto hay menos horas solares; la propiedad de estas suele estar poco clara y con frecuencia no se pueden llevar líneas eléctricas por ser espacios protegidos”, lamenta.

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 20,21
Ocupación: 130,06% Valor: 103.749,80 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

LORENA SOPENA (EUROPA PRESS / GETTY IMAGES)

La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas

La potencia instalada en 133 edificios públicos de toda España supera los 6.100 kilovatios hora tras una inversión de 30 millones de euros

Denisse Cepeda

La empresa pública L'Energètica surge en 2023 para que la Generalitat de Cataluña sea carbono neutro en 2040. El objetivo es poblar en cinco años con solar fotovoltaica los 1.400 tejados de edificios que albergan a la administración catalana, cubriendo su consumo de energía y el de sus aledaños. Pero es insuficiente. La compañía estudia tirar también de terrenos —sobre todo—, cubiertas privadas, pérgolas, plazas, *parkings* e incluso de eólica o hidráulica para alcanzar su ambiciosa meta de 1.000 megavatios (MW) de potencia.

"La lógica es crear una red neuronal, jugando con las diferentes tipologías de consumidores. Ocupamos toda la cubierta para generar energía y los excedentes se utilizan en red para abastecer los equipamientos públicos que están en el radio que nos permite el autoconsumo [solar], de dos kilómetros", explica el director general de la compañía, Daniel Pérez. Si las primeras instalaciones fueron en autoconsumo individual, hoy viran hacia el colectivo.

En el municipio de Rubí (Barcelona), una instalación de 128 kilovatios hora pico (kWp) ubicada en el techo del Instituto La Serreta abastece también a dos centros de atención primaria (Cap Sant Genís y Cap Antón de Borja), una comisaría de los Mosos d'Esquadra y los juzgados, apunta como ejemplo. Ya son 10 los proyectos de este tipo activos. Su intención es cerrar 2025 con 140 conectadas que supondrían una capacidad de 30 MW de potencia. A 2030, la meta es alcanzar los 200 MW tras una inversión de unos 170 millones de euros con fondos Feder y financiación pública.

El uso de renovables en zonas urbanas es todavía testimonial en España, y aún más en instituciones públicas. Su despliegue es complejo. "En edificios nuevos no es un problema; se diseña pensando en la eficiencia energética y la capacidad de su integración, lo que facilita el cumplimiento normativo. Tampoco en los privados, donde no se requieren acuerdos, frente a las comunidades de vecinos. Sin embargo, en los antiguos hay limitaciones estructurales como la falta de espacio y la orientación desfavorable. Además se requiere rehabilitación previa para soportar la estructura, lo que encarece el proyecto", puntualiza Francisco Martín, investigador del ITT de la Universidad Pontificia Comillas.

El trío idóneo en las ciudades es fotovoltaica, aerotermia y almacenamiento, según Martín. "Es compacta, eficiente y estéticamente adaptable", aduce. El coste de una instalación estándar (3kWp) ronda los 4.000-5.500 euros y la de 5kWp entre 6.000 y 8.000 euros. Si se incluyen baterías hay que sumar 3.000 euros más.

María Manzano, técnica de la Fundación Renovables, recuerda que el primer despunte fue el de la solar térmica en 2010, cuando el Código Técnico de la Edificación incluyó su implantación. Tras la eliminación del impuesto al sol en 2018 se disparó el autoconsumo fotovoltaico, y ya acumula 8.137 MW, datos estimados para 2024 de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). La directiva europea de eficiencia energética dicta un parque cero emisiones en 2030, dos años antes en inmuebles estatales. En 2050 debe estar descarbonizado.

Para tener una idea de su aceleración en el país, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) contabiliza a la fecha una potencia total instalada de 6.107 kWp en 133 edificios públicos que generan 21.512 KWh anuales. Estas renovaciones, con rehabilitación integral o parcial según cada caso, representan una inversión de casi 30 millones —incluido almacenamiento— gracias al Plan de Transición Energética de la Administración General del Estado, financiado con fondos europeos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Entre ellos figuran el Ministerio de Transición Ecológica, el Palacio de la Zarzuela o el Teatro Real.

La solar y la aerotermia se imponen al resto de tecnologías en las urbes españolas

"En el ámbito privado, la fotovoltaica y la aerotermia son las más extendidas; en edificios públicos, la solar térmica y la fotovoltaica en cubiertas o aparcamientos exteriores", subraya Francisco Martín, quien apunta que la tendencia ahora es implantar comunidades energéticas mixtas que combinen hogares, pymes y equipamientos municipales. De ahí la relevancia del nuevo decreto de autoconsumo en consulta pública que, entre otras medidas, amplía a cinco kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo. "Esto ayudará a que los inmuebles históricos, en los que no se pueden colocar placas, puedan cubrir su demanda con renovable", valoran en UNEF. Además, la nueva normativa propone crear la figura de un gestor para facilitar su funcionamiento.

En Escarrilla (Huesca), cerca del Pirineo, recurrieron a una planta en suelo cerca de la localidad porque los tejados están protegidos, cuenta Manzano. "Son 240 kWp. El ayuntamiento tiene el 30% de la participación [la distribuidora es local] y el resto es de vecinos y comercios del pueblo", especifica. Una de las trabas es la conexión a la red, agrega.

Poca eólica y biomasa

La minieólica —aerogeneradores de eje vertical (VAWT)—, en cambio, brilla por su ausencia. "Las pequeñas turbinas se podrían analizar en aquellos sitios donde los ruidos y las vibraciones no fuesen un problema", cree Alberto Ramos, profesor de la ETSI Minas y Energía de la Universidad Politécnica de Madrid. Fuentes de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) atribuyen su escasa presencia a la sobrevaloración del recurso, que ha hecho que la producción real sea menor a la esperada, y a la falta de una regu-

Una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Barcelona.

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 20,21
Ocupación: 130,06% Valor: 103.749,80 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

lación específica, que ha provocado que quede relegada a instalaciones en campo abierto.

El aerogenerador que instaló en 2009 la holandesa DonQi Iberia (1,75 kW) en la sede del Departamento de Innovación, Empresa y Empleo del Gobierno de Navarra, en Pamplona, fue desarticulado. Otros permanecen, como los de la española Bornay en gasolineras y torres de telecomunicaciones de Madrid. "La mayoría de las experiencias han sido en inmuebles públicos, pero la falta de apoyo ha hecho que se hayan ido desmantelando", lamentan en la AEE. En Reino Unido, Italia, Estados Unidos China, Japón y Taiwán sí han triunfado, al fijar un pago a largo plazo (*feed-in tariff*) en algunos de ellos, indican.

Las redes de calor y frío con biomasa para el suministro de agua caliente y calefacción se han desarrollado más en entornos rurales: Móstoles (Madrid), Guadalajara, Aranda de Duero (Burgos) y Soria. "A nivel regulatorio no se considera de utilidad pública o interés general, como la red de gas, y eso dificulta la obra. También la inversión pública que supone y el conflicto social que genera: como va por el subsuelo, hay que hacer un obrón en la calle y eso causa malestar", ilustra Manzano.

Bilbao se ha embarcado en un proyecto de este tipo pero que combina geotermia, aerotermia e hidrotermia para sustituir los combustibles fósiles de su sistema de calefacción y refrigeración en 25 años, e incluye refugios climáticos como novedad (espacios exteriores e interiores para mitigar el calor). "Para resolver el problema de la financiación, y como requiere muchos usuarios conectados, están incorporando todos los edificios públicos", señala Manzano. La intención es crear una gran caldera central urbana.

Obstáculos

Pese a los avances, Pedro Ruiz, presidente de Mitsubishi Electric España, alerta de que la tasa de rehabilitación energética es inferior al 1% anual, cuando debería multiplicarse por 25 para alcanzar los objetivos europeos de neutralidad climática a 2050. Ahí radica la dificultad. "Esto sitúa al país en una posición de retraso relativo frente a otros Estados miembros", recalca Ruiz.

Esta compañía japonesa ha descarbonizado —con solar, bombas de calor, sistemas domóticos y *software* de control y medición para su gestión— varios edificios de empresas privadas y entidades públicas, como la sede del laboratorio Almirall en Barcelona; la Torre Watson y Torre Rioja en Madrid; la de sede del grupo inmobiliario TM en Benidorm (Alicante) o la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Zaragoza.

El alto coste inicial y la falta de incentivos fiscales, de ayudas y de concienciación frenan su adopción masiva

Recarga en corriente alterna

Arturo Pérez de Lucía, director general de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive), considera que la recarga en corriente alterna es una de las modalidades que falta por desarrollar en las ciudades. "Es más económica, de mayor sencillez técnica, accesible y compatible con los quehaceres cotidianos de los usuarios: el coche se carga cuando está estacionado (por la noche, en el trabajo o al hacer la compra)", apostilla. En Francia o Países Bajos ya es una realidad. "Su promoción daría paso a una democratización real de la movilidad eléctrica, con un despliegue urbano más masivo", afirma.

Aun así, pese a su lenta expansión, que ha cogido impulso este año, Pérez de Lucía incide en que es un vector de eficiencia y ahorro, y que junto a la solar y la aerotermia terminará imponiéndose en edificios residenciales y empresariales. "Hay proyectos con cargadores bidireccionales en empresas en los que el vehículo no solo recibe electricidad para cargar la batería, sino que la batería puede entregar energía al inmueble [para cubrir consumo]", expone.

El elevado coste inicial de los proyectos, especialmente en las reformas; la falta de incentivos fiscales y ayudas directas; la poca concienciación por parte del usuario final y la carencia de una cultura energética —muchos propietarios desconocen los beneficios de la rehabilitación— son, a juicio de Ruiz, las principales barreras para su adopción masiva en las urbes.

Las comunidades autónomas cuentan con programas de ayudas dotados con fondos europeos que se gestionan a través del IDAE y que pueden cubrir entre el 40% y el 70% de la inversión, aunque el trámite es engorroso y lento, se quejan las empresas y hogares solicitantes. El sistema de certificados de ahorro energético (CAE) es otra vía disponible para acceder a estos recursos.

Ramos Millán advierte de otro hándicap: la necesidad de combinar las energías renovables con el almacenamiento, pendiente de su desarrollo, y vincularlo a la movilidad sostenible. "Si no lo integramos de forma inteligente se pueden producir inestabilidades en el sistema difíciles de corregir y que pueden llegar a producir un apagón [como el ocurrido en abril pasado]", advierte el experto.

Cinco Días - Extra
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 20,21
Ocupación: 132,09% Valor: 16.033,57 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

LORENA SOPENA (EUROPA PRESS / GETTY IMAGES)

La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas

La potencia instalada en 133 edificios públicos de toda España supera los 6.100 kilovatios hora tras una inversión de 30 millonesde euros

Denisse Cepeda

La empresa pública L'Energètica surge en 2023 para que la Generalitat de Cataluña sea carbono neutro en 2040. El objetivo es poblar en cinco años con solar fotovoltaica los 1.400 tejados de edificios que albergan a la administración catalana, cubriendo su consumo de energía y el de sus aledaños. Pero es insuficiente. La compañía estudia tirar también de terrenos —sobre todo—, cubiertas privadas, pérgolas, plazas, *parkings* e incluso de eólica o hidráulica para alcanzar su ambiciosa meta de 1.000 megavatios (MW) de potencia.

"La lógica es crear una red neuronal, jugando con las diferentes tipologías de consumidores. Ocupamos toda la cubierta para generar energía y los excedentes se utilizan en red para abastecer los equipamientos públicos que están en el radio que nos permite el autoconsumo [solar], de dos kilómetros", explica el director general de la compañía, Daniel Pérez. Si las primeras instalaciones fueron en autoconsumo individual, hoy viran hacia el colectivo.

En el municipio de Rubí (Barcelona), una instalación de 128 kilovatios hora pico (kWp) ubicada en el techo del Instituto La Serreta abastece también a dos centros de atención primaria (Cap Sant Genís y Cap Antón de Borja), una comisaría de los Mosos d'Esquadra y los juzgados, apunta como ejemplo. Ya son 10 los proyectos de este tipo activos. Su intención es cerrar 2025 con 140 conectadas que supondrían una capacidad de 30 MW de potencia. A 2030, la meta es alcanzar los 200 MW tras una inversión de unos 170 millones de euros con fondos Feder y financiación pública.

El uso de renovables en zonas urbanas es todavía testimonial en España, y aún más en instituciones públicas. Su despliegue es complejo. "En edificios nuevos no es un problema; se diseña pensando en la eficiencia energética y la capacidad de su integración, lo que facilita el cumplimiento normativo. Tampoco en los privados, donde no se requieren acuerdos, frente a las comunidades de vecinos. Sin embargo, en los antiguos hay limitaciones estructurales como la falta de espacio y la orientación desfavorable. Además se requiere rehabilitación previa para soportar la estructura, lo que encarece el proyecto", puntualiza Francisco Martín, investigador del ITT de la Universidad Pontificia Comillas.

El trío idóneo en las ciudades es fotovoltaica, aerotermia y almacenamiento, según Martín. "Es compacta, eficiente y estéticamente adaptable", aduce. El coste de una instalación estándar (3kWp) ronda los 4.000-5.500 euros y la de 5kWp entre 6.000 y 8.000 euros. Si se incluyen baterías hay que sumar 3.000 euros más.

María Manzano, técnica de la Fundación Renovables, recuerda que el primer despunte fue el de la solar térmica en 2010, cuando el Código Técnico de la Edificación incluyó su implantación. Tras la eliminación del impuesto al sol en 2018 se disparó el autoconsumo fotovoltaico, y ya acumula 8.137 MW, datos estimados para 2024 de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). La directiva europea de eficiencia energética dicta un parque cero emisiones en 2030, dos años antes en inmuebles estatales. En 2050 debe estar descarbonizado.

Para tener una idea de su aceleración en el país, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) contabiliza a la fecha una potencia total instalada de 6.107 kWp en 133 edificios públicos que generan 21.512 KWh anuales. Estas renovaciones, con rehabilitación integral o parcial según cada caso, representan una inversión de casi 30 millones —incluido almacenamiento— gracias al Plan de Transición Energética de la Administración General del Estado, financiado con fondos europeos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Entre ellos figuran el Ministerio de Transición Ecológica, el Palacio de la Zarzuela o el Teatro Real.

La solar y la aerotermia se imponen al resto de tecnologías en las urbes españolas

"En el ámbito privado, la fotovoltaica y la aerotermia son las más extendidas; en edificios públicos, la solar térmica y la fotovoltaica en cubiertas o aparcamientos exteriores", subraya Francisco Martín, quien apunta que la tendencia ahora es implantar comunidades energéticas mixtas que combinen hogares, pymes y equipamientos municipales. De ahí la relevancia del nuevo decreto de autoconsumo en consulta pública que, entre otras medidas, amplía a cinco kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo. "Esto ayudará a que los inmuebles históricos, en los que no se pueden colocar placas, puedan cubrir su demanda con renovable", valoran en UNEF. Además, la nueva normativa propone crear la figura de un gestor para facilitar su funcionamiento.

En Escarrilla (Huesca), cerca del Pirineo, recurrieron a una planta en suelo cerca de la localidad porque los tejados están protegidos, cuenta Manzano. "Son 240 kWp. El ayuntamiento tiene el 30% de la participación [la distribuidora es local] y el resto es de vecinos y comercios del pueblo", especifica. Una de las trabas es la conexión a la red, agrega.

Poca eólica y biomasa

La minieólica —aerogeneradores de eje vertical (VAWT)—, en cambio, brilla por su ausencia. "Las pequeñas turbinas se podrían analizar en aquellos sitios donde los ruidos y las vibraciones no fuesen un problema", cree Alberto Ramos, profesor de la ETSI Minas y Energía de la Universidad Politécnica de Madrid. Fuentes de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) atribuyen su escasa presencia a la so-

Una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Barcelona.

Cinco Días - Extra
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 20,21
Ocupación: 132,09% Valor: 16.033,57 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

brevaloración del recurso, que ha hecho que la producción real sea menor a la esperada, y a la falta de una regulación específica, que ha provocado que quede relegada a instalaciones en campo abierto.

El aerogenerador que instaló en 2009 la holandesa DonQi Iberia (1,75 kW) en la sede del Departamento de Innovación, Empresa y Empleo del Gobierno de Navarra, en Pamplona, fue desarticulado. Otros permanecen, como los de la española Bornay en gasolineras y torres de telecomunicaciones de Madrid. "La mayoría de las experiencias han sido en inmuebles públicos, pero la falta de apoyo ha hecho que se hayan ido desmantelando", lamentan en la AEE. En Reino Unido, Italia, Estados Unidos China, Japón y Taiwán sí han triunfado, al fijar un pago a largo plazo (*feed-in tariff*) en algunos de ellos, indican.

Las redes de calor y frío con biomasa para el suministro de agua caliente y calefacción se han desarrollado más en entornos rurales: Móstoles (Madrid), Guadalajara, Aranda de Duero (Burgos) y Soria. "A nivel regulatorio no se considera de utilidad pública o interés general, como la red de gas, y eso dificulta la obra. También la inversión pública que supone y el conflicto social que genera: como va por el subsuelo, hay que hacer un obrón en la calle y eso causa malestar", ilustra Manzano.

Bilbao se ha embarcado en un proyecto de este tipo pero que combina geotermia, aerotermia e hidrotermia para sustitur los combustibles fósiles de su sistema de calefacción y refrigeración en 25 años, e incluye refugios climáticos como novedad (espacios exteriores e interiores para mitigar el calor). "Para resolver el problema de la financiación, y como requiere muchos usuarios conectados, están incorporando todos los edificios públicos", señala Manzano. La intención es crear una gran caldera central urbana.

Obstáculos

Pese a los avances, Pedro Ruiz, presidente de Mitsubishi Electric España, alerta de que la tasa de rehabilitación energética es inferior al 1% anual, cuando debería multiplicarse por 25 para alcanzar los objetivos europeos de neutralidad climática a 2050. Ahí radica la dificultad. "Esto sitúa al país en una posición de retraso relativo frente a otros Estados miembros", recalca Ruiz.

Esta compañía japonesa ha descarbonizado —con solar, bombas de calor, sistemas domóticos y *software* de control y medición para su gestión— varios edificios de empresas privadas y entidades públicas, como la sede del laboratorio Almirall en Barcelona; la Torre Watson y Torre Rioja en Madrid; la de sede del grupo inmobiliario TM en Benidorm (Alicante) o la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Zaragoza.

El alto coste inicial y la falta de incentivos fiscales, de ayudas y de concienciación frenan su adopción masiva

El elevado coste inicial de los proyectos, especialmente en las reformas; la falta de incentivos fiscales y ayudas directas; la poca concienciación por parte del usuario final y la carencia de una cultura energética —muchos propietarios desconocen los beneficios de la rehabilitación— son, a juicio de Ruiz, las principales barreras para su adopción masiva en las urbes.

Las comunidades autónomas cuentan con programas de ayudas dotados con fondos europeos que se gestionan a través del IDAE y que pueden cubrir entre el 40% y el 70% de la inversión, aunque el trámite es engorroso y lento, se quejan las empresas y hogares solicitantes. El sistema de certificados de ahorro energético (CAE) es otra vía disponible para acceder a estos recursos.

Ramos Millán advierte de otro hándicap: la necesidad de combinar las energías renovables con el almacenamiento, pendiente de su desarrollo, y vincularlo a la movilidad sostenible. "Si no lo integramos de forma inteligente se pueden producir inestabilidades en el sistema difíciles de corregir y que pueden llegar a producir un apagón [como el ocurrido en abril pasado]", advierte el experto.

Recarga en corriente alterna

Arturo Pérez de Lucía, director general de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive), considera que la recarga en corriente alterna es una de las modalidades que falta por desarrollar en las ciudades. "Es más económica, de mayor sencillez técnica, accesible y compatible con los quehaceres cotidianos de los usuarios: el coche se carga cuando está estacionado (por la noche, en el trabajo o al hacer la compra)", apostilla. En Francia o Países Bajos ya es una realidad. "Su promoción daría paso a una democratización real de la movilidad eléctrica, con un despliegue urbano más masivo", afirma.

Aun así, pese a su lenta expansión, que ha cogido impulso este año, Pérez de Lucía incide en que es un vector de eficiencia y ahorro, y que junto a la solar y la aerotermia terminará imponiéndose en edificios residenciales y empresariales. "Hay proyectos con cargadores bidireccionales en empresas en los que el vehículo no solo recibe electricidad para cargar la batería, sino que la batería puede entregar energía al inmueble [para cubrir consumo]", expone.

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN
Disculpen las molestias.

La generación eléctrica renovable despega en las zonas urbanas

https://elpais.com/extra/energias-renovables/2025-11-02/la-generacion-electrica-renovable-despega-en-las-zonas-urbanas.html
elpais.com
02/11/2025

La potencia instalada en 133 edificios públicos de toda España supera los 6.100 kilovatios hora tras una inversión de 30 millones de euros La empresa pública L'Energètica surge en 2023 para que la Generalitat de Cataluña sea carbono neutro en 2040. El objetivo es poblar en cinco años con solar fotovoltaica los 1.400 tejados de edificios que albergan a la administración catalana, cubriendo su consumo de energía y el de sus aledaños. Pero es insuficiente. La compañía estudia tirar también de terrenos —sobre todo—, cubiertas privadas, pérgolas, plazas, parkings e incluso de eólica o hidráulica para alcanzar su ambiciosa meta de 1.000 megavatios (MW) de potencia. "La lógica es crear una red neuronal, jugando con las diferentes tipologías de consumidores. Ocupamos toda la cubierta para generar energía y los excedentes se utilizan en red para abastecer los equipamientos públicos que están en el radio que nos permite el autoconsumo [solar], de dos kilómetros", explica el director general de la compañía, Daniel Pérez. Si las primeras instalaciones fueron en autoconsumo individual, hoy viran hacia el colectivo. En el municipio de Rubí (Barcelona), una instalación de 128 kilovatios hora pico (kWp) ubicada en el techo del Instituto La Serreta abastece también a dos centros de atención primaria (Cap Sant Genís y Cap Antón de Borja), una comisaría de los Mosos d'Esquadra y los juzgados, apunta como ejemplo. Ya son 10 los proyectos de este tipo activos. Su intención es cerrar 2025 con 140 conectadas que supondrían una capacidad de 30 MW de potencia. A 2030, la meta es alcanzar los 200 MW tras una inversión de unos 170 millones de euros con fondos Feder y financiación pública. El uso de renovables en zonas urbanas es todavía testimonial en España, y aún más en instituciones públicas. Su despliegue es complejo. "En edificios nuevos no es un problema; se diseña pensando en la eficiencia energética y la capacidad de su integración, lo que facilita el cumplimiento normativo. Tampoco en los privados, donde no se requieren acuerdos, frente a las comunidades de vecinos. Sin embargo, en los antiguos hay limitaciones estructurales como la falta de espacio y la orientación desfavorable. Además se requiere rehabilitación previa para soportar la estructura, lo que encarece el proyecto", puntualiza Francisco Martín, investigador del ITT de la Universidad Pontificia Comillas. El trío idóneo en las ciudades es fotovoltaica, aerotermia y almacenamiento, según Martín. "Es compacta, eficiente y estéticamente adaptable", aduce. El coste de una instalación estándar (3kWp) ronda los 4.000-5.500 euros y la de 5kWp entre 6.000 y 8.000 euros. Si se incluyen baterías hay que sumar 3.000 euros más. María Manzano, técnica de la Fundación Renovables, recuerda que el primer despunte fue el de la solar térmica en 2010, cuando el Código Técnico de la Edificación incluyó su implantación. Tras la eliminación del impuesto al sol en 2018 se disparó el autoconsumo fotovoltaico, y ya acumula 8.137 MW, datos estimados para 2024 de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). La directiva europea de eficiencia energética dicta un parque cero emisiones en 2030, dos años antes en inmuebles estatales. En 2050 debe estar descarbonizado. Para tener una idea de su aceleración en el país, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) contabiliza a la fecha una potencia total instalada de 6.107 kWp en 133 edificios públicos que generan 21.512 KWh anuales. Estas renovaciones, con rehabilitación integral o parcial según cada caso, representan una inversión de casi 30 millones —incluido almacenamiento— gracias al Plan de Transición Energética de la Administración General del Estado, financiado con fondos europeos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Entre ellos figuran el Ministerio de Transición

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

Ecológica, el Palacio de la Zarzuela o el Teatro Real. “En el ámbito privado, la fotovoltaica y la aerotermia son las más extendidas; en edificios públicos, la solar térmica y la fotovoltaica en cubiertas o aparcamientos exteriores”, subraya Francisco Martín, quien apunta que la tendencia ahora es implantar comunidades energéticas mixtas que combinen hogares, pymes y equipamientos municipales. De ahí la relevancia del nuevo decreto de autoconsumo en consulta pública que, entre otras medidas, amplía a cinco kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo. “Esto ayudará a que los inmuebles históricos, en los que no se pueden colocar placas, puedan cubrir su demanda con renovable”, valoran en UNEF. Además, la nueva normativa propone crear la figura de un gestor para facilitar su funcionamiento. En Escarrilla (Huesca), cerca del Pirineo, recurrieron a una planta en suelo cerca de la localidad porque los tejados están protegidos, cuenta Manzano. “Son 240 kWp. El ayuntamiento tiene el 30% de la participación [la distribuidora es local] y el resto es de vecinos y comercios del pueblo”, especifica. Una de las trabas es la conexión a la red, agrega. Poca eólica y biomasa La minieólica —aerogeneradores de eje vertical (VAWT)—, en cambio, brilla por su ausencia. “Las pequeñas turbinas se podrían analizar en aquellos sitios donde los ruidos y las vibraciones no fuesen un problema”, cree Alberto Ramos, profesor de la ETSI Minas y Energía de la Universidad Politécnica de Madrid. Fuentes de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) atribuyen su escasa presencia a la sobrevaloración del recurso, que ha hecho que la producción real sea menor a la esperada, y a la falta de una regulación específica, que ha provocado que quede relegada a instalaciones en campo abierto. El aerogenerador que instaló en 2009 la holandesa DonQi Iberia (1,75 kW) en la sede del Departamento de Innovación, Empresa y Empleo del Gobierno de Navarra, en Pamplona, fue desarticulado. Otros permanecen, como los de la española Bornay en gasolineras y torres de telecomunicaciones de Madrid. “La mayoría de las experiencias han sido en inmuebles públicos, pero la falta de apoyo ha hecho que se hayan ido desmantelando”, lamentan en la AEE. En Reino Unido, Italia, Estados Unidos China, Japón y Taiwán sí han triunfado, al fijar un pago a largo plazo (feed-in tariff) en algunos de ellos, indican. Las redes de calor y frío con biomasa para el suministro de agua caliente y calefacción se han desarrollado más en entornos rurales: Móstoles (Madrid), Guadalajara, Aranda de Duero (Burgos) y Soria. “A nivel regulatorio no se considera de utilidad pública o interés general, como la red de gas, y eso dificulta la obra. También la inversión pública que supone y el conflicto social que genera: como va por el subsuelo, hay que hacer un obrón en la calle y eso causa malestar”, ilustra Manzano. Bilbao se ha embarcado en un proyecto de este tipo pero que combina geotermia, aerotermia e hidrotermia para sustituir los combustibles fósiles de su sistema de calefacción y refrigeración en 25 años, e incluye refugios climáticos como novedad (espacios exteriores e interiores para mitigar el calor). “Para resolver el problema de la financiación, y como requiere muchos usuarios conectados, están incorporando todos los edificios públicos”, señala Manzano. La intención es crear una gran caldera central urbana. Obstáculos Pese a los avances, Pedro Ruiz, presidente de Mitsubishi Electric España, alerta de que la tasa de rehabilitación energética es inferior al 1% anual, cuando debería multiplicarse por 25 para alcanzar los objetivos europeos de neutralidad climática a 2050. Ahí radica la dificultad. “Esto sitúa al país en una posición de retraso relativo frente a otros Estados miembros”, recalca Ruiz. Esta compañía japonesa ha descarbonizado —con solar, bombas de calor, sistemas domóticos y software de control y medición para su gestión— varios edificios de empresas privadas y entidades públicas, como la sede del laboratorio Almirall en Barcelona; la Torre Watson y Torre Rioja en Madrid; la de sede del grupo inmobiliario TM en Benidorm (Alicante) o la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Zaragoza. El elevado coste inicial de los proyectos, especialmente en las reformas; la falta de incentivos fiscales y ayudas directas; la poca concienciación por parte del usuario final y la carencia de una cultura energética —muchos propietarios desconocen los beneficios de la rehabilitación— son, a juicio de Ruiz, las principales barreras para su adopción masiva en las urbes. Las comunidades autónomas cuentan con programas de ayudas dotados con fondos europeos que se gestionan a través del IDAE y que pueden cubrir entre el 40% y el 70% de la inversión, aunque el trámite es engorroso y lento, se quejan las empresas y hogares solicitantes. El sistema de certificados de ahorro energético (CAE) es otra vía disponible para acceder a estos recursos. “Este verano el IDAE respaldó las creación de 27 nuevas comunidades energéticas con 35,6 millones en ayudas. Galicia, Cataluña, Extremadura y Castilla y León concentraron las actuaciones, con casi 100.000 beneficiarios y más de 68 MW de nueva potencia renovable. Y el programa CE Implementa, ha impulsado 145 iniciativas por más de 100 millones”, menciona Martín Martínez. O el europeo Sociarem, liderado por la Universidad Pontificia Comillas y cofinanciado a través del programa Horizon Europe y la Secretaría Suiza de Educación, Investigación y Formación, en el que 15 socios de nueves países de la UE buscan acelerar la adopción ciudadana de la solar, añade. “El principal desafío

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

reside en la rentabilidad: la aparición de precios cero en horas solares evidencia que depender únicamente del mercado spot no es sostenible", alerta. Ramos Millán avisa de otro hándicap: la necesidad de combinar las energías renovables con el almacenamiento, pendiente de su desarrollo, y vincularlo a la movilidad sostenible. "Si no lo integramos de forma inteligente se pueden producir inestabilidades en el sistema difíciles de corregir y que pueden llegar a producir un apagón [como el ocurrido en abril pasado]", advierte el experto. Recarga en corriente alterna Arturo Pérez de Lucía, director general de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive), considera que la recarga en corriente alterna es una de las modalidades que falta por desarrollar en las ciudades. "Es más económica, de mayor sencillez técnica, accesible y compatible con los quehaceres cotidianos de los usuarios: el coche se carga cuando está estacionado (por la noche, en el trabajo o al hacer la compra)", apostilla. En Francia o Países Bajos ya es una realidad. "Su promoción daría paso a una democratización real de la movilidad eléctrica, con un despliegue urbano más masivo", afirma. Aun así, pese a su lenta expansión, que ha cogido impulso este año, Pérez de Lucía incide en que es un vector de eficiencia y ahorro, y que junto a la solar y la aerotermia terminará imponiéndose en edificios residenciales y empresariales. "Hay proyectos con cargadores bidireccionales en empresas en los que el vehículo no solo recibe electricidad para cargar la batería, sino que la batería puede entregar energía al inmueble [para cubrir consumo]", expone.

La potencia instalada en 133 edificios públicos de toda España supera los 6.100 kilovatios hora tras una inversión de 30 millones de euros La empresa pública L'Energètica surge en 2023 para que la Generalitat de Cataluña sea carbono neutro en 2040. El objetivo es poblar en cinco años con solar fotovoltaica los 1.400 tejados de edificios que albergan a la administración catalana, cubriendo su consumo de energía y el de sus aledaños. Pero es insuficiente. La compañía estudia tirar también de terrenos —sobre todo—, cubiertas privadas, pérgolas, plazas, parkings e incluso de eólica o hidráulica para alcanzar su ambiciosa meta de 1.000 megavatios (MW) de potencia. "La lógica es crear una red neuronal, jugando con las diferentes tipologías de consumidores. Ocupamos toda la cubierta para generar energía y los excedentes se utilizan en red para abastecer los equipamientos públicos que están en el radio que nos permite el autoconsumo [solar], de dos kilómetros", explica el director general de la compañía, Daniel Pérez. Si las primeras instalaciones fueron en autoconsumo individual, hoy viran hacia el colectivo. En el municipio de Rubí (Barcelona), una instalación de 128 kilovatios hora pico (kWp) ubicada en el techo del Instituto La Serreta abastece también a dos centros de atención primaria (Cap Sant Genís y Cap Antón de Borja), una comisaría de los Mosos d'Esquadra y los juzgados, apunta como ejemplo. Ya son 10 los proyectos de este tipo activos. Su intención es cerrar 2025 con 140 conectadas que supondrían una capacidad de 30 MW de potencia. A 2030, la meta es alcanzar los 200 MW tras una inversión de unos 170 millones de euros con fondos Feder y financiación pública. El uso de renovables en zonas urbanas es todavía testimonial en España, y aún más en instituciones públicas. Su despliegue es complejo. "En edificios nuevos no es un problema; se diseña pensando en la eficiencia energética y la capacidad de su integración, lo que facilita el cumplimiento normativo. Tampoco en los privados, donde no se requieren acuerdos, frente a las comunidades de vecinos. Sin embargo, en los antiguos hay limitaciones estructurales como la falta de espacio y la orientación desfavorable. Además se requiere rehabilitación previa para soportar la estructura, lo que encarece el proyecto", puntualiza Francisco Martín, investigador del ITT de la Universidad Pontificia Comillas. El trío idóneo en las ciudades es fotovoltaica, aerotermia y almacenamiento, según Martín. "Es compacta, eficiente y estéticamente adaptable", aduce. El coste de una instalación estándar (3kWp) ronda los 4.000-5.500 euros y la de 5kWp entre 6.000 y 8.000 euros. Si se incluyen baterías hay que sumar 3.000 euros más. María Manzano, técnica de la Fundación Renovables, recuerda que el primer despunte fue el de la solar térmica en 2010, cuando el Código Técnico de la Edificación incluyó su implantación. Tras la eliminación del impuesto al sol en 2018 se disparó el autoconsumo fotovoltaico, y ya acumula 8.137 MW, datos estimados para 2024 de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). La directiva europea de eficiencia energética dicta un parque cero emisiones en 2030, dos años antes en inmuebles estatales. En 2050 debe estar descarbonizado. Para tener una idea de su aceleración en el país, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) contabiliza a la fecha una potencia total instalada de 6.107 kWp en 133 edificios públicos que generan 21.512 KWh anuales. Estas renovaciones, con rehabilitación integral o parcial según cada caso, representan una inversión de casi 30 millones —incluido almacenamiento— gracias al Plan de Transición Energética de la Administración General del Estado, financiado con fondos europeos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Entre ellos figuran el Ministerio de Transición Ecológica, el Palacio de la Zarzuela o el Teatro Real. "En el ámbito privado, la fotovoltaica y la aerotermia son las

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

más extendidas; en edificios públicos, la solar térmica y la fotovoltaica en cubiertas o aparcamientos exteriores", subraya Francisco Martín, quien apunta que la tendencia ahora es implantar comunidades energéticas mixtas que combinen hogares, pymes y equipamientos municipales. De ahí la relevancia del nuevo decreto de autoconsumo en consulta pública que, entre otras medidas, amplía a cinco kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo. "Esto ayudará a que los inmuebles históricos, en los que no se pueden colocar placas, puedan cubrir su demanda con renovable", valoran en UNEF. Además, la nueva normativa propone crear la figura de un gestor para facilitar su funcionamiento. En Escarrilla (Huesca), cerca del Pirineo, recurrieron a una planta en suelo cerca de la localidad porque los tejados están protegidos, cuenta Manzano. "Son 240 kWp. El ayuntamiento tiene el 30% de la participación [la distribuidora es local] y el resto es de vecinos y comercios del pueblo", especifica. Una de las trabas es la conexión a la red, agrega. Poca eólica y biomasa La minieólica —aerogeneradores de eje vertical (VAWT)—, en cambio, brilla por su ausencia. "Las pequeñas turbinas se podrían analizar en aquellos sitios donde los ruidos y las vibraciones no fuesen un problema", cree Alberto Ramos, profesor de la ETSI Minas y Energía de la Universidad Politécnica de Madrid. Fuentes de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) atribuyen su escasa presencia a la sobrevaloración del recurso, que ha hecho que la producción real sea menor a la esperada, y a la falta de una regulación específica, que ha provocado que quede relegada a instalaciones en campo abierto. El aerogenerador que instaló en 2009 la holandesa DonQi Iberia (1,75 kW) en la sede del Departamento de Innovación, Empresa y Empleo del Gobierno de Navarra, en Pamplona, fue desarticulado. Otros permanecen, como los de la española Bornay en gasolineras y torres de telecomunicaciones de Madrid. "La mayoría de las experiencias han sido en inmuebles públicos, pero la falta de apoyo ha hecho que se hayan ido desmantelando", lamentan en la AEE. En Reino Unido, Italia, Estados Unidos China, Japón y Taiwán sí han triunfado, al fijar un pago a largo plazo (feed-in tariff) en algunos de ellos, indican. Las redes de calor y frío con biomasa para el suministro de agua caliente y calefacción se han desarrollado más en entornos rurales: Móstoles (Madrid), Guadalajara, Aranda de Duero (Burgos) y Soria. "A nivel regulatorio no se considera de utilidad pública o interés general, como la red de gas, y eso dificulta la obra. También la inversión pública que supone y el conflicto social que genera: como va por el subsuelo, hay que hacer un obrón en la calle y eso causa malestar", ilustra Manzano. Bilbao se ha embarcado en un proyecto de este tipo pero que combina geotermia, aerotermia e hidrotermia para sustituir los combustibles fósiles de su sistema de calefacción y refrigeración en 25 años, e incluye refugios climáticos como novedad (espacios exteriores e interiores para mitigar el calor). "Para resolver el problema de la financiación, y como requiere muchos usuarios conectados, están incorporando todos los edificios públicos", señala Manzano. La intención es crear una gran caldera central urbana. Obstáculos Pese a los avances, Pedro Ruiz, presidente de Mitsubishi Electric España, alerta de que la tasa de rehabilitación energética es inferior al 1% anual, cuando debería multiplicarse por 25 para alcanzar los objetivos europeos de neutralidad climática a 2050. Ahí radica la dificultad. "Esto sitúa al país en una posición de retraso relativo frente a otros Estados miembros", recalca Ruiz. Esta compañía japonesa ha descarbonizado —con solar, bombas de calor, sistemas domóticos y software de control y medición para su gestión— varios edificios de empresas privadas y entidades públicas, como la sede del laboratorio Almirall en Barcelona; la Torre Watson y Torre Rioja en Madrid; la de sede del grupo inmobiliario TM en Benidorm (Alicante) o la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Zaragoza. El elevado coste inicial de los proyectos, especialmente en las reformas; la falta de incentivos fiscales y ayudas directas; la poca concienciación por parte del usuario final y la carencia de una cultura energética —muchos propietarios desconocen los beneficios de la rehabilitación— son, a juicio de Ruiz, las principales barreras para su adopción masiva en las urbes. Las comunidades autónomas cuentan con programas de ayudas dotados con fondos europeos que se gestionan a través del IDAE y que pueden cubrir entre el 40% y el 70% de la inversión, aunque el trámite es engorroso y lento, se quejan las empresas y hogares solicitantes. El sistema de certificados de ahorro energético (CAE) es otra vía disponible para acceder a estos recursos. "Este verano el IDAE respaldó las creación de 27 nuevas comunidades energéticas con 35,6 millones en ayudas. Galicia, Cataluña, Extremadura y Castilla y León concentraron las actuaciones, con casi 100.000 beneficiarios y más de 68 MW de nueva potencia renovable. Y el programa CE Implementa, ha impulsado 145 iniciativas por más de 100 millones", menciona Martín Martínez. O el europeo Sociarem, liderado por la Universidad Pontificia Comillas y cofinanciado a través del programa Horizon Europe y la Secretaría Suiza de Educación, Investigación y Formación, en el que 15 socios de nueves países de la UE buscan acelerar la adopción ciudadana de la solar, añade. "El principal desafío reside en la rentabilidad: la aparición de precios cero en horas solares evidencia que depender únicamente del

elpais.com
Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 5702,58 €
V. Únicos: 31547430

mercado spot no es sostenible", alerta. Ramos Millán avisa de otro hándicap: la necesidad de combinar las energías renovables con el almacenamiento, pendiente de su desarrollo, y vincularlo a la movilidad sostenible. "Si no lo integramos de forma inteligente se pueden producir inestabilidades en el sistema difíciles de corregir y que pueden llegar a producir un apagón [como el ocurrido en abril pasado]", advierte el experto. Recarga en corriente alterna Arturo Pérez de Lucía, director general de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive), considera que la recarga en corriente alterna es una de las modalidades que falta por desarrollar en las ciudades. "Es más económica, de mayor sencillez técnica, accesible y compatible con los quehaceres cotidianos de los usuarios: el coche se carga cuando está estacionado (por la noche, en el trabajo o al hacer la compra)", apostilla. En Francia o Países Bajos ya es una realidad. "Su promoción daría paso a una democratización real de la movilidad eléctrica, con un despliegue urbano más masivo", afirma. Aun así, pese a su lenta expansión, que ha cogido impulso este año, Pérez de Lucía incide en que es un vector de eficiencia y ahorro, y que junto a la solar y la aerotermia terminará imponiéndose en edificios residenciales y empresariales. "Hay proyectos con cargadores bidireccionales en empresas en los que el vehículo no solo recibe electricidad para cargar la batería, sino que la batería puede entregar energía al inmueble [para cubrir consumo]", expone.

El Mundo
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 29 Area: 453,20 cm2
Ocupación: 49,37% Valor: 26.452,57 € Tirada: 59.006 Difusión: 35.803 Audiencia: 440.000

Los dos reactores de la central nuclear de Almaraz, en Extremadura. CARLOS GARCÍA POZO

El 60% de la energía solar extremeña, desperdiciada

Los vertidos renovables en el nudo de Almaraz baten récords

CARLOS SEGOVIA MADRID

El contrapunto de la probable prórroga de las centrales nucleares de Almaraz es el impacto en las plantas de energías renovables, según temen en este sector.

La necesidad de reforzar el sistema eléctrico desde el apagón dando entrada a más energía nuclear y gas para dotarlo de estabilidad está provocando que las renovables tengan que verter cada vez más producción al sistema. En el llamado nudo de Almaraz en Extremadura, las plantas de energía renovable han llegado a tener que desperdiciar físicamente este verano hasta el 60% de lo que producen, según datos de Red Eléctrica recopilados por la Unión Española Fotovoltaica (Unef), a los que ha tenido acceso EL MUNDO.

Extremadura se ha convertido en rompeolas del sistema energético español, por su gran capacidad de producir energía solar, pero, al tiempo, con una demanda limitada, lo que le coloca en líder de los vertidos y también bajo la lupa, como ocurrió durante el apagón del 28 de abril.

El escenario ideal para este sector fotovoltaico es que Redeia asegure un buen funcionamiento del sistema sin necesidad de extender las nucleares extremeñas, «Mejoraría la situación de las plantas de energía renovable si se respeta el calendario de cierre de Almaraz, porque los nudos están ya muy estresados», afirma a este diario el director general de Unef, José Donoso. «Hay mucha producción en esa zona y escasa demanda».

Según los datos de esta asociación, de los 30 nudos en los que hubo vertidos en agosto en España, la mitad se concentran en Extremadura. El resto, sobre todo en Andalucía y Castilla-La Mancha. El temor desatado por el apagón ha sido duro para el sector fotovoltaico. Según los datos de Red Eléctrica, en los últimos 12 meses se ha desperdiciado el 4,67% del total de la energía fotovoltaica generada, cuando en los peores meses de 2024 no superaba el 1,24%. Sin embargo, el pasado julio se desperdició un histórico 12,34%, en agosto, un 8,20% y en septiembre, un 5,40%. Eso como media, pero los ratios espectaculares de vertido en Extremadura superan el 40% y han alcanzado hasta el 60% citado.

Donoso declina hacer comentarios sobre la necesidad de tecnologías como la nuclear para dar estabilidad al sistema, pero subraya que, en 2026, las renovables podrán por fin participar en la regulación de tensión.

Red Eléctrica ha conseguido, a los cinco años de solicitarlo a la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia, que no sólo las llamadas energías convencionales, sino también las renovables den servicio «de control dinámico de tensión». Hasta ahora han presentado 168 solicitudes y se confía en que en el primer trimestre de 2026 colaboren en proteger el sistema.

¿Acabará eso con tanto vertido de renovables? No es probable. En el sector creen que estos seguirán en territorios como Extremadura hasta que se logren soluciones de almacenamiento y se reactive por fin la demanda, limitada por la saturación de la red.

El responsable de Unef subraya que hay en torno a 70 GW de demanda pendiente de que la red permita su conexión, incluida la industria, principalmente, pero también vivienda y centros de datos.

OCTUBRE AL ALZA

SUBIDA. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el recibo de un consumidor tipo -con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle- ha sido de 62,28 euros. Esto supone un incremento del 7,7 % respecto al mes anterior.

LA MÁS ALTA. Este recibo ha sido el más elevado para un mes de octubre en los últimos tres años, desde 2022, cuando ascendió a 74,14 euros. En lo que va de año, la factura de octubre ha sido la tercera más elevada.

www.elmundo.es
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 5453,07 €
V. Únicos: 22795976

La energía solar en Extremadura bate récords de desperdicio de hasta el 60% de la producción: "Los nudos están muy estresados"

- El contrapunto de la probable prórroga de las centrales nucleares de Almaraz es el impacto en plantas de las energías renovables, según temen en este sector. La necesidad de...

Central nuclear de Almaraz

economia/empresas

https://www.elmundo.es/economia/empresas/2025/11/01/6904f933fdddff6d1a8b45b0.html

Carlos Segovia
Subdirector

Sábado, 01 noviembre 2025

El contrapunto de la probable prórroga de las centrales nucleares de Almaraz es el impacto en plantas de las energías renovables, según temen en este sector.

La necesidad de reforzar el sistema eléctrico desde el apagón dando entrada a más energía nuclear y gas para dotarlo de estabilidad está provocando que las renovables tengan que verter cada vez más producción al sistema. En el llamado nudo de Almaraz en Extremadura, las plantas de energía renovable han llegado a tener que **desperdiciar físicamente este verano hasta el 60% de lo que producen,** según datos de Red Eléctrica recopilados por la Unión Española Fotovoltaica (Unef), a los que ha tenido acceso EL MUNDO.

Extremadura se ha convertido en rompeolas del sistema energético español, por su gran capacidad de producir energía solar, **pero, al tiempo, con una demanda limitada, lo que le coloca en líder de los vertidos y también bajo la lupa, como ocurrió durante el apagón del 28 de abril.**

El escenario ideal para este sector fotovoltaico es que Redeia asegure un buen funcionamiento del sistema sin necesidad de extender las nucleares extremeñas, **«Mejoraría la situación de las plantas de energía renovable si se respeta el calendario de cierre de Almaraz** , porque los nudos están ya

www.elmundo.es
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 5453,07 €
V. Únicos: 22795976

muy estresados», afirma a este diario el director general de la Unef, **José Donoso** . «Hay mucha producción en esa zona y escasa demanda».

Según los datos de esta asociación, de los 30 nudos en los que hubo vertidos en agosto en España, la mitad se concentran en Extremadura . El resto, sobre todo en Andalucía y Castilla-La Mancha. El temor desatado por el apagón ha sido duro para el sector fotovoltaico.

Según los datos de Red Eléctrica, en los últimos 12 meses se han desperdiciado el 4,67% del total de la energía fotovoltaica generada, cuando en los peores meses de 2024 no superaba el 1,24%. Sin embargo, el pasado julio se desperdició un histórico 12,34%, en agosto, un 8,20% y en septiembre, un 5,40%. Eso como media, pero los ratios espectaculares de vertido en Extremadura superan el 40% y han alcanzado hasta el 60% citado.

Donoso declina hacer comentarios sobre la necesidad de tecnologías como la nuclear para dar estabilidad al sistema, pero subraya que, en 2026, las renovables podrán por fin participar en la regulación de tensión.

Red Eléctrica ha conseguido, a los cinco años de solicitarlo a la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia , que no sólo las llamadas energías convencionales, sino también las renovables den servicio «de control dinámico de tensión». **Hasta ahora han presentado 168 solicitudes y se confía en que en el primer trimestre de 2026 colaboren en proteger elsistema.**

¿Acabará eso con tanto vertido de renovables? No es probable. En el sector creen que éstos seguirán en territorios como Extremadura hasta que no se logren soluciones de almacenamiento y se reactive por fin la demanda, limitada por la saturación de la red.

El responsable de la Unef subraya que hay e 70 GW de demanda pendiente de que la red permita su conexión, incluida la industria, principalmente, pero también vivienda y centros de datos.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

Resiliencia del suministro eléctrico

- Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro eléctrico en Cataluña (DOGC de 30 de octubre de 2025) Texto completo.

https://www.iustel.com/diario_del_derecho/noticia.asp?ref_iustel=1259969
Iustel
todo el Derecho en Internet
Viernes, 31 octubre 2025

DECRETO LEY 22/2025, DE 28 DE OCTUBRE, PARA AUMENTAR LA RESILIENCIA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN CATALUÑA

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 sobrecoste 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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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).

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 gestionabilitat 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 gestionabilitat 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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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.

V

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.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 hibridadas 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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 eliminen 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.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 hibridadas con las instalaciones de las letras a y b.

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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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."

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."

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)Cuando 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."

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 agrícolamente 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 agrovoltaismo en Cataluña de la Dirección General de Agricultura y

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

Ganadería. Para el seguimiento de esta ocupación hay que crear una comisión mixta de agrovoltaismo 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.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 constituirla. 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:

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

“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.”

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

1.21 Se añade una disposición adicional, la sexta:

“Disposición adicional sexta

Repotenciación de instalaciones de producción en servicio

En el supuesto de repotenciaciones 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 hibridadas 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 anexos 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.

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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.”

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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 eliminen 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."

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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. “

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."

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

www.iustel.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 36
Valor Publicitario: 2490,71 €
V. Únicos: 76986

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.

laadministracionaldia.inap.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2716,79 €
V. Únicos: 144691

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN
Disculpen las molestias.

Resiliencia del suministro eléctrico

https://laadministracionaldia.inap.es/noticia.asp?id=1259969
laadministracionaldia.inap.es
31/10/2025

Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro eléctrico en Cataluña (DOGC de 30 de octubre de 2025). Texto completo.
Resiliencia del suministro elÃ©ctrico
31/10/2025
Compartir:
Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro elÃ©ctrico en CataluÃ±a (DOGC de 30 de octubre de 2025). Texto completo.
DECRETO LEY 22/2025, DE 28 DE OCTUBRE, PARA AUMENTAR LA RESILIENCIA DEL SUMINISTRO ELÃCTRICO EN CATALUÑA
PreÃ¡mbulo
I
El pasado 28 de abril de 2025, a las 12.33, se produjo un apagÃ³n elÃ©ctrico masivo que afectÃ³ a toda Cataluña y el resto de la penÃnsula ibÃ©rica. El corte de suministro paralizÃ³ temporalmente la vida social y econÃ³mica, ya que afectÃ³ notablemente tanto al transporte ferroviario de metro, tren y tranvÃa, como al transporte por carretera por la interrupciÃ³n del funcionamiento de los semÃ¡foros y otros elementos electrÃ³nicos de señalizaciÃ³n. Las industrias, los comercios y la mayorÃa de los edificios de oficinas tambiÃ©n tuvieron que detener la actividad a raÃz de la falta de suministro elÃ©ctrico, como tambiÃ©n por la caÃda de los servicios de telecomunicaciones.
A partir de las 14 horas fue restableciÃ©ndose progresivamente el servicio, que quedÃ³ prÃ¡cticamente normalizado hacia la 1.30 del dÃa 29 de abril.
El dÃa 17 de junio de 2025 el ComitÃ© de anÃ¡lisis de la crisis elÃ©ctrica del 28 de abril del Gobierno de España concluyÃ³ que el cero elÃ©ctrico se produjo por un problema de sobretensiÃ³n de origen multifactorial.
El 3 de octubre ENTSO-E, el organismo europeo que agrupa los operadores del sistema elÃ©ctrico, publicÃ³ su informe previo sobre el apagÃ³n, en el que explica el inicio del episodio por una serie de pÃ©rdidas de generaciÃ³n de unos 2.200 MW en el sur de España, que provocÃ³ una subida brusca de tensiÃ³n, la cual desencadenÃ³ desconexiones de centrales de generaciÃ³n, tanto renovables como convencionales.
Desde el apagÃ³n el operador del sistema ha activado la modalidad conocida como operaciÃ³n reforzada, consistente en dar entrada, al margen de los criterios de despacho del mercado elÃ©ctrico, a un porcentaje mÃ¡s elevado de generaciÃ³n sÃncrona para reducir el riesgo de nuevos apagones. Esta operaciÃ³n reforzada ha comportado, segÃºn datos de Red ElÃ©ctrica de España, un sobrecoste de 371 millones de euros para los consumidores hasta el mes de octubre.
Asimismo, los dÃas 25 y 26 de septiembre se produjeron episodios puntuales de bajadas de tensiÃ³n, aunque dentro de los mÃ¡rgenes de operaciÃ³n, que llevaron al operador del sistema a pedir a la ComisiÃ³n Nacional del Mercado y la Competencia que adoptara medidas adicionales para reforzar la seguridad del suministro elÃ©ctrico. Estas medidas fueron parcialmente adoptadas por el mencionado organismo en fecha 20 de octubre de 2025.

laadministracionaldia.inap.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2716,79 €
V. Únicos: 144691

Sin embargo, las medidas coyunturales de incremento de la seguridad de suministro elÃ©ctrico suponen tambiÃ©n aumentos de la factura elÃ©ctrica, y se hace necesario adoptar medidas de carÃ¡cter estructural que compatibilicen seguridad, coste y autonomÃa energÃ©tica, transitando hacia un modelo 100 % renovable.
Otra conclusiÃ³n que se desprende del apagÃ³n es que hay una cierta descompensaciÃ³n entre unas zonas de la penÃnsula, con superÃ¡vit de generaciÃ³n elÃ©ctrica renovable, y otras zonas, mÃ¡s intensivas en consumo elÃ©ctrico y con unos niveles mÃ¡s bajos de penetraciÃ³n de renovables. Esta situaciÃ³n exige mÃ¡s desarrollo de infraestructuras de transporte elÃ©ctrico y hace mÃ¡s difÃcil de gestionar el sistema elÃ©ctrico. Para poner fin a esta situaciÃ³n se hace necesario acercar la generaciÃ³n al consumo y el consumo a la generaciÃ³n, tanto repartiendo mejor las renovables entre territorios como acercando las renovables a entornos urbanos e industriales dentro de cada territorio.
SegÃºn los datos del Instituto CatalÃ¡n de EnergÃa, el año 2024 Cataluña produjo 40.481 GWh de energÃa elÃ©ctrica, el dato mÃ¡s bajo de producciÃ³n limpia de energÃa elÃ©ctrica desde el 2001. Las renovables, contando el autoconsumo elÃ©ctrico, cubrieron un 21,6 % de la demanda elÃ©ctrica del paÃs, de la que un 8,9 % fue hidroelÃ©ctrica; un 7,1 %, eÃ³lica; un 4,5 %, fotovoltaica, y un 1 %, de otras renovables. La demanda elÃ©ctrica 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 elÃ©ctrica, el porcentaje mÃ¡s alto desde el año 2010. La implantaciÃ³n de renovables necesita acelerar con el fin de cumplir con los objetivos fijados por la Prospectiva EnergÃ©tica de Cataluña.
SegÃºn la Directiva europea 2023/2413, las instalaciones de energÃas renovables, asÃ como su infraestructura de evacuaciÃ³n y los activos de almacenaje, se consideran, hasta que se alcance la neutralidad climÃ¡tica, de interÃ©s pÃºblico superior.
II
Con el objetivo de minimizar los riesgos de futuros apagones como el ocurrido el 28 de abril de 2025, que evidenciÃ³ la fragilidad del sistema energÃ©tico, 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 transiciÃ³n energÃ©tica, aumentando la producciÃ³n de renovables y el almacenaje para combatir el cambio climÃ¡tico, se hace necesario modificar el marco jurÃdico para conseguir que el sistema energÃ©tico catalÃ¡n sea realmente competitivo, sostenible y seguro, y que todas las actuaciones futuras se puedan dirigir hacia la consecuciÃ³n de estos tres objetivos.
Con respecto a la competitividad, la manera mÃ¡s barata de generar energÃa elÃ©ctrica es la generaciÃ³n renovable. SegÃºn el informe de junio del 2025 sobre el coste nivelado de la energÃa, de la entidad Lazard, referente en la materia, las energÃas solar fotovoltaica (38-78 $/MWh) y eÃ³lica terrestre (37-86 $/MWh) son las fuentes mÃ¡s baratas de obtener energÃa elÃ©ctrica. Estos costes contrastan con los de las tecnologÃas convencionales, como el ciclo combinado de gas (48-109 $/MWh), el carbÃ³n (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 energÃ©tico, uno de los principales responsables del cambio climÃ¡tico globalmente. Tal como destaca el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio ClimÃ¡tico (IPCC), la manera mÃ¡s rÃ¡pida, eficaz y eficiente de combatir el cambio climÃ¡tico es mediante la instalaciÃ³n de centrales solares fotovoltaicas y eÃ³licas.
Finalmente, un sistema energÃ©tico seguro pasa por obtener la energÃa de fuentes autÃ³ctonas, de forma que se reduzca la dependencia de combustibles que vienen de fuera de las fronteras de la UniÃ³n Europea y que estÃ¡n sometidos al riesgo de tensiones geopolÃticas, como quedÃ³ patente con la subida extrema del precio del gas natural a raÃz de la invasiÃ³n rusa de Ucrania en febrero del 2022. Por el contrario, las energÃas eÃ³lica, solar e hidrÃ¡ulica, en tanto que utilizan el viento, el sol y el agua, permiten generar energÃa de forma local y reducir, por lo tanto, la dependencia energÃ©tica. Asimismo, un sistema energÃ©tico seguro debe garantizar el suministro de calidad, mediante las renovables, el almacenaje, las redes inteligentes y la gestiÃ³n de la demanda.
Sin embargo, hay medidas que hay que adoptar de manera inmediata, y que resultan especialmente relevantes, necesarias y urgentes despuÃ©s de la alteraciÃ³n generalizada del suministro elÃ©ctrico en la penÃnsula IbÃ©rica del dÃa 28 de abril de 2025 y de los episodios de variaciones de tensiÃ³n de septiembre del 2025, para reducir el riesgo de que vuelva a producirse una situaciÃ³n similar y minimizar las posibilidades de un nuevo apagÃ³n.
Dado que la energÃa eÃ³lica y solar fotovoltaica son tecnologÃas 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

laadministracionaldia.inap.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2716,79 €
V. Únicos: 144691

tecnologÃas 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 generaciÃ³n solar o eÃ³lica, asÃ como para dotar el sistema elÃ©ctrico de mÃ¡s control de tensiÃ³n y frecuencia.

Sin perjuicio de las medidas que se puedan adoptar en el Ã¡mbito europeo y estatal para hacer mÃ¡s resiliente la red elÃ©ctrica y para reforzar los cortafuegos a fin de que una incidencia en algÃºn punto de la red no cause un apagÃ³n general como el del 28 de abril de 2025, Cataluña tiene competencias para incidir en la reducciÃ³n de los riesgos de desconexiÃ³n del sistema elÃ©ctrico y para estimular el desarrollo de elementos de gestionabilitat de este sistema, estableciendo un marco regulatorio claro y eficiente que permita dotar de seguridad jurÃdica la tramitaciÃ³n de estos proyectos.

Un elemento clave para la gestionabilitat del sistema son las baterÃas, que permiten almacenar energÃa y tambiÃ©n sirven como sistema de apoyo en caso de interrupciÃ³n del suministro. Las baterÃas reducen el riesgo de apagÃ³n en el sistema elÃ©ctrico, pueden funcionar en isla en caso de apagÃ³n a fin de que el consumidor siga disponiendo de suministro de energÃa elÃ©ctrica y, en el caso de las baterÃas de un cierto tamaño, pueden contribuir a la recuperaciÃ³n del suministro elÃ©ctrico del sistema en caso de apagÃ³n. Es por eso por lo que se hace imprescindible aclarar el marco normativo de las baterÃas y dotarlo de mÃ¡s seguridad jurÃdica, introduciendo cambios a su tramitaciÃ³n urbanÃstica y energÃ©tica, de manera que las empresas desarrolladoras de los proyectos, los ayuntamientos y la ciudadanÃa tengan un marco normativo claro que no genere ninguna duda respecto de la tramitaciÃ³n de este tipo de instalaciones y que permita acelerar su implementaciÃ³n con todas las garantÃas para todos los actores implicados. Como las baterÃas son un elemento relativamente nuevo, que gracias a la bajada de costes de los Ãºltimos años se ha convertido en viable, la legislaciÃ³n 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 energÃ©tica como urbanÃstica, o las relacionadas con la potencia y la conexiÃ³n a efectos de expropiaciones o de normativa aplicable, hacen imprescindible, para la construcciÃ³n de este tipo de centrales, contar con una normativa especÃfica y clara.

Actualmente hay en Cataluña 134 proyectos de almacenaje mediante baterÃas en tramitaciÃ³n de competencia de la Generalitat de Catalunya, de los que 125 son de baterÃas independientes (stand-alone) y 9 son proyectos de baterÃas hibridados con instalaciones renovables. Los primeros suman 1.071,27 MW y los segundos, 25,52 MW. La Prospectiva EnergÃ©tica de Cataluña 2050 (PROENCAT 2050) prevÃ© la instalaciÃ³n de 3.500 MW, como mÃnimo, en el horizonte del año 2050.

AdemÃ¡s, la ComisiÃ³n 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 TransiciÃ³n EcolÃ³gica y el Reto DemogrÃ¡fico ha manifestado su intenciÃ³n 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 inversiÃ³n.

El incidente del 28 de abril de 2025 ha puesto de relieve la necesidad de que Cataluña regule con carÃ¡cter urgente el procedimiento de autorizaciÃ³n de estas instalaciones con el fin de favorecer la captaciÃ³n inmediata de inversiones de baterÃas en su territorio, de forma que se dote de mÃ¡s resiliencia el servicio de suministro elÃ©ctrico en Cataluña. TambiÃ©n se prevÃ© un aval de desmantelamiento para baterÃas, que hasta ahora no existÃa y se hace necesario aplicar de manera inmediata a las instalaciones que hay en tramitaciÃ³n.

En el caso de hibridaciones de instalaciones solares o eÃ³licas ya autorizadas, en que la baterÃa se sitÃºe dentro de la poligonal de la instalaciÃ³n planteada, se establece que el Ã³rgano substantivo consultarÃ¡ al Ã³rgano ambiental la necesidad o no del trÃ¡mite de evaluaciÃ³n de impacto ambiental simplificada y que no serÃ¡ necesario un nuevo proyecto de actuaciÃ³n especÃfica, sino que sea suficiente un informe de la ComisiÃ³n Territorial de Urbanismo, con la finalidad de acelerar la implantaciÃ³n de instalaciones de almacenaje vinculadas a instalaciones renovables ya tramitadas y convertirlas en plantas de generaciÃ³n mucho mÃ¡s resilientes gracias al almacenaje y a la facilidad de instalarse sin necesidad de ocupar nuevos espacios.

La generaciÃ³n distribuida tambiÃ©n tiene un papel clave a la hora de dotar el sistema elÃ©ctrico de mÃ¡s capilaridad, de manera que la generaciÃ³n no se concentre en una parte del territorio y la demanda en otro. En esta lÃnea, el presente Decreto ley elimina la necesidad de autorizaciÃ³n administrativa previa y de construcciÃ³n para instalaciones de entre 100 y 500 kW. De esta manera acelera la tramitaciÃ³n de instalaciones renovables en terreno

laadministracionaldia.inap.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2716,79 €
V. Únicos: 144691

o en tejados de pequeñas y medianas empresas y reduce el volumen de energÃa que serÃ¡ necesario llevar desde los lugares donde se concentre la generaciÃ³n. TambiÃ©n se modifica la normativa para facilitar el aprovechamiento del autoconsumo mediante la previsiÃ³n de cÃ³mo legalizar los autoconsumos colectivos con respecto a los cambios de coeficiente de reparto durante el proceso de activaciÃ³n de la instalaciÃ³n. En esta misma lÃnea de fomento de la generaciÃ³n distribuida para dotar el sistema elÃ©ctrico de mÃ¡s resiliencia, y con la finalidad de que las industrias se puedan conectar de manera directa a instalaciones de autoconsumo para reducir el transporte de energÃa elÃ©ctrica y aumentar la generaciÃ³n distribuida, se prevÃ© que una lÃnea elÃ©ctrica que conecte una instalaciÃ³n de autoconsumo con excedentes con un punto de consumo prÃ³ximo pueda ser declarada de utilidad pÃºblica a los efectos de favorecer la tramitaciÃ³n y fomentar que la generaciÃ³n se haga cerca del consumo.
Aparte de los tejados, tambiÃ©n hay un importante potencial de generaciÃ³n repartida por el territorio y prÃ³xima a los lugares de consumo en espacios exteriores, como plazas o aparcamientos. El presente Decreto ley permite la instalaciÃ³n de pÃ©rgolas solares de hasta 4 metros de altura para facilitar la generaciÃ³n elÃ©ctrica en este tipo de espacios prÃ³ximos a los consumidores, como pueden ser aparcamientos de hospitales, de universidades o de centros comerciales, asÃ como plazas pÃºblicas y otros espacios o equipamientos urbanos.
Otra forma de fomentar la generaciÃ³n distribuida, hasta ahora poco utilizada en Cataluña pero frecuente en otros lugares como en las islas Canarias, es la energÃa eÃ³lica de autoconsumo. En este caso, se aprovechan espacios con buen recurso de viento para ubicar algÃºn 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 urbanÃstica para facilitar la tramitaciÃ³n de este tipo de instalaciones eliminando la licencia de obras y aclarando quÃ© requisitos de altura y distancia son aplicables. Hay que señalar que la generaciÃ³n eÃ³lica distribuida permite sumar energÃa renovable y distribuida durante un elevado nÃºmero de horas anuales de manera rÃ¡pida y por eso es importante regular este tipo de instalaciones inmediatamente para acelerar su implantaciÃ³n.
En relaciÃ³n con la generaciÃ³n distribuida, un Ã¡mbito adicional que permite ganar capacidad de manera inmediata es la renovable ubicada en instalaciones hÃdricas. En este sentido, se modifica la normativa para establecer la posibilidad de instalar renovables elÃ©ctricas y tÃ©rmicas en obras y actuaciones hidrÃ¡ulicas de manera Ã¡gil, y se fija la posibilidad de exenciÃ³n de autorizaciÃ³n de gestiÃ³n de residuos en caso de que estos se valoricen.
Finalmente, se prevÃ© la tramitaciÃ³n 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 prÃ³ximos a lugares de consumo y que, por lo tanto, permiten dotar de mÃ¡s capacidad de generaciÃ³n en zonas generalmente consumidoras netas de energÃa. De esta manera se puede alcanzar mÃ¡s equilibrio entre oferta y demanda de energÃa elÃ©ctrica, y transitar hacia un modelo energÃ©tico mÃ¡s distribuido, resiliente y seguro.

III

TambiÃ©n se hace necesario actualizar la normativa relacionada con la implantaciÃ³n de parques solares y eÃ³licos en terreno, ya que actualmente Cataluña solo cuenta, segÃºn datos de Red ElÃ©ctrica de España, con 440 MW de potencia solar instalada y 1.406 MW de eÃ³lica.
Una de las razones por las que la energÃa solar y la eÃ³lica sobre terreno no avanzan en Cataluña es la elevada litigiosidad contra los parques renovables, ya que estas instalaciones normalmente requieren financiaciÃ³n 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 nÃºmero de 3.444 MW solares autorizados, de los que solo 441 MW estaban conectados en octubre de 2025, y de 2.242 MW eÃ³licos autorizados, de los que 1.406 estÃ¡n conectados. Se trata, por lo tanto, de parques que ya han superado el proceso de autorizaciÃ³n y que, si se pueden construir, permitirÃ¡n aumentar la potencia renovable instalada de manera rÃ¡pida.
Los recursos administrativos y judiciales son generalmente presentados por entidades del Ã¡mbito agrario o por personas o asociaciones ubicadas en la zona de implantaciÃ³n del parque que se oponen a la ocupaciÃ³n del entorno con placas solares o aerogeneradores.
El presente Decreto ley adopta medidas destinadas a fomentar la aceptaciÃ³n social y territorial de los parques, asÃ como garantÃas para el sector agrÃcola de que sus espacios mÃ¡s adecuados de regadÃo no se destinarÃ¡n 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.

laadministracionaldia.inap.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2716,79 €
V. Únicos: 144691

La primera medida en este sentido es regular la implantaciÃ³n de energÃa fotovoltaica en terrenos de regadÃo, encontrando un equilibrio entre todas las partes implicadas. El Gobierno hace suyo el trabajo, que han llevado a cabo la principal asociaciÃ³n de energÃa fotovoltaica del paÃs (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 cÃ³mo regular esta materia. AsÃ, se busca impedir nuevos parques solares en zonas de regadÃo como regla general, y se establecen algunas excepciones en ciertos casos, como los parques en tramitaciÃ³n, los parques de autoconsumo, los parques de menos potencia o los parques en terrenos no explotados agrariamente durante un periodo relevante. TambiÃ©n se establecen medidas en relaciÃ³n con la compatibilizaciÃ³n de espacios mediante la agrovoltaica o la fotovoltaica ubicada en instalaciones de riego. Convirtiendo en norma este acuerdo entre regantes y sector solar se prevÃ© poner fin a la conflictividad histÃ³rica entre ambos sectores e impulsar de manera decidida la energÃa solar sobre terreno, sin perjudicar los terrenos donde se han hecho importantes inversiones en infraestructuras de regadÃo.

La segunda medida urgente para reducir la conflictividad consiste en reformar el mecanismo de participaciÃ³n ciudadana para hacerlo mÃ¡s 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 estÃ© lo bastante maduro. AsÃ, se crean dos fases diferenciadas de participaciÃ³n. La inicial, informativa, antes de que el proyecto salga a informaciÃ³n pÃºblica, [...]

www.eleconomista.es
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 4933,02 €
V. Únicos: 11009125

Cataluña y el reto de bajar al terreno los megavatios renovables que tiene sobre el papel

- Cataluña vuelve a intentarlo.

reno.jpg

Energía

https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13621991/10/25/cataluna-y-el-reto-de-bajar-al-terreno-los-mega...

Antonio Martos Villar **Sábado, 01 noviembre 2025**

Cataluña vuelve a intentarlo. La comunidad autónoma tiene el **gran reto de avanzar en el despliegue de energías renovables** y el Decreto ley 22/2025, de 28 de octubre, para aumentar la resiliencia del suministro eléctrico en Cataluña sienta las bases para conseguir dicho objetivo.

La legislación autonómica y las distintas trabas políticas de los últimos años han dificultado el desarrollo tanto de plantas solares fotovoltaicas como parques eólicos. Sin embargo, la región parece haber entrado en una n **ueva era bajo la premisa de impulsar 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.

De hecho, según destaca el propio decreto aprobado este martes por el *Govern* , tras conseguir el beneplácito de ERC y los *Comuns* , señala que una de las razones por las que la energía solar y eólica sobre terreno no avanzan en Cataluña es la **elevada litigiosidad** en su contra, ya que estas instalaciones normalmente requieren financiación externa y, por regla general, el sector financiero es reticente a prestar dinero para construir parques que tienen recursos administrativos o judiciales pendientes.

Pocos megavatios instalados

www.eleconomista.es
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 4933,02 €
V. Únicos: 11009125

Este hecho explica parcialmente la enorme diferencia entre el número de 3.444 megavatios (MW) solares autorizados, de los que solo 441 MW estaban conectados en octubre de este año, 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. Actualmente, Cataluña s **olo cuenta con 440 MW de potencia solar instalada y 1.406 MW de eólica** , según datos de Red Eléctrica de España.

"Queda pendiente lograr un despliegue efectivo de la eólica terrestre en Cataluña. A pesar del nuevo marco del Decreto 22/2025, el ritmo actual de tramitación no permite cumplir los objetivos europeos de renovables ni el mandato comunitario de acelerar la transición energética. Es imprescindible consolidar un entorno administrativo ágil, previsible y coordinado entre departamentos y niveles de la administración, que elimine las barreras que hoy siguen ralentizando los proyectos", señala **Víctor Cusí, presidente de EolicCat** , en conversación con *elEconomista.es* .

En opinión de Cusí, la desaparición del interés público superior (IPS) del articulado -respecto al primer texto que el Ejecutivo catalán se vio obligado a retirar por falta de apoyos para su convalidación en el *Parlament* - plantea el riesgo de que la agilización quede en el plano declarativo.

Implantación del PLATER

"Es esencial que la Generalitat lo refuerce mediante instrucciones y actuaciones administrativas que asuman este principio de forma efectiva, dado que el IPS no es una opción política, sino una obligación derivada de las directivas europeas", argumenta. Desde el sector señalan que la comunidad debe cerrar el ***Pla Territorial Sectorial per a la Implantació de les Energies Renovables a Catalunya*** **(PLATER)** cuanto antes y convertirlo en una herramienta que facilite la implantación de proyectos, con garantías para todas las partes implicadas que evite la inseguridad jurídica y su instrumentalización.

De este modo, en la línea de **conseguir pasar de proyecto renovable autorizado a proyecto renovable conectado** para alcanzar un aumento de la potencia renovable en Cataluña, la nueva normativa, que aún debe ser convalidada, recoge la imposibilidad de que los ayuntamientos apliquen suspensiones generales al otorgamiento de licencias con prohibiciones totales. Desde el Ejecutivo catalán indican que los ayuntamientos tienen un papel clave en la implementación del PLATER y que sí podrán establecer zonas donde no quieran renovables, siempre que sea dentro de su término municipal. No obstante, no se permitirá la adopción de prohibiciones totales y generales a los proyectos renovables, ya que esta sería contraria a los objetivos de crecimiento en fuentes de energía 'verdes'.

¿En riesgo la consecución de objetivos?

Por su parte, la **bajada de los precios de la electricidad** ha provocado que algunos inversores y el sector bancario establezcan criterios más exigentes para invertir en renovables o para financiarlas. Esta situación favorece que algunos promotores decidan abandonar sus proyectos y, por lo tanto, que se pierda todo el esfuerzo de tramitación y el punto de conexión de la instalación, poniendo en riesgo la consecución de los objetivos de implantación de renovables para el año 2030.

www.eleconomista.es
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 4933,02 €
V. Únicos: 11009125

Por este motivo, desde la Generalitat apuestan por **medidas que aseguren la finalización rápida de las plantas** , con el fin de evitar que proyectos que se encuentran en un estado avanzado de tramitación acaben en desistimiento. Hay 93 proyectos renovables a día de hoy, que suman 945 MW, que han renunciado a sus autorizaciones, y esta cifra sigue subiendo ante la imposibilidad de traspasar las autorizaciones a terceros. Así, ahora se permitirá aunque no estén puestos en servicio.

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 impedir que la transmisión de permisos se convirtiera en una actividad especulativa que generara sobrecostes y rechazo territorial por los múltiples cambios de dueños de los proyectos. 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, la situación es justamente la contraria.

"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", refleja el texto recientemente aprobado.

Impulso al autoconsumo

"Con la aprobación de este decreto ley, Cataluña se coloca en una posición de liderazgo en la regulación de la autorización de proyectos de almacenamiento electroquímico con baterías tanto para la hibridación con la generación renovable como para la acumulación estacionaria", apunta **Salvador Salat, delegado de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en Cataluña** .

También resalta que se da un paso importante para el **relanzamiento del autoconsumo gracias a medidas de flexibilidad** para proyectos de autoconsumo industriales y colectivos y la regulación por primera vez en el territorio peninsular de una regulación específica para ordenar el despliegue de las comunidades energéticas. Es especialmente importante el reconocimiento que los proyectos de autoconsumo en comunidad pueden tener un factor de aceptación social equivalente a la propia participación directa en los proyectos de la ciudadanía.

www.residuosprofesional.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1951,41 €
V. Únicos: 13086

Recyclia analizará el papel de la RAP de residuos electrónicos como palanca de competitividad en la transición…

- Recyclia abordará en el EcoEncuenteo 2025 la aplicación de la RAP al reciclaje de residuos electrónicos como baterías y paneles fotovoltaicos.

residuos electrónicos

baterías | paneles fotovoltaicos | RAEE | RAP | reciclaje | residuos de aparatos eléctricos y electrónicos

https://www.residuosprofesional.com/recyclia-analizara-papel-rap-residuos-electronicos/
Residuos Profesional **Lunes, 03 noviembre 2025**

Inicio·Noticias·Reciclaje·Recyclia analizará el papel de la RAP de residuos electrónicos como palanca de competitividad en la transición energética03Nov - 2025

El EcoEncuentro 2025 acogerá también la presentación del VI Informe Anual sobre tendencias en la industria del reciclaje de RAEE y pilas en España.

Recyclia analizará en su EcoEncuentro 2025 el papel de la **Responsabilidad Ampliada del Productor** (RAP) en la gestión de residuos como palanca de competitividad, innovación y garantía de suministro de materias primas en el marco de la transición energética. La decimotercera edición de este foro, que se celebrará el próximo miércoles 5 de noviembre en Madrid, abordará en particular la aplicación de la RAP al reciclaje de baterías de movilidad eléctrica y paneles fotovoltaicos, dos tecnologías estratégicas para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y autónomo.

La jornada contará además con la presentación del VI Informe Anual de Recyclia sobre **tendencias en la industria del reciclaje de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) y pilas en España** . Se trata del único estudio que mide el impacto socioeconómico del sector del reciclaje de este tipo de residuos en nuestro país, actualizando anualmente sus principales indicadores y aportando una visión estratégica sobre su papel en la economía circular.

www.residuosprofesional.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1951,41 €
V. Únicos: 13086

Tras el discurso de bienvenida de Luis Pérez Bermejo, presidente de Recyclia, el EcoEncuentro 2025 ofrecerá una ponencia magistral a cargo de la firma de análisis económico y de mercados Analistas Financieros Internacionales (AFI), que abordará el **impacto del actual contexto geopolítico y financiero en la economía española** y en el despliegue de la transición energética.

Asimismo, Gabriel García, director general de Recyclia, presentará los resultados de la entidad y de sus fundaciones en el último ejercicio, junto a las principales iniciativas de sensibilización ciudadana y responsabilidad social.

Por último, el debate se articulará en dos mesas redondas. La primera, moderada por Gonzalo Torralbo, director comercial y de relaciones institucionales de Recyclia, analizará la **aportación de la RAP en sectores estratégicos de la transición energética** como el almacenamiento, las energías renovables y la movilidad eléctrica, ámbitos que concentran gran parte de las inversiones previstas para cumplir los objetivos de descarbonización en 2030.

Esta mesa contará con la participación, entre otros, de Luis Marquina, presidente de la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento (AEPIBAL); Héctor de la Plana, director técnico de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), y Jesús Freire, secretario general de la Asociación de Marcas y Bicicletas de España (AMBE).

Por su parte, la segunda mesa, moderada por Javier Martínez, director del programa Ecogestiona de Capital Radio, se centrará en los **retos del reciclaje de baterías de vehículos eléctricos y paneles solares** , dos flujos de residuos electrónicos llamados a crecer de forma exponencial en la próxima década y que contienen materiales críticos para la Unión Europea como el litio, el cobalto o el níquel.

Intervendrán en esta segunda mesa David Anguera, ingeniero de proyectos en ACCUREC-Recycling; Carlos Mallén, director gerente planta de FCC Ámbito; Juan Castro, gestor de proyectos de investigación en reciclaje de baterías del Centro Tecnológico CARTIF; María Jesús Veleiro, directora de análisis estratégico y compliance de Recyclia, y Paula Ceballos, analista político en la Representación de la Comisión Europea en España.

Artículos relacionados

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

EIDF amplía horizontes: energía solar, eficiencia y movilidad para un modelo energético más sostenible

- EIDF avanza en su reconstrucción con nuevos parques solares y una oferta ampliada en sostenibilidad energética.

EIDF amplía horizontes: energía solar, eficiencia y movilidad para un modelo energético más sostenible

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias. | EIDF amplía horizontes: energía solar

https://www.energias-renovables.com/panorama/eidf-ampl-a-horizontes-energ-a-20251031

Manuel Moncada **Viernes, 31 octubre 2025**

La compañía española especializada en soluciones de energía fotovoltaica acaba de conectar a la red sus tres primeros parques solares, que suman una potencia conjunta de 4,81 megavatios (MW). Esta producción permitirá evitar la emisión anual de más de 2.000 toneladas de CO_2, el equivalente a la plantación de más de 50.000 árboles.

El avance supone uno de los primeros resultados tangibles del plan de reestructuración iniciado a mediados de 2024, impulsado por la profesionalización del equipo y la nueva estrategia corporativa.

Del total de potencia conectada, 3,6 MW corresponden a parques propiedad de Tornalti Solar, sociedad en la que EIDF posee un 40% del capital, mientras que los 1,2 MW restantes pertenecen a la sociedad conjunta con Atitlan, en la que el Grupo participa con un 49%. En los próximos meses, está prevista la conexión de otros 20,3 MW adicionales construidos a través de esta última alianza.

"El logro alcanzado refleja el compromiso y esfuerzo del equipo liderado por Antonio Arcas, director de la unidad de generación", ha destacado Joan Gelonch, consejero delegado de EIDF. "El reenfoque de la nueva dirección en el área de autoconsumo, bajo la coordinación de Oriol Ventura, abre un futuro prometedor para la expansión de nuestra actividad", añadió.

Durante este ejercicio, la división de autoconsumo ha desarrollado instalaciones con una potencia total de 16 MW. A corto plazo, la compañía dispone de una cartera en ejecución o próxima a

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ejecución de 35 MW, de los cuales 7 MW se ejecutarán bajo modalidad EPC y 28 MW mediante contratos PPA, reflejo de la apuesta del grupo por ingresos estables y sostenibles a largo plazo.

Expansión hacia la eficiencia energética y la movilidad sostenible

EIDF ha anunciado además la ampliación de su cartera de servicios para ofrecer soluciones integrales de eficiencia energética y movilidad sostenible. Con esta diversificación, la empresa busca optimizar el consumo de sus clientes y contribuir a la sostenibilidad de sus operaciones.

Entre las novedades se incluyen sistemas de almacenamiento con backup para garantizar el suministro en caso de cortes eléctricos y permitir el uso de energía solar durante los turnos nocturnos en entornos industriales. La compañía también ofrece el servicio de sustitución de cubiertas, una medida que facilita la instalación de paneles solares y responde a la creciente demanda de retirada de materiales como la uralita.

Asimismo, EIDF incorpora estructuras solares en cubiertas de pistas de pádel, una solución que mejora la eficiencia y rentabilidad de estas instalaciones, permitiendo su uso durante todo el año.

La nueva oferta incluye además tecnologías complementarias como aerotermia, geotermia, domótica y soluciones de movilidad eléctrica. En el ámbito de la gestión energética, la empresa introduce el sistema CAES, que permite certificar y monetizar cada kilovatio-hora ahorrado mediante medidas de eficiencia.

En el área de movilidad, EIDF ha desarrollado marquesinas solares para aparcamientos, sistemas de recarga eléctrica y la integración de energía fotovoltaica en vehículos de transporte, especialmente aquellos con alto consumo, como los frigoríficos.

Con estas iniciativas, el Grupo refuerza su papel en la transición energética y la descarbonización, ofreciendo a las empresas herramientas para mejorar su competitividad, reducir su huella ambiental y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

EIDF conecta sus primeros parques solares y amplía su oferta hacia la eficiencia energética y la movilidad sostenible - Energética 21

- La compañía española refuerza su posicionamiento en la transición energética con nuevos servicios en almacenamiento, recarga eléctrica y certificación de ahorro energético.

EIDF conecta sus primeros parques solares y amplía su oferta hacia la eficiencia energética y la movilidad sostenible.

parques solares | eficiencia energética | movilidad sostenible | energía renovable | conexión a la red | emisión de co2

https://energetica21.com/noticia/eidf-conecta-primeros-parques-solares-amplia-oferta-eficiencia-energetica-m...
Energética 21 **Viernes, 31 octubre 2025**

La compañía española refuerza su posicionamiento en la transición energética con nuevos servicios en almacenamiento, recarga eléctrica y certificación de ahorro energético.

EIDF ha anunciado la conexión a la red de sus **tres primeros parques solares** , que suman una potencia conjunta de **4,81 MW** . Esta generación equivale a evitar la emisión anual de más de **2.000 toneladas de CO2** y a la plantación de **más de 50.000 árboles** , un paso que consolida el proceso de reconstrucción iniciado por la empresa a mediados de 2024.

Del total conectado, **3,6 MW** pertenecen a **Tornalti Solar** , sociedad participada en un 40% por EIDF, y **1,2 MW** corresponden a la **joint venture con Atitlan** , donde el grupo ostenta el 49%. Además, está prevista la conexión de **20,3 MW adicionales** en los próximos meses.

“El logro se ha materializado gracias al compromiso del equipo liderado por **Antonio Arcas** , director de la unidad de generación”, ha destacado **Joan Gelonch** , CEO de EIDF. Gelonch también ha subrayado el papel de **Oriol Ventura** al frente del área de autoconsumo, que ha desarrollado instalaciones con una potencia total de **16 MW** durante este ejercicio.

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

La compañía cuenta actualmente con una cartera de proyectos en ejecución o próxima a ejecución de **35 MW** , de los cuales **7 MW** se realizan bajo modalidad **EPC** y **28 MW** bajo **PPA** , reflejando su apuesta por los ingresos estables a largo plazo.

Paralelamente, EIDF ha ampliado su gama de servicios para ofrecer soluciones integrales de **eficiencia energética** , que incluyen **almacenamiento con backup** , **cambios de cubiertas** , **estructuras solares en pistas de pádel** , **aerotermia** , **geotermia** , **domótica** y **movilidad eléctrica** .

La compañía también ha incorporado la **gestión de CAE** , un sistema que permite certificar, valorar y monetizar el ahorro energético anual, reforzando su compromiso con la **transición energética** y la **descarbonización** .

Con estas iniciativas, EIDF busca posicionarse como un aliado clave para las empresas que quieren **optimizar su consumo energético** , **reducir costes** y **minimizar su huella ambiental** .

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

Cuatro nuevas instalaciones solares en Arequipa aportarán 905 MW al sistema eléctrico peruano

- El Ministerio de Energía y Minas de Perú anunció la construcción de cuatro plantas solares en Arequipa, que sumarán 905 MW y comenzarán a operar entre 202...

GALERIA

revista digital | revista energia renovable | energia renovable | energias limpias | energia fotovoltaica | energia solar

https://www.review-energy.com/solar/cuatro-nuevas-instalaciones-solares-en-arequipa-aportaran-905-mw-al-si...
Viernes, 31 octubre 2025

31 octubre 2025 0

El Ministerio de Energía y Minas ha informado que se construyen cuatro centrales de generación eléctrica con energía solar en la región Arequipa, que aportarán **905 MW** de energía limpia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Las instalaciones, que **entrarán en operación comercial entre 2026 y 2028** , representan una inversión conjunta de **US$ 795 millones** y tienen como objetivo fortalecer la seguridad del sistema energético nacional, impulsar las actividades industriales y económicas del sur del país y mejorar la calidad del servicio eléctrico para la población.

Nuevas centrales solares

o Central Solar Sunny, con una capacidad de 325 MW.

o Central Solar Illa, con 396 MW.

o Central Solar San José, con 156 MW.

o Central Solar Fotovoltaica Sol de Verano I, con una potencia instalada de 45,3 MW.

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

De dicha cartera de proyectos, el 22 de octubre se inició la operación comercial de la primera etapa de la central solar Sunny con una capacidad de 204 MW, en el 2026 se tiene previsto que concluya la segunda etapa para alcanzar los 325 MW de capacidad instalada.

El MINEM destacó que esta inversión generará empleo local, dinamizará las economías regionales y contribuirá al cierre de brechas de acceso a la energía, en línea con la política del Gobierno de promover una transición energética justa y sostenible para todos los peruanos.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

El papel del almacenamiento C&I en la nueva era de la energía distribuida - Energética 21

- Sungrow mostrará en el webinar Autoconsumo. Tecnologías y proyectos (6 de noviembre, inscripción gratuita) las características y aplicaciones de PowerStack ST200CS, su solución ESS para el sector C&I.

las características y aplicaciones de PowerStack ST200CS, su solución ESS para el sector C&I.

almacenamiento c&i | energía distribuida | sector energético | autoconsumo | tecnologías energéticas

https://energetica21.com/noticia/papel-almacenamiento-ci-nueva-era-energia-distribuida/
Energética 21 **Viernes, 31 octubre 2025**

Sungrow mostrará en el webinar Autoconsumo. Tecnologías y proyectos (6 de noviembre, inscripción gratuita) las características y aplicaciones de PowerStack ST200CS, su solución ESS para el sector C&I.

Dada la creciente importancia y la tendencia hacia el almacenamiento energético que está viviendo el sector energético, el webinar **Autoconsumo. Tecnologías y proyectos** (**6 de noviembre** , **inscripción gratuita**) dedicará buena parte de sus presentaciones a explorar las nuevas soluciones que están presentando los fabricantes de referencia en el sector.

Tecnología Utility adaptada al sector industrial

Sungrow mostrará en el evento las características y aplicaciones de PowerStack ST200CS, su solución ESS para el sector C&I. Se trata de un equipo all-in-one (inversor/PCS con baterías incluidas) diseñado con tecnología Utility adaptada al sector industrial. Es una solución compacta, flexible y adaptable a diferentes escenarios, como peak shaving, sistemas on y off-grid, entre otros.

Además, incorpora un sistema de refrigeración líquida, lo que aumenta considerablemente su vida útil. Además, consta de un avanzado sistema de monitorización y de un completo sistema

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

antincendios integrado, entre otras características, que lo convierten en una opción moderna y óptima para el panorama energético actual.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

Energía solar para fundir aluminio y dejar de emitir CO2

- La producción de aluminio es responsable del 2% de las emisiones anuales de gases de efecto invernader. en el mundo.

Energía solar para fundir aluminio y dejar de emitir CO2

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias. | Energía solar para fundir aluminio y dejar de emitir CO2

https://www.energias-renovables.com/termosolar/energ-a-solar-para-fundir-aluminio-20251031
ER Sábado, 01 noviembre 2025

El aluminio es un material de alta demanda y consumo energético, cuya industria genera anualmente más de 1.100 millones de toneladas de CO2 a nivel mundial. Su extracción y procesamiento es altamente contaminante, emitiendo entre 14 y 20 toneladas de CO2 por cada tonelada de metal, mientras que el reciclaje mediante fundición tradicional, con combustible fósiles, emite entre 3 y 4 toneladas de CO2.

El horno solar desarrollado por Fraunhofer, está siendo probado en el Parque Laguna Carén de la Universidad de Chile, en la comuna de Pudahuel. Funde aluminio reciclado, como pistones de motor, latas de bebida y marcos de ventanas, utilizando únicamente calor solar concentrado.

En una primera etapa, los investigadores realizaron más de 30 pruebas en terreno, logrando fundir 1,7 kg. de aluminio en tan solo cuatro horas de operación. A partir de estos datos, desarrollaron un modelo computacional que simuló el funcionamiento del horno en distintas ubicaciones. Las simulaciones concluyeron que el prototipo podría fundir más de 737 kg de aluminio al año, alcanzando una producción máxima de 4,2 kg en los días de verano en el norte de Chile.

El equipo de Fraunhofer Chile busca ahora automatizar los procesos para aumentar la producción y explorar el uso final del material fundido. “Este trabajo no solo aporta a la economía circular mediante energías limpias, sino que también abre la puerta a nuevas aplicaciones, como el reciclaje

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

de paneles solares al final de su vida útil", de acuerdo con Pablo Castillo, ingeniero investigador líder del proyecto.

Castillo añade que el nuevo horno solar que también podría implementarse en otros procesos industriales de alta temperatura, como la producción de cemento, vidrio, o incluso en procesos mineros".

El desarrollo del prototípo se enmarca en el proyecto Renoval , financiado por la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) a través del fondo Crea y Valida.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Estas torres solares 3D son un 50% más eficientes y se están probando en algunos aeropuertos españoles

- Aena está llevando a cabo programas piloto con esta innovadora tecnología que aprovecha más horas de producción solar gracias a su diseño.

Estas torres solares 3D son un 50% más eficientes y se están probando en algunos aeropuertos españoles

https://elperiodicodelaenergia.com/estas-torres-solares-3d-son-un-50-mas-eficientes-y-se-estan-probando-en-...

Ramón Roca

Sábado, 01 noviembre 2025

Aena está llevando a cabo programas piloto con esta innovadora tecnología que aprovecha más horas de producción solar gracias a su diseño

Janta Power , una empresa texana que desarrolla innovadores sistemas de torres solares tridimensionales, ha cerrado una ronda de financiación inicial de 5,5 millones de dólares liderada por MaC Venture Capital , con la participación de Collab Capital , para acelerar la comercialización de su tecnología patentada de torres fotovoltaicas 3D de alta densidad. Esta inversión impulsará la ampliación de la producción y su implementación en centros de datos, estaciones de carga para vehículos eléctricos, torres de telecomunicaciones, universidades y diversas instalaciones industriales.

Las torres solares verticales de Janta están diseñadas para generar aproximadamente un 50% más de energía que los sistemas tradicionales de paneles planos, utilizando un tercio de la superficie del terreno, superando así las limitaciones de densidad energética y de emplazamiento que limitan la energía solar convencional.

Se están llevando a cabo programas piloto con los principales aeropuertos mundiales, incluidos el Aeropuerto Internacional de Múnich , Aena (operador de más de 70 aeropuertos en todo el mundo, 46 de ellos en España) y el Aeropuerto Internacional de Dallas-Fort Worth (DFW), como parte de la iniciativa Aeropuertos para la Innovación (A4I).

Más horas

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

La geometría patentada de las torres de Janta logra una exposición solar aproximadamente tres veces mayor que la de los paneles planos tradicionales en la misma superficie. El diseño vertical apilado de cada torre captura la luz solar de la mañana y de la tarde, generando una curva de potencia de doble pico que se ajusta mejor a la demanda energética real.

Las instalaciones típicas alcanzan un factor de capacidad de aproximadamente el 32%, en comparación con el 22% de los paneles planos, gracias a la optimización activa del sombreado y al software de control. Cada estructura está diseñada para resistir vientos de al menos 177 km/h y hasta 274 km/h, y cuenta con una construcción de acero y cimentaciones modulares helicoidales o de pilares que eliminan la necesidad de realizar grandes trabajos de nivelación del terreno.

A diferencia de los seguidores solares de un solo eje que concentran la producción cerca del mediodía, la configuración 3D de Janta distribuye la energía de forma uniforme a lo largo del día, reduciendo la sobrecarga en las redes eléctricas y la dependencia de las centrales de punta. Este perfil de generación único complementa la energía solar convencional y mejora la estabilidad general de la red.

Actualmente, la solución solar de Janta Power puede alcanzar un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de tan solo $0.05/kWh, en comparación con el promedio mundial de aproximadamente $0.15/kWh. A medida que la empresa continúa ampliando y optimizando sus procesos de fabricación e implementación, el objetivo es reducir aún más el LCOE en los próximos años.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

La alemana SMA crea una filial en Australia y asegura sus dos primeros proyectos de almacenamiento a gran escala

- Altenso es una subsidiaria del gigante alemán SMA Solar Technology y, en Australia, ya participa en dos sistemas de almacenamiento en baterías de cuatro horas en Nueva Gales del Sur.

La alemana SMA crea una filial en Australia y asegura sus dos primeros proyectos de almacenamiento a gran escala

https://elperiodicodelaenergia.com/la-alemana-sma-crea-una-filial-en-australia-y-asegura-sus-dos-primeros-pr...
José A. Roca
Sábado, 01 noviembre 2025

Altenso es una subsidiaria del gigante alemán SMA Solar Technology y, en Australia, ya participa en dos sistemas de almacenamiento en baterías de cuatro horas en Nueva Gales del Sur

La empresa alemana **SMA Altenso** , especializada en soluciones híbridas de generación y almacenamiento de energía, ha anunciado el lanzamiento de una nueva filial en Australia, con planes para desarrollar una cartera de baterías a gran escala (gigavatios) y avanzar en proyectos de hidrógeno.

Altenso es una subsidiaria del gigante alemán **SMA Solar Technology** y, en Australia, ya participa en dos sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) de cuatro horas en Nueva Gales del Sur (NSW): las baterías de Moree y Deniliquin, ambas con una capacidad de 120 megavatios (MW) y 480 megavatios-hora (MWh).

Ambos proyectos están siendo desarrollados por **Avenis Energy** , y se espera que alcancen el estado de “listos para construir” en los próximos meses, con el inicio de las obras previsto para mediados de 2026.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

En un comunicado publicado en julio, Avenis Energy describió a Altenso como “un socio tecnológico confiable, con una profunda experiencia en ingeniería” y “un socio de integración de baterías”.

Altenso Australia tendrá su sede en Sídney, bajo la dirección de Julien Tissandier. Es una de las filiales internacionales más recientes de SMA Altenso, y la empresa afirma que se centrará en una cartera de proyectos de baterías a escala de gigavatios, así como en proyectos de hidrógeno.

Nuevas perspectivas y energía competitiva

Tissandier comentó que Altenso Australia espera “aportar nuevas perspectivas y energía competitiva” al sector del almacenamiento de energía a escala de red, en rápida evolución.

“Los primeros proyectos, junto con nuestro socio estratégico Avenis, representan solo el comienzo de la cartera australiana de Altenso y reflejan nuestro profundo compromiso con la transición hacia la energía limpia en Australia”, dijo.

Altenso afirma haber participado en proyectos BESS que suman más de 1,5 gigavatios (GW) a nivel mundial y haber suministrado más de 1 GW en unidades de conversión de energía para proyectos de hidrógeno.

La subsidiaria de SMA se lanzó originalmente en Alemania en 2014, bajo el nombre SMA Sunbelt Energy, como proveedor de soluciones para sistemas híbridos fotovoltaicos complejos, proyectos fuera de red, sistemas BESS conectados a la red y aplicaciones de hidrógeno (P2G).

Posteriormente, la empresa orientó su enfoque hacia proyectos de baterías e hidrógeno a gran escala, adoptando el nombre SMA Altenso, una contracción de “Alternative Energy Solutions” (Soluciones de Energía Alternativa).

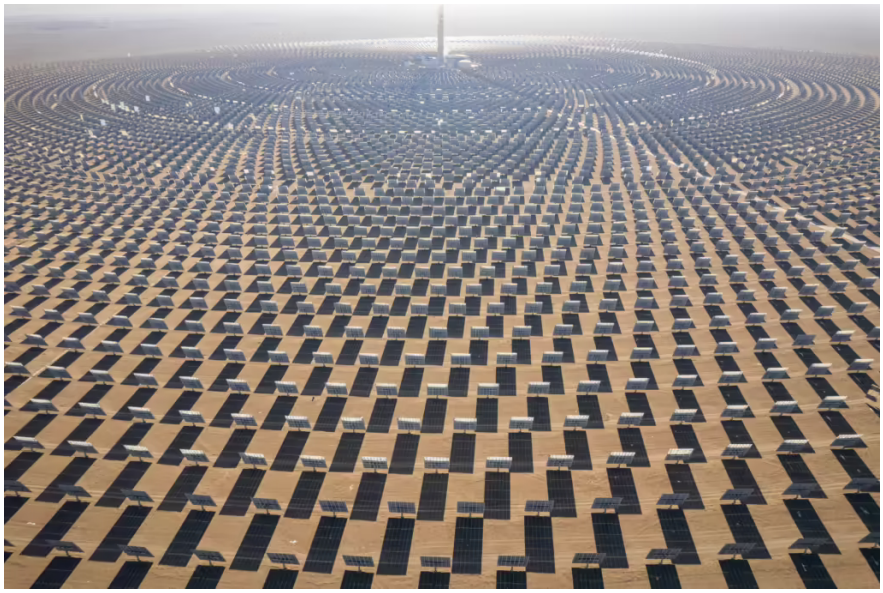
Por su parte, SMA Australia ofrece soluciones tecnológicas de inversores fotovoltaicos, de baterías e híbridos, principalmente para proyectos residenciales, comerciales e industriales, y cuenta con una sólida presencia en el país.

SMA Altenso, en cambio, se especializa en proyectos a gran escala, actuando como integrador de sistemas para almacenamiento con baterías, aplicaciones de hidrógeno y soluciones híbridas, tanto fuera de red como conectadas a la red.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

La EHU demuestra el potencial de nuevos materiales para absorber el 99,5 % de la luz en torres solares

- Investigadores de la Universidad de la Universidad del País Vasco analizaron la capacidad de las nanoagujas de cobaltoato de cobre ultra negro recubiertas de óxido de zinc para absorber la energía solar.



https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/la-ehu-demuestra-el-potencial-de-nuevos-materiales-para-absorber-el...
Viernes, 31 octubre 2025

Investigadores de la Universidad de la Universidad del País Vasco analizaron la capacidad de las nanoagujas de cobaltoato de cobre ultra negro recubiertas de óxido de zinc para absorber la energía solar.

Pilar Sánchez Molina

A pesar de que, históricamente, la energía termosolar (CSP) es más cara y compleja que la energía fotovoltaica, esta puede utilizarse fácilmente para almacenar energía térmica. Investigadores del grupo de Propiedades Termofísicas de los Materiales de la Universidad del País Vasco (EHU) exploran materiales ultra negros para su uso en torres solares, que concentran y absorben la energía solar dirigida mediante espejos hacia ellas. «Cuanto más eficaces sean los materiales absorbentes, más competitivos serán los sistemas y se abrirán oportunidades para este tipo de energía», afirma Iñigo González de Arrieta, investigador del grupo.

Utilizando equipos de última generación creados en el propio laboratorio de la EHU, «realizamos análisis termoópticos para medir las propiedades de absorción de las muestras que nos llegan. A nivel internacional, hay pocos laboratorios dedicados a la investigación a altas temperaturas», afirma González.

Los materiales absorbentes deben ser ultra negros, y los que hay disponibles actualmente en el mercado con estas características son los nanotubos de carbono alineados verticalmente. «Los

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

nanotubos de carbono absorben alrededor del 99 % de la luz, pero no se pueden utilizar en torres solares», explicó el investigador: aunque estos materiales tienen índices ópticos adecuados y geometrías muy adecuadas para atrapar la luz, «los nanotubos de carbono no son estables a altas temperaturas y en presencia de alta humedad. Por lo tanto, deben recubrirse con materiales más resistentes, lo que reduce su optimización», añade.

Los investigadores de la EHU llevaron a cabo la caracterización termoóptica de nanoagujas de cobre y cobalto patentadas por la Universidad de California en San Diego. «Son mucho más estables a altas temperaturas y, además, las nanoagujas recubiertas de óxido de zinc tienen una mayor absorción que los nanotubos utilizados hasta ahora. Los materiales (silikones negros) que se utilizan actualmente en las torres solares absorben el 95 % de la luz, lo cual es mucho; sin embargo, las nanoagujas de cobre cobaltato absorben el 99 % de la luz, y las recubiertas con óxido de zinc aún más, el 99,5 %», explicó González de Arrieta.

El Dr. Renkun Chen, de la Universidad de California en San Diego, está colaborando con el Departamento de Energía de los Estados Unidos para empezar a utilizar nanoagujas de cobre-cobalto recubiertas con óxido de zinc dopado en torres solares, «pero no sabemos cómo acabará eso, dada la situación de incertidumbre en los Estados Unidos», concluyó el investigador de la EHU.

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

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

La instalación del día: un autoconsumo de 72 kW en La Aldea de San Nicolás

- El sistema instalado por el Cabildo de Gran Canaria cuenta con 175 módulos fotovoltaicos de 455 Wp del fabricante chino Longi, modelo LR4-72HPH 455M, y dos inversores Huawei de 36 kW, modelo SUN2000-36KTL-M3.

https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/la-instalacion-del-dia-un-autoconsumo-de-72-kw-en-la-aldea-de-san-...
Viernes, 31 octubre 2025

El Cabildo de Gran Canaria, a través del Consejo Insular de la Energía (CIEGC), ha puesto en marcha una instalación fotovoltaica para autoconsumo colectivo de 72 kW en el Centro de Interpretación Los Caserones, en el municipio de La Aldea de San Nicolás. El proyecto fue ejecutado por la empresa cántabra Teican Medioambiental por un importe de 77.040 euros.

El sistema cuenta con la instalación de 175 módulos fotovoltaicos de 455 Wp del fabricante chino Longi, modelo LR4-72HPH 455M, y dos inversores Huawei, modelo SUN2000-36KTL-M3, de 36 kW cada uno.

En las cubiertas orientadas al oeste se instalaron 85 paneles, agrupados en dos strings de 19 módulos conectados en paralelo por la entrada A del inversor, dos strings de 10 paneles por la entrada B, un string de 13 módulos por la entrada C y un string de 14 paneles conectados a la entrada D.

En las cubiertas orientadas al este hay 90 módulos, divididos en dos strings de 11 paneles conectados en paralelo por la entrada A del inversor, otros dos strings de 12 paneles por la entrada B, un string de 18 paneles por la entrada C y dos strings de 13 módulos conectados en paralelo por la entrada D.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

El sistema de sujeción consiste en una estructura coplanar de la marca asturiana Alusín Solar, fijada a la cubierta mediante perfiles y anclajes pasateja.

El Cabildo estima una producción anual de 121.790 kWh, con un porcentaje de autoconsumo del 9,8 %, por lo que proyecta la instalación de un sistema de almacenamiento que permita aprovechar los excedentes.

El proyecto fotovoltaico se enmarca en el Plan de Sostenibilidad Turística del Patrimonio Mundial y Reserva de la Biosfera de Gran Canaria, financiado por el 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

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...

Las Provincias
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 91
Ocupación: 40,21% Valor: 2.867,03 € Tirada: 8.771 Difusión: 6.842 Audiencia: 58.000

La Agenda Urbana de Reconstrucción incluye la laminación de aguas en la avenida Orba. LP

La reconstrucción de Alfafar entra en una nueva fase con proyectos verdes y sostenibles

ALFAFAR

Extras. Alfafar avanza en su proceso de reconstrucción urbana tras la dana, con actuaciones que abarcan desde la reposición de zonas verdes y parques hasta la mejora de infraestructuras viarias y el impulso de nuevos proyectos sostenibles financiados con fondos europeos.

Dentro del proceso de recuperación del municipio tras la dana, las memorias para la reconstrucción de las zonas verdes, parques y áreas de juegos infantiles correspondientes al Barrio Orba y Alfalares, elaboradas por Tragsatec, ya han sido aprobadas por el Ministerio, con una inversión total de siete millones de euros.

El siguiente paso será la adjudicación a la empresa encargada de desarrollar los proyectos técnicos basados en esas memorias. En cuanto a las zonas verdes del centro urbano, se ultiman los informes para presentarlos de forma inminente, con la previsión de que sean validados antes de que finalice el año.

El alcalde de Alfafar, Juan Ramón Adsuara, señala que estas actuaciones no solo buscan recuperar lo que la dana dañó, sino mejorar y adaptar los espacios públicos para que sean más seguros, sostenibles y preparados ante futuros episodios meteorológicos. Algunos de estos proyectos se han diseñado de forma participativa, como el parque José Antequera, en el que el vecindario aportó ideas y propuestas para redefinir los espacios públicos afectados.

Entre las actuaciones previstas destacan la reposición de instalaciones de alumbrado, riego y fuentes de agua potable, la creación de nuevas zonas de juegos infantiles, mejoras de seguridad con barandillas y vallados, la recuperación de la vegetación y árboles caídos, y la creación de una pantalla verde frente a las vías del tren en el parque de la calle Sènia, en Alfalares.

Además, se aplicarán soluciones innovadoras como la mejora técnica del sistema SUDS (drenaje urbano sostenible), mediante pavimentos drenantes y parterres que faciliten la filtración del agua de lluvia. «Estamos transformando la adversidad en una oportunidad para construir un Alfafar más verde, seguro y resiliente», destaca Adsuara.

Reposición viaria

Otro de los ejes del plan es la reparación integral de las vías públicas. La empresa adjudicataria del Estado, Ingenierías SMC, ha comenzado los trabajos de campo en distintos puntos del municipio para documentar y evaluar los daños sufridos en el asfalto, las aceras y los sistemas de alcantarillado.

«Ya se han iniciado algunas reparaciones en los colectores y el alcantarillado, y en los próximos días comenzaremos a actuar sobre las calles más afectadas, para reorganizar el pavimento y renovar la pintura vial», explica el alcalde.

Una vez completado este análisis, se elevarán los informes al Ministerio con el fin de redactar el proyecto final de asfaltado y reorganización viaria, que permitirá devolver la normalidad al tráfico y mejorar la accesibilidad en todos los barrios.

Fondos europeos

En el marco de los fondos europeos Edil-Dana, Alfafar podrá acceder a una financiación estimada de entre cinco y 15 millones de euros, destinada a proyectos de resiliencia y desarrollo sostenible.

La Agenda Urbana de Reconstrucción del municipio contempla varias actuaciones estratégicas, entre ellas la laminación de aguas en la avenida de Orba y en las calles Manuel Baixauli y Andrés, así como la creación de avenidas verdes ajardinadas que funcionen como corredores naturales de drenaje.

«Estas nuevas avenidas no solo mejorarán la gestión del agua en caso de lluvias intensas, sino que también conectarán la parte oeste y este del municipio, para responder a una demanda de la ciudadanía», subraya Adsuara.

Otro de los proyectos clave es la regeneración del edificio Clara Campoamor, que se transformará en un refugio climático y espacio sostenible donde se centralizarán varios servicios municipales. «Queremos que el edificio Clara Campoamor sea un referente de sostenibilidad y bienestar ciudadano, con energía solar y capacidad de acoger a personas en caso de emergencia», afirma el alcalde.

A este proyecto se suma la construcción de un nuevo edificio polivalente en la zona de Reyes Católicos y Manuel Baixauli y Andrés, concebido como refugio elevado y espacio cultural o educativo, adaptable a las necesidades del municipio.

En conjunto, estas actuaciones, que suman una inversión total de 16 millones de euros, financiados con fondos municipales y europeos, conforman una estrategia integral que refuerza la resiliencia, sostenibilidad y cohesión urbana de Alfafar.

Mirada de futuro

Adsuara critica la reconstrucción a dos velocidades de Alfafar: «Mientras Europa ha puesto los medios y los fondos necesarios, en España seguimos esperando que se liberen los recursos que pertenecen a nuestros vecinos y vecinas», concluye. Aun así, el municipio avanza con paso firme en su plan de recuperación y demuestra que la colaboración entre administraciones, ciudadanía y técnicos es la clave para levantar una ciudad más preparada, más verde y más humana.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

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

- 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.

https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/licitacion-en-el-port-de-barcelona-para-sistema-fotovoltaico-con-bate...
Viernes, 31 octubre 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.

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.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

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

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Llega el transporte marítimo solar: así es el primer buque costero del mundo suministrado en parte con paneles…

- Se trata del MV Vertom Tula, un buque de carga multipropósito diésel-eléctrico de 7280 toneladas de peso muerto.

Llega el transporte marítimo solar: así es el primer buque costero del mundo suministrado en parte con paneles fotovoltaicos

https://elperiodicodelaenergia.com/llega-el-transporte-maritimo-solar-asi-es-el-primer-buque-costero-del-mun...

Ramón Roca

Sábado, 01 noviembre 2025

Se trata del MV Vertom Tula, un buque de carga multipropósito diésel-eléctrico de 7280 toneladas de peso muerto

La innovadora empresa holandesa de energía solar marítima, Wattlab, ha suministrado un sistema de energía solar apto para la navegación marítima a Vertom, compañía naviera, comercial y de servicios marítimos con presencia global. El recientemente entregado «MV Vertom Tula» es un buque de carga multipropósito diésel-eléctrico de 7280 toneladas de peso muerto (TPM).

El sistema solar representa un importante hito técnico y un paso adelante hacia el transporte marítimo sostenible. Wattlab ha suministrado e instalado 44 paneles solares planos que proporcionarán energía a los sistemas a bordo, reduciendo el consumo eléctrico de los sistemas auxiliares en un 20%.

Vertom opera una flota de más de 100 buques, con un TPM que oscila entre 1.500 y 12000 toneladas. Además de transporte marítimo y comercio, la cartera de Vertom incluye agencias portuarias y transitarios, servicios marítimos, fletamento de buques tanque y servicios de línea regular.

La empresa cuenta con una sólida trayectoria en el mercado del transporte marítimo de corta distancia y aspira a operar de la forma más sostenible posible. Para comprender y probar la nueva

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

tecnología y sus ventajas, Vertom llevó a cabo dos proyectos piloto con Wattlab antes de decidir equipar completamente este nuevo buque.

Instalación rápida

Tras la producción y el ensamblaje en septiembre en las nuevas instalaciones de producción de Wattlab en Róterdam, los 44 paneles solares planos se instalaron a bordo en un solo día en el puerto de Harlingen. Bo Salet, cofundador y director ejecutivo de Wattlab, explica que los paneles solares planos (Solar Flatracks) se pueden instalar en un tiempo mínimo utilizando herrajes de cierre giratorio para contenedores.

“Para los armadores, el tiempo es dinero, por lo que la rapidez y la facilidad de uso son fundamentales. Además, sabemos que el espacio también es dinero. Por lo tanto, si fuera necesario retirar los paneles para dar cabida a un tipo de carga especial, la tripulación puede apilarlos y almacenarlos fácilmente en el espacio que ocupa un contenedor de 20 pies”, explicó.

“Agradecemos a Vertom su confianza y la excelente colaboración durante los últimos tres años. Sin ellos no habríamos podido alcanzar este hito, tanto para el buque como para la tecnología. ¡Les deseamos al Vertom Tula y a su tripulación vientos favorables y buena navegación! Asimismo, agradecemos al Fondo de Transición Justa (FTJ) de la UE, que cofinanció este proyecto”, continuó.

Tripulación satisfecha

“Durante las pruebas piloto, los resultados demostraron que el sistema Solar Flatrack funciona correctamente en el exigente entorno del transporte marítimo costero”, afirma Thomas van Meerkerk, director de desarrollo de negocio de Vertom.

“Según los resultados de nuestra propia investigación y la de TNO en los últimos meses, consideramos que el sistema Solar Flatrack de Wattlab es una opción eficaz para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes. Por supuesto, esto también depende de las condiciones en las que operan nuestros buques, pero está claro que el sistema puede proporcionar un retorno de la inversión positivo y contribuir a la reducción de CO_2 en el transporte marítimo".

Por su parte, Bo Salet afirmó que "otra ventaja es que los paneles pueden permanecer en las tapas de las escotillas durante las operaciones de carga y descarga. La tripulación se mostró escéptica al principio, temiendo mucho trabajo extra. Sin embargo, pronto comprobaron que, en la práctica, los sistemas Solar Flatrack son fáciles de usar y requieren un mantenimiento mínimo. Por ejemplo, no se forma costra de sal, ya que el agua puede drenar libremente de los paneles”.

Validación y reconocimiento

La organización de investigación TNO, neerlandesa independiente y reconocida mundialmente, ha validado la reducción de emisiones de CO2 y el tiempo de recuperación de la inversión del sistema. Su informe se publicará próximamente.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

En las últimas semanas, Solar Flatrack ha sido nominado a los Premios IBJ, tanto al Premio a la Protección Ambiental como al Premio al Buque Granelero del Año, junto con Vertom.

La puesta en marcha del primer sistema a gran escala en un buque costero supone un hito importante en la evolución de las estrategias de descarbonización marítima. Ante la creciente presión normativa (p. ej., FuelEU Maritime, EU ETS) y la volatilidad de los precios del combustible, los armadores y operadores buscan diversificar su matriz energética a bordo. La solución solar escalable de Wattlab ofrece ahora una solución práctica y probada para buques costeros y de cabotaje.

Este proyecto sienta las bases para una mayor adopción en todo el sector, logrando reducciones de emisiones, ahorro de combustible y resiliencia energética sin comprometer el espacio en cubierta ni la flexibilidad de carga.

El Economista
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 13,23% Valor: 1.917,99 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

Ric Energy logra su primer cierre financiero por 29 millones en el país

El acuerdo logrado con Beka Credit atañe a dos plantas fotovoltaicas

elEconomista.es MADRID.

Ric Energy ha formalizado su primer cierre financiero en España bajo la modalidad de Project Finance por un importe de 29,5 millones de euros. Este acuerdo ha sido cerrado con Alameda Energy Fund, fondo de 200 millones de euros de Beka Credit, el área de deuda privada del Grupo CIMD Intermoney, especializado en financiación de proyectos de energía renovable.

De hecho, este Project Finance atañe a dos de sus plantas fotovoltaicas, Bluesol 1 y Bluesol 2, proyectadas en el municipio de Almodóvar del Campo (Ciudad Real). Las dos instalaciones, de más de 60 megavatios de generación eléctrica, serán las primeras construidas por Ric Energy en el país, y suponen un hito en su transformación a proveedor de energía independiente (IPP), tras una trayectoria de más de 20 años como desarrollador de proyectos de energía renovable en distintas tecnologías y mercados en cuatro continentes.

Para la compañía, este acuerdo marca un punto de inflexión en su trayectoria financiera, al validar su capacidad para estructurar operaciones de financiación basadas exclusivamente en la viabilidad del proyecto, sin necesidad de garantías corporativas por parte del accionista.

La operación ha contado con la contribución de los equipos de desarrollo, financiero y legal de Ric Energy, así como con el respaldo técnico de asesores externos. El cierre se ha completado tras cumplir con los requisitos de *due diligence* y contar con la aprobación del comité de inversiones del fondo.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

RIC Energy cierra su primer Project Finance en España por 29,5 millones con Beka Credit

- RIC Energy ha formalizado el primer cierre financiero en España de sus plantas fotovoltaicas Bluesol 1 y Bluesol 2 bajo la modalidad de Project Finance.

Instalaciones fotovoltaicas de RIC Energy.

https://elperiodicodelaenergia.com/ric-energy-cierra-su-primer-project-finance-en-espana-por-29-5-millones-c...
Redacción
Viernes, 31 octubre 2025

RIC Energy

RIC Energy ha formalizado con éxito el primer cierre financiero en España de sus plantas fotovoltaicas Bluesol 1 y Bluesol 2, proyectadas en el municipio de Almodóvar del Campo (Ciudad Real) **bajo la modalidad de Project Finance, avanzando así en su estrategia para convertirse en un proveedor de energía independiente (IPP).**

Estas dos plantas, de más de **60 MW** de generación eléctrica, serán las primeras construidas por RIC Energy en España y suponen un hito en su transformación a IPP, tras una trayectoria de más de 20 años como desarrollador de proyectos de energía renovable en distintas tecnologías y mercados en 4 continentes.

El importe de la financiación asciende a **29,5 millones de euros** , y ha sido cerrado con **Alameda Energy Fund,** fondo de **200 millones de euros de Beka Credit** , especializado en financiación de proyectos de energía renovable.

La operación para RIC Energy

Este hito marca un punto de inflexión en la trayectoria financiera de RIC Energy, al validar su **capacidad para estructurar operaciones de financiación** basadas exclusivamente en la viabilidad del proyecto, sin necesidad de garantías corporativas por parte del accionista.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

La operación ha contado con la contribución activa de los equipos de desarrollo, financiero y legal de RIC Energy, así como con el respaldo técnico de asesores externos. El cierre se ha completado de forma muy ágil, tras cumplir con los requisitos de due diligence y contar con la aprobación del comité de inversiones del fondo.

La Razón
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 32,33
Ocupación: 166,01% Valor: 59.100,86 € Tirada: 75.013 Difusión: 51.373 Audiencia: 122.000

La paradoja verde del Gobierno:

cae el peso renovable y se contamina más por el miedo a otro apagón

H. Montero. MADRID

España ha cerrado octubre con los ciclos combinados liderando la generación eléctrica. Ni los paneles solares ni los molinos de viento han logrado superar al gas en la producción de luz en el décimo mes del año: 5.146 gigavatios hora por los 4.447 GWh de la eólica, los 4.068 GWh de la fotovoltaica y los 3.695 GWh de la nuclear. Y eso a pesar de la entrada de vientos del pasado mes y de que el sol aún estuvo radiante. Octubre es solo una muestra de la paradoja en la que se mueve el Gobierno como consecuencia de los cortafuegos puestos en marcha por el operador para evitar otro apagón como el del 28 de abril: crece la potencia instalada renovable, pero cae su aportación y, en consecuencia, España emite más CO_2.

En lo que va de año, a cierre de octubre, España ha producido 126.553 gigavatios hora (GWh) de electricidad con energías renovables, un 1% menos que el año pasado, con lo que la aportación de estas tecnologías al «mix energético» del sistema nacional baja 2,18 puntos, al 56,24% a dos meses de acabar el año, según los datos de generación de Red Eléctrica. En el mismo periodo de 2024, la aportación de las renovables fue del 58,42%, hasta los 127.934 GWh.

Si se toma el sistema peninsular, la cuota de las renovables fue del 58,36% en los diez primeros meses del año por el 60,56% del mismo periodo de 2024, una caída superior al 2%.

La pérdida en el peso de las renovables es incluso más acusada desde que Red Eléctrica puso en marcha la operación reforzada, recurriendo masivamente a las centrales de ciclos combinados de gas, para dar mayor seguridad al sistema eléctrico tras el apagón. Desde mayo, la cuota de aportación de las tecnologías renovables ha disminuido en 2,25 puntos, al 54,5%, desde el 56,75% del mismo periodo de 2024.

De proseguir en la misma senda, puesta ya en entredicho por las compañías eléctricas, se romperá una tendencia constante de avance en el peso de las renovables en la producción de electricidad en España. En 2024, la cuota de generación renovable se disparó al 56,8% desde el 51,2% del año previo, en contraste con la caída de la generación eléctrica aportada por el resto de tecnologías consideradas no renovables, entre las que se incluye la nuclear a pesar de que no emite CO_2, que pasaron del 48,8% al 43,3% en 2024.

A día de hoy parece poco probable que el año termine con un avance en el peso de la generación renovable ya que en los diez primeros meses de este ejercicio su cuota ya está por debajo de la registrada al cierre del pasado año y los meses de noviembre y diciembre no son especialmente favorables para la generación fotovoltaica y eólica, por la menor irradiación solar y eolicidad.

5.146
gigavatios hora de electricidad se produjeron en octubre con gas, por encima de los 4.447 GWh de la eólica

Una central híbrida de energía eólica y fotovoltaica

La Razón
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 32,33
Ocupación: 166,01% Valor: 59.100,86 € Tirada: 75.013 Difusión: 51.373 Audiencia: 122.000

De hecho, noviembre y diciembre del pasado año fueron los de menor aportación renovable a la producción de electricidad –con un 50,8% y 48%, respectivamente–, con la particularidad de que en diciembre se registró el único mes en el que la generación no renovable superó a la «verde».

En consecuencia, la cuota de la generación responsable de emitir CO_2 ha aumentado notablemente en los diez primeros meses de este año, hasta el 24,83% desde el 21,34% del mismo periodo de 2024, con el mes de octubre como el más «contaminante» en lo que va de año con un 33% de la generación emisora de CO_2.

Con estos datos, España ha emitido algo más de 24 millones de toneladas equivalentes de CO_2 hasta octubre para generar electricidad, tres millones de toneladas más que en el mismo periodo de 2024, cuando las emisiones apenas superaron los 21 millones de toneladas de CO_2 destinadas a encender la luz.

DREAMSTIME

Octubre cierra con los ciclos combinados de gas liderando la generación eléctrica. En lo que va de año, la cuota de producción renovable baja más de dos puntos y se han emitido tres millones de toneladas más de CO_2

56%
de la luz generada en lo que va de año tuvo origen renovable, 2 puntos menos que hace un año

Esta situación contrasta con el avance sostenido de la potencia renovable, que ha pasado de suponer el 66,2% del total en enero de este año, al 68,1% en octubre, con 91.625 megavatios de potencia renovable instalada frente a los 42.952 MW de no renovable.

De hecho, en septiembre la producción renovable subió un 1,7% después de estancarse en agosto y de subir un 4,1% en julio, el primer mes con incremento después del apagón. Antes, las caídas fueron del 3,1% en mayo y del 1,7% en junio, cuando se puso en marcha la operación reforzada por parte de Red Eléctrica.

El descenso de mayo y junio, acentuado en octubre, provocó que la caída de producción de estas tecnologías se acelerara después del apagón del pasado 28 de abril, puesto que hasta entonces era únicamente del 0,2%.

La generación renovable retrocede especialmente por la falta de viento y en menor medida por la caída de la generación hidráulica tras el verano, que no puede ser compensada por la subida de la fotovoltaica, lo que lleva a incrementos del consumo de gas natural, de forma más intensa tras el apagón puesto que REE incrementó su uso al operar de forma reforzada.

En concreto, la producción con gas, que es la que fija el precio de la electricidad al ser la más costosa, se incrementa un 38,4% en los diez primeros meses en comparación con el mismo periodo del año anterior, subiendo su cuota al 16%, cuatro puntos más que el 12% registrado en 2024. Hasta el apagón, había ganado solo 1,2 puntos de cuota.

24,8%
de la generación eléctrica emitió CO_2: 24 millones de toneladas equivalentes por las 21 de hace un año

De esta manera, la tecnología de los ciclos combinados de gas ha producido ya 36.603 gigavatios hora a cierre de octubre, con lo que se sitúa como la cuarta con una mayor aportación por detrás de la eólica, la fotovoltaica y la nuclear, aunque la dinámica de octubre y el cierre de año podría auparla.

Entre las renovables, pese a liderar el «mix», la energía eólica baja su producción de forma importante y su cuota hasta el 20,3%, 2,8 puntos menos que hace un año. Los aerogeneradores han producido 46.027 GWh, un 9,2% menos que el año pasado a estas alturas.

Por su parte, la generación fotovoltaica acumula 44.768 GWh, un 12% más que en 2024, con lo que su aportación en este periodo sube 1,6 puntos, hasta el 19,9%, quedando muy cerca de la eólica y por encima de la nuclear. También baja su aportación la hidráulica, que registró un descenso del 3,1%. De esta manera, su aportación se reduce hasta el 12,7%, frente al 13,5% de hace un año.

Entre las fuentes convencionales, baja de forma moderada su producción y su aportación la nuclear, que representa el 19,3% frente al 20,3% de hace un año, al producir 42.459 GWh, un 2% menos. Otra fuente que reduce su participación es la cogeneración, que aporta el 5,6% de la energía generada.

La estrategia de Red Eléctrica deja el recibo de la luz más caro en tres años

H. M. MADRID

Los precios medios del pool eléctrico están en 63 euros por megavatio hora (MWh) en los nueve primeros meses del año, lo que supone un alza interanual del 21%. A esa cantidad hay que sumar, en promedio, otros 17 euros de costes de los servicios auxiliares derivados de la denominada «operación reforzada» aprobada por el operador del sistema (Red Eléctrica de España) desde el apagón del 28 de abril. Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 euros el MWh de enero a septiembre.

De este modo, la factura eléctrica de un consumidor con tarifa regulada o PVPC subió en octubre al igual que el precio de la electricidad en el mercado mayorista o –una de sus referencias–, que se pagó, de media, a 75,8 euros el megavatio hora (MWh), con lo que ambos marcaron su nivel más alto desde febrero.

Según el simulador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el recibo de un consumidor tipo –con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle– ha sido de 62,28 euros. Esto supone un incremento del 7,7% respecto al mes anterior, cuando la factura de un usuario con un contrato de las mismas características se situó en 57,85 euros. Además, este recibo ha sido el más elevado para un mes de octubre en los últimos tres años, desde 2022, cuando ascendió a 74,14 euros.

En lo que va de año, la factura de octubre ha sido la tercera más elevada, solo por detrás de los 68,41 euros de enero y los 68,56 euros de febrero. Por el contrario, la de abril se mantiene como la más económica de 2025 (49,62 euros de media).

En comparativa interanual, el precio de la electricidad en el «pool» fue un 10,6% más caro.

Asimismo, este mes se situó como el tercero más caro de lo que va de 2025, por detrás de enero (96,71 euros el MWh) y de febrero, que marcó el máximo anual con 108,3 euros el MWh.

En cuanto a la fijación de los precios en el mercado mayorista, este pasado mes de octubre ha sido el primero con el sistema «cuartohorario» en vigor, lo que ha supuesto pasar de 24 precios al día a 96.

El Economista
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 20,43% Valor: 2.962,99 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

Solaria pretende hibridar su complejo de Garoña con 175 MW eólicos

La compañía tramita dos plantas eólicas en dos de sus plantas fotovoltaicas

Sergio Guinaldo MADRID.

Solaria avanza en su plan de hibridar su complejo solar de Garoña, de 710 megavatios (MW), ubicado en las inmediaciones del antiguo complejo nuclear. Si a comienzos de octubre la compañía dirigida por Arturo Díaz-Tejeiro anunció la aprobación ambiental para instalar 780 megavatios-hora (MWh) de baterías, la energética tramita ahora la solicitud para instalar otros 175 MW de generación mediante dos parques eólicos.

Según consta en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la compañía somete a información pública nuevas solicitudes de declaración de impacto ambiental para la autorización de dos parques eólicos, de 70 y 105 MW respectivamente, en dos de las cuatro plantas fotovoltaicas desarrolladas: Agrupación Maira Delta y Agrupación Maira Gamma.

De materializarse, el complejo aumentaría una capacidad renovable que ya es de por sí una de las mayores instalaciones del país.

Todo el complejo abarca cuatro plantas solares: Alpha, Beta Delta y Gamma, con potencias pico —redondeando cifras— de 200, 150, 125 y 150 MW. Es decir, 625 MW. Junto con esta potencia fotovoltaica y la previsible potencia eólica futura, las cuatro plantas se apoyarán en sistemas de almacenamiento a través de baterías (BESS), con una capacidad acumulada de 195 MW nominales y 780 MWh.

Sobre este almacenamiento, Solaria notificó la adquisición de 1.362 MWh de baterías en 2025, de los cuales un primer bloque de 116 MWh entrará en operación antes de fin de año y el resto se conectará de forma progresiva en 2026.

"Con la integración de almacenamiento en nuestros activos solares, reducimos riesgos regulatorios y aceleramos la flexibilidad del sistema eléctrico europeo. Garoña es un hito estratégico para consolidar a Solaria como uno de los principales operadores híbridos en el continente", señaló entonces Díaz-Tejeiro.

El plan de hibridación y digitalización de activos no solo apunta a optimizar la eficiencia operativa, sino también a diversificar ingresos a través de servicios auxiliares y arbitraje eléctrico. A nivel europeo, la empresa gestiona un *pipeline* de 6 GWh de almacenamiento.

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 6
Ocupación: 87,48% Valor: 65.826,20 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

A la espera de viento a favor para la eólica marina

JUAN LAZKANO@PHOTOBILBAO

Armintza Saitec, prototipo de eólica marina flotante en la costa de Bizkaia.

España cuenta con la industria y el conocimiento para despuntar en esta tecnología, pero falta un empujón por parte de la Administración

Elena Horrillo

El parque eólico marino Middelgrunden, situado a menos de cuatro kilómetros de Copenhague y perfectamente visible desde la ciudad, es sin duda uno de los grandes ejemplos de la eólica marina en el mundo, a pesar de que cuando se construyó, al inicio del presente milenio, su ubicación tan cercana a la costa tuvo detractores. En aquel momento era el más grande del mundo, con 20 turbinas; hoy en día sirve como referencia de la importancia que Dinamarca ha otorgado a este tipo de energía, siendo uno de los países pioneros en implantarla.

De los 79.434 megavatios (MW) de potencia eólica marina instalada a nivel mundial en 2024, el país escandinavo ocupa el quinto lugar tras China, Reino Unido, Alemania y Países Bajos. España ni está ni se la espera, a pesar de que en la vertiente terrestre de esta tecnología ocupa el sexto lugar a nivel mundial. No en vano, en España no existe ningún parque marino comercial, aunque sí hay una industria que fabrica sus componentes y los exporta a otros países. "En España hay un 75% de la cadena de valor de un aerogenerador marino", señala Juan Virgilio Márquez, director general de Asociación Empresarial Eólica (AEE). Tampoco falla la parte de la tecnología y la innovación. "España es líder mundial. Es el primer desarrollador de prototipos de eólica marina flotante del mundo", ahonda Márquez.

En España no falta la generación de energías renovables, quizás por eso el interés en la eólica marina se puede interpretar en otra clave, la industrial. "Todos sabemos que en España la eólica marina no es en realidad una necesidad energética, es una necesidad industrial", señala Márquez,

El sector reclama una regulación clara para no perder la ventaja competitiva de la que goza

apuntando a la enorme capacidad del país en cuanto a astilleros, sector marítimo-portuario y todo el ecosistema de equipamiento para esta tecnología.

Parón en la normativa

"Al final lo que falta aquí es el pistoletazo de salida de normas que sean claras para poder lanzarlo en casa. Porque la gente está preparada para hacerlo", sentencia José Luis Domínguez, jefe de grupo de Power Systems y Eólica Marina del Instituto de Investigación en Energía de Catalunya (IREC). En septiembre de 2024, el Gobierno aprobó el Real Decreto para regular el despliegue de parques eólicos marinos —el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) marca el objetivo de tres gigavatios (GW) de eólica marina para 2030— y se reconocieron 19 Zonas de Alto Potencial (ZAPER), pero desde entonces no se han producido avances.

"Estamos perdiendo una gran ventaja competitiva, y con ello oportunidades de inversión, generación de empleo, innovación tecnológica, intercambio de conocimiento, entre otros aspectos", asegura David Carrascosa, director de operaciones de Saitec Offshore Technologies, que aboga por fortalecer la cadena de valor nacional, particularmente en los puertos, la construcción naval y la ingeniería. También por definir un plan a largo plazo que incluya un calendario de subastas más allá de 2030.

"Nuestro plan era que la subasta se hubiera podido convocar en 2025", explica Márquez, quien alaba la "mesura" del Gobierno, sin precipitaciones. "Necesitamos un mercado para empezar, para probar. Para nosotros es un gigavatio. Estamos hablando de cuatro proyectos o tres, nada más", señala. Hay que tener en cuenta que los parques eólicos marinos tienen más potencia que los terrestres ya que los aerogeneradores son más grandes. Además, desde la AEE sitúan geográficamente su propuesta. "Canarias es el escenario idóneo, está suponiendo un sobrecoste de generación de electricidad para todos nosotros enorme; en relación a la Península ahora puede ser hasta cinco veces más caro", sentencia Márquez.

Prototipos

Según el último *Global Offshore Wind Report*, publicado por el Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés), el sector de la eólica marina va a triplicar su ritmo de instalación en cuatro años. El problema en España, o uno más de ellos, es la profundidad. La plataforma continental es muy pequeña y se alcanzan grandes profundidades cerca de la costa, lo que aumenta los costes y el reto tecnológico. Es por eso que la eólica marina flotante se ha dibujado como la alternativa aunque es una tecnología mucho menos madura que la de cimentaciones fijas. En Europa existen apenas un puñado de parques flotantes y todos son de pequeño tamaño. El principal ejemplo es el noruego Hywind Tampen, el más grande del mundo, con 94,6 megavatios y 11 aerogeneradores.

España cuenta con instalaciones de I+D+i para eólica flotante, como la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) y la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (BiMEP). En esta última se encuentra el proyecto DemoSATH, el primer aerogenerador flotante conectado a la red en España, con una turbina de dos megavatios de potencia. "Su forma de catamarán es única en el mercado y está ideada para tener un comportamiento hidrodinámico excelente en cualquier tipo de condiciones", explica David Carrascosa, cuya empresa es responsable del prototipo. Además posee una placa estabilizadora sumergida diseñada para atenuar los movimientos producidos por las olas y las mareas. También investigan cómo hacer compatible la generación de energía eólica marina con la conservación de la biodiversidad y otros usos del entorno, como la pesca o la acuicultura.

Por su parte, en Cataluña, concretamente en la bahía de Roses, el único lugar de la comunidad donde según los planes de ordenación se podrán instalar molinos, se está estudiando ubicar la Plataforma de Energías Marinas de Cataluña (PLEMCAT), a unos 25 kilómetros de la costa, que servirá de prueba piloto y que ha provocado reticencias en los municipios cercanos. "Habrá tres turbinas flotantes de distintas tecnologías para analizar su impacto", explica Domínguez. Estos prototipos tendrán una altura máxima de 261 metros y una potencia de unos 30 megavatios en total.

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 10
Ocupación: 87,63% Valor: 65.942,65 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

Arranca la carrera global para almacenar energía

Los avances en las tecnologías de baterías disparan los proyectos planetarios para el acopio energético procedente de las fuentes limpias

Jaime Rodríguez Parrondo y Carlos Pérez Rivero

FOTO CEDIDA POR GRENERGY

Proyecto Oasis de Atacama (Chile), desarrollado por la empresa Grenergy.

Desde 2023, el desarrollo de las instalaciones de almacenamiento con baterías (BESS, según sus siglas en inglés) a gran escala se encuentra en una explosión exponencial en todo el mundo. Así lo afirma Massimo Maoret, profesor de Dirección Estratégica en IESE Business School, quien explica que este tipo de infraestructuras "tiene un papel fundamental para cerrar el ciclo tecnológico de las energías renovables". La clave está en el carácter intermitente de las mismas: "Evidentemente, de noche no hay sol y el viento va y viene a lo largo del día", aclara. Estos sistemas permiten recoger el excedente de la producción y garantizar el suministro a la red a lo largo de las 24 horas, lo que a su vez "permite rebajar el precio de la electricidad en las horas donde no hay producción inmediata, ya que reemplaza otras tecnologías más caras como el gas".

Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria en Deloitte, corrobora que "el almacenamiento es una herramienta crítica para la transición energética al mitigar la variabilidad de las renovables". Además, apunta que las baterías ofrecen otros servicios del lado del sistema eléctrico, como la regulación de frecuencia, el control de tensión, tipos de reservas y capacidades de *black start*, útiles ante incidentes como el apagón del pasado 28 de abril. Aparte de estas características, Álvarez subraya dos circunstancias que impulsan la implantación de estos sistemas: en primer lugar, "la reducción de costes de las propias baterías y las ayudas públicas a la inversión". En segundo, la estrategia del *revenue stacking*, que supone percibir ingresos por esos servicios adicionales que se prestan al operador, así como por el arbitraje energético —almacenar con precios bajos y vender con precios altos—.

Con todo, "estos proyectos son objetivos estratégicos a corto y medio plazo para impulsar la penetración de las renovables", asegura Rafael Esteban, director global de Desarrollo de Negocio de Acciona Energía. Sin embargo, indica que también presentan distintas proyecciones según el mercado y las necesidades de cada sector eléctrico, y su éxito dependerá de la capacidad de anticipar oportunidades en escenarios clave. En este sentido, "las baterías están teniendo un mejor auge en aquellos países que evidencian una alta penetración renovable", añade. De hecho, y a pesar de la incertidumbre reinante, Esteban define el sector del almacenamiento en Estados Unidos como de cierta resiliencia, destacando las oportunidades que ofrece la expansión de los centros de datos. Por su parte, alega que Australia, con algunas de las mayores instalaciones BESS, es un referente global, mientras que Chile se consolida como el mercado más atractivo gracias a su enorme potencial solar y eólico.

Iniciativas de gran dimensión

Precisamente, este país latinoamericano desarrolla el proyecto Oasis de Atacama, promovido por Grenergy, que contará a su finalización con una capacidad de 11 gigavatios hora (GWh) de almacenamiento, situándolo como una de las mayores iniciativas de este tipo y ejemplificando la atracción de inversiones en Chile. En concreto, para su puesta en marcha, la compañía ha conseguido captar más de 1.300 millones de dólares provenientes de la aportación de 12 bancos, a lo que se suman acuerdos con fondos como CVC y KKR para la rotación de activos. Como explican fuentes de Grenergy, la financiación de estos proyectos se estructura mediante esquemas de *project finance*, posteriores a la obtención de permisos y contratos de compraventa de energía (PPA). Asimismo, detallan que el modelo ya se está replicando en la zona centro del país con otra instalación de 3,8 GWh, y también se pretende trasladar próximamente a España, concretamente al complejo solar Escuderos, en Cuenca.

La planta Oasis de Atacama, promovida por Grenergy en Chile, tendrá una capacidad de 11 gigavatios hora (GWh)

Esa intención enlaza con la oportunidad que, según Esteban, ofrecen los mercados europeos, que "destacan por sus ambiciosos objetivos en energías renovables y por los fondos de apoyo al almacenamiento". En particular, el responsable de Acciona señala tanto a nuestro país como a Portugal como destinos interesantes donde incorporar baterías a proyectos renovables ya en operación, en combinación con los programas FEDER y PERTE. Aunque para el caso de España Esteban matiza que será necesario clarificar la situación de exceso de capacidad de acceso concedida desde el ámbito regulatorio: "Frente a las expectativas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) actualmente se han otorgado el doble, más de 18 GW, a lo que se suman los largos plazos de tramitación".

A este respecto, Álvarez recuerda que la versión actual del PNIEC prevé alcanzar 22,5 GW de diferentes tecnologías de almacenamiento para 2030, y prevé el desarrollo tanto de proyectos "hibridados" —asociados a la generación renovable— como soluciones autónomas que den servicio directamente a la red. Pero el socio de Deloitte también advierte de otras dificultades además de la adaptación regulatoria, como son "la aceptación social y el riesgo de canibalización que aparecería si se instalan demasiadas baterías en el sistema eléctrico sin una planificación adecuada".

El papel de la innovación china en la cadena de valor

China supone actualmente alrededor del 70% de la fabricación de las baterías de litio empleadas en los sistemas de almacenamiento energético —frente a un 77% registrado en 2022—, además del 85% de la purificación de las materias primas empleadas en la misma. A decir de Massimo Maoret, profesor en IESE, esta concentración tiene un doble efecto: "Por un lado ha impulsado una caída drástica de costes gracias a la escala y al aprendizaje industrial; por otro, genera una dependencia que implica riesgos económicos y geopolíticos si la relación comercial se tensiona".

Como respuesta, Estados Unidos y la UE han aprobado marcos legislativos —la *Inflation Reduction Act* y la *Critical Minerals Act*, respectivamente— para incentivar la reintegración de las manufacturas. En el caso europeo, Maoret detalla que se han fijado umbrales de producción y purificación local, con presupuesto y proyectos estratégicos para relocalizar al continente la extracción y el refino.

Cinco Días - Extra
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 2,3
Ocupación: 180,75% Valor: 22.994,39 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

El provecho de producir alimentos y voltios en un único terreno

El despliegue de paneles solares para sombrear las tierras de cultivo, además de impulsar fuentes limpias, contribuye a protegerlas del clima extremo

Las pérdidas anuales por costes de las sequías en la UE, Reino Unido, Suiza y Noruega superaron los 13.000 millones de euros

El Programa de Energías Renovables Innovadoras dispone hasta 250 millones de euros en ayudas para este tipo de proyectos

Miguel Ángel García Vega

Los datos y el calor achicharran las páginas de papel y las digitales. Las pérdidas anuales —según un informe del prestigioso *Journal Hidrology* revisado en febrero de 2025— debido a los costes por las sequías en la Unión Europea, Reino Unido, Noruega y Suiza superaron los 13.000 millones de euros. Esta es la estimación positiva. Al otro lado de la ribera, con una temperatura de 3 °C por encima de los niveles preindustriales (lejos del 1,5 °C, como era el objetivo), el precio de la catástrofe ronda los 17.500 millones de euros. Y el sistema alimentario es el más vulnerable. No existe agua suficiente ni para los transportes marítimos. "Es algo estresante", indica Martin Staats, presidente del cargo marítimo terrestre de Alemania. En 2018, el Rin bajaba con tan poca agua que le costó a la química Basf unos 250 millones de euros. Incluso Francia y Suiza se vieron forzados a apagar sus centrales nucleares ante la falta de líquido para refrigerarlas. Y las presas acumulan el agua justa. En el Reino Unido, el almacenamiento ha caído un 40%. Los embalses españoles estaban en julio pasado —acorde con los cálculos del Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico— en un 54,1% de capacidad. El río Segura sigue preocupando mucho; apenas un 16%.

A nadie sorprende esta situación que mezcla años de mayor y menor pluviosidad. ¿Soluciones? Si eres una compañía llamada Farmonaut, con sede en Delaware (Estados Unidos), y utilizas los satélites como las nuevas cosechadoras, la respuesta está en la agrovoltaica y su optimismo. Aseguran que "la productividad de la tierra de cultivo puede aumentar el 70% combinando paneles solares y cultivo de cosechas". Este sistema permite cosechar y generar energías verdes. Esta naturaleza dual le ayuda a enfrentar la crisis climática, la escasez de tierras de cultivo y las amenazas medioambientales. Están —aseguran— atrayendo el interés de todas las partes del mundo. ¿Exagerado? En un sistema elevado tradicional de agrovoltaica, los paneles son capaces de crear un entorno multifuncional propio. "Ajustando las estructuras y eligiendo las plantaciones correctas se pueden construir espacios resistentes a las tensiones climáticas", narran por escrito. Y creen en la econometría, una lluvia a veces olvidada. Al combinar paneles solares y cultivos, los sistemas agrovoltaicos pueden producir más alimentos y energía por hectárea que si se usan de forma separada.

Disparar la productividad

Pero hoy toda idea debe crecer bajo la sombra del dinero. La consultora Prophecy Market (un nombre muy adecuado, profecía) estima que este mercado global pasará de los 4.400 millones de dólares en 2024 a los 13.300 millones durante 2035; entre 3.400 millones y 11.300 millones de euros. La industria está buscando nuevas formas para aumentar la productividad y los gobiernos están aportando subvenciones. Estas son sus dos grandes vías. Y la sostenibilidad el comodín de todas las apuestas. Pero los trabajos de consultoría lo aguantan todo, sobre todo según quién lo encargue.

Debajo de las placas fotovoltaicas crece la esperanza. Hilvanado con acierto se divide, pese a su complejidad, en dos formas de arraigar en España. Cultivar, por ejemplo, bajo placas solares. Usa dos palabras simples: *on* y *off*. Encendido y apagado. En esta tierra a medio camino crece esta interpretación de lo *neoagrícola*. Si presionamos la clavija *on* se iluminan las ventajas. Permite generar energía sin sacrificar tierra agrícola, que en muchas zonas resulta escasa; los agricultores diversifican sus ingresos y la sombra reduce eso que los expertos denominan estrés hídrico del suelo (cuatro palabras para nombrar la sequía). La luz se enciende en los campos al igual que luciérnagas durante el verano. Pero de súbito, se descuelga la oscuridad. Los costes son altos. Se estima que la inversión puede ser entre un 20% y un 30% superior a la de un parque convencional en suelo agrícola. Y algunos cultivos sensibles a la sombra o la humedad exigen ajustar la densidad de la siembra, el riego y las técnicas de cosecha. Además, la lógica lleva a que hará falta una maquinaría especial si, por ejemplo, los paneles son altos. Y la logística, cuando está expuesta a máquinas agrícolas o animales, exige atención y mucho cuidado. Nadie escribió que fuera fácil. "La agrovoltaica presenta diversos retos y oportunidades, pero para su aprovechamiento es preciso llevar a cabo un análisis en profundidad de posibles cultivos a implantar y un estudio económico y de impacto en sostenibilidad de los seleccionados, incluyendo los costes de producción, los precios de venta, la compensación por la absorción de CO_2, así como posibles subvenciones o ayudas", reflexiona Antonio Hernández, socio del área de Sectores Regulados y Análisis Económicos de EY.

Cada país es un mundo agrícola. En España, la implantación de la cacofónica agrovoltaica ha enraizado en cultivos que se benefician de la sombra —aunque sea parcial— que proyectan los paneles solares. Esa oscuridad, claro, consume menos agua. Y la práctica arrincona a la teoría. El Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA) prueba con el brócoli, la lechuga *baby*, la col picuda, el dulzor del apio y varias plantas aromáticas: hinojo, tomillo, romero. Los agricultores deberían ganar más y la sequía tendría que cuartear menos el terreno. Pero se desvanece la luz. Incluso así, hay que mirar. En la comarca del Penedès (Cataluña), las cepas dialogan con los paneles (programa

Cinco Días - Extra
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 2,3
Ocupación: 180,75% Valor: 22.994,39 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

CAI KUANYUAN / VCG / GETTY IMAGES

Una cosechadora pasa bajo paneles solares en una explotación de agrovoltaica en Yueqing, en la provincia china de Zhejiang.

FAMILIA TORRES

Piloto agrovoltaico integrado en el proyecto Solawine, desarrollado por Familia Torres en el viñedo ecológico Mas Rabell, en Sant Martí Sarroca (Barcelona).

Ensayo a largo plazo en el Penedès

Familia Torres, mito vitivinícola de trayectoria centenaria arraigado en Cataluña, acaba de incorporar a Fabrice Duccheschi como director general. Casi toda su carrera procede del sector de la alimentación. Pero ese no es el tema. Torres ha lanzado el proyecto piloto Solarwine; mil hectáreas certificadas en ecológico. "En más de la mitad ya estamos implementando la viticultura regenerativa, que se centra en fomentar la biodiversidad y volver a hacer útiles esos suelos", desgrana Mireia Torres, directora del área de Innovación y Conocimiento de Familia Torres. El 96% de las viñas españolas (Rías Baixas, Rioja, Ribera de Duero, Rueda y Cataluña) y chilenas cuenta con la certificación ecológica.

Este es el enunciado. Cualquiera se haría una pregunta. ¿Si se emplean paneles cambian las características organolépticas del vino? Es una cuestión profunda, al igual que un cenote. "Sí, cabe esperar que las placas tengan su efecto. El objetivo de Solarwine es analizar las alteraciones microclimáticas bajo las mismas, y de qué manera impactan en el rendimiento y la calidad de la cosecha", avanza Torres. En principio debería cambiar la acidez, concentrar los aromas, más estructura y color. Elaborar un vino es todo un arte.

El reto de los viticultores frente al cambio climático es conseguir retrasar al máximo la vendimia. De esta forma se evitaría el desfase entre la maduración fenólica (hollejos, pepitas) y la maduración alcohólica (azúcares) que se produce con el incremento de las temperaturas, y que podría afectar a la calidad del vino. Química básica para cualquier bodeguero. Mientras, Mireia Torres cuenta los días para que lleguen los resultados; al menos habrá que esperar hasta la próxima campaña para validarlos. "Aun así, necesitaremos tres años si queremos analizar los logros obtenidos", concluye la directora de Innovación de la compañía. La cuestión tiene su belleza: en tiempos de la inteligencia artificial, y de su agresiva inmediatez, las vides piden retornar a la lentitud del paso de los bueyes sobre un camino nevado.

Solarwine); Iberdrola y González Byass también trabajan en las vides mediante la construcción del proyecto WineSolar. Y en una nación de secano (trigo, cebada, avena) como la nuestra las plantas buscan la sombra al igual que el beduino un oasis. Una gran ayuda en las áreas áridas y semiáridas. Aunque falta una normativa clara y el sector recorre una incertidumbre sobre permisos y compatibilidad con otras subvenciones agrícolas. Esto sucede en España, pero también fuera.

Innovación solar

Las finanzas han detectado la marmita del tesoro al final del arcoíris. Manuel Fernández Losa, cogestor del fondo Pictet Clean Energy Transition, tiene en cuenta compañías que "fabrican estructuras móviles, paneles solares que, a la vez, maximizan la producción eléctrica"; perfectas, imaginadas desde fuera, para la agrovoltaica. Como Nextracker, presente en 40 países y, según su web, líder en innovación solar, incluso en condiciones climáticas extremas.

El Gobierno promociona la inversión en este tipo de plantas mediante las ayudas del Programa de Energías Renovables Innovadoras 2024 del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). La primera convocatoria tiene un presupuesto de 250 millones de euros. Las iniciativas deben ser innovadoras y no provocar un daño significativo al medio ambiente. Todo es tan nuevo como girasoles deslumbrados frente a la luz del Sol.

En la Bodega Otazu (Pamplona), junto con los hoteles de insectos, la instalación cuenta con placas solares "y promueven la reducción del impacto ambiental a partir de botellas más ligeras [hasta un 84% de vidrio reciclado]", destaca la experta Lise Boursier, quien ha trabajado en Nueva Zelanda.

Uno de los proyectos que está apoyando con más insistencia Europa es el denominado PV4Plants (Horizon Europe), orientado en cuanto a geografía por el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), y entre cuyos destinos en el Viejo Continente figura Ávila. La idea es un tanto técnica, pero intuitiva (gracias a la financiación Horizon Europe): estudia la integración de paneles solares con cultivos acuáticos no convencionales. Todavía en fase de piloto (2023-2027), monitoriza la luz, la humedad y el uso de dos moléculas de hidrógeno y una de oxígeno. Un nuevo ecosistema para microalgas y lenteja del agua. En los textos de biología tiene su propia sintaxis: acuapónicos. Integra la producción de peces y de hortalizas.

Este espacio, donde conviven las energías renovables y la tierra de siempre, habita un espacio en gris. ¿El suelo industrial que ocupan los paneles solares, por ejemplo, se puede transformar en agrícola? "No existe una respuesta. Algunos agricultores españoles se lanzan. Otros prefieren no arriesgar las subvenciones de la Política Agraria Comunitaria (PAC)", reflexiona Roberto Andrés, responsable del proyecto Sustainext (Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España) en Valdecaballeros (Cáceres), cerca de la desmantelada central nuclear. La comunidad extremeña, por su topología, es una de las que tiene más horas de insolación en toda España. Después de varias pruebas, una especie aromática de toda la vida halló un ecosistema perfecto entre placas de hasta 10 metros: el romero. Endesa ha enraizado unas 165.000 plantas, y una empresa biotecnológica de la región ha encontrado su salida económica. Un reto para un proyecto íntegramente europeo, y de los más potentes: 24 millones de euros de presupuesto. "Ser en la vida romero, romero solo que cruza siempre por caminos nuevos". León Felipe (1884-1968) ya vio llegar esos senderos distintos. Ah, y el ecopostureo *(greewashing)*, que está presente. Nada nuevo bajo el sol foráneo. Cambiar el uso del terreno industrial por el agrícola solo como una especie de señuelo verde.

Desinflar burbujas

Esto podría cambiar; tanto el IDAE como el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación están presionando en Bruselas —la PAC cambia cada año— para que esta transformación sea posible y los agricultores adheridos a sus programas puedan seguir recibiendo las subvenciones y, a la vez, mantener las tan necesarias tierras agrícolas. Más ingresos para el labriego. "Nosotros vamos muy despacio. Haciendo bien las cosas. Hace tiempo que ya encargamos a la Universidad de Córdoba analizar su futuro. Desde luego, nadie tiene una bola de cristal. Pero lo que intentamos desinflar son muchas burbujas", subraya Paz Fuente, subdirectora general de Cultivos Industriales y Aceite de Oliva. Bastante responsabilidad. Pero lanza preguntas esenciales: "¿Qué ocurrirá con la ganadería? ¿O con los insectos?". Alemania, Italia o Portugal parece que estuvieran más adelantados; sin embargo, cada país es un mundo en ecosistemas, fauna, temperaturas, recursos. La tecnología ayuda a girar las placas para que entre más luz. Al fin y al cabo, algunas llegan a los 10 metros.

Es una fase de aprendizaje. "Por ahora todo son proyectos y como tal los estamos valorando, con esa calma necesaria", describe la responsable ministerial. Sabe que no todo lo que sea tecnológicamente posible y económicamente viable ha de ser aceptado socialmente. El campo es ese tiempo que pasa como nubes cargadas de lluvia. Y falta la otra parte: tiene que haber empresas que tengan clientes para esos productos. Es decir, un *match* tecnológico. El análisis entre pros y contras aún no ha terminado. La agrovoltaica ha empezado a arraigar en suelos complicados. Es una esperanza, aunque por ahora solo basada en prototipos. Eso sí, alguien ha encendido la luz. *On.*

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 83,46% Valor: 62.804,02 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000

DANIEL MEGÍAS (GETTY IMAGES)

Lento avance del hidrógeno verde

Este año concluirá con progresos en infraestructura y regulación, pero los contratos a largo plazo, el repostaje y el almacenamiento son desafíos pendientes

Nuria Díaz

En 2024, la concentración de CO_2 en la atmósfera alcanzó un récord histórico, el mayor desde que existen mediciones modernas, según la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Los expertos alertan: acelerar la transición a energías limpias es urgente, y el hidrógeno verde es una pieza clave en dicho proceso. Se produce a partir de agua mediante electrólisis usando electricidad renovable, genera energía casi sin emisiones y puede transportarse y almacenarse fácilmente, convirtiéndose en un vector clave para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria, la aviación o el transporte marítimo. Aun así, su despliegue avanza más despacio de lo previsto. "Estamos viviendo un cambio de paradigma energético", explica Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), a los que se impacientan. "Avanzamos, pero los obstáculos son inevitables", reconoce.

El primer reto es la infraestructura. Europa prevé 323 gasoductos que suman más de 50.000 kilómetros. En España, la apuesta principal es el corredor H_2Med, impulsado por Enagás, que conectará la Península con Francia y Alemania mediante 6.000 kilómetros de tuberías, un 35% reutilizadas. Con capacidad para transportar dos millones de toneladas anuales, se espera que esté operativo en 2032 y cubra el 10% de la demanda europea. En los últimos meses ha alcanzado varios hitos: ha recibido 97,2 millones del Connecting Europe Facility y ha sido declarado "proyecto emblemático" por Francia, Alemania y la UE. Además, se ha constituido la entidad especial BarMar entre los gestores de red de transporte español y franceses y la interconexión con Portugal está a las puertas de su evaluación ambiental.

Más claridad normativa

El segundo obstáculo ha sido la falta de una regulación clara. "Necesitamos normas globales para un mercado global", señala Brey. En 2025 se han dado avances: la Directiva europea RED III, que regula los combustibles renovables no biológicos y fija objetivos de emisiones, se está trasponiendo a la legislación española y, pese al retraso, podría entrar en vigor antes de fin de año.

Con la infraestructura y la regulación avanzadas, el siguiente reto son los contratos a largo plazo, vitales para financiar plantas. Sin ellos, bancos e inversores no arriesgan. Alemania ha lanzado H_2Global, que asegura compras a precio estable y reduce la brecha entre el hidrógeno verde (entre 4-8 euros por kilo) y el convencional (por debajo de los tres euros). Con todo, España junto a Alemania se consolida como líder en hidrógeno verde. Según la Asociación Española del Hidrógeno hay 399 proyectos que podrían movilizar 33.000 millones de euros. Los más avanzados, 145, suman 13,3 gigavatios (GW): cinco producen ya 30 megavatios (MW); siete han cerrado financiación (sumaban 153 MW), y 35 prevén hacerlo antes de diciembre (suponen 3,5 GW). "Para principios de 2026, señalan, España podría alcanzar casi cuatro GW, cumpliendo el primer hito de la hoja de ruta del gobierno".

Para acelerar los proyectos se han creado los Valles de Hidrógeno, agrupando producción, distribución y consumo en clústeres industriales. Bajo H2 Valles se impulsan siete proyectos en Aragón, Andalucía, Castilla y León, Cataluña y Galicia, con 2.292,8 MW de electrólisis y casi 6.000 millones de euros de inversión. Participan actores como Moeve, Acciona, Repsol e Iberdrola. Esta última desarrolla la planta de 20 MW de Puertollano, con Fertiberia, y el electrolizador de la Zona Franca de Barcelona, que abastece autobuses. Repsol y BP construyen en Cartagena una planta de 100 MW para producir hasta 15.000 toneladas anuales.

Además de grandes compañías españolas, empresas internacionales han apostado por el mercado nacional. La francesa Lhyfe, que produce más de cuatro toneladas diarias en Francia y Alemania, construye en Vallmoll (Tarragona) una planta de 15 MW que entrará en operación en 2026, con producción de cuatro a cinco toneladas diarias. Este verano ya suministró hidrógeno al sector cerámico valenciano, sustituyendo el 100 % del gas natural. Franz Bechtold, su director comercial en España, subraya que "Vallmoll acercará el hidrógeno a los clientes donde no hay infraestructura, reduciendo costes".

El despliegue de estaciones sigue siendo el talón de Aquiles. Hoy funcionan apenas media docena, ninguna pública, lejos del centenar previsto para 2030. "España está aún muy lejos de cumplir sus objetivos", advierte Francisco Montalbán, presidente de Clantech, una empresa de ingeniería andaluza especializada en el diseño de plantas de hidrógeno. En España, uno de sus proyectos más relevantes es el desarrollo de la Hidrogenera para buses de la empresa de Transporte Metropolitano de Barcelona (TMB). "En Suecia, cubrir la diferencia de costes entre camiones diésel y de hidrógeno ha impulsado la inversión y la apertura de hidrogeneras". Montalbán no cree que las penalizaciones por CO_2 de 2027 sean la palanca y añade: "No será con multas, sino con ventajas económicas, como se activará de verdad el mercado."

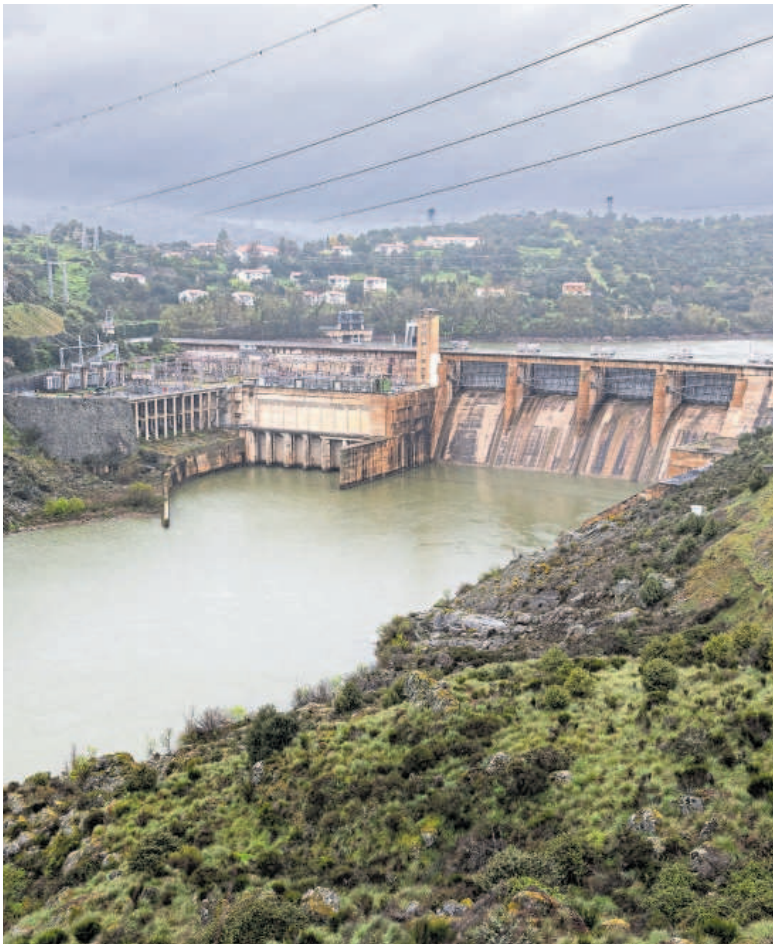
Funcionan media docena de hidrogeneras en España, ninguna pública, lejos del centenar previsto para 2030

Electrólisis y cavernas salinas

La electrólisis, base del hidrógeno verde, aún enfrenta desafíos de eficiencia. Lluis Soler, investigador Ramón y Cajal en la Universitat Politècnica de Catalunya, del CER-H2, explica que "la eficiencia actual de los electrolizadores maduros ronda el 70%; es decir, un 30% de la electricidad se disipa como calor". Actualmente existen electrolizadores alcalinos, de membrana PEM y aniónicos, "pero serán los de óxido sólido de alta temperatura los que lograrán mayor eficiencia y menor consumo de agua, pero aún están en fase de I+D", añade. También se está aplicando a la electrólisis para simular escenarios operativos y gestionar la variabilidad de la energía renovable, reduciendo costes y optimizando producción.

Otro reto crítico es el almacenamiento. Según Soler, el hidrógeno "puede actuar como un auténtico *stock* de invierno: se produce en primavera y verano y se consume en los meses fríos, equilibrando la red eléctrica". Una opción es guardarlo en cavernas salinas. Estudios de algunas universidades alemanas establecen que estas cavernas podrían cubrir hasta el 66% de la demanda eléctrica mundial y hasta el 85% con cooperación internacional. Enagás ya tiene previstos dos proyectos; uno de ellos (North-1, en Cantabria), almacenará 13.767 toneladas de hidrógeno para 2030.

El País -Extra
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 4
Ocupación: 82,55% Valor: 62.117,92 € Tirada: 117.892 Difusión: 79.659 Audiencia: 1.013.000



EMYSI (GETTY IMAGES)

Presa de Villalcampo (provincia de Zamora), en el curso medio del río Duero.

Loas a un patrimonio hidráulico decadente

El mantenimiento de presas y embalses ayuda a gestionar el agua, a prevenir desastres naturales y a soportar las centrales hidroeléctricas

Elena Sevillano

De los más de 600.000 kilómetros de cauces que forman la red hidrográfica española, unos 80.000 kilómetros corresponden a ríos. Un total de 2.453 presas —1.093 de ellas grandes— crean barreras frente a estas masas de agua corriente, formando embalses, cuya capacidad de almacenamiento máximo supera actualmente los 61.000 hectómetros cúbicos, según información suministrada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco). El Instituto de la Ingeniería de España, la Asociación Nacional de de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos y de la Ingeniería Civil (Asociación Caminos) y APPA Renovables (asociación de empresas de energías renovables) reclaman la conservación de este patrimonio hidráulico, y alertan sobre su falta de mantenimiento y de seguridad.

Según sus datos, más del 75% de las presas estatales no han implantado planes de emergencia y "la mayoría presenta deficiencias graves de seguridad". El presidente de la Asociación Caminos, José Trigueros, es claro: "Presas y embalses son vitales para una gestión eficiente del agua; desempeñan un papel clave en la laminación de avenidas, ante lluvias torrenciales, y en la prevención de desastres, como por desgracia hemos visto con la dana en Valencia". Soportan, además, la hidroeléctrica, tercera fuente renovable del *mix* energético y quinta en generación —con un 13,3% del total— en 2024, según Red Eléctrica de España (REE). "Aporta estabilidad, inercia y flexibilidad al sistema", establece José María González Moya, director general de APPA Renovables.

De acuerdo con REE, actualmente hay 17.078 megavatios (MW) de potencia hidráulica instalada en España, contando hidroeléctrica más centrales de bombeo o reversibles, capaces de almacenar energía al bombear agua desde un embalse inferior a uno superior durante horas de baja demanda eléctrica; cuando la demanda sube, el agua se suelta, volviendo abajo tras pasar por turbinas y generar electricidad. El PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), que considera las centrales reversibles como instalaciones de almacenamiento, marca un objetivo global de 22,5 gigavatios (GW) de capacidad de almacenamiento para 2030, pero no especifica las tecnologías que habrán de utilizarse. González Moya lo tiene claro: "La mejor batería es el agua".

Más del 75% de las instalaciones estatales no tienen planes de emergencia y la mayoría son inseguras

Para 2035, más de noventa centrales hidroeléctricas en presas y embalses han terminado o van a terminar su periodo de concesión de 75 años, según un listado no exhaustivo elaborado por APPA Renovables. La mayoría son pequeñas estructuras, cuyo futuro queda en el aire. La Ley dice que la confederación hidrográfica competente ha de notificar el fin de la concesión dos años antes de que ésta expire. A partir de aquí pueden pasar varias cosas, según apunta González Moya: que la instalación continúe funcionando con un permiso de extensión; que revierta al Estado, para explotarla directamente o sacarla a concurso para que la explote un tercero; que su explotación salga a concurso público; o que se obligue a la concesionaria a derribarla, por falta de viabilidad económica o por los problemas ambientales que genera. Hay una quinta posibilidad: que el procedimiento administrativo se embrolle de tal manera que la central quede en desuso, abandonada y sufriendo un lento deterioro, sin ser aprovechada ni tampoco tirada abajo, según denuncia APPA Renovables.

Polémicas no faltan

Dentro de esta casuística variada encontramos ejemplos como Villalcampo, en Zamora, cuya concesión se extinguió en 2024 —con sus 206 MW es, por el momento, la más grande en esta situación— pero sigue operativa. Can Trinxet, en Barcelona, en manos de la empresa pública L'Energètica desde julio de 2024. O La Riera (en Somiedo, Asturias), cuya explotación salió a concurso en 2023, se anuló por defecto de forma y volvió a salir en 2025.

En 2018, el informe *Grandes fracasos hidráulicos*, de Ecologistas en Acción, analizó 14 ejemplos de presas que no alcanzaron los objetivos para los que fueron construidas, y exigía su eliminación para recuperar el ecosistema fluvial. En España se han demolido en los últimos años cuatro pequeñas presas obsoletas en el Marco de la Estrategia Nacional de Restauración de Ríos, informa el Miteco: Retuerta (Ávila) en 2013; Robledo de Chavela (Madrid) en 2014; Inturia (Gipuzkoa) en 2018, y La Alberca (Madrid) en 2021.

Los Toranes (provincia de Teruel), cuya concesión finalizó en 2018, y La Retorna (La Rioja), cerrada desde 2022, son dos infraestructuras condenadas al derribo por orden judicial. En estos dos escenarios se ve muy claro el choque entre quienes luchan por conservarlas —entre otros, vecinos que las consideran parte de su patrimonio y riegan sus campos con el agua embalsada— y las asociaciones ambientalistas y ecologistas que buscan quitarlas en aras de la restauración y la recuperación de los ríos. En ambos casos, y más allá de su funcionalidad, entra en juego el elemento cultural y patrimonial. "La Retorna es de Carlos Fernández Casado, que para los ingenieros es como Gaudí para los arquitectos", clama Trigueros. En marzo de 2025, el pleno del Parlamento de La Rioja acordó pedir para esta presa la declaración de Bien de Interés Cultural (BIC).

"Se han derribado barreras y azudes que no se habían hecho bien, pero en ningún caso debemos perder nuestros patrimonio hidráulico", reclama González Moya, que es partidario incluso de explotarlo aún más, con nuevas mini-centrales y centrales hidroeléctricas —en algunos casos, cree posible la instalación de centrales de bombeo —. "Es la renovable por antonomasia, la que llevó la electricidad a los pueblos; es infraestructura ya construida, que cumple los requerimientos ambientales y mantiene sus caudales ecológicos", aboga. "Si se conserva, se mantiene operativa y se cuida, nos va a ayudar de cara al futuro", asegura.

El Gobierno apuesta por el bombeo

El Miteco lanzó en julio de 2025 una licitación para aprovechar la hidroeléctrica de titularidad estatal y convertirla en bombeo, en el marco de un programa nacional de almacenamiento hidráulico de energía. En paralelo, y dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), ha concedido 100 millones de euros —con cargo a los fondos Next Generation— a cuatro "proyectos innovadores de almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas de bombeo reversible". El primero se encuentra en Alcántara (provincia de Cáceres), y aprovecha las infraestructuras de dos embalses ya existentes. Los otros tres corresponden a nuevas centrales reversibles que aprovechan la diferencia de altura entre dos balsas o depósitos donde se integrará el sistema de bombeo. Se ubican en Torre del Bierzo (León), Velilla del Río Carrión (Palencia) y La Fatarella (Tarragona). En total sumarán más de 2.200 MW de nuevos bombeos, y tendrán que estar en marcha para el 31 de diciembre de 2030.

El Periódico Extremadura
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 35
Ocupación: 44,90% Valor: 1.596,35 € Tirada: 2.107 Difusión: 1.440 Audiencia: 2.282

Energía

Las renovables se estancan en 2024 y contraen su contribución al PIB

El peso del sector baja hasta el 0,95% de la economía nacional y encadena dos años consecutivos sin levantar cabeza, según un estudio de Deloitte

JAIME MEJÍAS
Madrid

El sector de las renovables parece no levantar cabeza. En 2024 ha experimentado un claro estancamiento, y encadena ya dos años consecutivos de contracción en empleo y en contribución al PIB, exhibiendo una cifra de 15.057 millones de euros, la más baja desde 2020, que representa un 0,95% de la economía nacional. Estas son las principales conclusiones del estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables, elaborado por Deloitte para APPA Renovables, y recogido por Europa Press.

A las renovables se les atribuye haber generado la cifra récord del 56,8% de la electricidad del año 2024, con 149 teravatios hora (TWh). Sin embargo, se resintieron por los vertidos, y, especialmente por «la caída de los precios del mercado eléctrico», así como los de su contrapartida en el mercado de los fósiles, señaló el director general de APPA Renovables, José María González Moya, en una rueda de prensa para presentar el informe.

Por su parte, los vertidos del año pasado, tanto de la energía no producida por falta de demanda como las restricciones de red, superaron el 8% de la electricidad renovable, una cifra que se duplica en lo que va de 2025 debido a la operación reforzada implantada por el operador del sistema –Red Eléctrica de España (REE)– desde el apagón del 28 de abril.

Jordi Cotrina

Parque eólico en el término municipal de Veciana, en Barcelona.

Electrificación

No obstante, el sector advirtió de que esta cifra de vertidos supera ya el 17% en lo que va de 2025. Por ello, consideró vital «impulsar la electrificación, desplegar el almacenamiento, promover la gestión activa de la demanda y reforzar las redes y las interconexiones, ya que si no es así «se seguirá perdiendo la energía del sol, viento y agua en forma de vertidos», subrayó el presidente de APPA Renovables, Santiago Ramos.

En el caso de los precios, desde los récord de 2022 (167,52 euros/MWh), se han registrado dos ejercicios de moderación, con 87,10 euros/MWh en 2023 y 63,03 euros/MWh el año pasado, para un sector muy dependiente de los precios de venta, especialmente cuando el precio capturado por estas tecnologías es inferior al precio medio.

Las renovables percibieron 3.129 millones de euros en concepto de retribución específica, la cifra más baja desde la reforma de 2014, debido principalmente, a que muchas instalaciones han expirado su vida útil regulatoria, abandonando este tipo de retribución y dependiendo sus ingresos únicamente del mercado eléctrico. ■

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

El sector renovable español se estanca pese a su récord histórico de generación

- El informe de APPA Renovables y Deloitte alerta de un estancamiento del sector por falta de demanda, precios bajos y ausencia de almacenamiento.

El sector renovable español se estanca pese a su récord histórico de generación

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias.

https://www.energias-renovables.com/panorama/el-sector-renovable-espa-ol-se-20251031

Manuel Moncada **Viernes, 31 octubre 2025**

La paradoja es evidente: más energía verde, pero menos rentabilidad. Los precios del mercado eléctrico descendieron un 27% respecto a 2023, consolidándose en 63,03 €/MWh, lo que redujo ingresos y frenó la creación de empleo. El sector cerró 2024 con 126.574 trabajadores, encadenando su segundo año de contracción laboral.

El informe destaca también los vertidos renovables —energía no aprovechada por falta de demanda o restricciones de red—, que alcanzaron un 8% en 2024 y ya se duplican en 2025. Esta pérdida de producción se ha convertido en uno de los principales desafíos del sector, que reclama una mayor electrificación de la demanda, sistemas de almacenamiento y una política estatal de bombeos hidráulicos.

Pese a las dificultades, las renovables siguen generando grandes beneficios macroeconómicos. En 2024, ahorraron 14.729 millones de euros en importaciones fósiles, 4.541 millones en derechos de emisión y 6.972 millones en el mercado eléctrico, además de 4.345 millones en gasto sanitario evitado gracias a la mejora de la calidad del aire. En conjunto, las energías limpias evitaron la importación de 25,4 millones de toneladas equivalentes de petróleo y la emisión de 69,6 millones de toneladas de CO_2.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

El presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos , ha subrayado que el sistema energético necesita "un impulso urgente" en almacenamiento, repotenciación eólica y biometano. "Estamos generando más energía que nunca, pero sin una demanda electrificada y redes reforzadas, seguiremos perdiendo parte del sol, el viento y el agua que tenemos", ha advertido durante la presentación.

El estudio también refleja un retroceso en el uso de renovables térmicas y biocarburantes, que cayeron un 1%, mientras el consumo de combustibles fósiles aumentó un 5%, regresando a niveles previos a la pandemia. La cuota de biocarburantes en el transporte fue del 6,5%, lejos del 11% exigido por la normativa europea.

El documento, disponible en la web de APPA Renovables, concluye con un mensaje claro: el futuro verde español depende menos de la oferta —ya boyante— y más de la capacidad para absorber, almacenar y aprovechar la energía limpia que el país produce.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

Las renovables se estancan en 2024 a la espera del despertar de la demanda y nueva regulación

- Un estudio de Deloitte para APPA Renovables advierte que los vertidos superan ya el 17% en lo que va de 2025 debido al modo reforzado de REE, mientras la cifra del año pasado, tanto de la energía no producida por falta de demanda como las restricciones de red, fue del 8%.

https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/las-renovables-se-estancan-ya-en-2024-a-la-espera-del-despertar-de-...
Viernes, 31 octubre 2025

Un estudio de Deloitte para APPA Renovables advierte que los vertidos superan ya el 17% en lo que va de 2025 debido al modo reforzado de REE, mientras la cifra del año pasado, tanto de la energía no producida por falta de demanda como las restricciones de red, fue del 8%.

Pilar Sánchez Molina

El sector renovable español cerró 2024 con un fuerte contraste técnico y económico: máximos históricos en generación eléctrica limpia (149 TWh, 56,8 % de la demanda nacional) y en potencia fotovoltaica instalada, pero dos años consecutivos de caída en empleo (126.574 trabajadores), reducción del PIB sectorial al 0,95 %, y un aumento preocupante de los vertidos energéticos por falta de almacenamiento y de demanda electrificada.

Así lo recoge el informe del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables, elaborado por Deloitte para APPA Renovables presentado este viernes en Madrid.

La fotovoltaica fue la tecnología más dinámica del año, con 6.434 MW nuevos conectados a red —más del doble que en 2023 (2.892 MW)—, aunque redujo empleo por la caída de precios y el freno del autoconsumo (1.431 MW instalados frente a 1.943 MW en 2023).

El descenso del precio medio del mercado eléctrico a 63,03 €/MWh (−27,6 % interanual) y la menor retribución específica (3.129 M€, la más baja desde 2014) afectaron directamente la rentabilidad de

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

las plantas solares. Además, el vertido solar y eólico del año pasado –tanto de la energía no producida por falta de demanda como las restricciones de red–, aumentó drásticamente: del 1,6 % en 2023 al 6,5 % en 2024, una cifra que se duplica en lo que va de 2025 debido a la operación reforzada implantada por Red Eléctrica de España (REE) desde el apagón del 28 de abril, y supera el 17%.

Almacenamiento: el gran ausente del sistema

El informe de APPA Renovables y Deloitte advierte que el déficit de capacidad de almacenamiento se ha convertido en el principal cuello de botella del sistema eléctrico.

La ausencia de bombeos hidráulicos nuevos, la lenta adopción de baterías a gran escala y el escaso desarrollo del almacenamiento distribuido en autoconsumo están impidiendo absorber los picos de generación solar y eólica.

La asociación reclama una “Política de Estado” para el despliegue de almacenamiento, con incentivos a:

Sin estas medidas, advierte el presidente de APPA, Santiago Gómez Ramos, “seguiremos perdiendo la energía de nuestro sol, viento y agua en forma de vertidos.

Electrificación: retroceso a niveles de 2007

Pese al avance de las renovables, la electricidad solo representó el 23,6 % del consumo final de energía, una caída al nivel más bajo en casi dos décadas. Mientras, el consumo fósil (petróleo y gas) creció un 5 % en 2024, regresando a cifras prepandemia. El uso de renovables térmicas también descendió (–1 %), mostrando que la electrificación de la demanda avanza más lentamente que la expansión de la generación.

El informe señala que la oferta renovable crece más rápido que la capacidad de consumo o almacenamiento, generando un desequilibrio estructural en el sistema energético español.

Como resume Gómez Ramos, “El desarrollo renovable no basta sin electrificación ni almacenamiento. Es urgente adaptar la infraestructura y la demanda al ritmo de las renovables si queremos un sistema eléctrico preparado para ser 100 % renovable y resiliente.”

No obstante, la presencia de las renovables en el mercado eléctrico se tradujo en un abaratamiento de 6.972 millones de euros, ahorro que, debido a la concentración de producción en horas solares, se traduce en menores precios capturados por estas tecnologías.

Adicionalmente, las renovables eléctricas ahorraron 6.546 millones de euros por importaciones fósiles evitadas, cifra que aumenta a los 14.729 millones de euros si se contabiliza la aportación de los usos térmicos (4.983 millones de euros) y biocarburantes (3.200 millones de euros), en total las renovables evitaron la importación de 25,4 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

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.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

Popular content

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

ENERGETICA21.COM

Las renovables se estancan pese a un 56,8% de generación eléctrica verde en 2024: APPA pide regulación y acelerar la demanda y el almacenamiento - Energética 21

- El Estudio Macroeconómico 2024 de APPA y Deloitte cifra en 15.057 millones de euros la aportación al PIB y en 126.574 los empleos, con vertidos superiores al 8% y mínimos históricos en retribución específica; la patronal reclama electrificación, bombeos, biometano y repotenciación eólica.

Las renovables se estancan pese a un 56,8% de generación eléctrica verde en 2024: APPA pide regulación y acelerar la demanda y el almacenamiento.

renovables | generación eléctrica verde | appa | regulación | almacenamiento | energía renovable | impacto económico

https://energetica21.com/noticia/renovables-estancan-pese-568-generacion-electrica-verde-2024-appa-pide-re...
Energética 21 **Viernes, 31 octubre 2025**

El Estudio Macroeconómico 2024 de APPA y Deloitte cifra en 15.057 millones de euros la aportación al PIB y en 126.574 los empleos, con vertidos superiores al 8% y mínimos históricos en retribución específica; la patronal reclama electrificación, bombeos, biometano y repotenciación eólica.

El sector renovable español cerró **2024** con un contraste evidente: **máximo histórico de generación eléctrica renovable** (**56,8%** y **149 TWh**) pero **retrocesos económicos y laborales** respecto a 2023. Según el **Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables 2024** (elaborado por **APPA** y **Deloitte**), la contribución total al **PIB** fue de **15.057 millones de euros** (**0,95%** de la economía), y el **empleo** se situó en **126.574** profesionales, encadenando el segundo año de ajuste.

La patronal atribuye este “estancamiento” a **precios mayoristas más bajos** , **vertidos crecientes** y **demanda eléctrica insuficiente** , y pide **medidas regulatorias** que aceleren la **electrificación** y desplieguen **almacenamiento** y **biometano** . El informe detalla un **abaratamiento del pool** hasta **63,03 €/MWh** en 2024 (87,10 €/MWh en 2023 y 167,52 €/MWh en 2022), que—si bien beneficia al conjunto de consumidores— **comprime ingresos** de tecnologías que venden a mercado y capta menores precios en horas solares.

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

La **retribución específica** percibida por las renovables fue de **3.129 millones de euros** , el nivel más bajo desde 2014, al tiempo que la **presencia renovable** en el mercado **redujo el coste** del pool en **6.972 millones** . Además, el conjunto de renovables **evitó importaciones** de combustibles por **14.729 millones** y **derechos de emisión** por **4.541 millones** , e incluso el estudio cuantifica **4.345 millones** de **gasto sanitario evitado** ligado a menores contaminantes.

En paralelo, **los vertidos** —energía no aprovechada por **falta de demanda** , **limitaciones de red** y **operación reforzada del sistema** — **superaron el 8%** de la electricidad renovable en 2024 y **ya rebasan el 17%** en lo que va de 2025, según advirtió la asociación. La propia **APPA** subraya que, sin **electrificación** , **gestión activa de la demanda** , **refuerzo de redes e interconexiones** y **despliegue acelerado de almacenamiento** , "seguiremos perdiendo parte de la energía disponible de sol, viento e hidráulica".

En la presentación del informe, celebrada este viernes, quedó patente el diagnóstico sobre **desequilibrios del sistema** . En palabras recogidas durante el acto, **Santiago Gómez** (presidente de APPA Renovables) llamó a "diseñar y trabajar para un sistema eléctrico del futuro" con gestión estratégica y políticas a largo plazo. Señaló un **desequilibrio tecnológico** en el despliegue renovable que se traduce en **vertidos crecientes** —"el **8,5%** de la generación renovable **no fue aprovechada ni retribuida** "— y remarcó la **electrificación** como palanca para **equilibrar oferta y demanda** . **"** Las renovables no son el problema, son la solución", subrayó, ligando **ahorros millonarios** a su mayor penetración y reclamando un **impulso al bombeo y al almacenamiento** , **biometano** , **repotenciación** , **mejor uso de redes** e **hibridación** con tratamiento preferente. **"Preocupa que medidas provisionales se perpetúen"** , añadió, en referencia a decisiones tomadas en un contexto de emergencia del sistema en relación a la saturación de las redes.

El documento también **pone cifras** al avance tecnológico. **2024** fue el año en que la **fotovoltaica** superó por primera vez a la **eólica** en **potencia instalada** , con **6.434 MW** nuevos FV y **1.309 MW** eólicos; el **autoconsumo** sumó **1.431 MW** , por debajo del 2023. Pese al aumento de capacidad y a la **recuperación hidráulica** , el **empleo** total **descendió ligeramente** y la aportación al PIB se **moderó** , en línea con la **normalización de precios** . **APPA** cifra la **aportación directa** del sector en **10.876 millones** y la **total** (directa+indirecta) en **15.057 millones** ; en **I+D+i** , la **intensidad** del sector alcanzó **3,41%** , muy por encima de la media nacional y comunitaria.

Por su parte, Jose María González Moya, director general de la asocación, explicó la **balanza energética:** las renovables **evitaron** compras de **combustibles fósiles** por **14.729 millones** y **69,5 millones de toneladas de CO2e** , reforzando la **seguridad de suministro.** No obstante, el **déficit energético** estatal siguió siendo **elevado** por las importaciones fósiles. La **electricidad** apenas supuso **23,6%** del **consumo final** — **niveles de 2007** —, mientras que las **renovables térmicas retrocedieron**y el **consumo fósil creció un 5%**, lo que, a juicio de la asociación, **obliga** a acelerar la **electrificación** en transporte y calor y a aprovechar la bioenergía y el biometano para descarbonizar usos difíciles de electrificar.

Claves regulatorias y de sistema
APPA urge a desplegar **almacenamiento** y a acoplar este almacenamiento a la solar existente; también a repotenciar parques eólicos, a impulsar la biomasa eléctrica como tecnología firme y

energetica21.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 1902,59 €
V. Únicos: 10887

síncrona; y a desarrollar el biometano con un marco regulatorio que inicie la descarbonización del sistema gasista. En paralelo, pide la **electrificación** rápida de la demanda, **gestión activa** del consumo y **refuerzo** de **redes** e **interconexiones** . Sobre el debate **nuclear y la posible prolongación en el tiempo de algunas centrales** , el mensaje fue pragmático. “Instalar o cerrar dos años antes o después no cambia el rumbo: nuestro objetivo es a largo plazo: un sistema totalmente renovable”, explicó González Moya.

En la **fotografía sectorial** por tecnologías, el informe destaca **biomasas y residuos** como **primer aporte térmico** ; también el **empuje de la eólica** en **empleo neto** en 2024 por el tirón industrial —incluida la **marina** —, frente a descensos en fotovoltaica de mercado y **autoconsumo** , **biomasa** , **termoeléctrica** y **minihidráulica** . **APPA** cuantifica además **ahorros** : de **6.546 millones** por **importaciones fósiles evitadas** en el **eléctrico** , que suben a **14.729 millones** si se suman **usos térmicos** (**4.983 millones**) y **biocarburantes** (**3.200 millones**).

Con **vertidos económicos** de fotovoltaica y eólica que pasan de **1,6%** (2023) a **6,5%** (2024) y **más del 8%** al incluir **restricciones de red** —y **más del 17%** en 2025 por la **operación reforzada** —, el **desafío inmediato** según la asociación es **crear demanda eléctrica útil** y **flexible** a la vez que **se gestiona** la **oferta** con **almacenamiento** y **se optimiza** la **red** (repotenciación, hibridación, acceso y conexión). De lo contrario, **se seguirá desaprovechando** un volumen creciente de generación renovable en horas valle de precio.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

¿Para qué sirven las centrales nucleares?

energias-renovables.com/panorama/aypara-qu--sirven-las-centrales-20251101

Javier García Breva October 31, 2025

Ese mismo día, la **patronal eléctrica Aelec** envió otra carta a la ministra para la Transición Ecológica, **Sara Aagesen**, en la que traslada su disposición a **alagar la vida útil de la planta nuclear de Almaraz** hasta 2030 “en el contexto actual de incertidumbre sobre la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico español y, como consecuencia, en la garantía de suministro”. El 28 de octubre, el presidente de Iberdrola manifestó, en la presentación de resultados, que “las nucleares son seguras y necesarias. Mucho más que antes para poder evitar posibles apagones y problemas de servicio”. “La sociedad civil está pidiendo que se mantengan”. Según **Sánchez Galán**, los dos reactores de Almaraz pueden operar hasta 2030 sin tener que solicitar una nueva licencia de seguridad.

Son argumentos parecidos a los del economista **Jordi Sevilla** que en su artículo “Presidente: Almaraz no se cierra, para evitar otro apagón”, de 16 de octubre, deslizaba el argumento, que ni siquiera las eléctricas se han atrevido a expresar, de que las energías solar y eólica no garantizan los equilibrios del sistema eléctrico, que, según él, sí garantiza la nuclear. Sorprende que nadie haya dado respuesta a ninguna de las dos condiciones que la ministra de Transición Ecológica puso desde el primer momento a una ampliación de plazos del cierre nuclear: que se invierta en seguridad nuclear y que no se repercuta ningún coste a los consumidores. Se repite así una de las características inmanentes al argumentario pronuclear: no hablar nunca de costes, ni de precios ni de seguridad. **¿Sin nucleares habrá más apagones?**

Nadie se imaginó que sería Aelec la que aclarase qué papel podrían jugar las nucleares ante futuros apagones. Según la patronal eléctrica ninguno, debido al propio diseño técnico de las plantas nucleares, a diferencia de la hidráulica y las centrales de gas. **Aelec, por el contrario, propone inversiones en red y la participación de la eólica y fotovoltaica en el control dinámico de tensión** de la red eléctrica, como ya hizo Portugal. Significa que ni la prórroga de explotación de las centrales actuales ni nuevas nucleares servirán para evitar futuros apagones, que las renovables tienen muchas menos limitaciones para estabilizar la red eléctrica y que la tecnología nuclear no puede realizar un control dinámico de tensión para evitar apagones, algo que las renovables ya han comenzado a hacer mediante la habilitación de **Red Eléctrica**. Aelec ha dejado en evidencia el argumentario de la campaña a favor de las nucleares a raíz del apagón de 28 de abril que ha llevado a imaginar a sus promotores que se trataba de una reclamación de toda la sociedad, cuando en realidad solo era un bulo amparado en la opacidad del sector eléctrico y en el desconocimiento generalizado de la tecnología nuclear. Eso no ha impedido que Aelec se contradiga en la carta en la que propone alargar la vida útil de Almaraz hasta 2030 como medida para estabilizar la red eléctrica, cuando el mismo día traslada al ministerio de Transición Ecológica que la central nuclear no está preparada para estabilizar el sistema eléctrico. Lo que Aelec ha reconocido, en un ejemplo de transparencia inédito en el sector eléctrico, es que con nucleares continuará el riesgo de nuevos apagones. Quienes defienden que las nucleares son el salvavidas de nuestra economía en realidad están defendiendo el negocio de los socios del *pool* eléctrico,

como son los grandes ciclos inversores en nuclear, gas, hidrógeno o renovables centralizadas a gran escala, por el movimiento de capital que generan y la revalorización de activos a través de un diseño de mercado principalmente especulativo. **Si no sirven para evitar apagones, ¿para qué sirven las nucleares?**

La viabilidad de las centrales nucleares exige determinadas condiciones, como un precio de la electricidad elevado, un mercado sin competencia, más consumo y menor esfuerzo en ahorro de energía. Todo ello se cumple con la metodología de conformación de precios del mercado eléctrico, que Bruselas no ha modificado en la directiva del mercado de la electricidad de 2024. De esta manera el sector eléctrico se asegura los ingresos suficientes a través de los peajes que factura a los consumidores desde el 1 de enero de cada año. Por eso, en cada crisis energética las grandes eléctricas superan su récord de beneficios. Pero Aelec ha dicho algo más importante y es que para que las nucleares puedan evitar un apagón necesitan rediseñarse, es decir, hacerlas de nuevo. Supondría un coste milmillonario inasumible para sus propietarios y para la sociedad, porque llevaría a un rescate nuclear por los consumidores, como ocurrió en los pasados años ochenta. La nueva realidad es que la nuclear no es competitiva frente a la hibridación de las energías renovables con almacenamiento, que es la tecnología que va a sustituir a la generación convencional en todo el mundo para garantizar la seguridad de suministro. **Y si la nuclear solo sirve para hacer negocios, es que no es necesaria ni útil para la sociedad.**

El Correo Gallego
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 35
Ocupación: 44,00% Valor: 1.232,12 € Tirada: 4.808 Difusión: 4.196 Audiencia: 16.828

«Moratoria judicial» en el viento gallego: EGA alerta del parón de 90 proyectos y 2.500 megavatios

La patronal acusa al TSXG de contradecir al Supremo y a la UE y alerta del parón económico que provoca la inseguridad jurídica

ROI RODRÍGUEZ
Santiago

La Asociación Eólica de Galicia (EGA) alza la voz contra lo que considera un bloqueo judicial sin precedentes que mantiene paralizados decenas de proyectos de energía renovable en la comunidad. La entidad alerta de una situación de "moratoria judicial", provocada por la contradicción constante entre los tribunales gallegos y las instancias españolas y europeas, y asegura que la inseguridad jurídica está frenando la inversión, el empleo y la transición energética en Galicia.

Según EGA, las resoluciones del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG), que han suspendido de forma cautelar más de 90 proyectos y 2.500 megavatios (MW) de potencia, chocan de lleno con los fallos del Tribunal Supremo (TS) y del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). Ambos órganos superiores han respaldado la legalidad de los procedimientos seguidos por la Xunta de Galicia, así como la validez de las evaluaciones ambientales que acompañan las autorizaciones administrativas.

Pese a esta jurisprudencia, la sala de lo Contencioso-Administrativo del alto tribunal gallego ha decidido revocar la autorización del parque A Ruña III, en Mazaricos (A Coruña). Según la asociación, el TSXG argumenta que el proyecto debía tramitarse junto a su línea eléctrica, una infraestructura que ya está en funcionamiento. "Hemos llegado al colmo del paroxismo", lamentan, comparando la situación con "tener que pedir una nueva declaración ambiental para toda la autopista AP-9 solo por abrir un acceso".

Un parque eólico en Galicia | ECG

El sector eólico también critica que la sentencia mencione la proximidad del parque a la Red Natura, cuando en realidad existe una distancia de 4,5 kilómetros. "No hay ninguna sospecha de daño ambiental, y aun así los jueces anulan el proyecto basándose en un informe privado, abstracto y genérico", señala EGA. La organización advierte que esta situación genera una "incertidumbre, inseguridad y zozobra jurídicas" que "atan de pies y manos" a las empresas gallegas y frenan el progreso del territorio.

Según el sector, este bloqueo judicial provoca cada año la pérdida de 2.750 empleos y 6.300 millones de euros en inversión, además del éxodo de empresas y la ruptura de la cadena de valor industrial. "Galicia no puede permitirse esta inercia destructiva", subraya la patronal, recordando que la comunidad sufre un descenso del 32 % en el consumo eléctrico y un aumento de la dependencia de combustibles fósiles. EGA insiste en que es urgente una política que integre la visión ambiental e industrial, acorde con la directiva europea que reconoce a las energías renovables como un bien de interés público superior.

Reafirma suspensión de Monte Contado

Mientras, el TSXG se refirma en un nuevo auto en la paralización cautelar del parque eólico Monte Contado, promovido por Naturgy en los municipios de Lugo y Castroverde. El pasado mes de junio, el TSXG ya informó de un auto de la sección tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo adoptó esta medida cautelar por «probables daños irreversibles al medio natural que conllevarían las obras autorizadas en el expediente». Además, señalaba que algunos de los aerogeneradores se situarían a menos de un kilómetro de núcleos urbanos, así como la coincidencia de algunas de las infraestructuras del parque con zonas de máxima sensibilidad ambiental, según la clasificación sobre sensibilidad ambiental proporcionada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El Periódico de Aragón
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 20
Ocupación: 58,04% Valor: 2.176,60 € Tirada: 3.520 Difusión: 2.539 Audiencia: 8.886

Eje Escatrón-Els Aubals-La Secuita

Aragon enviará energía a Cataluña através de una nueva línea eléctrica

Red Eléctrica invertirá más de 200 millones para modernizar un tendido de 181 kilómetros que es clave para abastecer de luz al polo petroquímico de Tarragona

JORGE HERAS PASTOR
Zaragoza

Aragón volverá a desempeñar un papel protagonista en el mapa energético nacional. Red Eléctrica (Grupo Redeia) impulsa la construcción de la nueva línea de alta tensión entre la subestación de Escatrón (Zaragoza) y las ubicadas en Els Aubals y La Secuita, ambas en la provincia de Tarragona, una infraestructura de 181 kilómetros y más de 200 millones de euros de inversión que permitirá transportar a Cataluña 3.000 megavatios (MW) generados en la comunidad autónoma -principalmente con plantas renovables-, la energía equivalente a tres reactores nucleares.

El proyecto, incluido en la Planificación Eléctrica 2021-2026 (la anterior a la que ahora está en tramitación para el horizonte 2030), entrará en información pública a lo largo de noviembre, según informaron fuentes de la compañía, que ejerce como transportista único y operador del sistema eléctrico español. La previsión es que las obras comiencen en 2028 y que la línea esté operativa a finales de 2030, tras un proceso de tramitación que se prolongará durante tres años.

Justo el año en que se pondrá en operación es cuando está previsto el cierre de una de las tres centrales nucleares que hay en Tarragona, la de Ascó I. Las otras dos, Ascó II y Vandellós II, tiene programado su cese en 2032 y 2035. De ahí, la importancia del proyecto para asegurar el abastecimiento de energía a la industria de Cataluña, donde las renovables tiene un escaso peso, un vacío que se cubriría con la abundante potencia verde de los vecinos aragoneses.

El nuevo eje supondrá una renovación de la actual línea Escatrón–Aubals–La Selva, construida a finales de los años sesenta y que hoy apenas puede transportar 500 MW, una sexta parte de la capacidad proyectada. El nuevo trazado contará con doble circuito de 400 y 220 kV y permitirá desmantelar la vieja infraestructura, reduciendo su impacto visual y ambiental.

El nuevo trazado

La actuación afectará a 42 municipios, de los cuales nueve están en Aragón: Escatrón, Sástago, Chiprana, Caspe, Maella, Mazaleón, Calaceite, Samper de Calanda y Castelnou. En total, 1.300 propietarios figurarán en el listado de bienes y derechos que Red Eléctrica pondrá a exposición pública durante 30 días, en un proceso que incluirá alegaciones y negociaciones individuales.

Red Eléctrica

La subestación eléctrica de Escatrón , de donde partirá la nueva línea.

La nueva línea permitirá transportar 3.000 MW, la energía equivalente a tres reactores nucleares

Desde Red Eléctrica subrayan que se trata de una infraestructura esencial para reforzar el intercambio energético entre Aragón y Cataluña y para mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico en el valle del Ebro. La línea actual debe seguir operativa mientras se construye la nueva.

El eje permitirá canalizar la energía renovable generada en Aragón hacia Cataluña, donde el destino principal será el polo petroquímico de Tarragona, el mayor complejo industrial de la comunidad vecina. Esta conexión será decisiva para su descarbonización y para dar soporte a nuevos proyectos industriales, como la candidatura de Móra la Nova a albergar una de las cinco gigafactorías de Inteligencia Artificial que la Unión Europea prevé instalar en los próximos años.

En el lado aragonés, la línea parte de Escatrón, un nodo energético clave donde Repsol desarrolla un centro de datos asociado a su central de gas y a 15 parques eólicos adquiridos a Forestalia, que suman más de 1.600 MW conectados al mismo punto de red. Varios de estos parques están proyectados en el Matarraña y el Bajo Aragón, donde la falta de permisos ambientales en Cataluña había bloqueado la evacuación de la energía hacia esa comunidad.

La modernización del eje hará posible ese flujo energético pendiente, reforzando la integración entre territorios y consolidando el papel de Aragón como exportador de energía limpia hacia el corredor industrial del Mediterráneo.

Once actuaciones

El nuevo trazado no solo multiplica la capacidad de transporte. Desde Red Eléctrica también se pretende modernizar el sistema con criterios ambientales y de eficiencia. Para ello, se evitarán zonas protegidas, áreas urbanizadas o infraestructuras con el objetivo de poner en marcha un eje será más seguro, eficiente y sostenible.

El proyecto se compone de once actuaciones principales, que incluyen la construcción del nuevo tendido, la ampliación de subestaciones y el desmantelamiento del trazado antiguo. Una vez concluido, la capacidad total superará los 3 gigavatios (GW) -o lo que es lo mismo, 3.000 MW-, lo que lo convierte en uno de los proyectos de transporte eléctrico más importantes no solo de Aragón y Cataluña, sino de toda España.

Con esta actuación, Aragón refuerza su posición como batería renovable del noreste español. La comunidad se ha convertido en uno de los territorios con mayor capacidad instalada de energía solar y eólica, y proyectos como el eje Escatrón–La Secuita permitirán dar salida a esa producción y atraer nuevos usos industriales. ■

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 1
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Castilla-La Mancha aprueba la primera instalación híbrida con solar, eólica y baterías en la región

- Castilla-La Mancha ha aprobado la instalación de una planta de almacenamiento híbrido de energía fotovoltaica y eólica en el municipio conquense de Tébar.

El Gobierno regional aprueba la instalación de una planta de almacenamiento híbrido de energía fotovoltaica y eólica.

https://elperiodicodelaenergia.com/castilla-la-mancha-aprueba-la-primera-instalacion-hibrida-con-solar-eolica-...
Redacción
Lunes, 03 noviembre 2025

El Gobierno de Castilla-La Mancha ha aprobado la instalación de una planta de almacenamiento híbrido de energía fotovoltaica y eólica en el municipio conquense de Tébar , denominada ' **Las Lomillas** ' y con una superficie de 7.190 metros cuadrados y un **presupuesto de ejecución de 13,9 millones de euros.**

Según ha informado la Consejería de Fomento en una nota de prensa, la Comisión provincial de Planificación Territorial y Urbanismo de Cuenca ha dado luz verde a los trámites urbanísticos para la instalación de esta planta.

El proyecto Almacenamiento Hibridado 'Las Lomillas' es una instalación de almacenamiento de energía de 36 megavatios de potencia , que busca integrarse con el parque **eólico** y la planta **fotovoltaica** del mismo nombre.

Este sistema híbrido de almacenamiento combina tecnología de baterías (BESS) para estabilizar la red y almacenar la energía generada por las fuentes renovables, tanto la eólica como la solar.

En este sentido, la directora general de Planificación Territorial y Urbanismo, Silvia López, ha señalado que la potencia instalada de esta planta, que es la primera de este tipo en Castilla-La Mancha, tendrá una potencia total de 122 megavatios con la que se atendería a unas 20.000 viviendas y que permitirá avanzar en el almacenamiento de la energía renovable en la región.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

China cambia de estrategia y pasa de la cantidad a la calidad para mantener el liderazgo mundial en energías renovables

- El presidente Xi Jinping aumentó recientemente el objetivo de instalaciones eólicas y solares a 3.600 GW para 2035, lo que equivaldría al 42% del total mundial para entonces.

La apuesta de China por la energía solar y eólica.

https://elperiodicodelaenergia.com/china-cambia-de-estrategia-y-pasa-de-la-cantidad-a-la-calidad-para-mante...
José A. Roca
Lunes, 03 noviembre 2025

El presidente Xi Jinping aumentó recientemente el objetivo de instalaciones eólicas y solares a 3.600 GW para 2035, lo que equivaldría al 42% del total mundial para entonces

Los costos, la seguridad energética y los vientos en contra geopolíticos están frenando el ritmo de las inversiones bajas en carbono en todo el mundo. Sin embargo, China ha desafiado esta tendencia. Gracias a su asombrosa inversión en energías renovables, el mayor emisor del planeta es también su indiscutible líder en energía limpia.

Y China no se está durmiendo en los laureles. El presidente Xi Jinping aumentó recientemente el objetivo de instalaciones eólicas y solares a 3.600 GW para 2035, lo que equivaldría al 42% del total mundial para entonces. Y aunque la cifra es enorme, es un objetivo relativamente modesto dado el ritmo de crecimiento actual. También marca un giro de la cantidad a la calidad.

El equipo de Energía y Renovables de Asia-Pacíficode **Wood Mackenzie** ha analizado por qué el impulso de China para convertirse en el primer “electro-estado” del mundo requiere una gestión prudente.

Un objetivo fácil de alcanzar

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Al aumentar sus instalaciones eólicas y solares a 3.600 GW para 2035, China continúa su avance hacia la descarbonización. Los analistas de WoodMac consideran más que probable que las emisiones de carbono del sector eléctrico nacional hayan alcanzado su punto máximo en 2024 y sigan disminuyendo. Pero este objetivo superior de capacidad eólica y solar debería, a su juicio, alcanzarse sin dificultad. El año pasado, China ya logró su meta para 2030 de 1.200 GW de capacidad instalada, y WoodMac prevé que el nuevo objetivo será incluso superado.

A pesar de los objetivos más altos, las recientes reformas del gobierno chino indican una intención de enfriar un poco los sectores de la energía eólica y solar. ¿Por qué? El enorme apoyo estatal a las renovables ha provocado una feroz competencia de precios en toda la cadena de suministro eólica y solar, además de un aumento de la sobrecapacidad. Antes de la publicación de su 15º Plan Quinquenal (2026-2030), China anunció reformas a lo largo de 2025, arrojando luz sobre la dirección que tomará el país. Aunque no hay duda de que la inversión en energía eólica y solar seguirá siendo prioritaria, el enfoque de China está evolucionando: de una rápida expansión de la capacidad hacia una mayor atención a la calidad del crecimiento futuro.

Para ello, el gobierno está colaborando con los fabricantes nacionales de energía solar, eólica y de almacenamiento en acuerdos de “autorregulación” destinados a evitar una guerra de precios. Los objetivos, según los analistas de Wood Mackenzie, son dos: garantizar que los principales fabricantes de equipos originales (OEM) mantengan márgenes de beneficio saludables para financiar la inversión en tecnologías de próxima generación, y mejorar la reputación de los fabricantes nacionales en el extranjero, ante las críticas generalizadas por supuesta manipulación de precios en el mercado global.

Menos apoyos

Con la publicación del “Documento 136” a principios de este año, China señaló el fin de los proyectos que recibían tarifas eléctricas fijas establecidas a un precio superior al de referencia del carbón. En su lugar, los nuevos proyectos eólicos y solares deberán competir con precios basados en el mercado.

Aun así, las nuevas instalaciones de China seguirán superando al resto del mundo. Se espera que sus instalaciones solares representen más del 50% de las nuevas capacidades globales este año. Sin embargo, las reformas ya están teniendo un impacto, provocando una ralentización temporal en el ritmo de nuevas instalaciones solares, mientras los inversores y fabricantes ajustan sus estrategias de ingresos hacia un mercado eléctrico más liberalizado. Y si esto implica que las empresas menos competitivas abandonen el mercado, el mensaje del gobierno chino parece ser claro: “que así sea”.

A medida que el mercado interno se enfría, China está ampliando sus inversiones internacionales. Las nuevas regulaciones gubernamentales lo favorecen, incluyendo la reciente política de “conexión directa de energía verde”, diseñada para ayudar a los fabricantes chinos a cumplir con los requisitos del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono de la UE.

Almacenamiento *versus* gas

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Los analistas de Wood Mackenzie consideran que los líderes chinos son muy dados a elegir cuidadosamente sus palabras, y “producción de alta calidad” se ha convertido ahora en el mantra de sus fabricantes de energía limpia. China -dicen- quiere ser la número uno no solo en escala de fabricación e instalaciones, sino también en liderazgo tecnológico en energía eólica, solar y almacenamiento.

El gas sigue siendo la opción más cara dentro de la matriz energética de China. Por ello, el país está impulsando con fuerza las energías renovables y el almacenamiento para reemplazar el gas caro -a menudo importado- en el sector eléctrico.

Los costos de las baterías en China han caído más de 50% en los últimos tres años, mientras que sus 42 GW de almacenamiento conectado a la red (excluyendo hidroeléctrica por bombeo) instalados el año pasado fueron el doble de la capacidad de generación a gas en 2024. En consecuencia, la participación de la generación a gas en la producción total se ha mantenido estable en 2025, mientras el almacenamiento energético gana terreno. La industria global de GNL debería tomar nota.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

Comunidades energéticas que dicen sí al almacenamiento

- Ejemplos de comunidades energéticas con sistemas de almacenamiento de electricidad. Autoconsumo

Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta para autoconsumo. Comunidad Energética de El Prat de Llobregat

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias. | Comunidades energéticas que dicen sí al almacenamiento

https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/comunidades-energ-ticas-que-dicen-s-20251031

Celia García-Ceca

Domingo, 02 noviembre 2025

España contaba con 659 comunidades energéticas (CEs) constituidas al cierre de 2024 (459 al cierre del 23). El crecimiento registrado este año pasado ha sido significativo (+44%), según revela el II Informe de indicadores de comunidades energéticas de España del Observatorio de Energía Común, una iniciativa que desarrolla Ecodes, junto a Redeia (operador de infraestructuras esenciales, matriz de Red Eléctrica, REE), y que cuenta con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco). El informe concreta así que en España han visto la luz hasta 200 nuevas comunidades energéticas, más de dos al día, en 2024, “lo cual supone prácticamente un tercio de las existentes, consolidando su papel como figura esencial en la transición energética participativa y descentralizada del país”.

Los datos demuestran el interés que despiertan las CEs, iniciativas que buscan un modelo energético más participativo y descentralizado que contribuya a la soberanía energética. “Estas figuras representan un paradigma emergente que empodera a la ciudadanía para que asuma un papel activo en la gestión y producción de energía, por lo que su aumento supone un avance concreto en la implementación práctica de estos modelos participativos”, señalan desde Ecodes. A pesar de estos datos positivos y de crecimiento, la realidad es que –según dicho informe– solo el 18% de las comunidades energéticas tiene una instalación de autoconsumo operativa y, por tanto, están funcionando.

La larga burocracia, los trámites administrativos, las trabas de las empresas energéticas, la falta de financiación o incluso la distancia de 2 kilómetros pueden ser las circunstancias y las causas que

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

están detrás de este dato tan bajo. Y es que, si el autoconsumo es la "fase 1" de toda comunidad energética, a esta le sigue la iniciativa de movilidad sostenible y compartida, el proyecto de eficiencia y ahorro energético, e incluso el almacenamiento. Sí, un almacenamiento claramente distribuido y compartido entre los miembros de la comunidad energética. Y existen ejemplos de comunidades energéticas que están apostando por esa independencia de las grandes compañías eléctricas y por la soberanía y la figura del generador-consumidor energético. En estas líneas vamos a dar a conocer cuatro ejemplos de comunidades energéticas que apuestan por las baterías.

Comunidad energética del Polígono de Urtinsa de Alcorcón

El II Informe de Ecodes explica que en la Comunidad de Madrid, con 13 comunidades energéticas, sólo se constituyó el pasado año una comunidad energética, representando un aumento del 8% y un incremento por debajo de la media nacional. El ratio de número de comunidades energéticas por número de municipios se sitúa en el 7,3%, mientras que el número de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes está muy por debajo de la media con un 0,19. De estas 13, el 15% tiene su primer proyecto energético en funcionamiento.

Una de las 13 comunidades energéticas con las que cuenta la Comunidad de Madrid es la comunidad energética industrial del Polígono Urtinsa de Alcorcón (Madrid), que actualmente está inmersa en el inicio de obras, "lo que supone la consecución de un gran hito que venimos trabajando desde hace más de dos años cuando se constituyó formalmente la comunidad", según nos explican desde la propia comunidad energética.

El proyecto cuenta con cinco instalaciones fotovoltaicas (una de ellas, en la foto), que suman un total de 300 kilovatios, y que llevarán incorporado un novedoso sistema de almacenamiento de baterías de litio ferrofosfato "para aprovechar mejor los excedentes de energía que va a producir la comunidad energética, y ajustar la demanda a la capacidad de la misma". Además, contará con una electrolinera que se ubicará en el parking exterior con cinco puntos de recarga que se alimentará con la energía de estas instalaciones que ahora se inician. [Bajo estas líneas, CEs por comunidad autónoma].

El proceso de instalación se está llevando ya a cabo, entre los meses de septiembre y octubre, con el objetivo de poder poner en marcha las instalaciones en noviembre. Las nuevas instalaciones permitirán reducir la huella de carbono de la Comunidad Energética en 106 toneladas de dióxido de carbono anuales. Esta comunidad energética tiene actualmente un total de siete socios entre los que se encuentra Esmasa, la empresa municipal de servicios a la ciudadanía, que además actúa como tractor de la comunidad.

Para ello cuenta con el apoyo de Esmasa Energía, que es la Oficina de Transformación Comunitaria creada para dar un servicio de asesoramiento gratuito en temáticas relacionadas con las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética, o la movilidad sostenible. "La aceptación está siendo muy positiva, pero prevemos que con el inicio de las obras se va a dar un crecimiento importante de socios".

Desde Esmasa Energía explican que existen diferentes tipos de socios y de formas para colaborar en la Comunidad Energética del Polígono de Urtinsa de Alcorcón.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Consumidor: pagaría por su necesidad de producción fotovoltaica similar a la situación como si hiciera la inversión en una instalación directamente, pero sin necesidad de disponer de cubierta y con el descuento de la ayuda.

Facilitador de cubierta: el propietario que ponga en disposición de la comunidad su cubierta recibe el 15% de la potencia instalable en su cubierta de forma gratuita.

Facilitador de energía: si ya han realizado las instalaciones y no necesitan más kilovatios, pueden ceder sus excedentes a la CE a un precio por determinar.

Inversores que pueden poner su dinero para financiar las instalaciones a cambio de una remuneración. Aplica igual para préstamos en donde ya hemos iniciado contactos con entidades financieras que tienen experiencia en este campo para sondear posibilidades.

En total, el proyecto nacía en 2023 y ha sido beneficiario del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa 3 del IDAE) cuya ayuda asciende a más del 50% de la inversión.

Recientemente se ha resuelto la última convocatoria CE Implementa 5, en la que también está la comunidad energética Urtinsa, “lo que nos ayudará a seguir creciendo y ampliando el número de empresas que disfrutarán del proyecto”.

[Bajo estas líneas, tabla extraída del documento Observatorio de Comunidades Energéticas. Informe de Indicadores 2024, obra de **Energía Común** , iniciativa impulsada por la Fundación Ecología y Desarrollo (Ecodes) y la empresa Redeia (matriz de Red Eléctrica, REE), una iniciativa que cuenta con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen)].

Comunidad energética de Zerain

El País Vasco, con 76, es la tercera comunidad autónoma con más comunidades energéticas de España (de ellas, se han creado 14 en 2024). Euskadi, que lidera la implantación de comunidades energéticas, es la primera en cuanto a número de municipios que cuentan con una comunidad energética con un 30% y la segunda posición en cuanto al número de comunidades por cada 100.000 habitantes con un 3,43%. En la evolución por provincias, Gipuzkoa encabeza la lista de forma diferencial con un total de 56, siendo también en la que más comunidades energéticas se han creado en 2024. Por su parte, Bizkaia cuenta con 13 comunidades energéticas y Álava con 5. De entre todas ellas, un 13% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento y más de 2.100 personas o entidades ya se han apuntado a generar su propia energía.

Es precisamente en Gipuzkoa, en un pequeño municipio de alrededor de 250 habitantes, donde se ubica la comunidad TEK Zerain, una innovadora iniciativa energética donde el autoconsumo colectivo permitirá que 27 familias y comercios del municipio puedan reducir hasta un 30% su factura energética, sin necesidad de instalación en sus viviendas e impulsando un modelo más sostenible y accesible. La comunidad energética de Zerain cuenta con dos instalaciones fotovoltaicas, cada una con su correspondiente sistema de almacenamiento, ubicadas en las cubiertas de dos pequeñas

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

empresas del municipio: la quesería Garoa Gaztandegia y el taller Txirbil Aroztegia. En total, se han instalado 125 paneles solares, con una potencia conjunta de 70,63 kW y 22 kWh de capacidad de almacenamiento, sobre una superficie total de 330 metros cuadrados.

“Esta singularidad convierte a Zerain en un ejemplo pionero en Gipuzkoa, al integrar al sector primario y al tejido productivo rural en el modelo de transición energética. De este modo, la iniciativa trasciende el ámbito residencial, incorporando actividades económicas esenciales para el territorio”, señalan desde la diputación.

El Departamento de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa, dentro de su política energética de apoyo a este tipo de iniciativas, ha financiado el 67% del coste total del proyecto, con una ayuda de 72.488 euros. Gracias a esta inversión, las personas socias de Zerain pueden acceder a energía renovable de forma accesible, sin necesidad de realizar instalaciones individuales.

Zerain se inauguró oficialmente el pasado mes de junio en un acto al que asistió el diputado de Sostenibilidad, José Ignacio Asensio; el presidente de la comunidad energética, Andoni Alustiza; la presidenta de ZerainLab, Loli González; la alcaldesa del municipio, Arantzazu Gereñu; así como los 27 socios y socias que integran este nuevo modelo de generación y consumo compartido.

Durante su intervención, el diputado José Ignacio Asensio destacó la importancia de extender este modelo a todo el territorio: “Zerain demuestra que la transición energética también es posible en los pueblos más pequeños. La implicación del vecindario y del tejido económico local ha sido clave para poner en marcha este proyecto, que mejora la calidad de vida, reduce la factura energética y sitúa a las personas en el centro del sistema energético”.

Comunidad energética de El Prat de Llobregat

Cataluña es, con 104, la comunidad autónoma con más comunidades energéticas, con la comarca de Osona con un importante porcentaje de ellas. Durante el 2024 se ha producido un aumento del 32%. La proporción de comunidades energéticas en relación con el número de municipios se sitúa en un 11%, por encima de la media española que está en 8,1%. Mientras, la cantidad de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes se encuentra en un 1,34% ligeramente por debajo de dicha media. Por provincias, Barcelona cuenta con 50 comunidades energéticas, Lleida con 30, Girona con 13 y Tarragona con 10. Destaca el notable aumento en Lleida, donde el número de comunidades energéticas se ha prácticamente duplicado en un año.

Otros datos significativos que nos aporta el informe sobre la situación de las comunidades energéticas en Cataluña es que el 18% tiene su primer proyecto energético en funcionamiento, y que más de 5.200 personas y entidades son parte y socios de alguna comunidad energética.

Impulsada por el Ayuntamiento, empresas y la ciudadanía, la comunidad energética Energía del Prat se basa en un marco de participación voluntaria y abierta, donde los miembros o socios podrán entrar y salir de una forma ágil y donde el control efectivo de la sociedad estará en manos de personas físicas, autoridades locales y/o pequeñas empresas. De esta forma, Energía del Prat estará compuesta por el Ayuntamiento de El Prat de Llobregat (40% de participaciones), una asociación de usuarios (20% de participaciones) y capital privado (40% de participaciones).

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

“Con esta distribución, la energía se erige como un vector de empoderamiento ciudadano, para generar comunidad y como herramienta de transformación ecológica y económica de la ciudad”, explican desde la propia comunidad. Además, se le suma una estrategia de electrificación de los consumos térmicos para conseguir un mayor aprovechamiento del consumo de energía renovable. En concreto, la energía generada por el autoconsumo compartido, a través de 1.400 kW de energía fotovoltaica, llegará a 2.000 hogares. [Sobre estas líneas, instalación solar fotovoltaica de la CE de El Prat].

La comunidad energética también cuenta con 50 equipos de aerotermia para vecinos y vecinas y una batería de 15 kWh. Y es que “Energía del Prat: almacenamiento compartido distribuido”, liderado por la Comunidad Energía del Prat SL, es uno de los cinco proyectos piloto seleccionados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) dentro del primer sandbox regulatorio para innovación en el sistema eléctrico.

La iniciativa, que cuenta con la colaboración de Olivoenergy, Bamboo Energy, el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña y el operador OMIE, busca desplegar baterías para uso compartido dentro de la comunidad energética local. Es decir, una experiencia piloto que consiste en el despliegue de recursos energéticos distribuidos de almacenamiento compartido a nivel local a través de baterías y gestionado por la comunidad energética de El Prat de Llobregat (Barcelona).

Habrá tres experiencias. Una en tres bloques de comunidades de vecinos con 90 viviendas con la fotovoltaica existente. Otra experiencia sin fotovoltaica y solo añadiendo la batería y con consumidores vulnerables para que la batería se cargue en las horas más baratas y descargue esta energía en las horas más caras. Y finalmente una tercera experiencia en un polideportivo municipal con un autoconsumo colectivo pero compartiendo coeficientes con otros agentes del municipio.

“Lo que buscamos es testear y encontrar la forma jurídica de gestor de almacenamiento”, explican a Energías Renovables desde Energía del Prat. Desde la comunidad energética ya están trabajando en estas tres experiencias piloto y será antes de final de este año cuando quedarán instaladas las baterías, a la vez que ya están ultimando el protocolo de pruebas que tendrá que validar el Ministerio y después transponer con la distribuidora de la zona y las comercializadoras.

Esta prueba piloto, al estar asociada a la ayuda de nuevos nuevos vehículos de negocio, tiene vigencia hasta el 30 de junio del 2026, aunque no se descarta por parte del IDA una prórroga de esta ayuda para poder cumplir con los plazos.

Comunidad energética de Valdelacasa (Salamanca)

En Castilla y León se ha producido un aumento importante, habiéndose producido un incremento del 87% en el 2024, siendo una de las comunidades autónomas que más crecieron en número de comunidades energéticas. En total, se cuenta con 56 comunidades energéticas, cuyo ratio en relación al número de municipios se encuentra en el 2,5%, significativamente por debajo de la media española. Sin embargo, cuando se considera el número de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes, este se sitúa por encima de la media nacional con 2,35 puntos.

Al examinar la evolución por provincias, Burgos encabeza el listado con 14 comunidades, seguida de Zamora con 13, Salamanca con 8, León y Valladolid con 7, Ávila con 4, Soria con 2, y Palencia y

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: domingo, 2 de noviembre de 2025
Páginas: 6
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Segovia con una. De todas ellas, el 9% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento, y juntas suman más de 2.700 socios y socias.

Un pequeño municipio de 200 habitantes ha puesto en marcha la primera comunidad energética de Salamanca. En Valdelacasa, producen 6.000 kilovatios hora gracias a una instalación para autoconsumo colectivo; una producción fotovoltaica que equivaldría a poner 6.000 lavadoras, recorrer 3.600 kilómetros en coche eléctrico, servir 8.800 tazas de café, a 19.200 cargas de móvil, 5.400 horas de internet en un ordenador portátil y 800 días de una bombilla LED, además del ahorro de 5.820 kilogramos de ahorro en CO2.

Pero al margen de estos paralelismos, esta comunidad energética cuenta con prácticamente todos los vecinos como socios, es decir, 80 familias y algunas empresas, además del propio ayuntamiento. Vacoe –que así se denomina la Sociedad Cooperativa– se basa en la participación voluntaria y abierta, cuyo control es ejercido por personas físicas, autoridades locales o pequeñas empresas. “Se establece como una entidad para el autoconsumo colectivo, con excedentes y con compensación”, explican.

Vacoe está formada por 7 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo que suman una potencia cercana a los 700 kW. Y lo más significativo, cuentan con un sistema de baterías de 220 kilovatios hora de acumulación de sonnen, que permite almacenar energía, autogestionarla y optimizar su uso gracias a un software avanzado en gestión energética para monitorizar en tiempo real los consumos y de esta manera, que el reparto entre los socios de la cooperativa sea más equitativa y eficiente.

Y es que Vacoe –señalan desde sonnen– “es un proyecto pionero en España que demuestra cómo operan a tiempo real varias baterías sonnen distribuidas en función de la producción y el consumo de 90 usuarios conectados a esta gran comunidad de Valdelacasa”. Además, en el municipio se han instalado dos puntos de recarga energética para vehículos eléctricos. Y, por supuesto, cuentan con la Oficina de Transformación Comunitaria, con la que se pretende replicar la experiencia en otros municipios.

• Este trabajo periodístico ha sido originalmente publicado en la **revista de papel** (edición de octubre de 2025) de Energías Renovables (**ER245**), cuya versión PDF puedes **descargar gratuitamente aquí**

El Correo Guipúzcoa
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 14
Ocupación: 30,06% Valor: 719,36 € Tirada: 70.323 Difusión: 57.547 Audiencia: 293.000

EH Bildu reclama «transparencia» y «debate público» sobre el parque eólico de Basalgo

A. E.

EIBAR. EH Bildu ha reclamado que el proyecto de parque eólico de Basalgo se someta a un proceso de información y participación real antes de que el Gobierno Vasco adopte cualquier decisión. La formación subraya que a día de hoy no existe autorización definitiva, y que se trata solo de una solicitud inicial registrada por la empresa Arena Power Solar 10 SLU, y que el expediente se encuentra en la fase de evaluación de impacto ambiental abierta el 17 de octubre por el departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad.

El proyecto, tal y como está planteado, afectaría a los términos municipales de Eibar, Soraluze y Bergara, con Elgeta como punto de paso de las infraestructuras asociadas. Esa dispersión territorial, sostiene EH Bildu, «exige explicar bien las afecciones y dar tiempo para que tanto los ayuntamientos como los vecinos puedan presentar alegaciones fundamentadas sobre biodiversidad, fauna, accesos, pistas y afección a suelos de alto valor».

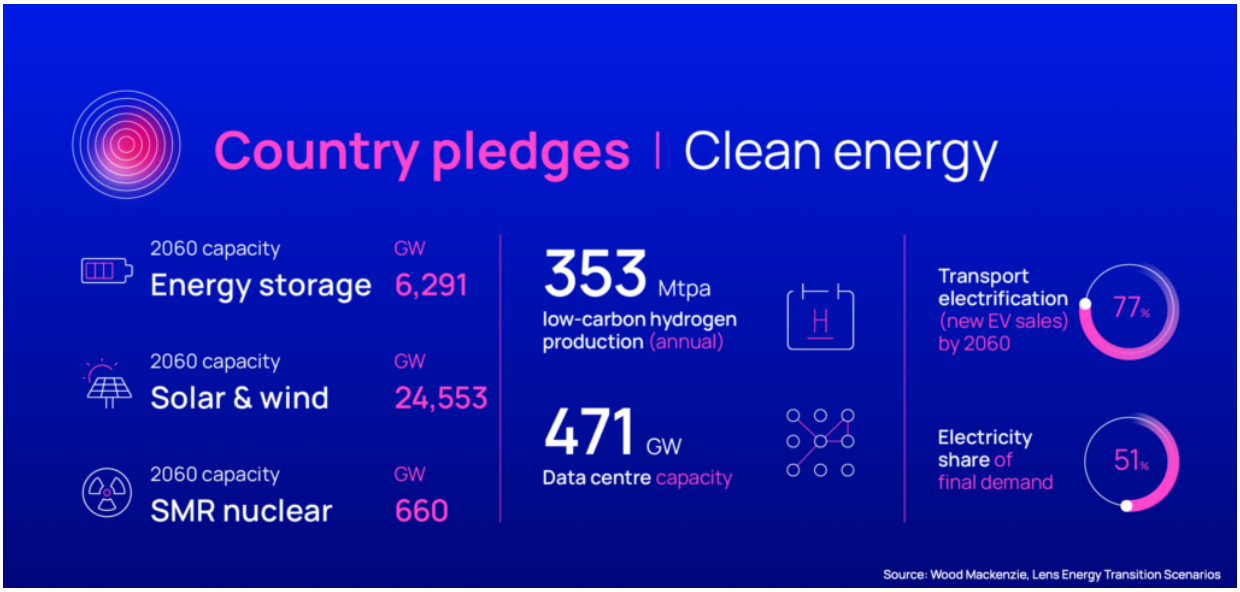
La coalición quiere dejar claro que «la competencia es del Gobierno Vasco» y que, por tanto, «no son los ayuntamientos quienes deciden si el parque se hace o no. Corresponde al Gobierno Vasco dar toda la información y adoptar la decisión final; los ayuntamientos podemos y vamos a alegar, pero el marco es autonómico», insisten.

Aun así, adelanta que registrarán alegaciones «en defensa del entorno y de las actividades que ya existen en esos montes». EH Bildu considera que el Ejecutivo autonómico tiene una falta de planificación estratégica en materia de generación renovable. A su juicio, los proyectos están llegando «uno a uno, empresa a empresa», sin un mapa previo que ordene qué zonas son aptas, cuáles deben quedar excluidas por su valor natural o paisajístico y qué participación local se garantiza en cada instalación. «Los proyectos energéticos no pueden abordarse solo desde una perspectiva técnica o económica. Hace falta un debate público sobre el modelo», señalan, enlazando este caso con el proceso Argitzen puesto en marcha en Debagoiena para ordenar la transición energética desde una óptica social. La formación marca, además, cuatro condiciones políticas si el proyecto siguiera adelante. Entre ellas están la participación local en la propiedad. « Empresas, entidades municipales y comunidades energéticas del territorio deben poder entrar en el capital o en el aprovechamiento del parque». También abogan a una energía para el entorno y a precio justo. «La mayor parte de la electricidad generada debe quedarse en manos de empresas, administraciones públicas o comunidades del área». Respeto a los lugares de mayor valor, la ubicación final tiene que evitar ecosistemas forestales valiosos, suelos agrícolas estratégicos o zonas con valores especiales. También se piden medidas compensatorias negociadas, además de lo que marcan las leyes climáticas y energéticas. «Los promotores deberán pactar con los ayuntamientos y la ciudadanía actuaciones en favor de la biodiversidad, custodia del territorio u otras fórmulas de retorno. También el canon que cobra el Gobierno Vasco debería orientarse a ese fin. Lo importante es que no se dé por hecho que está aprobado. Es la fase de escucha».

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

El auge global de la demanda aleja el objetivo de emisiones netas cero en 2050, según Wood Mackenzie

- Un nuevo informe de la consultora estima que, para contener el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C, el sector energético debería invertir 4,3 billones de dólares anuales entre 2025 y 2060, lo que supone elevar el gasto del 2,5 % al 3,35 % del PIB mundial.



https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/el-auge-global-de-la-demanda-aleja-el-objetivo-de-emisiones-netas-c...
Viernes, 31 octubre 2025

Un nuevo informe de la consultora estima que, para contener el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C, el sector energético debería invertir 4,3 billones de dólares anuales entre 2025 y 2060, lo que supone elevar el gasto del 2,5 % al 3,35 % del PIB mundial.

Pilar Sánchez Molina

La carrera mundial hacia la descarbonización ha perdido velocidad. El nuevo informe Energy Transition Outlook 2025-2026 de Wood Mackenzie concluye que el crecimiento descontrolado de la demanda eléctrica, impulsado por la revolución de la inteligencia artificial (IA) y las tensiones geopolíticas, hace inviable alcanzar la neutralidad climática en 2050. El escenario base proyecta un aumento de temperatura global de 2,6 °C.

Según el estudio, para contener el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C, el sector energético debería invertir 4,3 billones de dólares anuales entre 2025 y 2060, lo que supone elevar el gasto del 2,5 % al 3,35 % del PIB mundial. Alcanzar el “net zero” en torno a 2060 aún sería posible, pero requeriría un esfuerzo financiero sin precedentes.

Los escenarios analizados —base (2,6 °C), compromisos nacionales (2 °C), net zero 2050 (1,5 °C) y transición retrasada (3,1 °C)— coinciden en que ningún país del G7 cumple sus metas climáticas de 2030.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

La generación renovable avanza, pero la electrificación se complica

Según Wood Mackenzie, las renovables variables (solar y eólica) crecerán del 20 % actual al 60 % en 2050, y la solar duplicará su capacidad en 2030, superando al gas y al carbón en 2033 y 2034, respectivamente. Sin embargo, la expansión enfrenta límites físicos y de estabilidad: el techo práctico se sitúa en un 68 % del mix eléctrico global debido a las restricciones de red y almacenamiento.

Por otro lado, el boom de la inteligencia artificial y los centros de datos —que consumirán más de 700 TWh en 2025 y podrían duplicar esa cifra en 2030— ha generado un nuevo vector de presión sobre los sistemas eléctricos, ya de por sí tensionados por la electrificación del transporte y la climatización.

Occidente se estanca mientras China lidera la transición

Mientras EE. UU. refuerza su dependencia fósil exportando gas natural licuado (GNL), China asume el liderazgo climático global gracias a su dominio industrial en vehículos eléctricos, energía solar y baterías, así como por su despliegue masivo de renovables.

Europa mantiene la mayor ambición climática, pero sus costes regulatorios y las tensiones de suministro ralentizan el progreso.

El informe identifica los minerales críticos —litio, níquel, cobalto, cobre y tierras raras— como el nuevo eje de rivalidad geopolítica. China domina la refinación de litio y tierras raras, y creará dependencias estructurales en la cadena de suministro.

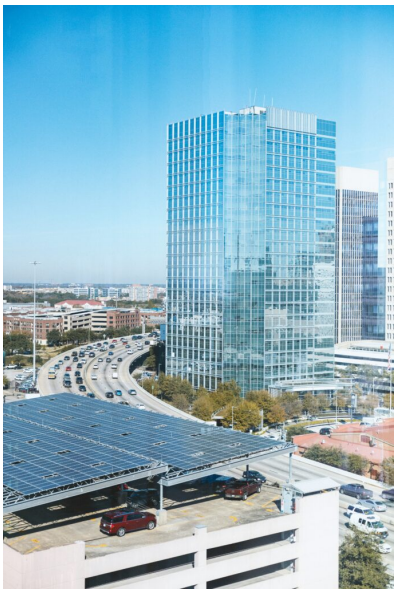
Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

El MITECO adjudica 10,7 millones para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas

- Las ayudas permitirían a las nuevas comunidades energéticas desarrollar 371 iniciativas piloto distintas, más de tres por proyecto. En total, se sumarían 18.674 beneficiarios a las entidades que recibirán las ayudas.



https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/el-miteco-adjudica-107-millones-para-la-creacion-de-106-nuevas-com...
Viernes, 31 octubre 2025

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha aprobado la adjudicación de 10,7 millones de euros para la creación de 106 nuevas comunidades energéticas en toda España. Se trata de fondos europeos NextGenEU, enmarcados en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Las ayudas permitirían a las nuevas comunidades energéticas desarrollar 371 iniciativas piloto distintas, más de tres por proyecto.

La mayor parte de esas iniciativas (279) incorpora la instalación de energías renovables eléctricas, en todos los casos con tecnología solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento. También hay propuestas de fomento de la movilidad sostenible (44), proyectos para mejorar la gestión de la demanda (38) y otros para la instalación de energías renovables térmicas (10), como la aerotermia y la biomasa.

Los proyectos beneficiarios implican la instalación de nueva potencia de generación renovable: 20,82 MW de energía eléctrica de origen fotovoltaico y 1,22 MW de térmica. También se sumarán 18,27 MWh de almacenamiento y 62 nuevos puntos de recarga de vehículos eléctricos en 35 ubicaciones distintas, así como cuatro sistemas de préstamo de bicicletas eléctricas y cinco de adquisición de vehículos eléctricos.

El plazo para la realización de las inversiones subvencionables y la ejecución de las actuaciones objeto de las ayudas será de 14 meses a partir de la fecha de notificación de la resolución favorable

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

de concesión de la subvención.

En la resolución de esta convocatoria destacaría Cataluña, con 42 proyectos seleccionados y el 31,55 % de las ayudas asignadas (3,39 millones). Le siguen Andalucía (16), Castilla y León (12) y Aragón (9). El resto de proyectos se llevarán a cabo en Castilla-La Mancha (6), Comunidad Valenciana (6), Comunidad de Madrid (4), País Vasco (3), Galicia, Extremadura y Murcia, con dos cada una, y Navarra y Asturias, ambas con una iniciativa.

El Ministerio indicó que todos los beneficiarios son cooperativas y asociaciones, por lo que no hay proyectos impulsados por sociedades anónimas o limitadas. En total, se sumarían 18.674 beneficiarios adscritos a las entidades que recibirán las ayudas. Además, se recordó que de las 106 comunidades energéticas subvencionadas, 55 operarán en municipios de reto demográfico.

La resolución de la quinta convocatoria del programa CE Implementa se suma a otras convocatorias resueltas con anterioridad y elevaría a 251 los proyectos en marcha beneficiados hasta ahora. Por tanto, se habrían adjudicado más de 124 millones de esta línea de ayudas.

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.

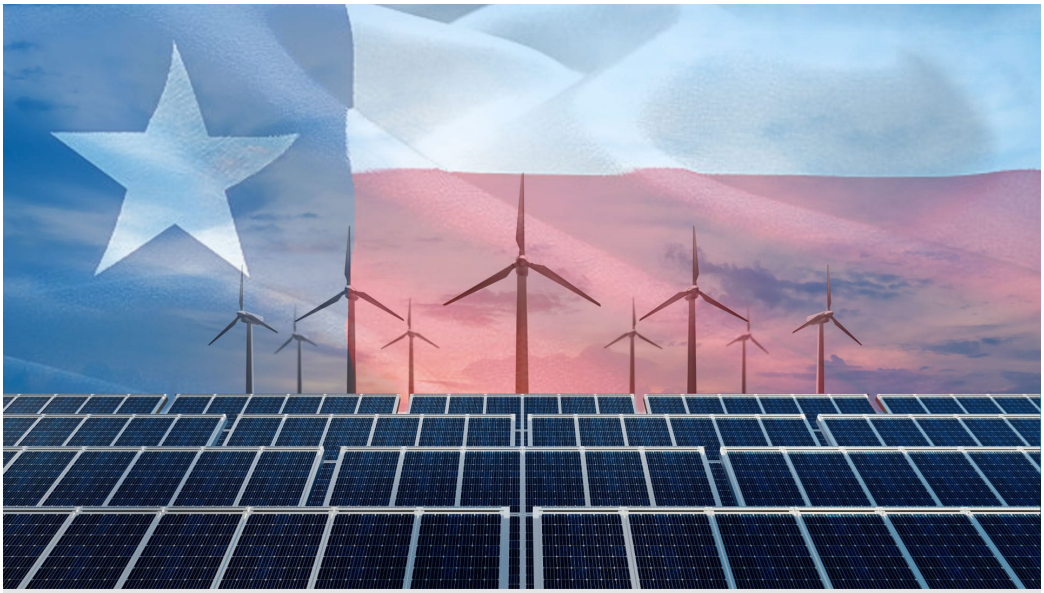
Popular content

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...

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

El operador del mercado de Texas satisface cada vez más la creciente demanda con energía solar, eólica y baterías

- De enero a septiembre de 2025, la demanda de energía eléctrica en ERCOT aumentó un 5% en comparación con el mismo período de 2024 a 372 teravatios-hora.



El operador del mercado de Texas satisface cada vez más la creciente demanda con energía solar, eólica y baterías

https://elperiodicodelaenergia.com/el-operador-del-mercado-de-texas-satisface-cada-vez-mas-la-creciente-de...

José A. Roca

Lunes, 03 noviembre 2025

De enero a septiembre de 2025, la demanda de energía eléctrica en ERCOT aumentó un 5% en comparación con el mismo período de 2024 a 372 teravatios-hora

Desde 2021, la demanda de electricidad dentro de la red eléctrica de Texas operada por el **Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT)** ha aumentado constantemente. En los primeros nueve meses de 2025, la demanda de electricidad en ERCOT, que administra aproximadamente el 90% de la carga del estado, alcanzó un máximo histórico en comparación con el mismo período de años anteriores.

Durante esos mismos meses, ERCOT tuvo el crecimiento de demanda de electricidad más rápido entre las redes eléctricas de EEUU entre 2024 y 2025. De enero a septiembre de 2025, la demanda de energía eléctrica en ERCOT aumentó un 5% en comparación con el mismo período de 2024 a 372 teravatios-hora (TWh), un 23% más que en los mismos meses de 2021. Desde 2023, la generación eólica y solar, especialmente la solar a escala de servicios públicos, han sido las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento en ERCOT y están satisfaciendo cada vez más la creciente demanda

La energía solar a escala de servicios públicos generó 45 TWh de electricidad en los primeros nueve meses de 2025, un 50 % más que en el mismo período de 2024 y casi cuatro veces más que en el

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

mismo período de 2021, cuando la energía solar a escala de servicios públicos solo produjo 11 TWh.

La generación eólica durante los primeros nueve meses de este año totalizó 87 TWh, un 4 % más en comparación con el mismo período de 2024 y un 36 % más que en el mismo período de 2021. En conjunto, la generación eólica y solar cubrió el 36 % de la demanda de electricidad de ERCOT en los primeros nueve meses de 2025.

La generación de energía a partir de gas natural también aumentó después de 2021, pero se estancó recientemente. Entre enero y septiembre de 2023, la generación a partir de gas natural aumentó a 161 TWh, un 24 % más que en el mismo período de 2021. Desde 2023, se ha mantenido relativamente estable, con un total de 158 TWh entre enero y septiembre de 2025. Si bien sigue siendo la principal fuente de electricidad para ERCOT, la generación a partir de gas natural representó un promedio del 43 % en los primeros nueve meses de 2025, en comparación con el 47 % en los primeros nueve meses de 2023 y 2024.

Los tipos de fuentes de energía utilizadas para la generación de electricidad pueden variar cada hora, especialmente durante el verano. La producción solar es mayor al mediodía, y la mayor disponibilidad de generación solar en ERCOT en los últimos años ha reducido la necesidad de generación a gas natural durante ese horario. Los generadores solares en ERCOT produjeron un promedio de 24 gigavatios (GW) entre las 12:00 y las 13:00 horas durante los meses de verano de junio a septiembre, en comparación con un promedio de 12 GW de generación solar al mediodía en los meses de verano de 2023. Durante el mismo período, la proporción de generación a gas natural al mediodía disminuyó del 50 % en 2023 al 37 % en 2025.

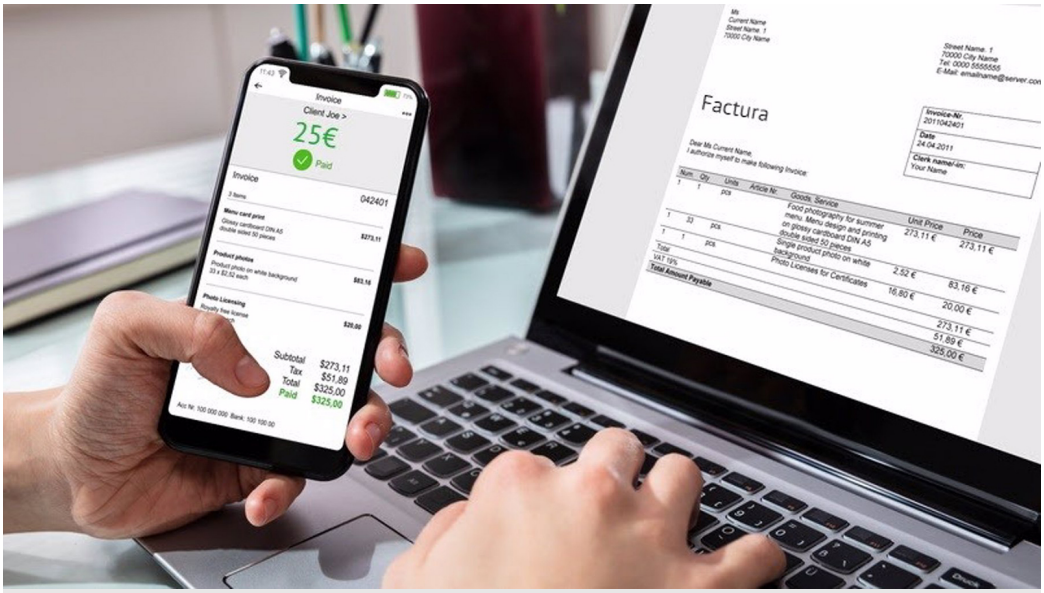
Las baterías almacenan electricidad durante el día, cuando la generación eólica y solar es mayor, y suministran electricidad cuando la generación eólica y solar disminuye. A partir de octubre de 2024, ERCOT comenzó a informar la producción de las baterías por separado en sus datos de la red horaria. En los meses de verano de 2025, las baterías ayudaron a suministrar electricidad por la noche a medida que disminuía la producción solar, suministrando un promedio de 4 GW a las 20:00

Se prevé que la demanda de electricidad de ERCOT crezca más rápido que la de cualquier otro operador de red en los Estados Unidos al menos hasta 2026. En su *Informe de Perspectivas Energéticas a Corto Plazo* de octubre, la EIA pronosticó que la demanda aumentará otro 14% en los primeros nueve meses de 2026 en comparación con el mismo período de este año, alcanzando los 425 TWh.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

El recibo de la luz y el precio del 'pool' suben en octubre y marcan máximos desde febrero

- La factura eléctrica de un consumidor con tarifa regulada o PVPC subió en octubre al igual que el precio de la electricidad en el mercado mayorista o 'pool'.



Factura electrónica.

https://elperiodicodelaenergia.com/el-recibo-de-la-luz-y-el-precio-del-pool-suben-en-octubre-y-marcan-maxim...
Redacción
Viernes, 31 octubre 2025

El recibo de un consumidor tipo ha sido de 62,28 euros.

La factura eléctrica de un consumidor con tarifa regulada o PVPC subió en octubre al igual que el precio de la electricidad en el mercado mayorista o 'pool' -una de sus referencias-, **que se pagó, de media, a 75,8 euros/megavatio hora (MWh),** con lo que ambos marcaron su nivel más alto desde febrero.

Según el simulador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el recibo de un **consumidor tipo** -con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle- ha sido de **62,28 euros** .

Esto supone un **incremento del 7,7%** respecto al mes anterior, cuando la factura de un usuario con un contrato de las mismas características se situó en 57,85 euros.

El recibo de la luz

Además, este recibo ha sido el más elevado para un mes de octubre en los últimos tres años, desde 2022, cuando ascendió a 74,14 euros.

En lo que va de año, la factura de octubre ha sido la tercera más elevada, sólo por detrás de los 68,41 euros de enero, y los 68,56 euros de febrero. Por el contrario, la de abril se mantiene como la más

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

económica de 2025 (49,62 euros).

En cualquier caso, el máximo histórico registrado continúa siendo el de marzo de 2022, cuando un recibo de un consumidor tipo ascendió hasta los 123,09 euros, en los primeros compases de la crisis energética posterior a la invasión rusa de Ucrania.

El precio del 'pool' sube en octubre

Este incremento de la factura de la luz coincide con la subida del precio de la electricidad en el mercado mayorista, una de las referencias para la tarifa regulada o PVPC, que se pagó, de media, a 75,8 euros/MWh, un 24% más que en septiembre.

En comparativa interanual, el precio de la electricidad en el 'pool' fue un 10,6% más caro.

Asimismo, este mes se situó como el tercero más caro de lo que va de 2025, por detrás de enero (96,71 euros/MWh) y de febrero, que marcó el máximo anual con 108,3 euros/MWh.

En cuanto a la fijación de los precios en el mercado mayorista, este octubre ha sido el primero con el sistema cuartohorario en vigor, lo que ha supuesto pasar de 24 precios al día a 96.

Los ciclos lideran en el mes

El 'mix' eléctrico de octubre refleja que más de la mitad de la electricidad generada en el mes tuvo origen renovable, según la estadística sobre el sistema eléctrico peninsular publicada por el operador, Red Eléctrica.

Por tipología, los ciclos combinados (gas) se situaron como la principal fuente con el 21,9% de la electricidad producida en octubre. Le siguen la eólica, con el 21,1%; la solar fotovoltáica -que llevaba cinco meses liderando este listado- con el 19,4% y la nuclear, con el 17,9%.

En el acumulado del año, la eólica mantiene su liderato al representar el 20,9% de la electricidad producida en 2025, seguida de nuevo por la solar fotovoltaica (20,5%) y la nuclear (20,2%).

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

El sector renovable mexicano se reúne en la octava edición de Energyear México 2025

- Energyear México 2025 celebrará su octava edición los días 5 y 6 de noviembre en el Sheraton María Isabel de Ciudad de México. Más de 600 asistentes, 80 ...

GALERIA

revista digital | revista energia renovable | energia renovable | energias limpias | energia fotovoltaica | energia solar

https://www.review-energy.com/otras-fuentes/el-sector-renovable-mexicano-se-reune-en-la-octava-edicion-de-...
Viernes, 31 octubre 2025

31 octubre 2025 0

Ciudad de México se convertirá en el epicentro regional de la energía renovable con la celebración de la octava edición de **Energyear México 2025** , los días **5 y 6 de noviembre** en el **Sheraton Mexico City María Isabel Hotel** .
El encuentro reunirá a **más de 600 asistentes** y contará con más **de 80 ponentes internacionales, 40 partners estratégicos y más de 15 paneles** , consolidándose como uno de los foros más relevantes para el debate, la innovación y la cooperación en el sector energético de América Latina.

Durante dos jornadas, líderes empresariales, inversores y expertos del sector analizarán los retos y oportunidades del mercado energético mexicano, con un enfoque en la transición hacia fuentes renovables, la modernización de la red eléctrica y la implementación de nuevas tecnologías como el almacenamiento energético y la movilidad eléctrica.

La primera jornada abrirá con un debate estratégico sobre la **reforma energética y las políticas públicas necesarias para consolidar el potencial renovable de México** . A lo largo del día se abordarán también temas como la competitividad del mercado solar mexicano, las soluciones tecnológicas y de almacenamiento integrado, la eficiencia en construcción y operación de proyectos y las oportunidades en generación distribuida y autoconsumo industrial. La sesión culminará con un

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

panel sobre energía para la movilidad eléctrica y un cóctel de **networking** diseñado para fomentar el intercambio de ideas y alianzas estratégicas.

El **segundo día** comenzará con una **charla inaugural de CFE Capital** , seguida de dos bloques dedicados a la **Hoja de Ruta BESS** , donde fabricantes y expertos debatirán sobre las tecnologías de almacenamiento energético y las necesidades regulatorias para su consolidación en el país.

Posteriormente, se analizarán temas clave como la **modernización de la infraestructura eléctrica** , la **financiación y bancabilidad de proyectos renovables** , y el papel de los **territorios y agencias estatales** en la transición energética.
La jornada cerrará con un panel enfocado en el **desarrollo de la energía eólica en México** , destacando la planificación, oferta tecnológica y proyectos en marcha en diferentes regiones del país.

Un espacio de networking

Más allá de las conferencias, Energyear México 2025 ofrecerá una experiencia integral de networkin **g** , tanto presencial como virtual, con espacios diseñados para fomentar la colaboración entre ejecutivos del sector. Los asistentes podrán disfrutar de **almuerzos, cafés y cócteles de cierre** , además del uso de la **aplicación oficial del evento** , que permite **agendar reuniones** B2B, acceder al listado de participantes, y consultar la agenda en tiempo real. La plataforma también incorpora **IA integrada** para facilitar el *business matching* y la identificación de perfiles de interés.

Con esta nueva edición, Energyear México se consolida como una cita imprescindible para impulsar la transición energética del país, fortalecer la colaboración público-privada y anticipar las tendencias que marcarán el futuro del sector renovable en América Latina.

Más información en: https://energyear.com/es/mexico/

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

El TSXG paraliza cautelarmente un parque eólico entre Lugo y Castroverde

- El Tribunal Superior de Xustiza de Galicia ha estimado la solicitud de Adega de paralizar cautelarmente la construcción del parque eólico de Monte Contado.

El parque eólico Mondigo de Recursos de Galicia (RDG).

https://elperiodicodelaenergia.com/el-tsxg-paraliza-cautelarmente-un-parque-eolico-entre-lugo-y-castroverde/
Redacción
Viernes, 31 octubre 2025

El auto destaca que “el parque se sitúa en una zona de máxima sensibilidad ambiental”

El Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) ha estimado la solicitud de Adega de paralizar cautelarmente la construcción del parque eólico de Monte Contado, promovido por **Naturgy** en los ayuntamientos de **Lugo y Castroverde** , según ha informado la propia organización ecologista.

En un comunicado, Adega señala que el alto tribunal gallego acordó paralizar cautelarmente este polígono eólico “al considerar acreditado el riesgo de daños ambientales irreparables”.

Este proyecto contempla la instalación de cinco aerogeneradores de más de 220 metros de altura y una línea de evacuación de más de 7 kilómetros de longitud, “en un área muy extensa que funciona como corredor de conectividad ecológica entre tres zonas de la Red Natura 2000, situadas todas ellas a menos de 15 kilómetros del proyecto”, ha explicado la organización.

Además, añade este colectivo, “las instalaciones del parque se proyectan íntegramente en la zona tampón” de la Reserva de la Biosfera 'Terras del Miño' -declarada por la UNESCO-, “lo que podría suponer la retirada de esta figura de protección”.

Los parque eólico de Galicia

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

En su resolución, “el tribunal aplica los principios de cautela, prevención y precaución ambiental, propios del derecho de la Unión Europea, y concluye que, ante la posibilidad de que la ejecución del proyecto provoque perjuicios de difícil o imposible reparación, debe prevalecer la protección del medio natural sobre el interés particular de la promotora”.

El auto destaca que “el parque se sitúa en una zona de máxima sensibilidad ambiental”, según el Ministerio para la Transición Ecológica, lo que justifica “detener provisionalmente las obras hasta que se resuelva el fondo del litigio”.

El tribunal también subraya que la suspensión tiene una repercusión mínima sobre el sistema eléctrico y, por lo tanto, el interés ambiental prevalece frente al económico, precisa Adega.

Adega también recuerda en el mismo comunicado que la campaña #TiPodesParalos permitió hasta el momento recurrir en el TSXG más de una treintena de proyectos eólicos, lo que supuso el freno cautelar para más de una veintena de ellos.

El TSXG ya había dictado una paralización cautelar de este parque en mayo, en respuesta a una petición interpuesta por Ecoloxistas en Acción.

www.review-energy.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN
Disculpen las molestias.

Energyear desembarca en México y España destina 840 millones a almacenamiento: Todo esto y más en el resumen semanal

https://www.review-energy.com/otras-fuentes/energyear-desembarca-en-mexico-y-espana-destina-840-millones-a-almacenamiento-todo-esto-y-mas-en-el-resumen-semanal
www.review-energy.com
01/11/2025

El sector renovable mexicano se reúne en la octava edición de Energyear México 2025. España destina 840 millones a 143 proyectos de almacenamiento, mientras que los vehículos eléctricos de batería mantienen una cuota de mercado del 16,1 % en Europa. Todo esto y más abre el resumen de la semana.

Canva

1 noviembre 2025 0

Energyear desembarca en México y España destina 840 millones a almacenamiento: Todo esto y más en el resumen semanal

1. El sector renovable mexicano se reúne en la octava edición de Energyear México 2025

Ciudad de México se convertirá en el epicentro regional de la energía renovable con la celebración de la octava edición de Energyear México 2025 , los días 5 y 6 de noviembre en el Sheraton Mexico City María Isabel Hotel . El encuentro reunirá a más de 600 asistentes y contará con más de 80 ponentes internacionales, 40 partners estratégicos y más de 15 paneles , consolidándose como uno de los foros más relevantes para el debate, la innovación y la cooperación en el sector energético de América Latina.

Durante dos jornadas, líderes empresariales, inversores y expertos del sector analizarán los retos y oportunidades del mercado energético mexicano, con un enfoque en la transición hacia fuentes renovables, la modernización de la red eléctrica y la implementación de nuevas tecnologías como el almacenamiento energético y la movilidad eléctrica.

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

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

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

3. Battery electric vehicles capture 16.1% of the European market

By September 2025, new car registrations across the European Union had risen by 0.9% year-to-date (YTD) compared with the same period last year, marking the third consecutive month of growth. The modest upturn has been supported by the launch of new models and a solid 10% increase in registrations during September alone. Yet, while the overall market shows signs of recovery, the electric vehicle (EV) segment remains the key driver of change—and also of lingering challenges.

www.review-energy.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

Battery-electric cars maintained a 16.1% market share through September, up from 13.1% a year earlier. Despite this progress, the pace of adoption remains below what is needed to meet the EU's climate and transition targets. In total, 1,300,188 new battery-electric cars were registered in the first nine months of 2025. Three of the bloc's four largest markets—Germany (+38.3%), Belgium (+12.4%), and the Netherlands (+3.9%)—posted notable growth, underscoring the continued appetite for zero-emission mobility. France, however, recorded a slight 0.2% decline YTD, even though its September registrations rose 11.2% year-on-year.

4. Cuatro nuevas instalaciones solares en Arequipa aportarán 905 MW al sistema eléctrico peruano

El Ministerio de Energía y Minas ha informado que se construyen cuatro centrales de generación eléctrica con energía solar en la región Arequipa, que aportarán 905 MW de energía limpia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Las instalaciones, que entrarán en operación comercial entre 2026 y 2028, representan una inversión conjunta de US$ 795 millones y tienen como objetivo fortalecer la seguridad del sistema energético nacional, impulsar las actividades industriales y económicas del sur del país y mejorar la calidad del servicio eléctrico para la población.

5. Construction begins on Germany's largest BESS installation

RWE has started construction of what will become Germany's largest battery energy storage system (BESS) at the Gundremmingen energy complex in Bavaria. The facility, with a power output of 400 megawatts and a storage capacity of 700 megawatt-hours, will make use of the existing grid connection of the former nuclear power plant currently being decommissioned. The company is investing around €230 million in the project, which is scheduled to begin operations in 2028, according to RWE.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

1 noviembre 2025

Energyear desembarca en México y España destina 840 millones a almacenamiento: Todo esto y más en el resumen semanal

31 octubre 2025

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

España alcanza en 2024 un 56,8% de generación renovable, pero la contribución al PIB disminuye tras dos años de caída

- Según el Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables, elaborado por Deloitte y presentado por APPA Renovables, España alcanzó en 2024 un ...

GALERIA

revista digital | revista energia renovable | energia renovable | energias limpias | energia fotovoltaica | energia solar

https://www.review-energy.com/otras-fuentes/espana-alcanza-en-2024-un-56-8-de-generacion-renovable-pero...
Viernes, 31 octubre 2025

Buscar31 octubre 2025 0

El sector renovable español registró en 2024 un récord histórico de generación eléctrica, con un **56,8% de la demanda cubierta por renovables (149 TWh)** . Sin embargo, esta cifra no se tradujo en crecimiento económico, ya que la **contribución del sector al PIB cayó al 0,95%** , la más baja desde 2020, y el empleo se mantuvo estancado en **126.574 trabajadores** , tras dos años consecutivos de contracción.

El **Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables** , elaborado por **Deloitte** y presentado por **APPA Renovables** , analiza el desempeño del sector y destaca que la caída de los precios del mercado eléctrico y de las contrapartidas fósiles, junto con los vertidos de energía, han limitado los ingresos y la rentabilidad de las instalaciones renovables. Aunque el uso de energías limpias permitió aumentar las importaciones evitadas en un 3,1%, los ahorros globales se redujeron un 10,4% debido a los menores precios.

El porcentaje de electricidad sobre el consumo final se situó en **23,6%** , niveles similares a los de 2007, mientras que las renovables térmicas disminuyeron su participación y el consumo de combustibles fósiles creció un 5%, recuperando cifras prepandemia. Según los expertos de APPA, esto evidencia un **estancamiento del sector** , a pesar de los récords de generación eléctrica.

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

“El desarrollo de renovables está por debajo de la senda del PNIEC, pero mientras la oferta renovable sigue aumentando, demanda o almacenamiento están muy retrasados, lo que se traduce en grandes desequilibrios en el sistema. Valoramos positivamente las ambiciosas metas, pero deben ir acompañadas de ambiciosas medidas para alcanzarlas”, ha reflexionado el **Presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, en la presentación del Estudio.**

En cuanto a la capacidad instalada, la **fotovoltaica sumó 6.434 MW** y la **eólica 1.309 MW** , frente a los 663 MW de 2023. Sin embargo, el **autoconsumo cayó de 1.943 MW a 1.431 MW** , contribuyendo al estancamiento del empleo. La eólica fue la tecnología que más incorporó profesionales (+1.678), mientras que fotovoltaica, biomasa, solar termoeléctrica y minihidráulica redujeron puestos de trabajo.

La **retribución específica de las renovables eléctricas** descendió a **3.129 millones de euros** , la cifra más baja desde la reforma de 2014, debido a la finalización de la vida útil regulatoria de muchas instalaciones, que ahora dependen únicamente del mercado eléctrico. Aun así, la presencia de renovables permitió un **ahorro de 6.972 M€ en el mercado eléctrico** y **14.729 M€ en importaciones fósiles** , evitando **25,4 millones de toneladas equivalentes de petróleo** y reduciendo **4,541 M€ en derechos de emisión** , con 69,6 millones de toneladas de CO? equivalente evitadas.

El estudio destaca además que, mientras el consumo de combustibles fósiles creció un 5%, las **energías renovables térmicas y los biocarburantes** redujeron su aportación (-1%), y la cuota de biocarburantes en términos energéticos cayó al 6,5%, lejos del objetivo del 11% para 2024. La biomasa sigue siendo la fuente térmica más consumida (68,4%), seguida de bombas de calor (23,4%) y biogás, biometano y residuos renovables.

El presidente de APPA Renovables advirtió que los **vertidos económicos de fotovoltaica y eólica** pasaron del 1,6% en 2023 al 6,5% en 2024, y superan el 17% en lo que va de 2025 si se suman las restricciones de red y la operación reforzada del sistema. “Si no impulsamos la electrificación, el almacenamiento y la gestión activa de la demanda, seguiremos perdiendo energía de nuestro sol, viento y agua”, señaló.

Gómez Ramos también subrayó la necesidad de **repotenciar la eólica, impulsar la biomasa eléctrica como tecnología firme y desarrollar bombeos hidráulicos** como política de Estado. Sobre la bioenergía, añadió que es urgente un **marco regulatorio que impulse el biometano** para avanzar en la descarbonización del sector gasista y aprovechar la capacidad de producción de biocarburantes en España.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

31 octubre 2025

www.review-energy.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

Fáilte Solar presentará las soluciones de Sigenergy en GENERA 2025

- Fáilte Solar volverá a participar en GENERA 2025, donde presentará el portfolio completo de soluciones Sigenergy, una marca que está transformando el sector...

GALERIA

revista digital | revista energia renovable | energia renovable | energias limpias | energia fotovoltaica | energia solar

https://www.review-energy.com/otras-fuentes/failte-solar-presentara-las-soluciones-de-sigenergy-en-genera-20...
Lunes, 03 noviembre 2025

3 noviembre 2025 0

Fáilte Solar participará un año más en GENERA 2025 , la principal feria internacional de energía y medioambiente que se celebrará en IFEMA Madrid. En esta edición, **la compañía presentará el portfolio completo de soluciones Sigenergy** , una marca que está revolucionando el mercado de almacenamiento energético y gestión inteligente de energía.

En el **stand 10C25 del pabellón 10** , los visitantes podrán conocer de primera mano la gama de i **nversores híbridos, baterías de alto rendimiento, micro inversores y cargadores para vehículo eléctrico** de Sigenergy, diseñados para ofrecer máxima eficiencia, seguridad y escalabilidad tanto en aplicaciones residenciales como comerciales.

Las soluciones Sigenergy destacan por su tecnología avanzada de gestión energética, que permite integrar generación solar, almacenamiento y carga de vehículos eléctricos a través de la **IA de mySigen App** . Esta propuesta refuerza el compromiso de Fáilte Solar con la transición energética sostenible, aportando productos que optimizan el autoconsumo y reducen la dependencia de la red eléctrica.

Con presencia en **Irlanda, Reino Unido, España, Portugal e Italia** , Fáilte Solar consolida su papel como distribuidor líder en soluciones fotovoltaicas integrales. La participación en GENERA 2025 será

www.review-energy.com
Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

una oportunidad para fortalecer alianzas y compartir su visión sobre el futuro del sector solar europeo.

Fáilte Solar te espera en el **stand 10C25, pabellón 10** , para descubrir el futuro de la energía con Sigenergy.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Noticias de Gipuzkoa
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 6,7,8,9
Ocupación: 290,53% Valor: 18.758,00 € Tirada: 4.308 Difusión: 2.950 Audiencia: 13.716

Gipuzkoa ‘territorio comanche’ para los parques eólicos

El Gobierno Vasco asume ya que la mayoría de los 13 proyectos presentados desde 2021 no saldrán adelante: de momento, han caído cuatro y varios renquean.

Un reportaje de ***Mikel Mujika***

Una oveja pasta junto a unos molinos de viento de la empresa Statkraft. *Foto: Cedida*

Noticias de Gipuzkoa
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 6,7,8,9
Ocupación: 290,53% Valor: 18.758,00 € Tirada: 4.308 Difusión: 2.950 Audiencia: 13.716

El 11 de octubre de 2022 se producía un hecho insólito en Gipuzkoa, un territorio que desde un año antes ya venía escuchando cantos de sirena y propuestas atrevidas que no entraban en el imaginario de muchos guipuzcoanos: la posibilidad de ver funcionando molinos eólicos de grandes dimensiones en nuestros montes. Con ese horizonte, se presentaron en Azpeitia responsables de la principal empresa productora de energías renovables de Europa: Statkraft; en un salón repleto en el que se debatió y se expuso durante tres horas. Dura plaza de torear. No han pasado ni tres años y aquel ambicioso proyecto de Piaspe, emblema del futuro que pretendía instalar cinco molinos eólicos en montes de Azpeitia, Zestoa y Errezil, ya es historia.

La de los eólicos es una iniciativa compleja en Gipuzkoa. Rara vez el impulso de proyectos de semejante envergadura ha concitado tanto acuerdo político de máximo nivel. El arco parlamentario vasco y guipuzcoano casi al completo defiende el impulso de las energías renovables en general y la energía eólica en particular. PNV y EH Bildu de acuerdo en una cuestión capital. Pero ni así.

La disensión se ha instalado en el seno de ambas formaciones a nivel local y municipal, y los ayuntamientos, forzados por el impulso de muchos de sus ciudadanos, se han convertido en uno de los principales obstáculos para el desarrollo de los proyectos.

En un espacio de menos de cuatro años, se han presentado en Gipuzkoa 13 proyectos distintos para la construcción de parques eólicos. Cuatro de ellos ya han sido rechazados por la Administración debido a cuestiones técnicas o anulados por los propios promotores.

Quedan nueve en tramitación, compleja y larga; proyectos vivos todavía, pero la realidad es que algunos de ellos se solapan entre ellos y otros renquean, hasta el punto de que el propio Gobierno Vasco, impulsor de la estrategia de renovables y de la energía eólica en Euskadi, asume que la mayoría no saldrán adelante.

Los sopapos vienen de todas partes, con declaraciones ambientales negativas por parte del Gobierno Vasco, incluso en espacios que se hallan fuera de la zona protegida de la Red Natura, pero que sí han sido rechazados por su impacto ambiental. Como ha sucedido en Piaspe.

OPOSICIÓN ACTIVA Itxaso Agirre es uno de los rostros de la oposición al proyecto de Piaspe. Oposición cimentada desde la base hacia arriba, desde el monte y la calle y los vecinos, hasta hacer insoportable la presión y lograr lo que nadie pensaba. Es ganadera y productora de queso Idiazabal con la marca Premietxeberri. Las 150 hectáreas de monte que tienen alrededor de su explotación son el día a día de sus oveja latxa y vacas Limousin y no quieren oír hablar de parques eólicos en sus alrededores. El molino más cercano de Piaspe le quedaba a unos 600 metros en línea recta, aunque no lo iban a ver apenas. Pero a otro caserío cercano, la sombra oscilante de las aspas le entraría de lleno por la ventana de la cocina. "Lo tenían enfrente".

Agirre se ha entregado en cuerpo y alma a las movilizaciones contra el parque eólico de Piaspe, junto con los vecinos y vecinas de los barrios de Odria y también Lasao, en Azpeitia; Txillarramendi o Erdoizta en Errezil; Y Aizarna y Akua en Zestoa. Los de Odria y Txillarramendi crearon su propia asociación vecinal y pelearon contra viento y marea.

Una lucha que, "en el día a día, nos ha quitado mucho tiempo; estamos cansados. Pero yo sí querría subrayar públicamente que nosotros, que parece que no somos nada ni nadie ante una multinacional, hemos conseguido pararlo. Y querría enviar ese mensaje. Que la gente sepa, que cuesta enfrentarse a un gigante, pero que tú tienes unos derechos sobre tus terrenos, y que se puede conseguir", señala.

"En los momentos difíciles", recuerda, cuando creían que todo estaba atado y el parque eólico se iba a construir sí o sí, se decía a sí mismo: "Aún no está hecho y vamos a intentarlo con todo".

Statkraft se puso en contacto con ellos antes de conocerse su intención de hacer un parque eólico. Querían instalar medidores de viento en sus terrenos. No les dijeron con qué fin. Dijeron que no. Luego se dio a conocer el proyecto y admite que "la presión aumentó". Cuando supo que iban a ser cinco molinos de semejante tamaño, asegura que "eso ya nos chocó": "Si este monte (Sañu) tiene 616 metros de altitud, ¿cómo vas a construir una torre de 200 metros de altura?".

Lo que más recuerda es cuando a principios de agosto recibió la llamada de una persona cercana informándole de que el proyecto decaía al no superar la Declaración de Impacto Ambiental: "No se me olvida. Primero no me lo creía. Y lo terminamos con una buena borrachera, la más grande de los últimos tiempos, aunque yo creo que fue más emocional que otra cosa. Hicimos una celebración en el barrio. Nuestra tierra no está preparada para instalaciones así", reflexiona.

No es el único proyecto que se le ha caído a Statkraft, que ha picado en hueso en nuestro territorio, y este año también ha visto cómo se le va al traste el que preveía construir entre Eskoriatza y Aramaio (Itsaraz), con una inversión prevista de 60 millones de euros para instalar una decena de aerogeneradores. Entre los dos proyectos que se le han ido a pique en Gipuzkoa a Statkraft se preveía proveer de energía a 68.000 hogares.

El problema es de fondo y complejo. Gipuzkoa es un territorio muy antropizado, con muchas explotaciones agrarias, caseríos, núcleos urbanos y barrios en zonas de monte y una sensibilidad hacia el territorio y la naturaleza especiales que se alimentan y potencian desde grupos activistas con una importante capacidad de organización y movilización. Han tenido tiempo, porque los primeros proyectos comenzaron a presentarse en 2021, como los de Buruzai (Azkoitia y Zumarraga) y Trekutz (Urretxu y Antzuola), que todavía hoy están en plena fase de alegaciones y con una importante oposición social y municipal. En stand-by.

LA FOTO MULTICOLOR DE LOS ALCALDES En esta aventura eólica hay otro momento cumbre. La foto del 31 de enero de 2024, cuando los alcaldes y alcaldesas de Azkoitia, Azpeitia, Zumarraga y Ezkio-Itsaso: primeros ediles de PNV, EH Bildu, PSE-EE y una plataforma local como Ezkio Eraikiz, se unieron para anunciar la presentación de 19 alegaciones conjuntas contra el parque de Buruzai, y solicitando abiertamente la denegación de la autorización administrativa previa. El parque eólico Buruzai y sus infraestructuras asociadas ocupan los terrenos de estos cuatro municipios.

Los colectivos ecologistas Sañu Bizirik y Oletan ere Ez habían presentado un día antes 2.595 firmas en contra del parque eólico Buruzai en los ayuntamientos de Azpeitia y Azkoitia con el objetivo de que se hicieran llegar a la Delegación Territorial de la Administración Industrial de Gipuzkoa desde ambas instituciones.

Una iniciativa a la que sumaron las alegaciones presentadas por las sociedades montañeras de Zumarraga, Azpeitia y Azkoitia, y la Federación de Montañismo de Gipuzkoa, denunciando el impacto que los aerogeneradores y las pistas para su ejecución y mantenimiento tendrán en las rutas de montaña de la zona. Buruzai (un Proyecto de la empresa Capital Energy) sigue en tramitación aún hoy, pero sin avanzar hacia una solución. Ha habido varias manifestaciones en contra de los proyectos eólicos. La última, una organizada por los colectivos Sañu bizirik y Errezil Bizirik en Zelatun, el último domingo de septiembre, aprovechando las romerías del monte Hernio, bajo el lema Mendietan zentral eolikorik ez.

También en el caserío guipuzcoano hay resistencia y reticencia hacia los molinos gigantes. Desde la organización agraria Enba explican que realmente no se muestran contrarios a estas instalaciones de renovables, consideradas estratégicas, pero recalcan que "lo que decimos es que se respeten las tierras de producción". "Hay que tener en cuenta que cuando hablamos de un parque eólico no estamos hablando solo de donde van los molinos, sino del tendido eléctrico, el transformador y las infraestructuras anexas, como los caminos y vías de acceso. Esa energía eléctrica que producen los molinos no se traslada a la red por wifi", ironiza Xabier Iraola. Y en Gipuzkoa, todo ello conlleva tocar la fibra y la propiedad privada de muchos caseríos.

Desde Enba apuntan que, al elegir un emplazamiento, hay que tener en cuenta "de qué estamos hablando": "Los molinos de antes tenían torres de 30 o 40 metros de altura. En los de ahora las propias aspas tienen casi ese tamaño y alcanzan más de 200 metros", añade Xabier Iraola. Gigantes de 205 metros de altura y palas o aspas de más de 25 metros que echarían atrás al mismísimo don Quijote.

UN VACÍO DE DOS DÉCADAS Y sí. En nuestro territorio ya tenemos un parque eólico de gran tamaño. Uno solo, el de Elgea-Urkilla. Funciona en la muga entre Gipuzkoa y Araba. Se invirtieron 24 millones de euros y fue el primer gran parque eólico de Euskadi, que aún hoy pasa desapercibido para muchos guipuzcoanos, pero la realidad es que produce "energía limpia" para 50.000 hogares de las localidades de San Millán, en Araba y Aretxabaleta, Eskoriatza y Oñati. Se puso en marcha en dos fases. Una primera en el año 2000 (40 molinos) y otra ampliación en 2003 (otros 38). Valga señalar que las torres tienen 45 metros. Y es el más grande de los cuatro que funcionan a día de hoy en Gipuzkoa y Euskadi, donde no se construye ninguno desde el año 2006.

Ese agujero de casi 20 años se ve por parte de la industria y las instituciones como una laguna a cubrir y para eso se está tramitando (se prevé su aprobación definitiva en los próximos meses) el Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables, que cuenta ya con la aprobación provisional y el visto bueno de casi todos los partidos políticos representados en la Cámara vasca.

Y el primer paso para ampliar las infraestructuras eólicas en Euskadi se ha consolidado ya en Araba. Será en territorio alavés, según anunció el Gobierno Vasco el pasado mes de junio. El parque de Labraza se convertirá en el primero que se pondrá en marcha en Euskadi desde 2006, con una potencia de 40 megavatios que proveerán los 8 aerogeneradores Siemens Gamesa, cuyos multiplicadores, por cierto, se fabricarán en la planta de Echesa, en Asteasu.

Se espera que las obras puedan comenzar antes de que finalice este año, tras superar todos los trámites administrativos, y la previsión es que entre en funcionamiento un año después de arrancar con los trabajos. Supone un hito, porque no podemos pasar por el alto que 2025 ha sido el año del bloqueo de varios de estos proyectos, que, si bien no han caído todos, sí se están viendo frenados. Porque no hay que olvidar que la energía eólica es uno de los pilares fundamentales en el desarrollo de las energías renovables en la CAV, según se recoge en la Estrategia Energética de Euskadi 2030. Y en ese horizonte cada vez más cercano que es 2030, se espera disponer de una potencia eólica de 783 MW, lo que nos permitiría alcanzar el 30% de nuestras necesidades. Es cinco veces más de la capacidad que tenemos hoy (153MW). ●

EÓLICAS EN EUSKADI

● **Origen y proyección.** En Euskadi, hubo proyectos pilotos en Karrantza (Bizkaia) en 1984, pero el primer paso hacia la instalación de parques eólicos se produjo en 1996, cuando el Ente Vasco de Energía (EVE) e Iberdrola Renovables crearon una empresa participada al 50%: Eólicas Euskadi (propiedad exclusivamente de Iberdrola desde 2007). Es la sociedad que promovió los cuatro parques que hoy funcionan en la CAV.

● **Más de 20 años en Gipuzkoa.** A día de hoy, además del parque de Elgea-Urkilla, en la muga entre Gipuzkoa y Araba (es el más grande de Euskadi, con 78 aerogeneradores y se puso en marcha en dos fases, entre 2000 y 2003), existen parques eólicos en el monte Oiz y la sierra de Badaia, que separa el valle de Kuartango de la Llanada Alavesa y funciona con 30 aerogeneradores desde noviembre de 2005. Adicionalmente, Euskadi cuenta con más de 200 instalaciones de pequeña potencia repartidas por toda la geografía.

LA CIFRA

350

● **GWh.** La producción eléctrica media anual con energía eólica (350 GWh) supone en torno al 6-7% del aprovechamiento energético vasco con energías renovables.

"Si este monte (Sañu) tiene 616 metros de altitud, ¿cómo vas a construir una torre de 200 metros de altura?"

ITXASO AGIRRE
Ganadera de Azpeitia

"No estamos en contra de los eólicos, lo que hemos defendido en nuestras alegaciones es que se respeten las tierras de producción"

XABIER IRAOLA
Enba

Noticias de Gipuzkoa
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 6,7,8,9
Ocupación: 290,53% Valor: 18.758,00 € Tirada: 4.308 Difusión: 2.950 Audiencia: 13.716

Así está cada proyecto

NOTICIAS DE GIPUZKOA REPASA LAS CARACTERÍSTICAS Y SITUACIÓN ADMINISTRATIVA DE CADA UNO DE LOS TRECE PARQUES EÓLICOS PREVISTOS EN EL TERRITORIO DESDE 2022

Un reportaje de ***Mikel Mujika***

Otro de los parques eólicos de Statkraft, con grandes aerogeneradores. *Foto: Cedida*

CUATRO ANULADOS O RECHAZADOS

KARAKATE

Soraluze y Elgoibar

El 11 de febrero de 2022 se sometió a Información Pública la solicitud de autorización administrativa previa, a la que se le dio curso en abril. El intento no duró ni dos años y a finales de 2023 la empresa promotora (Green Capital) ya había desistido del proyecto. Ni presentó el Estudio de Impacto Ambiental. Adiós a una inversión de 8 millones de euros, la más pequeña de las previstas en Gipuzkoa, que preveía instalar dos aerogeneradores de grandes dimensiones en los alrededores de Akillar y Otsoaldasoro, con una potencia instalada de 9,6 MW". De nuevo, al igual que sucedió en 2002, cuando se trató de instalar un primer parque eólico en esta zona de Soraluze y Elgoibar, el proyecto se había topado con el rechazo de vecinos, los ayuntamientos de Elgoibar, Soraluze y Bergara, así como de la Sociedad de Ciencias Aranzadi. En el Ayuntamiento de Soraluze, donde se preveía construir los molinos, se aprobó una moción en contra con los votos de PNV, EH Bildu y PSE.

EZKELTZU

Zizurkil y Usurbil

Capital Energy paraliza uno de sus proyectos eólicos en Gipuzkoa, entre las localidades de Zizurkil y Usurbil, por problemas con la seguridad aérea debido a la proximidad con el aeropuerto de Donostia. El proyecto llevaba paralizado desde enero de 2023, según llegó a reconocer el consejero Mikel Jauregi. Y el 13 de septiembre de 2024, el Gobierno Vasco instó a la empresa a reanudar la solicitud del parque o cerraba el expediente. No obtuvo respuesta. Fue el propio Ayuntamiento de Zizurkil el que, en febrero de 2025, anunció que la empresa Green Capital había decidido rechazar definitivamente el proyecto, lo que el Consistorio valoró positivamente, "ya que genera serias dudas en torno a los daños al paisaje y al patrimonio local". El parque eólico de Ezkeltzu estaba proyectado para contar con una potencia eléctrica total de 18 MW, a través de cuatro aerogeneradores de 4,5 MW de potencia cada uno, ubicados en los términos municipales de Zizurkil y Usurbil en Gipuzkoa. Y la evacuación de la energía eléctrica se iba a realizar en la subestación eléctrica Zubieta de Donostia.

ITSARAZ

Eskoriatza y Aramaio

Esta misma semana, el día 27, se publicó en el Boletín Oficial del País Vasco la desestimación de autorización administrativa previa de este parque, con una potencia de instalación prevista de 60,4 megavatios que la firma noruega Statkraft pretendía levantar entre Eskoriatza y Aramaio. La empresa ya había echado la toalla para el mes de agosto, al solicitar el archivo del expediente del proyecto, al que también se le había caducado el permiso de acceso y conexión a la red eléctrica (en abril). El detonante se produjo el 3 de enero, cuando se publicó la resolución por la que el Gobierno español formuló la declaración de impacto ambiental desfavorable.

PIASPE

Azpeitia, Zestoa y Errezil

Piaspe cayó a principios de agosto de 2025, cuando se supo que El Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco había determinado la declaración de Impacto Ambiental Negativa, al considerar que el proyecto presentado no cumple una serie de requisitos imprescindibles para la protección del medio ambiente, lo que a día de hoy hace imposible su ejecución. Ipso facto, los ayuntamientos afectados (Azpeitia, Errezil y Zestoa) señalaron que la ejecución del proyecto impulsado por la compañía noruega era "imposible". La resolución de impacto ambiental se publicó el 22 de septiembre en el BOPV, mientras que la denegación de la autorización se realizó el 24 de septiembre por el delegado territorial de Industria de Gipuzkoa. El proyecto contemplaba la construcción de cinco aerogeneradores con una potencia instalada de 33 MW.

NUEVE EN TRAMITACIÓN

TREKUTZ

Urretxu y Antzuola

Instalación de 12 MW con dos aerogeneradores de 200 metros de altura. La primera solicitud para levantar este parque eólico en el monte Trekutz, situado entre Urretxu y Antzuola, se presentó a finales de 2021, y ante la oposición suscitada, la compañía Capital Energy se dio de plazo hasta finales de 2024 para decidir si continuaba con el proyecto; pero a día de hoy sigue en tramitación, con alegaciones por parte del Ayuntamiento de Urretxu (PNV-PSE) que están pendientes de contestación y resolución. El 31 de enero de 2024 el Ayuntamiento envió un documento de 90 páginas con trece alegaciones de distinta índole que van desde la protección de la avifauna y los murciélagos, hasta "una pérdida significativa de la calidad paisajística", pasando por errores en la documentación, falta de mediciones previas para saber si hay suficiente viento o la falta de encaje en la Estrategia de Sostenibilidad Energética Gipuzkoa 2050.

BURUZAI

Azkoitia, Azpeitia, Zumarraga y Ezkio-Itsaso

El proyecto de Capital Energy contempla la instalación de cuatro aerogeneradores de 200 metros de altura y 4,5 megavatios de potencia que generan 18 MW. La inversión prevista es de 15,3 millones de euros. Se prevén dos aerogeneradores en el lado de Izazpi, dos más en el entorno de Oleta y una pista que atravesaría toda la cima montañosa entre Izazpi, Samiño y Oleta para conectar las dos zonas. Los Ayuntamientos de Azkoitia (PNV), Azpeitia (EH Bildu), Zumarraga (PSE) y Ezkio-Itsaso (Ezkio Eraikiz) presentaron alegaciones conjuntas que se están analizando.

BASALGO

Eibar, Bergara, Soraluze, Elgeta y Elgoibar

Se dio a conocer el proyecto en mayo de 2024, abriéndose un periodo de seis meses, hasta noviembre, para que la empresa promotora, Arena Power Solar, presentase más documentación. En julio de 2025 ya había obtenido la aprobación previa para presentar un proyecto y el estudio ambiental. La inversión prevista es de 60

Noticias de Gipuzkoa
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 6,7,8,9
Ocupación: 290,53% Valor: 18.758,00 € Tirada: 4.308 Difusión: 2.950 Audiencia: 13.716

millones de euros para una capacidad de 39,6. El pasado 17 de octubre se publicó en el Boletín Oficial del País Vasco el anuncio por el que se somete a información pública las solicitudes de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental del proyecto, que contiene 6 aerogeneradores que su ubicarán en Eibar (2), Soraluze (1) y Bergara (3). Pero la infraestructura y las conexiones necesarias afectan también a terrenos de Elgeta y Elgoibar.

JARINDO

Eskoriatza, Leintz-Gatzaga y Legutio

El proyecto de la empresa Green Capital Power para construir una estación eólica de 20 MW de potencia en los términos municipales de Eskoriatza, Leintz-Gatzaga y la localidad alavesa de Legutio se dio a conocer en mayo de 2024, pero la solicitud inicial data de febrero de ese año. La Diputación de Araba ha cuestionado abiertamente el proyecto en sus alegaciones al Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables, por plantearse en "un corredor ecológico relevante, un entorno frágil de campeo de aves amenazadas y una cima panorámica de extraordinaria importancia". En noviembre de 2024 el Gobierno Vasco seleccionó el anteproyecto presentado por la empresa, que actualmente está elaborando el proyecto y el Estudio de Impacto Ambiental.

MIRITXA

Eskoriatza, Leintz-Gatzaga y Legutio

Green Capital Power un primer proyecto en marzo de 2022 para la construcción de un parque con seis aerogeneradores entre las localidades alavesas de Arratzua-Ubarrundia, Elburgo y Barrundia y la guipuzcoana de Leintz-Gatzaga, pero debido a su impacto ambiental sobre la avifauna y masas de robledales y hayedos de la zona, redujo el proyecto a cuatro aerogeneradores, pasando de una potencia de generación estimada de 27 MW a 20MW, con cuatro molinos de 121 metros de altura en el monte Miritxa. El proyecto está en plena tramitación de alegaciones.

IKATZ GANE:

Hernani

No se sabe muy bien si arre o so. Pero lo cierto es que el proyecto no ha avanzado mucho desde que la firma sevillana Energy Green Power, vinculada a Endesa, solicitó en la primera mitad de 2024 la autorización para instalar cinco aerogeneradores de una potencia bruta total de 33 megavatios. Se ubicarían en una zona de 13 kilómetros cuadrados que se encuentra entre los montes Adarra y Zaburu (Urnieta), en la zona de Ereñotzu (Hernani) en la muga con Navarra. Este proyecto se solapa con otro de mayor dimensión que Repsol solicitó en la misma zona. Por lo tanto, el primero que lo desarrolle y obtenga la autorización necesaria será el que se lleve a cabo, descartando el otro.

ERREKA:

Hernani, Berastegi, Elduain y Arano

Se conoció el proyecto más tarde que su competidor de Energy Green Power: en noviembre de 2024; y desde entonces, Repsol, su impulsor, trabaja en la definición del proyecto. Se trataría del mayor parque del Estado y contaría con 15 aerogeneradores, repartidos entre Hernani, Berastegi y Elduain, en Gipuzkoa; y Arano, en Navarra; con una potencia bruta de 100 megavatios. La autorización para este proyecto, tanto por su envergadura, como por instalarse en dos comunidades como la CAV y Navarra, corresponde al Ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico. No es compatible con la de Ikatz Gane. Uno u otro.

MENDIKO HAIZIE::

Urnieta, Lasarte-Oria y Andoain

Es uno de los últimos proyectos dados a conocer para Gipuzkoa. Lo promueve la empresa belga Aspiravi, a través de una filial denominada Mendiko Haizie. El objetivo es construir un parque eólico de tres aerogeneradores con una potencia de 15 megavatios en el monte Buruntza, entre Lasarte-Oria, Urnieta y Andoain. El proyecto se encuentra en un estado muy incipiente, todavía en solicitud de autorización administrativa previa.

HERNANI Y HERNANI II

Villabona, Ibarra y Tolosa:

La primera solicitud la realizó la empresa promotora Premier Espf Ipar Haizea, en enero, pero el proyecto no se dio a conocer hasta marzo. Prevé la construcción de un parque eólico con dos aerogeneradores de grandes dimensiones y una capacidad de generación de 10 MW en los términos municipales de Villabona, Ibarra y Tolosa. El parque eólico obtuvo la autorización administrativa previa en junio de este año, lo que le permitirá continuar con la tramitación del expediente. Aunque los dos generadores se instalarían en Villabona, la instalación también afecta a terrenos de Tolosa e Ibarra. ●

En la zona de Hernani hacia la muga con Navarra coinciden dos proyectos incompatibles de Energy Green Power y Repsol

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

Inversión global en renovables: el rayo que no cesa

- La consultora BloombergNEF y WindEurope publican sendos informes sobre inversión en energías renovables en el primer semestre de 2025

Parque eólico marino en el que aparece un buque transportando palas de aerogenerador

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias. | Inversión global en renovables: el rayo que no cesa

https://www.energias-renovables.com/panorama/inversi-n-global-en-renovables-el-20251031

Antonio Barrero F. **Sábado, 01 noviembre 2025**

Ni los aranceles de quita y pon de Trump, que hoy le coloca un 100% a un país y mañana recula y va a ser que no; ni la escalada bélica OTAN-Putin; ni el genocidio en Gaza y la consecuente inestabilidad en todo Oriente Medio... Las energías renovables parecen vacunadas contra todo. Según el último informe del Seguidor de la Inversión en Energías Renovables de BloombergNEF (Renewable Energy Investment Tracker), que recoge datos correspondientes al primer semestre de este curso (2025), los inversores han inyectado en el sector en estos seis primeros meses del curso nada más y nada menos que 386.000 millones de dólares estadounidenses (M$), lo que constituye un nuevo máximo histórico semestral (nunca antes llegó al sector tanto capital en 180 días, seis meses).

La energía eólica marina (offshore) y la energía solar fotovoltaica a pequeña escala han sido los dos principales motores del crecimiento de la inversión en la primera mitad de este 25. En el otro plato de la balanza estaría la financiación de activos para (1) energía solar a gran escala y (2) eólica terrestre (onshore): ahí la inversión ha caído un 13% en comparación con la computada en el primer semestre de 2024, según el Seguidor de BloombergNEF.

El global en todo caso es más que positivo: la inversión en este semestre ha crecido diez puntos enteros (+10%) con respecto a la registrada en el mismo período del año pasado. Y eso que uno de los escenarios referente en cualquier balance –Estados Unidos– ha experimentado un batacazo formidable. La inversión en los states ha caído hasta 36 puntos en este primer semestre del curso (con respecto al segundo semestre del 24).

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Los actores del sector –apuntan desde la consultora– estarían todavía evaluando el nuevo escenario local, marcado por la llegada a la Casa Blanca, en enero, de Trump. Esos serían los grandes titulares que deja el balance S1 2025 de BloombergNEF.

¿El detalle? Pues vayamos por partes

La inversión en FV de gran escala (parques solares multimegavatio para vertido y venta directa a red o a grandes consumidores) ha caído casi veinte puntos con respecto a la primera mitad del año pasado (-19%). Según la consultora estadounidense, los mercados que se han visto más afectados por esa caída de la inversión –China, España, Grecia y Brasil– están, por una parte, registrando crecientes vertidos (el parque solar en cuestión puede generar e inyectar electricidad en la red pero, por lo que sea –motivos de operación del sistema o económicos–, no lo hace) y están sufriendo además, por otra parte, una gran exposición a precios cero y negativos (cuando hay mucha producción solar en el mercado, baja el precio hasta el cero, puede incluso ubicarse en negativo, y ello estaría ahuyentando a los inversores, que obviamente no están dispuestos a montar una máquina –un parque solar– que va a producir algo que no va a tener demanda).

BloombergNEF matiza: la actividad de estos inversores (los interesados en la FV de gran escala) ha sido más robusta en mercados en los que ha habido subastas gubernamentales o una demanda industrial y/o corporativa fuerte.

No es el caso de España. Aquí no ha habido subastas fotovoltaicas, y, aunque hay mucha petición de acceso a la red por parte de nuevos demandantes, lo cierto es que la demanda sigue en niveles de principios de siglo (véase).

Eso sí: el Gobierno acaba de hacer público que, entre 2020 y 2024, el operador de la red ha dado acceso a 43.000 megavatios de demanda en la red de transporte, y estima que, en los próximos meses y años, esa demanda irá conectándose, dándole sentido económico a la inversión en nuevos parques solares y eólicos.

Los números del primer semestre español, en instalación de solar FV de gran escala, son en todo caso los siguientes: 2.799 megavatios han sido conectados a la red entre enero y junio del 25, un 52% más que en el mismo período del año pasado, cuando se conectaron 1.831. El autoconsumo sin embargo es otra historia.

En China, primer productor de componentes fotovoltaicos del mundo y primera nación por potencia FV instalada, la inversión en autoconsumo en este primer semestre del año 25 ha doblado el registro del primer semestre del 24. Tan sencillo como eso. Por dos (X2).Por el contrario, la inversión en parques de gran escala ha caído casi treinta puntos (-28%).

Casi 30 puntos... a la vista de ciertos cambios regulatorios que van a entrañar una mayor exposición a mercado de la futurible potencia a instalar.

Eólica

BloombergNEF también ha repasado en su Seguidor la inversión global en eólica. Y el resultado es así mismo muy positivo. Según la consultora, la eólica marina ha reventado en este semestre todas

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

sus costuras, alcanzando los 39.000 millones de dólares de inversión, muy por encima de los 31.000 del primer semestre del año pasado (+25,8%).

La eólica marina presenta ciertas singularidades, que vienen propiciando en los últimos años unos ciertos vaivenes en lo que a la inversión se refiere. A saber: el sector es muy dependiente de los calendarios de las subastas gubernamentales, de ahí que haya años en los que la inversión se dispare y otros en los que esta se relaja (BNEF habla de oscilaciones considerables naturales: "sizeable swings in investment over time is quite natural"). La consultora también achaca el disparo en la inversión a los costes más elevados en algunas instalaciones eólicas marinas asiáticas no chinas.

De entre todas las grandes regiones del globo, la más afectada por la caída en la inversión en este primer semestre del corriente es Norteamérica. Allí se han conjugado varios factores en los últimos meses, según destacan en BNEF: la industria aceleró en la segunda mitad del 24 para acogerse a las ayudas de la Administración Biden, y ha ralentizado mucho su actividad en la primera mitad de este curso, por el deterioro del marco regulatorio que ha propiciado la Administración Trump (sobre todo en materia de eólica).

Lo contrario ha sucedido en la Unión Europea, donde la inversión ha crecido hasta rondar los 30.000 millones de dólares, o un 63% más de la registrada en el mismo período (primer semestre) de 2024.

"Estos números –señalan los autores del informe de BNEF– soportan la idea de que las compañías están relocalizando sus inversiones USA en Europa, particularmente en eólica marina, donde varios desarrolladores han priorizado el mar del Norte sobre proyectos estadounidenses".

Autumn 2025

Otro informe, que ha visto la luz en septiembre, y que también se centra en la inversión registrada en este primer semestre del año, es el que ha publicado WindEurope: Autumn 2025, centrado en eólica europea, y que presenta números espectaculares. ¿Por ejemplo? Las decisiones finales de inversión en eólica que WindEurope ha registrado en Europa en el primer semestre de este año (34.000 millones de euros) mucho más que doblan las registradas en el mismo lapso del año pasado (15.400). Es más, esa cantidad (34.000 M€), correspondiente a solo seis meses, supera la acumulada en todo 2024. Eso sí, la Asociación europea no se deja cegar por el brillo de un guarismo sin par y habla de luces y sombras. O buenos presagios para el futurible (la inversión parece disparada), pero tonos grises para el presente.

Porque Europa ha instalado 6.800 megavatios de nueva potencia eólica en los seis primeros meses de este año, "menos de los esperados" –apuntan desde WindEurope– y lejos en todo caso de la potencia necesaria para que la UE cumpla con su Objetivo (en materia de seguridad energética y cambio climático) 2030. Solo Alemania estaría haciendo los deberes.

"Malas noticias para la competitividad económica de Europa", concluye la asociación a la vista del registro semestral de nueva potencia instalada: 5.300 megavatios en la Unión Europea, 1.500 en el resto del continente. El 89% del total, en tierra firme; el 11% restante, en los mares que bañan las costas europeas.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Así las cosas, a mediados de 2025, Europa cuenta con 291.000 megavatios de potencia eólica instalada (291 gigavatios): 254 GW en tierra; 37, mar adentro.

La locomotora eólica del continente es Alemamia, cuyo desempeño no tiene nada que ver con el de sus vecinos. El gran país del norte continental ha ejecutado 5.000 megavatios en tierra firme en esos seis primeros meses del año, casi tres veces más que en los últimos cinco años!!!

El extraordinario acelerón ha sido debido a un motivo muy concreto, según WindEurope: la implementación puertas adentro de los nuevos procedimientos administrativos UE, que facilitan mucho la tramitación y consecución de permisos y autorizaciones (WindEurope habla de “excellent new EU permitting rules”).

Como resultado de esa trasposición –continúa la asociación–, Alemania ha autorizado en 2024 más potencia eólica que nunca antes en un año (15.000 megavatios terrestres), pero es que esa cifra top podría ser dinamitada en este curso que nos lleva (2025), pues la administración germana ya le ha dado el visto bueno en estos seis primeros meses del año a otros 8.000 megavatios terrestres.

“De media –concreta WindEurope–, las autoridades alemanas están concediendo permisos en 18 meses, en el marco de lo estipulado por la Directiva de Energías Renovables III” (Renewable Energy Directive -RED- III).

Por el contrario, ninguno de los otros 26 países europeos está concediendo autorizaciones a ese ritmo. Más aún: según la asociación europea del sector eólico, los procedimientos de concesión de permisos están funcionando ahora peor que antes de la aprobación de la RED III, uno de cuyos objetivos principales era precisamente ese: engrasar las tramitaciones.

WindEurope va más allá

La introducción de las denominadas zonas de aceleración para las energías renovables está creando “más confusión que simplificación”, dice la asociación, en lo que podría ser una velada referencia al caso español. Los otros dos grandes problemas a los que se enfrenta en tiempo presente el sector eólico europeo son, según WindEurope, (1) el estancamiento de la electrificación: la eólica necesita redes a las que conectarse y las autoridades competentes no están haciendo los esfuerzos que serían necesarios para que estas se robustezcan y crezcan; y (2) un diseño no óptimo de las subastas y concursos eólicos.

Así, Europa no está aprovechando todo el potencial de su industria eólica, que soporta, según los datos de la Asociación, alrededor de 400.000 empleos en el continente y que aporta hasta “16 millones de euros al producto interior bruto continental” por turbina producida.

Menos optimismo

Solo la lentitud de los procedimientos administrativos, la ralentización en la asignación de las autorizaciones, está impidiendo que todas esas ventajas eclosionen y está propiciando –explican desde la Asociación– que las expectativas 2025 sean ahora menos optimistas que hace unos meses. A principios de año, la patronal preveía serían instalados en Europa 22.500 megavatios de nueva potencia eólica en este curso. Pues bien, WindEurope estima ahora que el continente cerrará este curso con solo 19.000 megas. La patronal eólica europea estimaba para la UE alrededor de

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 5
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

17.000, y ahora calcula que ese guarismo se quedará en el entorno de los 14.500. A cinco años vista (horizonte 2030), los números tampoco alcanzan. “Prevemos que la Unión Europea tendrá 344.000 megavatios de potencia instalada en 2030 (298.000 terrestres y 46.000 marinos), mientras que el Objetivo UE 2030 es 425.000”.

El director ejecutivo de WindEurope, Giles Dickson, es muy crítico: “la industria europea necesita electricidad barata para competir con China y Estados Unidos, pero son demasiados los gobiernos que siguen a medio gas en su impulso a nuestra tecnología, lo cual no solo amenaza al sector europeo de la industria eólica, sino que también pone en riesgo los empleos y el crecimiento económico en sentido amplio: sectores del acero, químico o de las tecnologías de la información y las comunicaciones. Hacer negocios en Europa es mucho más complicado para esos sectores si la Unión Europea no puede avanzar en la consecución de sus objetivos energéticos”.

La asociación de la industria eólica europea aprecia en todo caso “señales positivas” de cara al futuro inmediato, señales relativas a los pedidos de turbinas y el incremento de la inversión, que están remontando. WindEurope considera que esas señales ponen de manifiesto que tanto los inversores como la industria siguen con el foco puesto en el desarrollo de la energía eólica en Europa.

Uno de los datos esgrimidos por la asociación para justificar esa mirada razonablemente optimista es el referido a las decisiones finales de inversión (final investment decisions, FIDs). Según WindEurope, los inversores han tomado en el primer semestre de 2025 decisiones finales de inversión por valor, como se dijo, de 34.000 millones de euros, cantidad que está por encima de la comprometida en FIDs durante “todo el año 2024”.

Los 34.000 millones de euros financiarán catorce gigavatios (14.000 megavatios) de nueva potencia eólica, “que deberían conectarse en los próximos años”. 22.000 millones de euros tienen por destino el sector eólico marino (seis proyectos, tres de los cuales se ubicarían en aguas polacas; uno de ellos, además, pasa por ser la mayor inversión privada jamás acometida en Polonia).

Además, Europa ha registrado en este primer semestre del año pedidos (turbinas) por valor de 11.300 megavatios, lo que supone un incremento de casi veinte puntos (+19%) con respecto al mismo período (1 de enero-30 de junio) del año pasado. En concreto, y según los datos que maneja WindEurope, estaríamos hablando de 8.800 megavatios de turbinas terrestres y 2.500 megas de turbinas marinas.

Y dos apuntes para acabar: China sigue siendo (en el primer se mestre del 25) el principal destino de la inversión en renovables (ha acogido en estos seis primeros meses del año el 44% del total global, según BNEF). Y dos: a las tarascadas que el presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, ha dedicado a las renovables (sobre todo a la eólica) en la última Asamblea General de la ONU, que acaba de celebrarse en Nueva York, **el director del Centro Climático de China, Li Shuo** , ha contestado con un “simplemente significa un competidor menos”.

• Este trabajo periodístico ha sido originalmente publicado en la **revista de papel** (edición de octubre de 2025) de Energías Renovables (**ER245**), cuya versión PDF puedes **descargar gratuitamente aquí**

La Opinión de Málaga
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 12
Ocupación: 84,23% Valor: 2.933,86 € Tirada: 1.441 Difusión: 754 Audiencia: 5.043

JAVIER BREY

Presidente de la Asociación Española del Hidrógeno

Defiende que la «versatilidad» es el mayor fuerte de este vector energético, que tendrá un papel preponderante en la industria innovadora andaluza y malagueña

«Andalucía podrá ser una de las regiones europeas líderes en hidrógeno verde»

ANA I. MONTAÑEZ
Málaga

— ¿Por qué el hidrógeno verde está ahora en el centro de la estrategia de descarbonización?

— El hidrógeno verde es un combustible que puede utilizarse como un sustituto del gas natural en la industria o en los hogares, puede utilizarse como un combustible en los medios de transporte, no solo terrestres, trenes, camiones, vehículos ligeros, sino también transporte aéreo, transporte naval. Es enormemente versátil, esa es su principal capacidad. Lo segundo, es una materia prima para la industria, es decir, ya estamos utilizando hidrógeno en la industria química y este hidrógeno que hoy en día es fósil puede ser hidrógeno renovable. Y en tercer lugar, esa versatilidad del hidrógeno lo hace idóneo para ser integrado con energías renovables. Aparte de eso, permite que las energías renovables eléctricas lleguen a donde no llega la electrificación. Es decir, una energía renovable eléctrica, la fotovoltaica, la eólica, que son energía eléctrica de origen renovable, no valen para descarbonizar todos los sectores. Un ejemplo muy claro, la aviación.

— ¿Cómo está cambiando la industria energética y qué oportunidades laborales se abren?

— La industria energética está virando hacia una integración del sector. Vemos como las empresas, los fondos, las instituciones que antes se dedicaban a energías renovables, ahora se dedican a energías renovables y también a hidrógeno y a derivados de hidrógeno, es decir, a aquellas moléculas que pueden ser construidas a partir del hidrógeno, como por ejemplo, pues los combustibles sostenibles de aviación, los combustibles sintéticos marinos o para vehículos, etcétera. Lo están haciendo integrando al hidrógeno dentro de esa cadena productiva, viendo cómo pueden producir no solo electrones renovables, sino también moléculas de hidrógeno renovables. Estas industrias son en su mayoría en el caso de España, por ejemplo, los miembros de la Asociación Española del Hidrógeno que cuenta ahora mismo con cerca de 400 miembros distribuidos a lo largo de toda la cadena de valor. De aquí al año 2030, se habla de crear 120.000 puestos de trabajo relacionados con el hidrógeno renovable y alcanzar a partir del año 2030, generar del orden de 180.000 puestos de trabajo más en la primera parte de esta década. O sea que estaríamos hablando de casi 200.000, 300.000 puestos de trabajo en los próximos 10 años.

— Andalucía se está posicionando como uno de los principales centros de producción del hidrógeno verde, ¿esa competitividad que tiene la comunidad reside principalmente en su capacidad para producir energía renovable? Por el por el clima, por la ubicación...

— Andalucía cuenta con un excelente caldo de cultivo para ser una de las comunidades autónomas o una de las regiones europeas, voy más allá, líderes en el ámbito de las del hidrógeno renovable. Por una parte, Andalucía cuenta con una excelente ubicación geográfica.Desde el punto de vista renovable cuenta con viento, cuenta con energía solar, cuenta con muchas horas de sol y viento que le permiten tener esa materia prima para producir hidrógeno renovable, pero también esa geografía le dota de puertos. Andalucía es el puerto natural de entrada de hidrógeno renovable procedente de Latinoamérica o procedente del Mediterráneo o de África. Tenemos puertos andaluces desarrollando proyectos de conexión a través de barcos o tenemos también la red troncal de Enagas, que es una propuesta para

L.O.

Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno.

«Tenemos puertos andaluces desarrollando proyectos de conexión a través de barcos»

mover hidrógeno en el año 2030 y que conecta precisamente Huelva, que va a ser desde punto de entrada con el norte de España a través de Zamora y a través de Puertollano pero también con la idea de que en el futuro estemos conectados con África. En segundo lugar, en Andalucía contamos con centros de investigación, con universidades que tienen un gran potencial en investigación y desarrollo. A nivel científico, a nivel tecnológico, a nivel de desarrollo de I+D, Andalucía está en vanguardia. Y luego, tercero y por supuesto, importantísimo, fabricación de componentes, industria. Esas plantas de producción de hidrógeno necesitan de componentes, de electrolizadores, de compresores, de almacenamiento... que a su vez se nutren de ese I+D del que te he hablado antes. Y Andalucía cuenta con esa industria, cuenta con esas fábricas, cuenta con esa producción, fabricación de maquinaria para hidrógeno. 31 proyectos que están censados en Andalucía a lo largo de esa cadena de valor del hidrógeno. También cuenta, por supuesto, Andalucía con respaldo del gobierno regional.

— El desarrollo del hidrógeno verde ha empezado muy fuerte en Cádiz y en Huelva pero también estamos viendo proyectos de calado en Málaga, que además aparecen en vuestro censo.

— Correcto. En el censo de proyectos aparecen dos proyectos de carácter industrial, son de producción de combustibles sostenibles de aviación. Ya he dicho antes que el hidrógeno lo puedes emplear directamente como un combustible, porque arde, porque lo puedes almacenar, porque lo puedes llevar a un depósito o bien puedes utilizar la molécula de hidrógeno para combinarla, por ejemplo, con la molécula de CO_2 y producir combustibles más complejos. Este tipo de combustible está previsto que se despliegue en Málaga. Y también nuestra comunidad autónoma contaba con todas las piececitas de la cadena de valor, no solo con producción de hidrógeno y de nitratos, sino también con fabricación de componentes, tenemos también proyectos de fabricación de componentes de hidrógeno. Voy más allá, hay iniciativas de Málaga que no están en nuestro censo de proyectos porque no son propiamente de nuestros socios, pero que sí que merece la pena comentar. Por una parte, todo el I+D que se desarrolla, por ejemplo, en la Universidad de Málaga, en la UMA. La UMA participa en una plataforma europea muy importante de hidrógeno que es H2 Excellence, que es una plataforma europea que trabaja en la formación, en la investigación y en la transferencia de tecnología en el ámbito del hidrógeno. Y luego, el puerto de Málaga está dentro de los puertos que están mirando el hidrógeno en nuestro país, a parte por supuesto, de Huelva y Algeciras tenemos Málaga. E incluso la empresa municipal de Transportes de Málaga está dentro de las empresas que han dicho que consideran el hidrógeno como un combustible a futuro. A Málaga la veremos en el futuro también con este tipo de vehículos.

— En el caso de Málaga tenemos dos ejemplos bastante paradigmáticos. Por un lado, la multinacional China Hygreen va a abrir una planta de componentes y por otro lado hay un operador nacional, Avalon Renovables, que va a producir e-SAF. ¿Cómo está siendo esa composición del hub energético español entre la industria extranjera que invierte aquí con las operadoras españolas que también buscan su hueco?

— No se debe hablar de una competición, no se debe hablar de unas empresas echando a otra del mercado, sino se debe hablar de cooperación. Es un momento en el que cualquier esfuerzo, cualquier inversión, cualquier empresa interesada en moverse en el ámbito de hidrógeno, en desarrollar proyectos, lo tenemos que acoger positivamente, porque estamos construyendo el mercado futuro.

— ¿Para cuándo se espera que sea un sector consolidado?

— Tengamos en cuenta que hablamos de un cambio en paradigma energético. En nuestro país tardamos 30 años en desplegar el gas natural. Los cambios de este tipo llevan décadas. Nuestro país tiene objetivos para 2030, el objetivo es tener 12 gigavatios de electrolizadores en 2030, a lo mejor no llegamos a 12, nos quedamos en el camino. Pero alcanzaremos ese objetivo en la próxima década. Tardaremos un par de décadas en tener esto eh como una alternativa real al resto de combustibles.■

climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1709,28 €
V. Únicos: 5000

La amortización, clave en la climatización con criterio sostenible

- Eurofred destaca la Monobloc Drive de Daitsu, que ofrece una vía directa hacia "ese equilibrio entre sostenibilidad, rendimiento y recuperación de la inversión".

https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/energias-renovables/150941/la-amortizacion-clave-...
C de Comunicación
Viernes, 31 octubre 2025

Inicio / Noticias / Energías Renovables / La amortización, clave en la climatización con criterio sostenibleLa amortización, clave en la climatización con criterio sostenibleCompartir:Facebook

El **Observatorio de Sostenibilidad** ha advertido que, en España, durante los últimos cinco años, el 54 % de las estaciones meteorológicas han registrado temperaturas superiores a los 40 ºC. En este contexto, **Eurofred** percibe que contar con una temperatura agradable “no es solo una cuestión de confort: también influye en la salud”. Y, por tanto, desde el fabricante, consideran que al pensar en cada proyecto, “ya no se trata solo de elegir qué sistema instalar, sino también de valorar la inversión teniendo en cuenta estos factores y **en cuánto tiempo se va a recuperar** “.

Este nuevo marco ha convertido la **amortización** en una “variable decisiva”. La rentabilidad energética marca el rumbo de las nuevas inversiones, tanto en obra nueva como en rehabilitación. “En ese cruce entre **ahorro, rendimiento y responsabilidad ambiental** , la aerotermia ha demostrado estar a la altura”.

Aerotermia y amortización: Monobloc Drive de Daitsu

Como tecnología, la aerotermia se posiciona como un sistema basado en energía renovable que responde a los retos planteados. Y, ahí, Eurofred destaca la **Monobloc Drive de Daitsu** , que ofrece una vía directa hacia “ese equilibrio entre sostenibilidad, rendimiento y recuperación de la inversión”. En este sentido, Daitsu amplía su gama de aerotermia con **gas refrigerante R290** , que comienza con

climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1709,28 €
V. Únicos: 5000

la Monobloc Active para proyectos residenciales y comerciales pequeños, y se extiende con la Monobloc Drive para proyectos que requieren mayor potencia y rendimiento.

Su diseño incorpora una bomba hidráulica sin conexiones frigoríficas adicionales que permite una puesta en marcha más rápida y menos costosa. Esta bomba de calor trabaja con refrigerante natural, lo que garantiza “un alto rendimiento energético”. Además, con su **compresor scroll inverter con tecnología EVI** , logra clasificaciones de A+++ a 35 ºC.

En proyectos que requieren mayores rangos de potencia, la Monobloc Drive permite adaptarse a distintos tipos de emisores, lo que facilita su integración tanto en sistemas de obra nueva como en rehabilitaciones energéticas. Es capaz de suministrar agua a 73 °C incluso con temperaturas exteriores de -7 °C, lo que la hace compatible incluso con radiadores tradicionales sin necesidad de refuerzo eléctrico. Además, la posibilidad de conectar **hasta 16 unidades en cascada** permite escalar el sistema con precisión, adaptándolo a las demandas reales del edificio.

Compartir:

La Voz de Galicia
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 30
Ocupación: 90,47% Valor: 14.113,83 € Tirada: 49.638 Difusión: 44.516 Audiencia: 399.000

La eólica gallega se queda sin fuelle: crece un 2 % frente al 33 % aragonés

La comunidad instaló en los últimos cinco años solo 81,6 megavatios, mientras que las tres primeras del podio nacional rondaron los mil

BEATRIZ COUCE
REDACCIÓN / LA VOZ

Estaba llamada a disputarle el liderazgo a Castilla y León, que continúa imbatible al frente del sector eólico nacional, pero Galicia no solo no cumplió estas expectativas, sino que podría acabar muy pronto ocupando el quinto puesto. Con un recurso natural de primer nivel para mover las palas de los aerogeneradores —el sector apunta a que es el mejor a nivel nacional junto al de Canarias—, la comunidad no ha dejado de perder peso en los últimos años en el mapa de esta tecnología renovable.

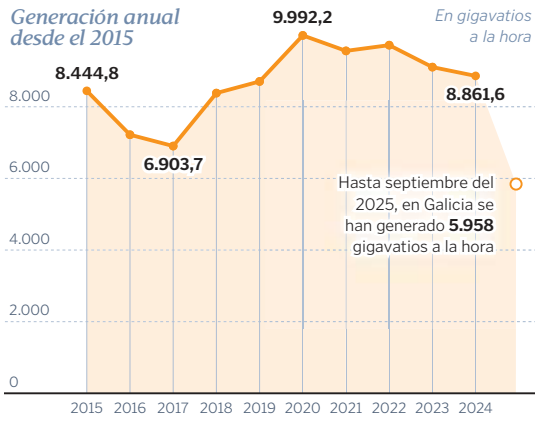
El territorio pionero en el país en aprovechar la fuerza del viento para generar electricidad verde asiste desde hace un lustro a la paralización del sector, y no por falta de proyectos. De hecho, cuenta en estos momentos con alrededor de 3.000 megavatios autorizados y pendientes de construcción. El freno en seco al crecimiento proyectado se produjo como consecuencia de las decisiones judiciales emanadas de la sección tercera de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG), que ha impuesto lo que el sector considera una enmienda a la totalidad. El aluvión de recursos presentados por diversas entidades ecologistas, como Adega, Ecoloxistas en Acción Galiza o Petón do Lobo, y en algunos casos por diversos ayuntamientos, han sido estimados, con distinto argumentario, por los magistrados gallegos, a los que han llegado más de dos centenares de contenciosos, que se han transformado en la paralización cautelar de cerca de 90.

Este contexto ha tenido una clara repercusión tanto en la estructura de la generación de la comunidad como en la producción de sus instalaciones. Así, frente al irrisorio crecimiento gallego, las locomotoras del eólico nacional no se han detenido y continúan mostrando buena salud.

Desde el 2021, año en el que se produjo la primera sentencia que puso en jaque al sector —el TSXG anuló las autorizaciones otorgadas por la Xunta para la modernización del parque de Corme, promovido por EDP— hasta principios de este año, la potencia instalada del eólico en la comunidad solo se incrementó en 81,6 megavatios, pasando de 3.851,2 a 3,932,8. En términos porcentuales, representa un exiguo 2,11 %. El aumento de la capacidad de las comunidades que lideran el sector a nivel nacional, según las estadísticas de Red Eléctrica, tiene dos dígitos. Así, Castilla y León —la primera en el podio, con 6.267,50 megavatios— instaló 1.025,3, con un aumento del 16,3 %.

Aragón, que ha incubado su milagro industrial al calor del desarrollo de las energías verdes, puso en marcha 1.434,6, lo que implicó un incremento del 33,4 %. Es un territorio que en el 2020 no ostentaba influencia en el sector y que solo un ejercicio después pasó a ocupar el segundo lugar. Le sigue Castilla-La Mancha, que en este último lustro instaló 924 nuevos megavatios, con un crecimiento del 22,7 %.

La energía eólica en Galicia



Fuente: Red Eléctrica LA VOZ

El parque Mondigo fue uno de los últimos en construirse. JOSÉ ALONSO

Pero además, si la situación de bloqueo persiste, Galicia puede continuar bajando peldaños y llegar a perder incluso el cuarto puesto, ya que Andalucía le pisa los talones en el cómputo general. A enero de este año tenía instalados 3.662,2 megavatios, 790 más que hace cinco años.

En otras áreas

La forzada atonía gallega contrasta con los pasos que están dando en otras zonas por aumentar su potencial eólico, áreas que tradicionalmente no han contado con cuotas elevadas. En el mencionado período, Canarias instaló 185 megavatios; Asturias, 179; Cataluña, 135, y Navarra, 307. La senda de la descarbonización impulsa la generación verde, pero no con igual ímpetu en los distintos territorios.

El gran parón que padece el sector en Galicia parece estar lejos de desbloquearse, después de que esta misma semana la sección tercera de la sala de lo Contencioso-Administrativo del TSXG revocase las autorizaciones del parque A Ruña III, cuya tramitación había elevado —en forma de triple cuestión prejudicial— al Tribunal de Justicia de la UE, que había validado los procedimientos consultados.

La paralización de cerca de 3.000 megavatios que cuentan con luz verde, tanto del Gobierno central —los de más de 50— como del autonómico, los inferiores a esa cifra, tiene también un reflejo en la minoración de la cuota de generación en la comunidad. Alemania, Portugal y España tienen las medias de antigüedad más altas de sus parques eólicos. Si a nivel nacional se sitúa en 14 años, la gallega es de 18. Se explica porque fue una de las zonas pioneras para el sector.

Pero las máquinas viejas tienen una menor productividad que las nuevas, y sin rejuvenecimiento a la vista, los signos de fatiga se hacen más evidentes.

De acuerdo con las cifras de Red Eléctrica, desde el 2022, la generación eólica se redujo en la comunidad. En el 2024 —año en el que las centrales hidroeléctricas dieron el *sorpasso* y se situaron en primer lugar en el mix productivo, incluso con una caída acusada. Ahora, tras la decisión del Gobierno central de llevar al Tribunal Constitucional la repotenciación obligatoria de los parques de más de 25 años ordenada por la Xunta, el enredo judicial se acrecienta y también la mejora de la generación.

MANUEL PAZO
PRESIDENTE DE EGA

«No es solo un problema eólico, sino también industrial»

Manuel Pazo, presidente de la Asociación Eólica Gallega (EGA), insiste en la «perplejidad» con la que ha recibido el sector el último fallo del Tribunal Superior de Xustiza de Galicia, muy esperado después del pronunciamiento de los magistrados de la UE, el pasado 1 de agosto. Uno de los argumentos esgrimidos en la sentencia —el que establece que el promotor, Eurus Desarrollos Renovables, debía de haber realizado la evaluación del parque de forma conjunta con el tendido eléctrico por el que evacuará la energía— ya fue objeto, recuerda, de dictamen por parte del Tribunal Supremo, que permitió que se hicieran de forma independiente.

Manuel Pazo.

Insiste en que la evaluación ambiental se realizó acorde a la ley gallega, pero pone el foco más allá. «En estos momentos, Galicia, dentro del panorama nacional, es de una inseguridad jurídica increíble», resalta, para añadir: «Esto no es solo un problema eólico, es un problema industrial».

Se refiere a la gran cantidad de nuevas inversiones empresariales que estaban ligadas en la comunidad a la obtención de energía renovable, más competitiva, a través de acuerdos de suministro a largo plazo, las denominadas PPA, por sus siglas en inglés. «Cuanta inversión se quiere hacer en Galicia tiene un problema; se le piden garantías mucho mayores que en otras comunidades», afirma Pazo, en alusión a la inseguridad jurídica existente en los últimos años.

«Límite insostenible»

El presidente de la patronal gallega cree, no obstante, que con el último fallo judicial «se ha traspasado un límite, se ha llegado a un límite insostenible», insiste. Así, entiende que «el perjuicio es tan grande y los argumentos son tan débiles» que debe provocar que suceda algo.

La preocupación por el bloqueo de estos años al desarrollo de esta tecnología renovable en la comunidad es tal que «ha tenido una trascendencia a nivel nacional y de la UE».

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 1
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Las renovables creen que la extensión de Almaraz no debe "distraer" del fin de un sistema 100% renovable

- Gómez defendió que el objetivo y aspiración de la asociación es el de un sistema eléctrico totalmente renovable.

El presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez.

https://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-creen-que-la-extension-de-almaraz-no-debe-distraer-del-fin...

Redacción

Viernes, 31 octubre 2025

El presidente de **APPA Renovables, Santiago Gómez,** h **a considerado que la extensión de la vida útil de la central nuclear de Almaraz hasta junio de 2030 no debe "distraer" del objetivo de un sistema eléctrico 100% renovables.**

En rueda de prensa, Gómez defendió que el **objetivo y aspiración de la asociación es el de un sistema eléctrico totalmente renovable y confió en que "se acabará teniendo".**

"Lo que tenemos por el camino es que una **instalación nuclear funcione** dos o tres años más o menos, pero no va a afectar a ese camino", dijo, subrayando que el objetivo es "el largo plazo y ese final" renovable.

Además, el presidente de APPA Renovables **destacó la "urgencia" de incorporar almacenamiento a la tecnología solar existente, así como impulsar la repotenciación eólica, impulsar la biomasa eléctrica, como tecnología firme y síncrona, e introducir como una Política de Estado el desarrollo de los bombeos hidráulicos".**

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Los aranceles de EEUU complicarán la transición a las energías renovables en todo el continente americano

- La expansión de los aranceles ha introducido impuestos punitivos sobre una amplia gama de componentes de energía limpia, según GlobalData.

Los aranceles de EEUU complicarán la transición a las energías renovables en todo el continente americano

https://elperiodicodelaenergia.com/los-aranceles-de-eeuu-complicaran-la-transicion-a-las-energias-renovables-...

José A. Roca **Sábado, 01 noviembre 2025**

La expansión de los aranceles ha introducido impuestos punitivos sobre una amplia gama de componentes de energía limpia, según GlobalData

La implementación de aranceles recíprocos por parte del gobierno de Donald Trump es particularmente evidente en sectores considerados críticos para los intereses nacionales, como el energético, donde mantener cadenas de suministro estables resulta esencial. A medida que el panorama arancelario de EEUU continúa evolucionando, las implicaciones para los mercados energéticos en todo el continente americano son profundas.

Diseñados para fortalecer la manufactura nacional y reducir la dependencia de las importaciones, los aranceles han provocado de manera inadvertida importantes interrupciones en las cadenas de suministro de energía limpia. En consecuencia, se espera que estos aranceles compliquen la transición hacia las energías renovables en las Américas, afirma la firma de análisis y datos GlobalData.

El último informe de GlobalData, “Manual de Políticas de Energía Renovable en América del Norte y del Sur 2025”, revela que los aranceles de EEUU han generado repercusiones en todo el país y han afectado la dinámica comercial dentro del continente americano. Los productores, proveedores y consumidores de energía deben mantener flexibilidad para adaptarse a estos cambios, lo que

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

requiere una reevaluación de las estrategias de cadena de suministro, los acuerdos contractuales y las capacidades de producción nacional.

Impuestos punitivos

Sudeshna Sarmah, analista de energía en GlobalData, comenta: “La expansión de los aranceles ha introducido impuestos punitivos sobre una amplia gama de componentes de energía limpia, incluidos módulos solares, turbinas eólicas, transformadores y piezas relacionadas con baterías. Si bien la intención detrás de los aranceles es estimular la producción nacional, la realidad es que la capacidad manufacturera actual de EEUU no alcanza a satisfacer la creciente demanda de desarrollos a gran escala. Esta disparidad ha resultado en precios inflados y retrasos significativos en los cronogramas de los proyectos”.

Los aranceles también han tensionado las relaciones comerciales regionales, especialmente con exportadores canadienses y mexicanos. La imposición de estrictos requisitos de contenido y origen nacional ha derivado en impuestos punitivos sobre las transacciones transfronterizas, complicando las iniciativas de cooperación energética. Este entorno regulatorio ha provocado cuellos de botella logísticos y mayores costos de cumplimiento para las empresas que operan en América del Norte, agravando aún más los desafíos que enfrenta el sector de energía limpia.

Sarmah concluye: “El sector de energías renovables en América del Sur se encuentra particularmente presionado por estos aranceles. La escasez de componentes críticos y el aumento de los riesgos de adquisición han ralentizado los esfuerzos de modernización de las redes eléctricas y aumentado la incertidumbre para las empresas de servicios públicos. Como resultado, las inversiones a largo plazo en proyectos de energía limpia se han visto obstaculizadas, complicando aún más la transición energética de la región”.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

MITECO deja en manos del CSN la prórroga de Almaraz que solicitan Iberdrola, Endesa y Naturgy

- La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica asegura que las empresas propietarias de la central han presentado una solicitud sin condiciones para prorrogar Almaraz hasta 2030, que se ha trasladado al Consejo de Seguridad Nuclear.

https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/miteco-deja-en-manos-del-csn-la-prorroga-de-almaraz-que-solicitan-i...
Viernes, 31 octubre 2025

La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica asegura que las empresas propietarias de la central han presentado una solicitud sin condiciones para prorrogar Almaraz hasta 2030, que se ha trasladado al Consejo de Seguridad Nuclear.

Pilar Sánchez Molina

Iberdrola, Endesa y Naturgy, las empresas propietarias de la central nuclear de Almaraz (Cáceres), solicitaron este jueves formalmente al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO) una prórroga para mantener activos hasta junio de 2030 los dos grupos de la instalación.

El cese de actividad del primer reactor de Almaraz estaba previsto para el 1 de noviembre de 2027, y el de la segunda unidad, para el 31 de octubre de 2028.

El cierre nuclear, acordado entre las propietarias de los activos y el Gobierno, ha sido noticia en numerosas ocasiones desde el apagón, pues no pocas opiniones lo relacionaron con la generación renovable.

En ese sentido, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, señaló en mayo en el Congreso de los Diputados que relacionar el calendario del cierre nuclear con el incidente «no es serio».

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

En su intervención para aclarar qué se sabía entonces del apagón, recordaba que fueron las empresas propietarias y gestoras de las centrales nucleares quienes propusieron un calendario para el cierre, y el Gobierno respaldó ese cierre. «Si las empresas quieren proponer un nuevo calendario, este Gobierno lo estudiará con rigor, y tendrá en cuenta que se garantice la seguridad a la población –para lo cual se quiere del informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear–, que sea viable económicamente, es decir, que su prolongación no afecte al bolsillo de los ciudadanos; y que contribuya a la seguridad de suministro», concluyó.

Sin embargo, las compañías solicitaban rebajas fiscales, pues la operativa de las centrales es nucleares era “económicamente inviable”.

Finalmente, ministra Sara Aagesen ha manifestado este viernes en una rueda de prensa que la petición de prórroga se ha llevado a cabo “sin condiciones” y ha asegurado que “darán traslado de la petición al Consejo de Seguridad Nuclear, al objeto de que el regulador pueda valorar la solicitud y emitir su preceptivo informe”. Este tendrá que «avalar desde el punto de vista técnico si se cumplen las condiciones de seguridad radiológica y nuclear».

En el conjunto del año 2024, las renovables alcanzan una cuota del 55,8% sobre el total del mix español, mientras que la nuclear representó el 19,6%.

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

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

Países Bajos planea sustituir los subsidios a grandes plantas por contratos por diferencia (CfD) en 2027

- El país planea eliminar gradualmente su programa de subvenciones para proyectos renovables a gran escala, denominado «Estimulación de la producción de energía sostenible y la transición climática» (SDE++), y sustituirlo por contratos por diferencia (CfD).

https://www.pv-magazine.es/2025/10/31/paises-bajos-planea-sustituir-los-subsidios-a-grandes-plantas-por-con...
Viernes, 31 octubre 2025

El país planea eliminar gradualmente su programa de subvenciones para proyectos renovables a gran escala, denominado «Estimulación de la producción de energía sostenible y la transición climática» (SDE++), y sustituirlo por contratos por diferencia (CfD).

Patrick Jowett

Imagen: Haberdoedas, Unsplash

Países Bajos sustituirá su programa de subvenciones para proyectos renovables a gran escala por un plan de CfD bidireccionales a partir de 2027, según el Ministerio de Política Climática y Crecimiento Verde. El cambio propuesto tiene por objeto armonizar la política nacional con las reformas del mercado eléctrico de la Unión Europea.

El programa SDE++ existente ofrece subvenciones operativas plurianuales para proyectos de energía solar, eólica e hidroeléctrica a gran escala. Según el ministerio, la Comisión Europea considera que la estructura de subvenciones actual es demasiado generosa y cree que distorsiona el mercado.

En el nuevo marco, los proyectos de más de 200 kW recibirán un precio fijo por la generación de electricidad a través de un CfD bidireccional. Cuando los precios de mercado caigan por debajo del precio de ejercicio, el Gobierno compensará a los promotores por la diferencia; cuando los precios lo superen, los promotores devolverán el excedente.

www.pv-magazine.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2182,25 €
V. Únicos: 29473

El Ministerio ha afirmado que las subvenciones SDE++ existentes se mantendrán sin cambios. La consulta pública sobre la propuesta de CfD estará abierta hasta el 14 de noviembre.

Varios países europeos, entre ellos Rumanía y el Reino Unido, ya utilizan CfD bidireccionales para las energías renovables a gran escala.

En junio, el Ministerio de Economía anunció los resultados de la ronda SDE++ de 2024, adjudicando 1,79 GW de capacidad solar: 1237 MW de proyectos montados en suelo, 448 MW de sistemas industriales en tejados y 107 MW de instalaciones flotantes. Las solicitudes para la ronda de 2026 permanecerán abiertas hasta el 6 de noviembre, con un presupuesto de 8000 millones de euros (9300 millones de dólares).

En septiembre, el Ministerio de Clima y Crecimiento Verde y el Ministerio de Vivienda y Ordenación del Territorio propusieron enmiendas al Decreto Medioambiental neerlandés para acelerar la concesión de permisos para proyectos de transmisión y distribución por encima de 21 kV.

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

Alerta
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 13
Ocupación: 50,08% Valor: 3.055,01 € Tirada: No disp. Difusión: 18.500 Audiencia: 110.450

Se destaca un retraso de ocho años en la tramitación del proyecto, lo que afecta su validez. / ALERTA

Piden revocar la autorización del parque eólico en Soba

La Plataforma para la Defensa del Sur de Cantabria recurre la autorización del parque eólico por irregularidades en el proceso

AFG / SANTANDER

La Plataforma para la Defensa del Sur de Cantabria, un colectivo de ciudadanos y organizaciones locales, ha registrado formalmente un recurso de alzada contra la autorización administrativa previa que el Gobierno de Cantabria otorgó al proyecto del parque eólico Sierra de Zalama, promovido por la empresa Crossfield Engineering S.L. en el municipio de Soba. Este recurso ha sido presentado ante la Consejería de Industria, Energía y Empleo de Cantabria, en un intento de revocar la autorización concedida y exigir la nulidad del proceso administrativo que ha llevado a su tramitación. En su escrito, la Plataforma argumenta que la autorización del parque eólico es incompatible con la legislación vigente y con los derechos de los afectados, tanto a nivel individual como colectivo, por lo que solicita que se revoque en su totalidad.

TRAMITACIÓN «DEFECTUOSA». El colectivo sostiene que la tramitación del proyecto del parque eólico Sierra de Zalama ha sido defectuosa y que se han producido graves irregularidades que afectan directamente a los intereses de la población local. En primer lugar, se señala que el procedimiento ha sufrido un retraso considerable, ya que han pasado más de «ocho años» desde que la solicitud inicial del proyecto fuera publicada para su consulta pública hasta que, finalmente, la Dirección General de Energía y Minas otorgó la autorización administrativa y la declaración de impacto ambiental favorable. La Plataforma considera que este largo periodo de tiempo viola los plazos razonables establecidos por la normativa del procedimiento administrativo común, lo que, según su opinión, debería dar lugar a la nulidad radical de todo lo tramitado en relación con este proyecto. En este sentido, los miembros de la Plataforma subrayan que, si de alguna manera se pudiera dar por válida la tramitación a pesar del incumplimiento de los plazos, el procedimiento debería ser reabierto desde su inicio, sin tener en cuenta el trabajo realizado desde 2017. Otro de los argumentos clave del recurso es la falta de transparencia en el proceso. La Plataforma denuncia que se han producido «cambios sustanciales» en el diseño original del proyecto, los cuales no han sido sometidos a un nuevo periodo de información pública. Entre estos cambios se mencionan, entre otros, la modificación de la línea de evacuación del parque, que se ha adaptado a la capacidad de la línea del parque eólico Cañoneras, situado en una zona cercana. Además, se destaca la eliminación de algunos aerogeneradores inicialmente previstos, lo que modifica de manera significativa la distribución y capacidad del parque eólico. La Plataforma sostiene que estos cambios, al no haber sido informados a la ciudadanía ni sometidos a consulta pública, representan una grave irregularidad en el procedimiento administrativo, ya que los afectados no han tenido la oportunidad de expresar sus objeciones o sugerencias ante tales modificaciones. La Plataforma también señala que este tipo de cambios afectan no solo a la viabilidad del proyecto, sino también a su impacto ambiental, y, por lo tanto, debería haberse seguido el proceso de evaluación ambiental adecuado.

La Plataforma para la Defensa del Sur de Cantabria también subraya la importancia de este recurso debido a las implicaciones que tiene para la protección del medio ambiente y el bienestar de las comunidades locales. La zona en la que se pretende instalar el parque eólico es una de gran valor paisajístico y natural, y su desarrollo podría generar alteraciones significativas en el entorno. Por ello, los miembros de la Plataforma consideran que es fundamental que se respeten los procedimientos legales y que se garantice una evaluación ambiental rigurosa y transparente, que permita conocer con precisión los efectos del proyecto sobre el medio ambiente y la salud de las personas. En su escrito, se argumenta que la declaración de impacto ambiental emitida por la Dirección General de Energía y Minas carece de la debida información actualizada, y no se ha realizado una evaluación adecuada de los posibles riesgos que podría generar la instalación de un parque eólico de estas características en un entorno tan sensible.

Sur
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 1,6,7
Ocupación: 185,12% Valor: 18.622,27 € Tirada: 7.581 Difusión: 6.039 Audiencia: 64.000

Rafael Sánchez Durán Director Endesa Andalucía

«Málaga está perdiendo una oportunidad industrial que no volverá en décadas»

Advierte de que ya no hay capacidad para nuevos proyectos **P6-7**

Sur
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 1,6,7
Ocupación: 185,12% Valor: 18.622,27 € Tirada: 7.581 Difusión: 6.039 Audiencia: 64.000

«Málaga está perdiendo una oportunidad industrial que no volverá en décadas»

Rafael Sánchez Durán Director de Endesa en Andalucía, Extremadura, Ceuta y Melilla

El director de Endesa reclama al Gobierno que les permita hacer redes en una provincia que no tiene capacidad para albergar ya ningún gran proyecto

IGNACIO LILLO

MÁLAGA. Las redes eléctricas de la provincia han agotado toda su capacidad para dar servicio a grandes instalaciones industriales y centros logísticos que demandan mucha energía. Es una situación anómala que estrangula el desarrollo y va camino de provocar «un apagón de inversiones», como denuncian los empresarios. Rafael Sánchez Durán, director de Endesa en Andalucía, Extremadura, Ceuta y Melilla, describe la situación que se ha generado y las medidas necesarias para revertirla.

–El mensaje que ha trascendido es que la situación del abastecimiento de electricidad en la provincia es crítica y no se puede asumir más demanda.

–Lo primero que me gustaría es poner un poco de calma dentro del ruido. La nueva metodología que implementa la CNMC analiza el margen disponible que tiene la red. Esto sirve para poner orden en las peticiones, al identificar todos los nodos que tiene Endesa, que son los puntos de conexión, y en Málaga son 114. Ahí es donde aparece el concepto de saturación de la red. Esto le ha dado a la CNMC y al Ministerio de Transición Ecológica una idea de cómo está realmente la red. El primer mensaje que quisiera darte es que cuando hablamos de saturación no hablamos de un riesgo de suministro en la provincia. Esto no tiene nada que ver con el apagón ni con la calidad del suministro. Lo que pasa es que cualquier nueva industria, parque empresarial o centro logístico que necesite más de cinco megavatios, no tiene capacidad de incorporarse sin tener que invertir en un refuerzo de la infraestructura existente. Cuando se ofrece la red, se hace siempre un estudio de análisis técnico económico. Entonces, lo que aparece es que en el caso de Málaga, el 100% de los nodos están saturados, donde cualquier proyecto de más de cinco megavatios no tendría una entrada directa.

–¿Eso en qué se traduce?

–Aunque se podrá construir nueva red, lo que sí le quita es la inmediatez a la conexión. Andalucía hoy en día tiene 20 gigavatios de capacidad de potencia, de los que 16 gigavatios son renovables. Y una cosa es donde se produce la energía y otra donde se consume. La producción renovable es distribuida y los nodos donde hay mayor concentración de demanda obviamente son los que están apareciendo con el máximo nivel de saturación: Málaga, Almería y Sevilla. En el análisis de nodos de octubre se ha incrementado un poco más todavía la saturación, porque aquellos industriales que no tenían un punto donde conectar, han buscado una ubicación alternativa. Ahora mismo en Andalucía estaríamos a un 7% de la capacidad total pendiente de ocupar.

–¿Por qué está la red tan llena?

–Hasta el año 2022, el aumento de las solicitudes era por el crecimiento vegetativo. Cuando creas una nueva promoción de viviendas o un parque empresarial, eso tiene unos periodos de maduración de entre 5 y 10 años, desde que se planifica el urbanismo hasta que llega el último piso. ¿Qué ha ocurrido desde el año 2023 hasta mediados del 2025? Pues que se ha pasado de un crecimiento vegetativo a otro exponencial. Por darte alguna referencia, en Endesa hemos incorporado un número de solicitudes entre el año 2023 y mediados del 2025 de 20 gigavatios. Eso es cómo incorporar tres veces la punta de demanda que tiene Andalucía. Si la punta de demanda implica que Andalucía necesita siete gigavatios en las horas de máxima exigencia, pues han entrado solicitudes por 20, es decir, estaríamos triplicando el tamaño de Andalucía solo con estas solicitudes. En cambio, entre 2020 y 2022 no llegaron a seis gigavatios. O sea, en tres años de crecimiento vegetativo podrías meter como la equivalencia a una Andalucía. Mientras que entre el 23 y el 25, las solicitudes permitirían hacer crecer Andalucía casi en tres veces de tamaño. Ahí viene el llenado absoluto en estos tres últimos años.

–¿Entonces?

Sur
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 1,6,7
Ocupación: 185,12% Valor: 18.622,27 € Tirada: 7.581 Difusión: 6.039 Audiencia: 64.000

Rafael Sánchez Durán, en la entrada a la sede central de Endesa en Sevilla.
MARÍA GUERRA/ABC

SITUACIÓN EN MÁLAGA

«El 100% de los nodos están saturados para proyectos de más de cinco megavatios»

DEMANDA DE ENERGÍA

«Las solicitudes de acceso permitirían que Andalucía multiplicara casi tres veces su tamaño»

PROYECTO IMEC EN EL PTA

«IMEC no está en peligro, tiene la potencia reservada desde la subestación Campanillas»

SUMINISTRO DOMÉSTICO

«La saturación afecta a grandes proyectos electrointensivos, pero no a las nuevas viviendas»

NUEVAS INDUSTRIAS

«Para un 'data center' la potencia de los proyectos que están llegando va de 30 a 100 megavatios»

LIBERAR POTENCIA

«Estamos pidiendo ordenar la cola y que si un proyecto no tiene éxito, pues que pase al siguiente»

–Pues o fabricamos red nueva o estamos limitando ese crecimiento, que es algo que nadie debe querer. Al final, son buenas noticias porque significa que hay un interés empresarial, que hay proyectos y que Andalucía está en el radar industrial de todo lo que está moviéndose en Europa. Los inversores están viniendo a nuestra tierra, pero la frustración está en que ese crecimiento no lo podamos aprovechar. AELEC, que es la patronal del sector eléctrico, hizo un análisis de cuántas solicitudes fueron rechazadas en 2024. En ese momento, llegamos al 50% a nivel nacional. Eso es un lujo que no se puede permitir. Los datos se agravan más cuando las provincias están más saturadas. La saturación de la red es una realidad que está bloqueando no al consumo existente, pequeño y residencial; pero sí la capacidad de crecimiento de nuestra economía.

–¿Qué propone Endesa?

–Endesa ha propuesto un plan de inversiones de más de 4.000 millones a nivel nacional, sobre todo para redes y en Andalucía. Estaríamos dispuestos a casi un 50% de mayor fabricación de red y nos llevaría a unos 1.500 millones para el trienio 2026-2028. Queremos acompañar el crecimiento porque somos atractivos para la nueva industria de la transición energética, los semiconductores y la movilidad eléctrica. Necesitamos una regulación que nos permita invertir porque el cuello de botella ha evidenciado que ya vamos tarde y no hemos podido reaccionar por el ciclo de la planificación.

–¿Cómo se manifiesta esta situación en la práctica?

–En la práctica, no podemos construir una línea ni una subestación aunque hayamos detectado la necesidad, si no lo ha reconocido el plan nacional y está autorizado por el regulador. Eso nos hace enormemente rígidos y es un freno. Una subestación que no esté planificada podemos tardar entre 5 y 6 años en su tramitación. Estamos reivindicando un profundo cambio en el modelo de planificación y retributivo, para no frenar el fuerte crecimiento de Málaga. Si vamos a esperar a que se sature para hacer las infraestructuras necesarias, estamos perdiendo una oportunidad industrial que no volverá a pasar por aquí en décadas.

–En Málaga tenemos grandes perspectivas con IMEC, la empresa de microchips en el PTA.

–Eso no tiene problema, porque IMEC tiene la potencia reservada. Fue un proyecto muy complejo de incorporar, estuvimos un año trabajando con esta empresa de microelectrónica, que desde Lovaina quería abrir una segunda fábrica en Europa y decidió venir a Málaga. Hemos conseguido darle la potencia necesaria desde la subestación Campanillas, que abastece al Parque Tecnológico. Ese proyecto tiene dos fases: una entrega provisional mientras dure la construcción; y después, la solución definitiva que implica sobre todo aislar esa infraestructura del resto de la red, porque los sistemas de producción de microprocesadores son muy sensibles. No es un proyecto que esté en peligro, está completamente garantizado.

–¿Y en las viviendas, en nuevas urbanizaciones como Distrito Z?

–Yo distinguiría las promociones inmobiliarias de los grandes consumidores, que llamamos electrointensivos. Esta saturación de la red afecta a los segundos, aquellos desarrollos que tienen un elevado consumo eléctrico, como podrían ser nuevas fábricas, 'data centers', grandes plataformas logísticas, todo aquello que tiene unos tiempos de llegada y de construcción muy rápida y unos consumos eléctricos descomunales. Pero las redes urbanas y residenciales están dimensionadas para seguir atendiendo el crecimiento vegetativo. Ningún ciudadano debe preocuparse por su suministro doméstico ni el que vaya a necesitar si está construyendo una vivienda. Si construyéramos mil viviendas en Málaga en una nueva zona, la potencia contratada que tiene cada vivienda suele ser de cuatro kilovatios. Con lo cual, mil viviendas serían cuatro megavatios. Pero además, esas viviendas no ocupan los cuatro megavatios en su totalidad, es decir, en un consumo promedio de un cliente, que pueden ser unos 3.000-4.000 kilovatios hora al año, eso implica que el consumo real en todo el año no llega a un megavatio, aunque se instala la potencia necesaria para que todos esos clientes pudieran consumir el máximo a la vez. Eso es asumible.

–¿Qué potencia demandan los nuevos proyectos industriales?

–Para un 'data center' la potencia de los proyectos que están llegando está entre 30 y 100 megavatios. Además, esos van en un único punto, de manera que un 'data center' de esas características podría estar consumiendo 40 megavatios, es decir, como 10 veces 10.000 viviendas, o una ciudad de 100.000 hogares. Y el ritmo de funcionamiento es de plena carga, por lo que pueden ser casi 350 gigavatios al año. Eso es un cliente descomunal que requiere una capacidad disponible en el nodo desde el primer día y que está las 8.760 horas del año consumiendo sin parar. Entonces, ¿se le puede decir que no? No, porque este es el progreso, el mundo va hacia la digitalización y tenemos que ser conscientes de que en nuestras ciudades tiene que haber 'data centers'. Si no los tenemos, se van a colgar las redes sociales y las consultas a la inteligencia artificial, y no habrá una prestación adecuada de servicios digitales. No es algo que podamos decir: 'lo quiero o no lo quiero', lo necesitamos y tenemos que hacerle hueco en la red. Tiene que ser compatible construir mil hogares y un 'data center'. El reto del consumo cotidiano de las familias no es un problema. El problema es la capacidad que tiene la red de acoger esos nuevos proyectos que quieren ubicarse, además, en Málaga, por ser polo de atracción tecnológica. La red está en el corazón de la transformación digital, y sin inversión no habrá electrificación.

–Por último, ¿qué ocurre con la potencia asignada que no se utiliza? ¿Se puede liberar?

–Estamos pidiendo que se marquen unos hitos, igual que se hace en las renovables. Esto no va a resolver el problema de la falta de capacidad, pero puede aliviar una congestión zonal, puede liberar una capacidad no utilizada en un parque empresarial, donde una fábrica no pueda acometer su transformación con riesgo incluso de cerrar, porque esa potencia la tenga alguien reservada. Por eso, estamos pidiendo un proceso de limpieza, para ordenar la cola de proyectos y que si uno no ha tenido éxito, pues que pase al siguiente en la lista.

«En los planes hasta 2030 para Málaga sólo está la segunda fase de dos subestaciones»

I. LILLO

–¿Cómo afrontan el reto del aumento de la demanda?

–Estamos intentando anticiparnos a la llegada de inversiones en la planificación. Así lo están haciendo otros países, como Francia, con más líneas y subestaciones en nodos críticos, como los parques empresariales y científicos, los nodos de crecimiento y los puertos. En nuestro modelo, se construye a posteriori.

–¿A quién le corresponde hacer las inversiones necesarias?

–Al sector privado. No hay otra solución que hacer las infraestructuras que se consideran de servicio público y que están sujetas a una regulación, que es muy estricta y no podemos crecer de cualquier forma. Hay dos grandes elementos: por un lado, la red de transporte, cuyo actor principal es Red Eléctrica, la que se encarga de hacer las grandes líneas de alta tensión que vertebran el país, para distribuir entre 220 y 400 kilovoltios. Y, por otro lado, operadores como Endesa Distribución (e-distribución), que es la encargada de acometer estas infraestructuras en Andalucía, donde es el propietario del 99% de la red. Pero no depende de la voluntad de Endesa. Si dependiera de nosotros, estaríamos construyendo con un modelo parecido a Francia. El marco retributivo lo considera una infraestructura de servicio público y su regulación nos pone unos límites anuales, aprobados por la CNMC y el Ministerio de Transición Ecológica. Actualmente, tiene un límite anual del 0,13% del PIB. Cuando hay un crecimiento vegetativo, no está mal, pero ahora hemos pasado a querer meter tres veces Andalucía o una segunda España, que es el símil que ha utilizado la ministra (Sara Aagesen). Obviamente, este modelo se ha quedado obsoleto y no podemos estar a una velocidad de red inferior a lo que la demanda exige. Lo positivo es que esas inversiones se están fijando en Málaga y en Andalucía, pero no podemos permitir que el factor limitante sea que la demanda vaya a mayor ritmo que el crecimiento de la red. Además, tiene un condicionante por los ciclos regulatorios. Ahora se está analizando el ejercicio 2026-2030 y eso nos ata de manos de aquí a final de la década.

–¿Qué han propuesto en el caso de Málaga?

–En la nueva planificación del Gobierno han aparecido proyectos que todavía son de la etapa anterior, como Benahavís y Ventilla. Además, con vistas a 2030, vemos con enorme frustración que lo que se está incorporando es sólo la segunda fase de ambas subestaciones. Desde Endesa hemos presentado una docena de instalaciones que tienen que ver con Málaga Centro, Cártama, Archidona, Nerja, Torremolinos, Antequera y Manilva. Son elementos que se están pidiendo a la planificación y que por esos límites regulatorios los están dejando fuera. Todavía estamos en el momento de alegaciones y estamos volviendo a presentar esa docena de planes. Tanto la Junta de Andalucía como Endesa y los diferentes actores estamos exigiendo que esto es una necesidad, no es un capricho de poner un Silicon Valley en medio de un desierto, sino que son necesidades identificadas y frenadas.

–¿Cómo va la anunciada simplificación administrativa en vuestro sector?

–Ahora mismo se pueden llegar a tardar hasta 7 años en la tramitación de un proyecto, cuando tienes que hacerlo desde cero. Imagínate, cómo le das ese tiempo de espera a un gran industrial que lo necesita en dos años. Si le dices que va a tardar siete, se va a otro lado y no vuelve.

Europa Sur
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 7
Ocupación: 54,59% Valor: 1.098,85 € Tirada: 1.168 Difusión: 944 Audiencia: 3.304

Rolwind Renovables prevé que su planta de Tarifa esté operativa en 2027

La instalación tendrá una potencia de 200 MW y contará con equipamiento para ayudar a estabilizar la red en casos como el apagón de abril

JESÚS GUERRERO

Rolwind Renovables prevé que la planta de almacenamiento de energía que construirá en Tarifa, la mayor de España de su clase, comenzará a operar en el primer trimestre de 2027.

La energética cordobesa prevé comenzar en 2026 las obras de construcción de la instalación, que cuenta con una potencia de 200 megavatios (MW) y una capacidad de almacenamiento de hasta 885.000 kilovatios hora (kWh). La inversión prevista es de más de 100 millones de euros.

Además de la planta de Tarifa, Rolwind proyecta otra instalación de almacenamiento en Álora (Málaga). Beatriz Teijeiro, directora de la empresa, explica en una entrevista en *El Conciso* que "la intención es que las obras comiencen el año que viene y que estén operativas como máximo en el primer trimestre de 2027".

La planta de Tarifa utiliza baterías *stand-alone*, que se conectan, cargan e inyectan energía directamente a la red. Además, este proyecto y el de Álora serán pioneros por contar con un compensador síncrono, un componente que lo que hace es estabilizar la red cuando hay sobrecargas en la misma, asunto especialmente sensible tras el apagón del pasado 28 de abril. "Este estabilizador es necesario en sistemas con mix energético, cuando los países pasan a tener cada vez menos centrales térmicas o nucleares y dependen más de las renovables", explica Teijeiro.

"Ahora tras el apagón se ha conocido que se hace más necesaria la incorporación de estas instalaciones. De hecho, en la reciente planificación eléctrica que ha anunciado el Gobierno, que está en información pública hasta diciembre, recogen esta necesidad e incluso hay un apartado dedicado exclusivamente a a una inversión que va a hacer el propio Estado en incorporar compensadores síncronos en distintos puntos de la red", abunda la directora de la compañía.

Teijeiro concreta que con iniciativas como las de la energética cordobesa se podrá compensar parcialmente la escasez de infraestructura eléctrica en España, en línea con la nueva planificación del Gobierno para dar cabida a los nuevos proyectos industriales, por ejemplo, de hidrógeno verde. "Con estos dos proyectos de Rolwind se aportará más capacidad porque al dar seguridad al sistema gracias a los compensadores síncronos se puede jugar más con estas capacidades y paliar las restricciones. En Tarifa y Álora, en estas subestaciones concretas, aflorará capacidad debido a este aporte de inercia y estabilidad", detalla.

> *Se busca "compensar parcialmente la escasez de infraestructura eléctrica en España"*

"Que nosotros sepamos, no hay más proyectos de almacenamiento de este tipo en desarrollo, por lo menos no tan avanzados como los nuestros. Los que hay en España está costando que se desarrollen por una cuestión económica, los números de los componentes son muy elevados, y por una cuestión también administrativa, con plazos para desarrollar estos proyectos muy lentos por razón de colapso de las administraciones. Y si incorporas además estos compensadores pues lo haces un poco más difícil. Solicitamos que más gente se anime a desarrollar este tipo de proyectos estratégicos", concluye la directora de Rolwind Renovables.

ROLWIND RENOVABLES

Recreación del parque de almacenamiento energético de Rolwind Renovables junto a la subestación eléctrica.

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

Siete empresas españolas invierten 7,9 millones en un sistema de almacenamiento híbrido en Lanzarote

- Red Eléctrica, Elewit, HESStec, Cen Solutions, S2 Grupo y UL Solutions desarrollan conjuntamente ViSync, un nuevo proyecto de I+D+i de almacenamiento híbrido ...

GALERIA

revista digital | revista energia renovable | energia renovable | energias limpias | energia fotovoltaica | energia solar

https://www.review-energy.com/otras-fuentes/siete-empresas-espanolas-invierten-7-9-millones-en-un-sistema-...
Viernes, 31 octubre 2025

31 octubre 2025 0

Un consorcio formado por siete empresas del sector energético español —Red Eléctrica, Elewit, HESStec, CEN Solutions, S2 Grupo y UL Solutions— ha puesto en marcha ViSync, un innovador proyecto de I+D+i que busca desarrollar un **sistema híbrido de almacenamiento de energía eléctrica** en la subestación de 66 kV de Tías, en Lanzarote.

Con una inversión total de **7,9 millones de euros** , de los cuales tres millones proceden de fondos europeos NextGenerationEU a través del PERTE ERHA, el proyecto tiene como objetivo aportar una mayor flexibilidad y estabilidad a la red eléctrica, además de favorecer una mayor integración de energías renovables en el sistema insular

Según informó Red Eléctrica, la **instalación del sistema ViSync comenzará en las próximas semanas** , tras recibir la **Autorización Administrativa** de la Dirección General de Energía de la Consejería de Transición Energética del Gobierno de Canarias. Su funcionamiento será **validado a escala real durante tres años** , con la posibilidad de replicar la tecnología en otras localizaciones si se confirman los resultados esperados.

Para **Silvia Bruno, directora de Elewit** , "ViSync representa nuestra visión de un futuro energético más sostenible: un proyecto pionero que combina innovación y colaboración para transformar la manera

www.review-energy.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2060,49 €
V. Únicos: 19425

en la que se gestiona la red para reforzar la calidad y continuidad del suministro. Cada avance que logremos aquí no solo valida nuevas tecnologías, sino que abre el camino para que España lidere la transición energética con soluciones replicables y de alto impacto".

El proyecto permitirá **optimizar el uso de las redes eléctricas de Lanzarote y Fuerteventura** , reforzando su resiliencia y mejorando la gestión de la demanda y el suministro. Además, se espera que **contribuya a incrementar la penetración de generación renovable** en el archipiélago, impulsando así su transición hacia un sistema energético más sostenible y eficiente.

El sistema híbrido de **ViSync** combinará **baterías de ion-litio y ultracondensadores con capacidad grid-forming** , una tecnología avanzada de inversores y convertidores de potencia que mejora la **estabilización de la red eléctrica** . Contará con una **capacidad de almacenamiento de 3,45 MWh** y una **potencia máxima de 18,8 MVA** , lo que permitirá ensayar soluciones técnicas que podrían aplicarse en otros sistemas eléctricos insulares o peninsulares.

Además, el consorcio será responsable de la **puesta en marcha, coordinación y difusión de resultados** del proyecto, liderado por **Elewit** , que busca fomentar el intercambio de aprendizajes con otras iniciativas similares en España y Europa. De esta manera, ViSync aspira a **generar conocimiento replicable** y contribuir activamente a los objetivos de **descarbonización y transición energética** .

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

WindRunner, el avión más grande del mundo con el que Radia quiere transportar palas de turbinas eólicas

- Se trata de un avión de carga de 108 metros de largo, con cuatro motores y una envergadura de 80 metros, que puede aterrizar en una pista de tierra de solo 1,8 km.

WindRunner, el avión más grande del mundo con el que Radia quiere transportar palas de turbinas eólicas

https://elperiodicodelaenergia.com/windrunner-el-avion-mas-grande-del-mundo-con-el-que-radia-quiere-trans...

José A. Roca **Sábado, 01 noviembre 2025**

Ningún comentario

Un equipo de expertos en aeronáutica y energía está trabajando para ayudar a resolver uno de los principales problemas que enfrenta la industria eólica: cómo superar el desafío logístico y económico de trasladar piezas de turbinas de gran tamaño desde la fábrica hasta el puerto, y luego hasta el sitio del proyecto.

La empresa **Radia,** con sede en Colorado, que cuenta entre sus asesores con el exsecretario de Energía de EEUU Ernest Moniz y el exprimer ministro australiano Malcolm Turnbull, quiere construir el avión más grande del mundo, capaz de transportar cargas de grandes dimensiones, como palas de turbina eólica de 100 metros de largo. Además, debe ser lo suficientemente ágil como para aterrizar en pistas de tierra cortas, del tipo que ya podrían existir en los parques eólicos.

El avión, denominado WindRunner, está programado para realizar su primer vuelo a finales de 2029, pero para ganar presencia en Australia, el director ejecutivo Mark Lundstrom deberá convencer a los desarrolladores locales —escépticos— de que se trata de una alternativa viable al cada vez más complicado transporte por carretera.

“El desafío es la logística. Simplemente no se pueden mover objetos de más de 100 metros de largo y siete metros de ancho por tierra, debido a la dureza del terreno, la altura de los puentes, la curvatura de las carreteras o el ancho de los túneles”, explica el director ejecutivo de la compañía, Mark

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Lundstrom. “La energía eólica está limitada, a menos que puedas averiguar cómo transportar por aire estos objetos gigantescos hasta pistas de tierra”.

El argumento de Lundstrom

Lundstrom sostiene que la energía eólica necesita pensar en grande, con turbinas de 10 megavatios (MW). Según él, las turbinas de 10 MW hacen que los lugares con velocidades de viento de 7–8 m/s sean financieramente viables, y que la mejora del 20% en el factor de capacidad se traduzca en una fuerte reducción de los costos eléctricos y de las emisiones de carbono de la red, además de una mejora en la rentabilidad de los proyectos, de acuerdo con un estudio encargado por la empresa.

Lundstrom fundó la empresa en 2016 con el objetivo de encontrar una forma de transportar por aire palas de turbinas terrestres cada vez más grandes desde el puerto hasta el lugar de instalación. Desde entonces, ha analizado todas las opciones posibles, descartando dirigibles y helicópteros gigantes, antes de decidirse por un avión de ala fija que usa componentes estándar del mercado para mantener bajos los costos.

Lundstrom afirma que usar piezas que los fabricantes ya producen permitirá mantener el costo de construcción en miles de millones de un solo dígito, y ha convencido a los proveedores de trabajar con una startup que nunca antes había construido un avión.

El resultado es el WindRunner, un avión de carga de 108 metros de largo, con cuatro motores y una envergadura de 80 metros. La parte superior está a tres pisos del suelo y puede aterrizar en una pista de tierra de solo 1,8 km. Totalmente cargado —con tres palas de 80 m, dos de 95 m o una de 105 m —, tendrá un alcance de 2000 km.

El WindRunner, un avión de carga de 108 metros de largo, con cuatro motores y una envergadura de 80 metros.Radia

Radia parece haber asegurado los miles de millones necesarios para construir el WindRunner, vendiéndolo también como avión de transporte militar. “Esperamos que la mayor parte de la financiación provenga del apoyo gubernamental”, explica Lundstrom.

Diseñado para terrenos difíciles

Si la capacidad de transportar objetos muy largos era el requisito número uno, el segundo era poder hacerlo despegando y aterrizando en pistas improvisadas: debía poder hacerlo en tierra y en poca distancia.

El WindRunner puede aterrizar en una pista de tierra de sólo 1,8 km.Radia

Los ingenieros de Radia diseñaron un avión que puede lograrlo, usando varios “trucos del oficio” para permitir que una aeronave del tamaño de un campo de fútbol despegue y aterrice en solo 1 km.

A diferencia de los aviones de pasajeros, cuyas alas se inclinan hacia atrás para reducir la resistencia, el WindRunner tiene alas rectas, lo que le permite una velocidad de aterrizaje de 185 km/h, apenas un poco más rápida que una Cessna.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

El fuselaje está hecho de aluminio, “porque si recibe un golpe, se puede enderezar a martillazos”, a diferencia de los materiales compuestos. “Las alas son de material compuesto, pero están a más de tres pisos del suelo. No se enfrentan a los residuos del terreno, así que no hay que preocuparse por eso”, dice Lundstrom. “Solo debemos asegurarnos de que el fuselaje sea lo bastante resistente para soportar cierto nivel de vibración al aterrizar y despegar.”

Lundstrom asegura que el 80% de los proveedores “por valor” ya han sido contratados y anunciados públicamente, aunque el nombre del fabricante de motores aún se mantiene en secreto.

Espera comenzar la construcción de la fábrica en 2026 y tener un avión en el aire en 2029 para los primeros vuelos de prueba, seguidos de la certificación de la Administración Federal de Aviación (FAA) en uno o dos años.

Aunque la FAA señala que la certificación de un nuevo diseño de avión tarda entre cinco y nueve años, Lundstrom dice que ya están trabajando con la agencia, e incluso han contratado como jefe de asuntos regulatorios al exfuncionario encargado del área de la FAA que certificará el WindRunner.

Esto significa que, si el proyecto cumple con el cronograma de Lundstrom, el WindRunner podría realizar sus primeros vuelos comerciales en 2031.

El Economista
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 49,28% Valor: 7.145,63 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

El petróleo gana terreno a la electricidad en plena ofensiva verde del Gobierno

Los combustibles fósiles aumentaron su cuota de energía final un 5% en el año 2024

Sergio Guinaldo MADRID.

El último Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables, elaborado por Deloitte para la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), constata una paradoja en el proceso de transición energética. Mientras el consumo de combustibles fósiles (petróleo y gas natural) aumentó su cuota de participación de energía final un 5% en 2024, alcanzando niveles previos a la pandemia, la electricidad apenas representó el 23,6% del consumo final de energía, la cifra más baja de los últimos cinco años y equivalente a la registrada en 2007.

El informe refleja que la electrificación de la demanda energética en España no solo se ha estancado, sino que retrocede en un contexto de crecimiento de la generación renovable y abaratamiento del mercado eléctrico. En paralelo, las renovables térmicas y los biocombustibles redujeron su aportación en torno al 1%, acentuando la brecha entre los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la evolución real del consumo energético.

El sector renovable nacional cerró 2024 con señales de desaceleración: fue el segundo año consecutivo de contracción del empleo, con 126.574 trabajadores, y la menor contribución al PIB desde 2020. Todo ello pese a que las renovables cubrieron el 56,8% de la demanda eléctrica nacional, un nuevo récord histórico con 149 teravatios-hora (TWh). Sin embargo, la caída de los precios del mercado, con unos 63,03 euros por megavatio-hora de media frente a los 167 euros por MWh en 2022, y el descenso de las cotizaciones del gas y el petróleo limitaron los ingresos del sector.

El informe subraya que la retribución específica percibida por las instalaciones renovables alcanzó 3.129 millones de euros, la más baja desde la reforma regulatoria de 2014, debido a la finalización de la vida útil de numerosas plantas. Solo la biomasa y las tecnologías solares (fotovoltaica y termoeléctrica) mantienen este régimen retributivo, mientras que el resto depende ya del mercado.

Pese a ello, la aportación de las renovables al sistema sigue siendo sustancial: 6.972 millones de euros de ahorro en el mercado eléctrico y 25,4 millones de toneladas equivalentes de petróleo de importaciones evitadas, además de 69,6 millones de toneladas de CO_2 no emitidas. En términos económicos, su contribución al PIB alcanzó 15.057 millones de euros, el 0,95% del total nacional.

"El desarrollo de renovables está por debajo de la senda del PNIEC, pero mientras la oferta renovable sigue aumentando, demanda o almacenamiento están muy retrasados, lo que se traduce en grandes desequilibrios en el sistema. Valoramos positivamente las ambiciosas metas, pero deben ir acompañadas de ambiciosas medidas para alcanzarlas", reflexionó el presidente de APPA, Santiago Gómez.

Parque eólico. EE

La fotovoltaica fue la tecnología que más amplió su capacidad instalada

Por tecnologías, la fotovoltaica volvió a ser la principal impulsora de nueva capacidad, con 6.434 MW instalados en 2024, mientras que la eólica incorporó 1.309 MW, el doble que el año anterior. El autoconsumo, sin embargo, redujo su aportación por primera vez desde 2019, al pasar de 1.943 MW a 1.431 MW. Este comportamiento se tradujo en un estancamiento del empleo. La eólica fue la única tecnología que incrementó su plantilla. En cambio, la fotovoltaica, la biomasa, la termoeléctrica y la minihidráulica redujeron efectivos.

Expansión
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 37,18% Valor: 7.133,14 € Tirada: 17.171 Difusión: 10.199 Audiencia: 103.000

El Gobierno da un 'sí' previo a Almaraz en plena guerra electoral

NUCLEAR/ A un mes de los comicios extremeños, y tras la renuncia fiscal de Endesa e Iberdrola, el Gobierno espera sólo el dictamen favorable del CSN para la prórroga.

Miguel Á. Patiño. Madrid

Sara Aagesen, ministra de Transición Ecológica, explicó ayer que la decisión de continuidad de la central nuclear de Almaraz ya sólo depende de que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) emita un informe verificando que cumple con todos los requisitos de seguridad.

Según Aagesen, las eléctricas propietarias de la central (Endesa, Iberdrola y Naturgy) han remitido la petición de continuidad de la instalación al ministerio "sin condiciones". Es decir, tal como adelantó EXPANSIÓN el pasado 21 de octubre, han renunciado a sus reclamaciones de rebajas en la fiscalidad estatal sobre esta central.

Aagesen recordó que el Gobierno siempre ha mantenido una argumentación "consistente" con respecto al cierre de Almaraz. "Nuestra posición no se ha movido", dijo ayer. El Gobierno estableció tres líneas rojas para valorar su continuidad: que no suponga un mayor coste para los ciudadanos y los contribuyentes, que sea conveniente para garantizar la seguridad de suministro y que se garantice la seguridad de los ciudadanos desde una perspectiva radiológica.

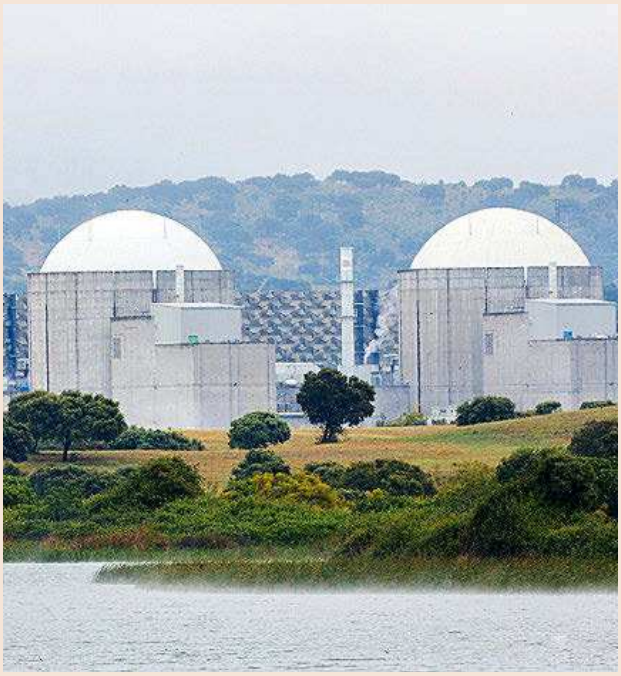
La ministra afirmó que "han sido las empresas las que se han movido", en referencia a que han renunciado a su batalla fiscal y han presentado una solicitud "sin condiciones", dando a entender que no se incumple una línea roja esencial. También han presentado un calendario de continuidad "exclusivamente para Almaraz" y "hasta 2030".

"Como Gobierno coherente, lo que haremos será trasladar ahora al CSN la solicitud para comprobar si se cumplen, desde el punto de vista estrictamente técnico, las condiciones de seguridad radiológica y nuclear", apuntó la ministra. Para la luz verde definitiva, el Gobierno esperará a ver "si se cumple la línea roja de seguridad".

En el sector se da por hecho que se cumple. Lo contrario sería una temeridad, porque sería reconocer que Almaraz, que está a pleno rendimiento, hoy por hoy no es segura.

En la práctica, el Gobierno da un "sí" preliminar, a falta de lo que diga el CSN, y con ello elude que este asunto se convierta en un tema principal en la carrera electoral autonómica que ahora empieza con los comicios extremeños.

María Guardiola (PP), presidenta de Extremadura, ha convocado anticipadamente elecciones en la comunidad para el 21 de diciembre. Una de sus bazas electorales era la defensa de la continuidad de Almaraz, que ahora intenta desactivar el Gobierno central del PSOE. El propio PSOE extremeño se había postulado a favor de la continuidad de Almaraz.



Dreamstime

La central nuclear de Almaraz está en Cáceres.

El 21 de diciembre hay elecciones en Extremadura y el PP tenía en Almaraz una bandera política

El CSN no tiene plazo para emitir su informe y REE en principio no tendrá que elaborar uno

Sin plazo del CSN

El CSN no tiene plazo fijo para emitir su informe una vez que le llega la petición del Gobierno. Este, por otra parte, también desactiva otra bomba que le podría haber generado este asunto: el frente de Red Eléctrica (REE). Técnicamente, REE (controlada por el grupo semiestatal Redeia), tiene que emitir un informe sobre si es seguro para el sistema cerrar Almaraz. Esto hubiera puesto en un aprieto a Redeia y su presidenta, Beatriz Corredor, que fue nombrada desde Moncloa.

La Llave / Página 2

ABC
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 29 Area: 376,62 cm2
Ocupación: 41,03% Valor: 15.797,36 € Tirada: 58.148 Difusión: 37.955 Audiencia: 203.518

Las eléctricas alertan sobre el pago a las redes: «Pone en riesgo la electrificación»

▸ Critican a la CMNC que la propuesta esté por debajo de los niveles de otros países

R. MASA
MADRID

El final de año del entramado energético español está siendo de infarto. Al seguimiento del apagón, los problemas de inestabilidad del sistema y la prórroga nuclear se ha sumado la propuesta de retribución financiera para las empresas eléctricas. Algo que ha caído como un jarro de agua fría y que, según estiman las propias compañías, pone en jaque todas las infraestructuras.

En concreto, 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 ansiaban. Competencia 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.

Esta situación ha puesto en guardia a las compañías eléctricas que ayer salieron en tromba para dejar claro su malestar. La organización empresarial Aelec, que representa los intereses de Iberdrola, Endesa y EDP, mostró su «profunda preocupación por el contenido de la nueva revisión de las circulares de la CNMC y el modelo retributivo de la distribución eléctrica para el periodo 2026-2031, remitidas recientemente al Consejo de Estado».

Poniendo el foco en lo que sucede a nuestro alrededor, desde Aelec aseguran que esta propuesta «se sitúa por debajo de los niveles reconocidos en los países de nuestro entorno, lo que supone, por un lado, una imposibilidad de obtener capital y, por otro, un desincentivo a la inversión en un momento en el que se requiere un gran despliegue de infraestructuras eléctricas. Además, no se han considerado las orientaciones de política energética aprobadas por el Gobierno, que instan a fomentar las inversiones en redes para acompañar la transición energética».

Esta situación que plantea Competencia condena a proyectos industriales y de vivienda a la falta de acceso a la red

Ante esa situación, desde Aelec –que cuenta con el sentir favorable de otros sectores– insta a la CNMC a reconsiderar ciertos aspectos en las propuestas de circulares y garantizar un marco retributivo predecible y adecuado que permita atender la creciente demanda eléctrica vinculada a la electrificación de la industria, la vivienda, la movilidad de cero emisiones y el despliegue de nuevos vectores energéticos, así como inversiones que no están relacionadas con la demanda, como adaptaciones ambientales o inversiones anticipatorias, y que esta propuesta bloquea su realización.

Clamor económico

Esta nueva propuesta de la CNMC ha tenido un seguimiento relevante entre algunas de las firmas de análisis más destacadas. En varios informes, los principales bancos de inversión, como JP Morgan, Goldman Sachs o Santander, consideran que esta nueva propuesta representa una decepción y supone un serio riesgo de freno a la inversión y a la modernización de la infraestructura eléctrica.

En concreto, JP Morgan afirma que la revisión «confirma, de nuevo, que el regulador no va a incentivar inversiones significativas en las redes eléctricas españolas en los próximos años». Los analistas del banco estadounidense subrayan que la tasa del 6,58% se queda por debajo de sus perspectivas que, ya de por sí, estaban en línea con las expectativas a la baja del mercado. «Las distribuidoras difícilmente aumentarán su 'capex' anual hasta su máximo potencial, ya que la rentabilidad media ponderada obtenida en su negocio de redes no se maximizará invirtiendo al máximo con la metodología propuesta», advierte.

Mientras, los analistas de Goldman Sachs comparten el freno que representará esta tasa de retribución propuesta por el regulador a la inversión en redes eléctricas y estiman que la decisión final «se queda por debajo de las expectativas del mercado».

Por su parte, Santander destaca que la mejora de solo 12 puntos básicos respecto a la propuesta inicial está más de 100 puntos por debajo del mínimo del 7,5% que reclamaban las empresas.

El Economista
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 35
Ocupación: 29,46% Valor: 4.949,17 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

El sector eléctrico y la banca tildan la subida de la tasa a las redes de la CNMC de "decepcionante"

El regulador, que aumentó ligeramente la TRF en 0,12 puntos, no satisface la pretensión inversora

Sergio Guinaldo MADRID.

La nueva propuesta publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para retribuir las redes de electricidad no ha sido acogida con agrado con el sector. Si bien la última propuesta incluye una leve mejora, al situar la tasa en el 6,58% —desde el 6,46 propuesto en julio—, todavía se encuentra lejos del entorno del 7% que reclamaba el sector.

Aelec, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica que representa los intereses de Iberdrola, Endesa y EDP, señaló su "profunda preocupación" por el contenido de la nueva revisión de las circulares de la CNMC sobre la tasa de retribución financiera (TRF) y el modelo retributivo de la distribución eléctrica para el periodo 2026-2031, remitidas recientemente al Consejo de Estado.

"La tasa de retribución financiera propuesta (6,58%) se sitúa por debajo de los niveles reconocidos en los países de nuestro entorno, lo que supone, por un lado, una imposibilidad de obtener capital y, por otro, un desincentivo a la inversión en un momento en el que se requiere un gran despliegue de infraestructuras eléctricas. Además, no se han considerado las orientaciones de política energética aprobadas por el Gobierno, que instan a fomentar las inversiones en redes para acompañar la transición energética", agregó la patronal, instando al órgano regulador a reconsiderar su postura para "garantizar un marco retributivo predecible y adecuado".

> El sector reclama que esta tasa se sitúe en torno al 7%, en línea con otros países del entorno

Cabe señalar que la CNMC envió esta propuesta al Consejo de Estado sin contar con el informe de conformidad con las Orientaciones de Política Energética del Ministerio para la Transición Ecológica. No obstante, la propia responsable de la cartera, la vicepresidenta Sara Aagesen, indicó a los medios que sus orientaciones ya estaban incluidas en anteriores documentos.

Pese a que esta TRF aún no ha sido incluida en el Boletín Oficial del Estado (BOE) y, por tanto, aún no es definitiva, varias de las principales entidades de análisis financiero se han pronunciado al respecto de la nueva propuesta, con un veredicto desfavorable.

Desde JP Morgan, señalan que "el regulador no ha hecho de esta revisión un evento que vaya a incentivar inversiones significativas en las redes eléctricas españolas en los próximos años", mientas que desde Santander consideran el 6,58% propuesto como "bastante decepcionante". En los mismos términos se pronunció Alantra, quien señala que "el esperado aumento del *capex* en redes —crítico para absorber la nueva demanda de industria, centros de datos e hidrógeno verde— podría estar en riesgo".

Para CaixaBank, la tasa de rentabilidad podría generar dudas sobre las inversiones en redes de distribución. Especialmente para las *utilities* integradas, que podrían recortar decisiones de *capex* y poner en riesgo los objetivos de electrificación del país.

La Vanguardia
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 82
Ocupación: 95,42% Valor: 33.872,65 € Tirada: 64.196 Difusión: 50.770 Audiencia: 224.686

“Planteemos el problema de la vivienda en su origen: el suelo”

Cani Fernández
Presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

JESÚS HELLÍN / STUDIOMEDIA19

Cani Fernández, en la sede de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

ENTREVISTA

PILAR BLÁZQUEZ
IÑAKI DE LAS HERAS
Madrid

Cani Fernández, presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), participará esta semana en Barcelona en las XVI Jornadas Nacionales de Defensa de la Competencia, organizadas por la Autoritat Catalana de la Competència (ACCO). Es el encuentro anual de las autoridades españolas de competencia, en el que se abordarán algunos de los grandes asuntos del momento.

¿Para cuándo se espera el informe sobre el apagón?
No lo podría confirmar porque no lo sé. La instrucción está en marcha, pero hasta que tengan una propuesta para elevar al consejo, el consejo no interviene. Lo que sí he reflexionado con la directora de Energía es que, como hemos sabido por el informe del ministerio, estamos ante un evento con causas multifactoriales que deben ser analizadas cada una para determinar si hubo o no incumplimiento de las obligaciones. Lo que no queremos es señalar a unos primero que a otros. Es decir, el informe saldrá publicado cuando finalice toda la investigación y se señalará a todos los posibles infractores al mismo tiempo.

¿De qué magnitud podrían ser las multas?
La ley marca multas de hasta 60 millones de euros. Pero podemos adoptar medidas más duras, como inhabilitaciones u obligar a las compañías a que repongan el daño al sistema. Eso en ningún caso elimina el derecho de terceros a solicitar indemnización por daños y perjuicios.

Otro frente abierto es la retribución a las redes eléctricas. Acaban de publicar una nueva normativa que ha generado mucha controversia con el sector.
Hemos intentado que las directrices marquen un incentivo para que se construya solo lo que realmente se necesite y se le saque todo el partido a la red ya instalada. Todo el dinero que se invierte en nuevas redes o en gestionar mejor las que hay es un coste que va directamente a la factura de los consumidores. Necesitamos generar suficiencia en los recursos de las energéticas sin cargar excesivamente al consumidor.

El gobernador del Banco de España se queja de que la opa del BBVA al Sabadell ha durado demasiado. El trámite de Competencia ha sido el más largo.
No hay tanta diferencia con la operación CaixaBank-Bankia. La diferencia esencial es que en aquel caso hubo prenotificación y pudimos sentarnos con ambos para empezar a trabajar. No es el caso de una opa hostil. Una operación así de compleja va a segunda fase sí o sí. Son cuatro meses ya de entrada, por ley. Sin prenotificación, once meses no es tanto. Muchas segundas fases de la CE llegan a dos años. No creo que haya sido mucho tiempo.

Electricidad
El informe del apagón señalará a todos los infractores al mismo tiempo”

BBVA-Sabadell
“No creo que el trámite de Competencia haya llevado mucho tiempo para ser una opa hostil”

Ha habido debate en torno a la fase tres de la ley de Competencia, que permite al Gobierno intervenir conforme al interés general. Bruselas tiene abierto un expediente a España. ¿Es necesario revisar la ley?
Eso habría que preguntarlo más a quien ha utilizado la tercera fase. No somos los únicos, hay muchos estados de la UE que tienen terceras fases. La cuestión es cuán abierto o cerrado es el listado de criterios de interés general.

Con la opa al Sabadell, ¿da la impresión de que la competencia se resiente en la banca?
No se puede hablar de que en un mercado haya más o menos competencia en función del número de operadores. Hay que ver mercado a mercado cómo afecta. El bancario no es un único mercado, hay servicios de sucursal, crédito a pymes, crédito a grandes compañías, crédito a autónomos, medios de pago, tarjetas o TPV.

En telecomunicaciones las grandes empresas presionan para que se abra la mano con las concentraciones. ¿Cómo lo ve?
La cuestión es qué mercado quieres tener. Si quieres ser grande como las compañías americanas o chinas, necesitas el mercado de los 450 millones de consumidores de la UE. Para ello necesitas que el espectro sea uno o esté mutualizado. Cuando tengamos una situación comparable, hablaremos. Encantada de tener campeones europeos, pero para mercados europeos. Si el mercado es nacional, entonces no hablemos de campeones europeos.

La CNMC se encargará de controlar la aplicación del reglamento de servicios digitales (DSA). ¿Cuentan con los medios necesarios para hacerlo?
En los servicios digitales, para ser efectivos en la protección del usuario en la actividad online necesitamos habilitación para abrir expedientes sancionadores. Nuestros pares europeos actúan, y nosotros somos espectadores.

La CNMC también controlará el registro de medios de comunicación (EMFA). ¿Cuánto personal necesitará para aplicar el DSA y el EMFA?
Mientras no nos habiliten desde un punto de vista legal, nadie nos va a dar ninguno. En el ámbito del DSA necesitaríamos 37 personas. En el ámbito del EMFA serían más. Todo lo que tiene que ver con el EMFA iría a Barcelona.

La vivienda es un asunto de gran preocupación. ¿Cómo lo aborda la CNMC?
La CNMC no ha estado nunca ajena al tema de la vivienda. Ya en el 2011 hizo un informe sobre los obstáculos que se observaban para la transformación del suelo en urbanizable. Todo el mundo está de acuerdo en que no hay suficiente construcción y que la vivienda social se ha abandonado. Planteemos el problema de la vivienda en su origen. ¿Hay suficiente suelo transformable en urbanizable? En España nos sobra suelo. ¿Y qué está pasando? Hay un montón de obstáculos. Vamos a lanzar un nuevo informe y analizar los obstáculos porque, entre otras cosas, es el 45% del precio final de la vivienda. Haremos recomendaciones.

Plataformas digitales
Necesitamos tener la posibilidad de sancionar para proteger al usuario”

Inteligencia artificial
“Ya hemos detectado manipulaciones del mercado gracias a nuestra herramienta”

¿Cómo vería la escisión de la CNMC para recuperar la Comisión Nacional de Energía (CNE)?
Mientras estamos todos juntos, la sinergia se siguen generando. Tenemos varios expedientes en competencia que han podido hacerse de forma más eficiente por la coordinación entre la dirección de Energía y de Competencia.

¿De qué está más orgullosa en su etapa como presidenta?
De haber arreglado la situación interna de la institución. Ahora hay una capacidad de trabajo en equipo mucho mayor. Y de haberla colocado internacionalmente en el nivel que le corresponde.

Si pudiera, ¿qué haría en el futuro para mejorar la CNMC?
Más inteligencia artificial. Ya la estamos utilizando. Nos permite ser mucho más eficientes. En esta casa tenemos datos de un porcentaje de la economía increíble. Ya hemos sido capaces de diseñar algoritmos propios y hemos detectado posibles manipulaciones de mercado en licitaciones públicas gracias nuestra herramienta, que se llama Brava. Tenía que tener nombre de mujer.●

La Razón
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 49
Ocupación: 35,47% Valor: 12.626,41 € Tirada: 75.013 Difusión: 51.373 Audiencia: 122.000

El PP pide a Sánchez que realice ya las infraestructuras eléctricas

Los populares denuncian la paralización del Gobierno central

ICAL

La portavoz del Partido Popular en el Senado, Alicia García

Raúl Mata. VALLADOLID

El Grupo Parlamentario Popular ha registrado una moción en la que exige al Gobierno de España que promueva con urgencia inversiones en infraestructuras eléctricas que garanticen acometer 15.000 millones de inversión empresarial en las nueve provincias de Castilla y León, pendientes aún de que se les garantice el suministro. Además, la iniciativa que se debatirá y aprobará en el Pleno de la próxima semana, reclama al Ejecutivo que atienda sin demora las peticiones realizadas por la Junta para el refuerzo de la red de transporte de electricidad en relación con la planificación 2025-2030, cambios normativos que favorezcan el autoconsumo, y concursos de acceso a la demanda en los nudos de la red de transporte bloqueados en Castilla y León.

Según la portavoz del PP en el Senado, la abulense Alicia García, «la ausencia de inversiones en infraestructuras eléctricas es la causa que no se pueda conceder suministro a los planes de inversión. Sánchez quiere paralizar la actividad en nuestra comunidad».

En este sentido, avisa que en la actualidad la red de distribución eléctrica de Castilla y León se encuentra en una situación crítica con un 83,4 por ciento de los nudos saturados, «lo que está impidiendo conectar nueva demanda eléctrica en la mayor parte del territorio autonómico».

Ante esta situación de "colapso", Alicia García demanda de un marco regulatorio que permita más inversiones urgentes, tal y como también ha solicitado la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica.

La iniciativa de los populares recuerda que el Gobierno aprobó el 12 de septiembre de 2025 el Real Decreto que regula los planes de inversión en redes eléctricas, que supone un límite de inversión de la actividad de distribución eléctrica, si bien la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) contradijo esta aprobación al advertir que ya estaba comprometido por el Ejecutivo una distribución de 1.540 millones de euros al año entre 2026 y 2030, además de existir un tope de inversión que limita al 0,13 por ciento del PIB el importe de la inversión en la red de distribución.

Frente a esta regulación del Ejecutivo de Sánchez, la dirigente popular pone el foco en las empresas de Castilla y León, que han advertido en numerosas ocasiones que con estas condiciones no será posible conectar a la industria, la vivienda, el almacenamiento o la movilidad eléctrica y se está desaprovechando el potencial de las energías renovables.

Así, Alicia García afirma con rotundidad que «el Gobierno de Sánchez frena el crecimiento económico y la competitividad de nuestra comunidad, que, curiosamente, es líder nacional de producción de energía renovable».

Cinco Días
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 2,8
Ocupación: 31,54% Valor: 3.469,64 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

Energía

Las eléctricas, frustradas por la propuesta de la CNMC para retribuir las redes

En un contexto delicado por la necesidad de incrementar la inversión en las infraestructuras eléctricas, la propuesta de retribución de las redes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha caído como un jarro de agua fría, aunque en gran medida previsto, sobre las compañías energéticas, que pedían un 7,5% frente al 6,58% sugerido por el organismo. Precisamente, las empresas están dirigiendo la mirada a otros mercados en los que el margen para financiar la inversión es mayor.

El punto de divergencia está en que la CNMC utiliza la media del bono español de 2018 a 2024, mientras que las compañías defienden que se tomen los futuros del bono a seis años vista, periodo del pago.

Cinco Días
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 2,8
Ocupación: 31,54% Valor: 3.469,64 € Tirada: 14.256 Difusión: 6.646 Audiencia: 23.261

Aelec denuncia que la retribución de las redes aprobada por la CNMC frena la electrificación

CARMEN MONFORTE
MADRID

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) acordó el jueves enviar al Consejo de Estado las propuestas de las dos circulares que establecen, respectivamente, la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución eléctrica y la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera (TRF) de las redes de distribución eléctrica (media y baja tensión) del transporte (alta tensión) para el periodo regulatorio 2026-2031. Unas normas claves para el negocio de las redes al que el organismo regulador, tras el largo proceso de tramitación (que ha incluido dos periodos de alegaciones en el caso de la segunda circular), ha incorporado ligeros cambios y pocas sorpresas.

Respecto a la TRF, la CNMC incluye una mejora respecto a la propuesta inicial (del 6,46% inicial al 6,58%, lo que supone 12 puntos básicos de mejora), pero alejada del 7,5% que solicitaban las grandes distribuidoras (Endesa, Iberdrola y EDP, a las que se ha sumado en esta ocasión Naturgy) integradas en la asociación Aelec y el más de un centenar de las pequeñas distribuidoras agrupadas en CIDE. Ahora, todas ellas, han alegado conjuntamente contra unas propuestas que consideraban insuficientes para abordar las futuras inversiones en redes y que no recogen en algunos casos la posición del propio Ministerio para la Transición Ecológica, que se pronunció al comienzo de la tramitación de estas normas, pero que no ha emitido finalmente ningún informe en contra de la propuesta de la CNMC. Los analistas preveían una horquilla de mejora de la tasa entre el 6,7% y el 7%.

Las eléctricas resaltan que la propuesta se sitúa muy por debajo del coste de capital

A la vista del resultado, Aelec expresó el viernes "su profunda preocupación por la revisión de las nuevas circulares de la CNMC", pues "no incorporan aspectos clave para garantizar la electrificación del país". En este sentido, la asociación considera que la TRF propuesta (6,58%) "se sitúa muy por debajo del coste de capital y de los niveles europeos, desincentivando la inversión en España en un momento crítico para el despliegue de infraestructuras eléctricas".

Por otra parte, añade, "las limitaciones al coste máximo de inversión para conectar nuevos consumidores impedirán la conexión a parte de los nuevos proyectos industriales que se hubiesen visto beneficiados por la normativa del ministerio de incremento de inversiones en redes de distribución y pone en riesgo la cadena de suministro industrial europea y española".

La Razón
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 33
Ocupación: 21,41% Valor: 5.336,90 € Tirada: 75.013 Difusión: 51.373 Audiencia: 122.000

La estrategia de Red Eléctrica deja el recibo de la luz más caro en tres años

H. M. MADRID

Los precios medios del pool eléctrico están en 63 euros por megavatio hora (MWh) en los nueve primeros meses del año, lo que supone un alza interanual del 21%. A esa cantidad hay que sumar, en promedio, otros 17 euros de costes de los servicios auxiliares derivados de la denominada «operación reforzada» aprobada por el operador del sistema (Red Eléctrica de España) desde el apagón del 28 de abril. Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 euros el MWh de enero a septiembre.

De este modo, la factura eléctrica de un consumidor con tarifa regulada o PVPC subió en octubre al igual que el precio de la electricidad en el mercado mayorista o –una de sus referencias–, que se pagó, de media, a 75,8 euros el megavatio hora (MWh), con lo que ambos marcaron su nivel más alto desde febrero.

Según el simulador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el recibo de un consumidor tipo –con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle– ha sido de 62,28 euros. Esto supone un incremento del 7,7% respecto al mes anterior, cuando la factura de un usuario con un contrato de las mismas características se situó en 57,85 euros. Además, este recibo ha sido el más elevado para un mes de octubre en los últimos tres años, desde 2022, cuando ascendió a 74,14 euros.

En lo que va de año, la factura de octubre ha sido la tercera más elevada, solo por detrás de los 68,41 euros de enero y los 68,56 euros de febrero. Por el contrario, la de abril se mantiene como la más económica de 2025 (49,62 euros de media).

En comparativa interanual, el precio de la electricidad en el «pool» fue un 10,6% más caro.

Asimismo, este mes se situó como el tercero más caro de lo que va de 2025, por detrás de enero (96,71 euros el MWh) y de febrero, que marcó el máximo anual con 108,3 euros el MWh.

En cuanto a la fijación de los precios en el mercado mayorista, este pasado mes de octubre ha sido el primero con el sistema «cuartohorario» en vigor, lo que ha supuesto pasar de 24 precios al día a 96.

El Periódico de Catalunya
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 15
Ocupación: 16,75% Valor: 4.456,04 € Tirada: 36559 Difusión: 26133 Audiencia: 127956

Endesa e Iberdrola piden a Hacienda la devolución de 143 millones

DAVID PAGE
Madrid

Endesa e Iberdrola avivan su pelea con Hacienda por conseguir una devolución millonaria por lo que entienden que son pagos excesivos de tributos de varios reactores. Las dos compañías reclaman a la Agencia Tributaria la devolución de 143 millones de euros a las centrales tarraconeses de Ascó y Vandellós del impuesto por el combustible nuclear gastado. Ante la negativa de la Agencia Tributaria de atender las pretensiones de las empresas, estas han presentado un recurso ante el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) en busca del reintegro total, según se refleja en las últimas cuentas trimestrales hechas públicas por Endesa.

Endesa es el accionista único del reactor Ascó I y comparte accionariado con Iberdrola en Ascó II y Vandellós II, aunque en ambas es el socio mayoritario (con participaciones del 85% y del 72%, respectivamente). Como principal accionista es el encargado de gestionar directamente ambas centrales, y por eso pilota el proceso legal para conseguir la devolución de los impuestos de ambas centrales catalanas, pero en la reclamación ambas eléctricas van de la mano.

Disparidad de criterio

Las eléctricas ya consiguieron la devolución de unos 100 millones de euros de pagos realizados por las centrales de Almaraz (Cáceres) y de Trillo (en Guadalajara, en la que Iberdrola es el accionista mayoritario y Endesa tiene una participación menor) en un proceso que se resolvió rápidamente. Sin embargo, en el caso de las centrales de Ascó y Vandellós solo han logrado el reintegro de cinco millones de euros y ahora las eléctricas pelean por conseguir la devolución íntegra reclamada de otros 143 millones, incluidos los intereses de demora. Las compañías se quejan de la disparidad de criterio de la Agencia Tributaria en causas similares sobre el mismo tributo. ■

Expansión
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 4
Ocupación: 89,27% Valor: 17.124,99 € Tirada: 17.171 Difusión: 10.199 Audiencia: 103.000

Iberdrola y Endesa señalan a Rajoy, Zapatero y Sánchez por el apagón

LÍO REGULATORIO DESDE 2010/ Tras varios Gobiernos y ministros (Sebastián, Soria, Nadal, Ribera y Aagesen), España tiene límites laxos de tensión de luz frente a la UE, según Aeléc, patronal de Iberdrola y Endesa.

Miguel Á. Patiño. Madrid

Uno de los problemas del apagón que sufrió España el pasado 28 de abril está en los límites que existen para vigilar sobretensiones en la red y hacer que, ante fuertes oscilaciones, salten los plomos de forma ordenada y no, como ocurrió, de forma masiva y caótica.

En España, el límite está en los 435.000 voltios (435 kilovoltios, o kv), mientras que en la mayoría de países desarrollados, en especial los del entorno europeo, el límite está en 420 kv. Este límite, más estricto, deja más margen de maniobra para reaccionar ante las oscilaciones de tensión, dando más tiempo para desconexiones puntuales y por zonas, evitando así una caída de toda la red en cascada, como ocurrió el 28 de abril.

Así se deduce de una carta de la patronal eléctrica Aeléc remitida al Ministerio de Transición Ecológica y a la que ha tenido acceso EXPANSIÓN. Aeléc –la antigua Unesa– está liderada por Iberdrola, Endesa y EDP, una vez que Naturgy se salió y Repsol nunca quiso entrar.

En la carta, de cuatro folios, Aeléc reclama al Gobierno una actuación sobre "aspectos relevantes en materia de control de tensión", antes de dar argumentos a favor de que se rebaje el límite de tensión desde los 435 kv hasta los 420 kv. Considera que la situación de España es una anomalía con respecto al entorno.

El problema es que es una anomalía que se ha mantenido desde 2010, sin que ningún Gobierno desde entonces la haya solucionado, a pesar de la alternancia política que ha habido: José Luis Rodríguez Zapatero (PSOE); Mariano Rajoy (PP) y Pedro Sánchez (PSOE).

REE, CNMC y Gobierno

Fijar el nivel de tensión máximo a nivel nacional es un asunto regulatorio que compete al operador del sistema, Red Eléctrica (REE, del grupo Redeia), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y el Gobierno. ¿Por qué es tan relevante el límite de tensión? Es como el límite de velocidad de una carretera. Si está mal calculado y es demasiado alto, en una curva peligrosa un coche correría más riesgo de salirse que si se pone un límite inferior. Tal como señala Aeléc, el asunto de la tensión ha sido recurrente desde 2010, cuando gobernaba Zapatero y el ministro encargado del sector energético era Miguel Sebastián. La consideración de 435 kv como límite de operación "responde a una propuesta reiterada por REE desde 2010", dice la misiva. Entonces, como presidente de este grupo semiestatal estaba Luis Atienza. Aunque Competencia y el Gobierno discreparon entonces, no hicieron nada por impedir que REE (ya semiestatal) lo aplicara. Los 435 kv se mantuvieron con los sucesivos presidentes de REE , independientemente del color político del Gobierno que les propuso.

Después de Atienza llegó José Folgado, al que siguió Jordi Sevilla y, más tarde, Beatriz Corredor –en la actualidad–. También se mantuvo con distintos ministros: José Manuel Soria y Álvaro Nadal, del PP; y Teresa Ribera y –ahora– Sara Aagesen, del PSOE.

2016, otra fecha clave

El lío regulatorio se complica por un laberinto de fechas. Aunque el límite de los 435 kv fue aceptado finalmente en 2016 por Europa en sus reglamentos eléctricos, después de ese año, REE ha venido interpretando que ese requisito aplica a todas las instalaciones, incluidas las anteriores a 2016, aunque no estén preparadas para ello, dice Aeléc.

Independientemente de dónde estuvo la zona cero del apagón, o quién tuvo la culpa en última instancia, lo que sí está demostrado es que hubo una desconexión en cascada imposible de detener provocada precisamente por el desbarajuste en los límites de tensión.

La razón es sencilla. Según la normativa europea, todas las centrales conectadas a la red deben estar preparadas para desconectarse ante sobretensiones de 440 kv o más. Como el límite de tensión de la propia red en España está en 435 kv, el margen de maniobrabilidad es de apenas 5 kv –ni siquiera cubre el error de medida–.

En otros países, como el límite de la red son 420 kv, los avisos de sobretensión llegan antes a las instalaciones y éstas tienen más margen (20 kv) para una desconexión ordenada, y no, como ocurrió en España, de forma masiva.

Gobiernos de PSOE y PP han mantenido abierto un asunto técnico que resulta clave en el apagón

Desde 2010, el grupo semiestatal REE fijó 435.000 voltios para controlar tensión, en Europa son 420.000

Rafa Martín

Luis Atienza fue presidente de REE de 2004 a 2012.

Luis Atienza

Luis María Atienza, que fue ministro de Agricultura entre los años 1994 y 1996, con el último Gobierno de Felipe González, fue presidente de Red Eléctrica (REE) desde julio de 2004 hasta marzo de 2012.

JMCadenas

José Folgado fue presidente de REE de 2012 a 2018.

José Folgado

José Folgado Blanco, fallecido en el año 2020, fue secretario de Estado de Presupuestos y de Economía en Gobiernos de José María Aznar y Mariano Rajoy. Ocupó la presidencia de Red Eléctrica entre 2012 y 2018.

JMCadenas

Jordi Sevilla fue presidente de REE de 2018 a 2020.

Jordi Sevilla

Jordi Sevilla fue presidente de Red Eléctrica entre los años 2018 y 2020. Previamente, había sido ministro de Administraciones Públicas entre 2004 y 2007 con el Gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero.

Mauricio Skrycky

Beatriz Corredor preside REE (ahora Redeia) desde 2020.

Beatriz Corredor

Beatriz Corredor es la actual presidenta de Red Eléctrica, rebautizada como hólding Redeia. Asumió el cargo en 2020. Antes fue ministra de Vivienda en el Gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero.

Guerra multimillonaria de cifras por los sobrecostes del corte de luz

Miguel Á. Patiño. Madrid

El apagón del pasado 28 de abril ha desembocado en una guerra multimillonaria de números sobre daños y perjuicios. Iberdrola, la mayor eléctrica, ha cifrado en 180 millones de euros el impacto negativo en sus cuentas hasta septiembre por el apagón. Según explicó Iberdrola, el impacto le viene porque el operador del sistema eléctrico (Red Eléctrica) está ahora aplicando un "modo reforzado" de la red para evitar nuevos apagones. Este modo supone tener activadas más centrales convencionales, lo que desemboca en mayor precio de la luz.

Contratos a largo plazo

Iberdrola no puede trasladar de forma inmediata ese sobreprecio a sus clientes, en gran parte con contratos a largo plazo y precios cerrados. Endesa dice que, por este efecto negativo en comercialización de luz, ya suma 150 millones de impacto. Red Eléctrica reconoció hace unas semanas que el "modo reforzado" supone un sobrecoste. En concreto, lo cifró en 371 millones de euros desde abril hasta septiembre.

Más precio o más coste

Pero hay otra cara de la moneda. Ese sobrecoste es lo que están cobrando ahora extra eléctricas como Iberdrola, Endesa y Naturgy en generación de luz, por tener más centrales convencionales en modo de alerta. Naturgy, que es la que tiene más ciclos combinados (de gas) y por tanto más susceptibles de operar en alerta, no da datos del impacto del apagón.

Iberdrola y Endesa no explican si el impacto de 180 millones y 150 millones, respectivamente, es neto. Es decir, restando al impacto negativo en comercialización, el positivo que tienen en generación.

¿435 O 420?

En España, el **límite de control de tensión** de la red eléctrica está en 435 kilovoltios, cuando en otros países es **más estricto**, y está en 420.

La Llave / Página 2

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

El Economista
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 7
Ocupación: 49,83% Valor: 8.720,69 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

BUSCA IMPULSAR EL NEGOCIO DE REDES

Iberdrola adelgaza la estructura en España con salidas de directivos y prejubilaciones

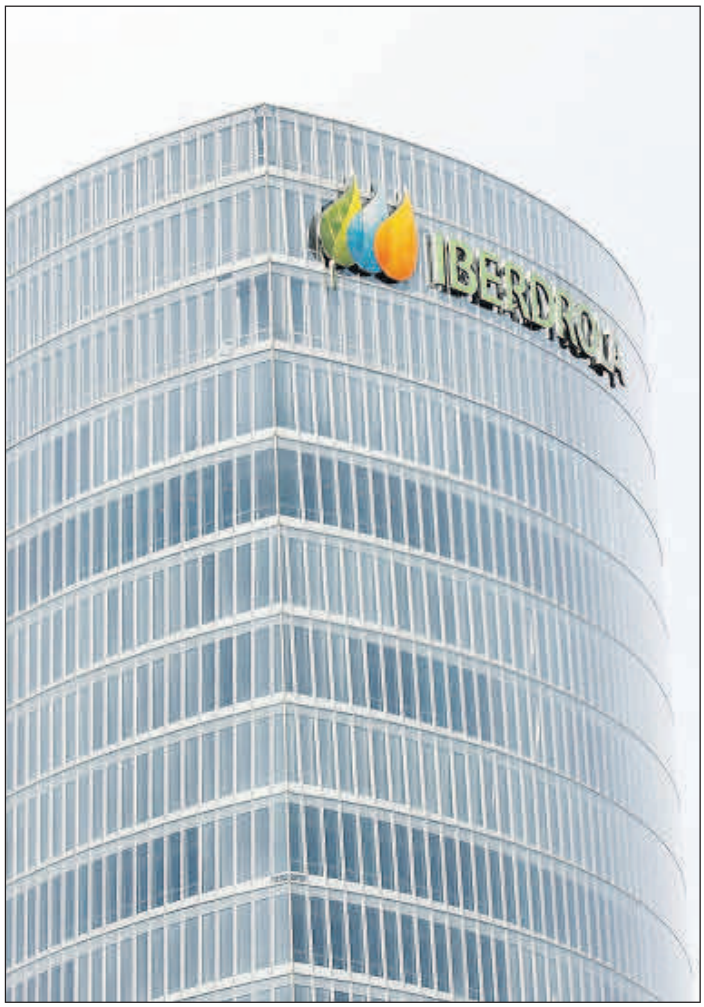
Salen históricos como Enrique Alba, exCEO de México, y reordena su negocio de hidrógeno

J. Mesones MADRID.

Iberdrola está acometiendo una revisión de su estructura organizativa en España con el objetivo de adaptarla a su plan estratégico, actualizado en el Capital Market Day del pasado 24 de septiembre. La compañía está llevando a cabo un redimensionamiento en el organigrama del mercado nacional que se traduce en la salida de más de 300 trabajadores en 2025 a través de prejubilaciones y jubilaciones, fundamentalmente, despidos puntuales y rescisiones pactadas que atañen en algunos casos a altos directivos con una larga trayectoria en la eléctrica.

El adelgazamiento de la estructura directiva en España, que llega después del nombramiento, el pasado mes de junio, de Pedro Azagra como consejero delegado del grupo –relevó a Armando Martínez–, busca reducir los costes y mejorar la eficiencia operativa. La mayoría de los puestos serán amortizados. De igual modo, está reorganizando algunas unidades de negocio, con la consecuente reubicación de personal directivo, como la de hidrógeno, que ante un desarrollo más lento de lo previsto pierde entidad en la estructura del grupo y pasa a integrarse en Iberdrola Energía Sostenible España, liderada por Julio Castro.

El plan estratégico 2025-2028 contempla inversiones brutas por 58.000 millones de euros y pone el foco aún más en el negocio regulado de redes, con Reino Unido y Estados Unidos como puntas de lanza, y en la inversión selectiva en generación renovable. Este enfoque implica una revisión tanto de los equipos como de los responsables de ejecución de actividades con el objetivo de "lograr un crecimiento sostenible, reafirmando la política de remuneración al accionista en línea con los resultados y aumentando el dividendo social", explican desde la eléctrica.



Sede de Iberdrola en Bilbao. EFE

Iberdrola ha comunicado en los últimos días la salida de varios directivos históricos. Entre las bajas más relevantes sobresale la de quien fue durante casi diez años consejero delegado de Iberdrola México, Enrique Alba. Abandona la empresa tras casi 26 años en la empresa. En la primavera de 2024 dejó el mando ejecutivo de la filial en México, donde la eléctrica vasca se ha replegado con la desinversión de sus diferentes negocios, y regresó a Madrid como director del grupo.

La multinacional española también ha prescindido de Margarita Fernández de Prada, desde 2022 directora de Transformación Digital Global, área que la eléctrica concedió en su momento una elevada trascendencia para la mejora de sus operaciones. Sale de la compañía tras casi 18 años. De igual modo, Tomás Guijarro, presidente de Iberdrola Deutschland e Investment Officer, deja la empresa tras 27 años. Ocupaba ambos cargos desde 2023. Anteriormente fue director de Planificación y Desarrollo de Negocio de Iberdrola Renovables. Otros directivos salientes son Roberto García Galán, director de Resources and Services de Iberdrola España desde diciembre y con 26 años en la firma; Óscar Fortis, con tres décadas en las filas *verdes* y desde julio de 2024 director de Excelencia Operativa en Iberdrola Energía Sostenible España; o Miguel Ángel García Tamargo, director general de Carbon2Nature, creada en 2023 para la reducción de la huella de carbono global.

El redimensionamiento, que Iberdrola contextualiza en el curso ordinario de la compañía, incluye más de 100 jubilaciones anuales y más de 200 prejubilaciones en 2025 en España, "dentro de un plan general que garantiza la conservación del conocimiento así como la promoción interna de talento", explica. "Estas salidas están totalmente alineadas con el plan de negocio y con la localización de actividades", abunda. Frente a las bajas, Iberdrola ha realizado cerca de 400 incorporaciones en España en 2025 (sin incluir a las becas y graduados), manteniendo el nivel de los últimos años. Entre 2025-2028, contempla, de hecho, más de 15.000 contrataciones.

> Suma 300 bajas entre jubilaciones y prejubilaciones pero contrata a 400 personas en el año

Expansión
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 8
Ocupación: 17,86% Valor: 3.427,11 € Tirada: 17.171 Difusión: 10.199 Audiencia: 103.000

Iberdrola alcanza el 84% del capital de Neoenergia

Expansión. Madrid

Iberdrola anunció ayer que ha completado la adquisición del 30,29% del capital de Neoenergia que estaba en manos de Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ). De esta forma, la empresa que preside Ignacio Galán pasa a controlar el 84% del capital de su filial en Brasil.

Iberdrola ha pagado un precio de 32,5 reales por acción, según el acuerdo alcanzado el pasado septiembre, lo que supone un desembolso de 11.950 millones de reales brasileños (unos 1.920 millones de euros).

La operación se cierra tras haber recibido todas las aprobaciones regulatorias pertinentes, según la normativa aplicable a este tipo de transacciones. El pasado 11 de septiembre, la energética informó al mercado de que había alcanzado un acuerdo con Previ para hacerse con su participación en la firma.

Entonces, Iberdrola señaló que las condiciones suspensivas habituales incluían, entre otras, la obtención de la autorización de la Agência Nacional de Energia Elétrica, por lo que esperaba que la operación se cerrara en el cuarto trimestre del ejercicio, como finalmente ha ocurrido.

Ignacio Galán, presidente de Iberdrola.

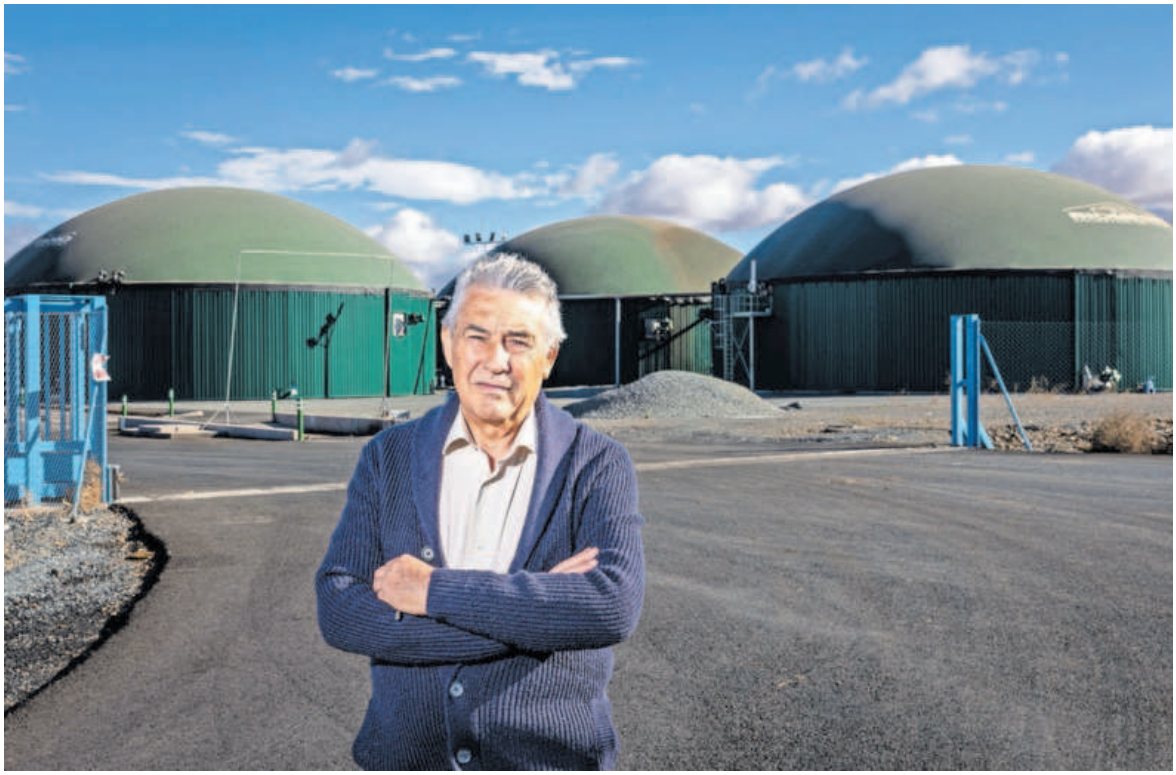
40 millones de personas

Neoenergia suministra electricidad a cerca de 40 millones de brasileños a través de cinco distribuidoras (en los estados de Bahía, Río Grande do Norte, Pernambuco, Sao Paulo, Mato Grosso do Sul y Brasilia) y 18 líneas de transporte, lo que convierte a la empresa en el primer grupo de distribución del país por número de clientes.

La filial brasileña de Iberdrola tiene más de 725.000 kilómetros de líneas de distribución y 8.000 kilómetros de líneas de transporte y cuenta con 3.800 megavatios (MW) de generación renovable, principalmente hidroeléctrica.

Con el cierre de esta operación, el grupo presidido por Ignacio Galán, según indicó ayer en un comunicado, reafirma su apuesta por el mercado brasileño y "da un nuevo paso en su estrategia de crecimiento basada en el negocio de redes eléctricas", en el que cuenta con 1,4 millones de kilómetros de líneas en Estados Unidos, Reino Unido, Brasil y España.

El País
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 41 Area: 749,97 cm2
Ocupación: 81,70% Valor: 82.512,88 € Tirada: 74.041 Difusión: 49.152 Audiencia: 778.000



Juan Antonio Camuñas, el 23 de octubre en la planta de biometano cercana a Casasbuenas. ÁLEX ONCIU

Varios municipios luchan contra los olores de esta energía renovable que se produce a partir de heces de animales

Rebelión contra el biometano, un gas limpio que apesta

ESTHER SÁNCHEZ
Casasbuenas

Juan Antonio Camuñas, alcalde de Casasbuenas, un pequeño pueblo toledano de 200 habitantes, no tiene nada en contra de la planta de biometano que corona un cerro cercano. "Entiendo su beneficio ambiental, pero no los olores nauseabundos que nos llegan", aclara. Como prueba, muestra las 180 denuncias vecinales que se acumulan en el Ayuntamiento y el escrito que mandó a la Fiscalía de Toledo en septiembre. "Que lo arreglen o que se la lleven más lejos", plantea.

Quejas similares salpican la Península, y con ellas, el rechazo de vecinos que no quieren ni oír hablar de estas instalaciones al lado de sus casas, sobre todo si son de grandes dimensiones. Temen los olores, el paso de camiones, las fugas y también recibir residuos malolientes de otros lugares que no tienen nada que ver con su territorio. A las denuncias se suman las asociaciones ecologistas. Lo consideran un recurso renovable, pero lo vinculan al modelo de granjas industriales con miles de animales contra el que luchan. Temen, incluso, que se convierta en un efecto llamada y se autoricen más explotaciones ganaderas industriales.

La reacción vecinal ha pillado por sorpresa al sector, porque con esta tecnología se obtiene energía limpia, 100% renovable, a partir de excrementos de cerdos, vacas y otros animales; desechos de explotaciones agrícolas; restos domésticos o lodos de depuradora. El biogás resultante se puede aprovechar para producir energía térmica y electricidad o ser sometido a un proceso de purificación que genera biometano, un biocombustible que se inyecta en la red por donde circula el gas natural.

De momento, existen 14 plantas de biometano y a lo largo de 2025 se espera que suban a 25, indica Aebig, la asociación del sector. Otras 200 se encuentran a la espera de las autorizaciones administrativas y algunas de ellas "igual no salen", apunta David Fernández, vicepresidente de Aebig. De biogás hay unas 260. Unas plantas que no deberían generar olores, el problema que más denuncias vecinales acapara, siempre que se les exijan "las máximas garantías ambientales y la mejor tecnología disponible", concreta Fernández.

Los ganaderos muestran la otra cara de la moneda. "No se puede estar en contra de una tecnología que mete desechos, con lo que no se sabe qué hacer, en un digestor y saca de ellos energía limpia", incide Pedro Ismael Martín, agricultor y secretario de Innovación, Formación y Cambio Climático de la Unión de Pequeños Agricultores y Ganaderos (UPA), una de las organizaciones que aglutina al sector. Sin embargo, advierte: "Se deben cumplir los compromisos en cuanto a coordinación, porque no puede ser que aparezcan tres proyectos de plantas en tres kilómetros cuadrados, como ha ocurrido en Burgos". Y añade que se requiere de una "buena gestión posterior".

Pablo Alejo, propietario de una granja de 3.000 cerdos, lleva sus purines a la planta de Casasbuenas y lo considera "la mejor solución. Algo hay que hacer con ellos", dice. Recuerda que hay lugares en España con tanta presión de granjas que los campos no admiten más purines como fertilizante. En Donvidas, el pueblo de Martín, les dan desde hace seis meses agua embotellada para beber y cocinar, pues el suministro de la localidad está contaminado por nitratos procedentes de la actividad agropecuaria. Xavier Flotats, profesor emérito de Ingeniería Ambiental de la Universidad de Cataluña y especialista en el tratamiento de residuos orgánicos, sobre todo de deyecciones ganaderas, considera que "en líneas generales" las críticas a esta tecnología no están fundadas. Considera que surgen problemas cuando las plantas se sitúan en lugares no adecuados y sin tener en cuenta a las personas que viven en el territorio. Pero también habla de "una reacción a algo que viene nuevo y que está rodeado de circunstancias como la intensificación de la ganadería, que tiene poco de sostenible".

El modelo agrícola y ganadero desarrollado en España no se ha preocupado de los purines ni de las emisiones de metano, uno de los principales gases de efecto invernadero, que se producen cuando se almacenan estos desechos en balsas hasta que se echan en los campos como fertilizante. "Suelen estar de media unos cuatro meses", concreta Flotats. En otros países europeos, la preocupación por los purines y por no emitir metano comenzó "hace muchos años". Ahora hay que hacerlo todo "de golpe y porrazo". Otro de los problemas, según su experiencia, es quién lidera las iniciativas. Cuando son los ganaderos de la zona los que buscan a las empresas, "es mucho más difícil que haya una contestación social".

"Que lo arreglen o se lleven lejos la planta", protesta el alcalde de un pueblo afectado

Transición Ecológica apuesta "claramente" por este modelo que "revaloriza residuos"

El 23 de octubre, en Casasbuenas no se percibían los malos olores. Hace un día muy ventoso: "[El viento] Puede haberlos dispersado", apunta el alcalde, "tampoco ocurre todos los días, yo no sé qué hacen". En la planta, los técnicos aseguran que se cumple escrupulosamente con la normativa: "Es verdad que se trabaja con estiércol y purines, pero estos últimos llegan en cisternas cerradas y se trasladan directamente a unos tanques, por lo que el olor no sale". En todo caso, su objetivo es convivir en el territorio, por lo que han concertado una reunión con el alcalde la semana que viene.

Falta de estrategia

En Juzbado, un pequeño municipio de Salamanca con 183 habitantes, conocido como el pueblo de los poetas, la situación es similar. Una planta de biogás, que apoyaron cuando se creó y que funcionó bien durante años hasta que cambió de dueño, les envía ahora sus efluvios. "Huele a rayos", describe el alcalde, Fernando Rubio. Recomienda a los pueblos que "aten muy bien estos proyectos". Porque "se vende como verde, pero pasa a ser gris cuando se usa el medio rural para lo que no pueden hacer en las inmediaciones de un medio urbano, y nos vamos viendo rodeados de macrogranjas y plantas de biogás".

Nacho Escartín, portavoz de Ecologistas en Acción, sostiene que "todo depende del modelo de implantación". Lo primero que hay que saber es "si el tamaño de la planta es acorde al volumen de residuo que existe en el territorio". Lo que no puede ser es que un proyecto ajeno a una zona "te lleve residuos 365 días al año", incide. No ve inconveniente, si la instalación se plantea en un entorno donde existe una depuradora, se generan residuos ganaderos o es un polígono industrial.

Otra de las cuestiones sin resolver, asegura, es la gestión del digestato, el resto que queda después de producir el biometano. "Purín que entra, purín que sale con todo su efecto contaminante", advierte. "Es cierto que el producto restante mantiene el nitrógeno, el fósforo, el potasio, es decir, los elementos fertilizantes de esas deyecciones, y por eso se debe tratar y aprovechar", responde el profesor Flotats.

Por su parte, Luís Ferreirim, responsable de la campaña de Agricultura de Greenpeace, censura una "falta de planificación estratégica" que mire con perspectiva todos los pormenores y que plantee "a dónde podemos ir". Lo que se hace es "ahora vamos a llenar toda Castilla-La Mancha de plantas de biogás y ya está".

El Ministerio para la Transición Ecológica explica que España "apuesta claramente" por esta tecnología como una forma de "valorizar residuos, evitar impactos ambientales y reducir las importaciones de gas fósil".

Abc -Empresa Suplemento
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 6,7
Ocupación: 192,62% Valor: 70.386,06 € Tirada: 54.907 Difusión: 34.952 Audiencia: 364.000

ESTRATEGIA Hacia un escenario resiliente

El intrincado puzle de la seguridad y la autonomía energética europeas

Con pasos adelante y otros en falso, la UE busca una hoja de ruta que responda a las amenazas externas y a los retos propios de una transición acelerada

MARÍA JOSÉ PÉREZ-BARCO

El sistema energético europeo afronta una nueva era de profunda transformación. Desde la guerra de Ucrania (febrero de 2022) se ha abierto un nuevo tablero geopolítico que amenaza su seguridad y pone en riesgo el suministro. El sabotaje que sufrió el gasoducto Nord Stream (en septiembre de 2022), la sospecha de otros boicots en cables submarinos del Mar del Báltico, el temor a ciberataques a otras infraestructuras energéticas críticas, los cortes de flujos de gas ruso y la escalada de los precios en el mercado eléctrico como consecuencia... Son algunos ejemplos de los nuevos peligros emergentes que acechan al sistema energético del Viejo Continente.

Un escenario complejo que además tiene como telón de fondo la integración y una mayor penetración de las renovables y el avance hacia la electrificación, como es la apuesta de la UE. No solo con el fin de descarbonizar nuestra economía sino también para lograr mayor autonomía energética y no tener que depender del suministro de combustibles fósiles de terceros países, muchas veces inestables. Especialmente la UE no quiere ni ver el gas ruso.

Nueva estrategia

De ahí que la Comisión Europea (CE) haya realizado el pasado mes de septiembre una consulta pública (recogiendo propuestas de ciudadanos, empresas, organizaciones e instituciones) para revisar el marco regulador de la seguridad energética de la UE. La última estrategia en este sentido fue adoptada en 2014 y tiene que ser actualizada ante los nuevos desafíos. «Estamos en un nuevo contexto que exige una modernización del concepto de seguridad, que debe distinguir entre los factores externos que afectan al sistema energético y los factores internos sobre los que el sector eléctrico puede influir. En respuesta, debemos contar con una nueva Estrategia que logre un sistema energético capaz de anticipar, resistir y recuperarse de las posibles incidencias, al mismo tiempo que apoya la descarbonización y la competitividad», explica Marta Castro, directora de Regulación de Aelec (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica), integrada por EDP, Endesa e Iberdrola.

Lo que se quiere es lograr un sistema energético más robusto, resiliente y más seguro, que garantice el suministro frente a nuevas amenazas emergentes. «Lo importante es ser resiliente», asegura Ignacio Urbasos, investigador para Energía y Clima del Real Instituto Elcano. «Es un cambio de estrategia -añade-. Por ejemplo, ahora es preferible tener existencias elevadas de componentes, aunque sean de China y se tengan que realizar fuertes inversiones, para ser capaces de acometer reparaciones de turbinas, de compresores... que comprar en cadenas de suministros globales que se ha comprobado pueden fallar».

ESTIMACIONES

Hay que invertir 584.000 millones de euros hasta 2030 en mejorar las redes eléctricas

La Comisión no solo quiere garantizar la seguridad ante sofisticados ciberataques y ataques híbridos (que no se sabe muy bien de dónde provienen), o ante sabotajes en tuberías, cables e interconexiones transfronterizas, sino también ante fenómenos meteorológicos extremos que ahora son más intensos y frecuentes por el cambio climático (como las catastróficas inundaciones de la Dana en Valencia), ante la falta de piezas de recambio y reparación en la cadena de suministros o ante episodios, como el apagón español de abril de este año, que pueden afectar a otros países europeos.

La idea de la CE es presentar en el primer trimestre de 2026 una nueva estrategia de seguridad energética. «La política de seguridad energética lleva desarrollada durante muchas décadas en Europa. Pero hay nuevos desafíos. Ahora requiere una estrategia más dinámica y adelantarse a los posibles riesgos», asegura Ignacio Urbasos.

Se trata de una nueva realidad que desafía la seguridad del sistema energético europeo, como comenta Ignacio Sánchez Serrano, responsable de Resources en Accenture. «La guerra en Ucrania ha puesto de manifiesto los riesgos derivados de ataques a infraestructuras críticas, como tuberías y cables submarinos que han sido objeto de sabotajes. A esto se suman los ciberataques, cada vez más frecuentes y sofisticados, que amenazan las redes eléctricas y de gas, especialmente en un contexto de transición energética que implica mayor digitalización y descentralización».

Para hacer frente a todos esos peligros hay que elevar, y mucho el nivel de seguridad. De hecho, un estudio de esta consultora («Estado de la ciberresilencia 2025»), que recoge las opiniones de 2.200 ejecuti-

Abc -Empresa Suplemento
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 6,7
Ocupación: 192,62% Valor: 70.386,06 € Tirada: 54.907 Difusión: 34.952 Audiencia: 364.000

vos de ciberseguridad y tecnología de grandes organizaciones de todo el mundo, destacó que el 91% de las empresas de utilities a nivel global carecen de la madurez necesaria para contrarrestar las amenazas actuales habilitadas por IA.

Crisis energética

De todas formas, la Unión Europea ha ido dando pasos estos años atrás para garantizar la seguridad del suministro energético. En 2022, la guerra en Ucrania desencadenó una brutal crisis energética en el Viejo Continente. Los cortes de suministro de gas ruso, fundamental para Europa, y aunque no se sintieron en los hogares y empresas, provocaron una escalada de precios en el mercado eléctrico. En los momentos picos de la crisis en 2022, el precio del MWh de gas superó los 300 euros. En diciembre de 2023, costaba 34 euros. Y eso afectó a la industria (hubo fábricas que tuvieron que parar la producción); a las empresas (que tuvieron que cerrar) y a la economía doméstica, impactando gravemente en el bolsillo de los ciudadanos. Se puso en evidencia la volatilidad de los precios energéticos por nuestra dependencia del exterior.

Así que los países miembros de la UE comenzaron a adoptar una serie de medidas dentro del plan REPowerUE. El objetivo era dejar de depender de los combustibles fósiles rusos lo antes posible. Para ello había que consumir menos gas, acelerar la transición hacia una energías más limpias y diversificar los proveedores.

Cambios conseguidos

Hoy el consumo de gas se ha reducido en un 18% entre 2022 y 2024. El gas ruso que suponía el 45% de todas las importaciones de gas a la UE antes de la crisis, ha bajado al 18% en 2024. Las instalaciones de almacenamiento de gas se llenan a más del 90% de su capacidad cada año antes de que llegue el invierno, como es mandato de la UE desde 2022. Las renovables están dando grandes avances: en 2023 la fotovoltaica batió un nuevo récord con la instalación de 56 GW de capacidad, un 60% más que en 2021. Y se ha trabajado en la diversificación hacia proveedores más fiables: Noruega fue el principal fuente de suministro de gas a la UE en 2024 (también llega de Argelia, Qatar, Reino Unido, Azerbaiyán y Rusia) y Estados Unidos de gas natural licuado.

Europa ha trabajado también en otras direcciones. «Ha aprobado un Network Code específico de ciberseguridad eléctrica, ha reforzado normativas como la directiva sobre Seguridad de las Redes y Sistemas de Información 2 (NIS2), y la directiva sobre la Resiliencia de Entidades Críticas (CER). También pretenden prevenir sabotajes físicos a cables y tuberías transfronterizos mediante el Plan de Seguridad de Cables», indica Sánchez Serrano. Este mismo año la CE ha presentado un plan de acción con medidas a corto plazo para reducir los costes de la energía, completar la Unión de la Energía, atraer inversiones y estar mejor preparados ante crisis energéticas.

MÁS AUTONOMÍA

En 2021, el 45% del gas que se consumía en Europa provenía de Rusia. En 2024, bajó al 18%

Para armar esta nueva arquitectura de seguridad energética hay que poner el foco en la columna vertebral: las redes eléctricas. Según la Comisión Europea, será necesario invertir en ellas 584.000 millones de euros hasta 2030, incluyendo tanto las interconexiones transfronterizas como la adaptación de las redes de distribución a los retos de la transición energética, en especial para integrar más renovables y electrificar. «Una mayor electrificación de la economía europea exige un sistema eléctrico más fiable que nunca. Ello implica el reconocimiento de la red como un eje vertebrador que es preciso desplegar, modernizar y digitalizar, dotándolo de las suficientes inversiones», cree Marta Castro.

Kilómetros de cables

Hay que reconocer que el reto es colosal si tenemos en cuenta la monstruosa infraestructura energética que está desplegada en el continente. Según datos de un análisis realizado por el Tribunal de Cuentas Europeo este mismo año: solo la red eléctrica de la UE se extiende a lo largo de 11,3 millones de kilómetros (como rodear la Tierra 282 veces), cuenta con 2.500 gestores de red de distribución (GRD) y otros 30 de la red de transporte, que dan servicio a 266 millones de hogares y empresas y que conecta 27 países. Una red envejecida porque la vida útil media de las líneas eléctricas oscila entre 40 y 60 años, tanto cables subterráneos como tendidos aéreos.

De hecho, desde 2023 está en vigor el Plan de Acción de Redes de la UE. Uno de sus objetivos es duplicar la infraestructura de transporte transfronterizo hasta 2030 con 64 GW más de capacidad (ahora hay 93 GW). Eso reducirá los costes de generación en 9.000 millones de euros anuales hasta 2040. También pretende modernizar y dimensionar las redes de distribución europeas (el 40% de ellas tienen 40 años y las solicitudes de conexión esta mall aumenta de media un 19% cada años.

La integración de renovables, para reducir la dependencia energética del exterior, también plantea grandes desafíos. «Un mix cada vez más descarbonizado supone contar con una redes mucho más digitalizadas porque las renovables requieren mayor monitorización en tiempo real de la red, debido a su carácter intermitente. Hay que garantizar la operativa de los sistemas eléctricos. Y exige desarrollar infraestructuras de almacenamiento para cuando no haya sol ni viento», considera Marta Castro, o para momentos de escasez.

Sánchez Serrano Europa también sugiere avanzar en otras líneas estratégicas: «Unificar estándares de seguridad informática y diversificar proveedores para asegurar la cadena de suministro. Es clave crear reservas estratégicas junto a centros europeos de defensa energética. Se requieren ejercicios conjuntos de respuesta a crisis, garantizar la seguridad desde el diseño en procesos de digitalización y reforzar la vigilancia de cables e infraestructuras offshore. Además, se necesita asegurar la cadena de suministro crítica mediante estandarización y pruebas comunes, ejecutar el gemelo digital paneuropeo para operar con IA y datos en tiempo real».

Una forma de encajar las piezas del complejo puzle de la seguridad y autonomía del descomunal sistema energético europeo.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 3 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Añadir generación a carbón más allá de 2032 no es rentable para la India

- La mayor incorporación de energía solar en la matriz de generación probablemente reducirá la utilización de las plantas de carbón.

La energía solar va sustituyendo al carbón en la capacidad de generación de India.

https://elperiodicodelaenergia.com/anadir-generacion-a-carbon-mas-alla-de-2032-no-es-rentable-para-la-india/
José A. Roca
Lunes, 03 noviembre 2025

La mayor incorporación de energía solar en la matriz de generación probablemente reducirá la utilización de las plantas de carbón

La India no necesita añadir más capacidad de generación a carbón de la que ya establecen los objetivos del Plan Nacional de Electricidad (NEP) 2032, ni para garantizar la confiabilidad ni para cubrir los picos de demanda, según un nuevo informe del centro de investigación energética **Ember.**

La conclusión se basa en el supuesto de que la India cumpla sus metas de expansión de capacidad solar, eólica y de almacenamiento establecidas en el NEP 2032.

El análisis de Ember, basado en un modelo de operación de costo mínimo, muestra que para el año fiscal (AF) 2031-32, si la India alcanza sus objetivos de energía renovable y almacenamiento, el 10% de las nuevas unidades de carbón añadidas desde el AF 2024-25 quedarán completamente sin uso para 2031-32, mientras que casi el 25% del parque estará severamente subutilizado.

Más cara

En última instancia, la electricidad generada a partir de carbón será un 25% más cara en el AF 2031-32 que en el AF 2024-25, debido a la caída en las tasas de utilización, lo que incrementará los costos

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 3 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

fijos y los gastos asociados con ineficiencias de operación a carga parcial, mayor consumo auxiliar y necesidades de modernización.

“El sistema eléctrico de la India está entrando en una nueva fase de transición. A medida que las energías renovables ganan una mayor participación en la matriz de generación del país y el almacenamiento se vuelve más económico, el papel del carbón disminuye. Construir más plantas de carbón más allá de las ya planificadas no es ni necesario ni rentable para el país”, afirma el autor del informe, Neshwin Rodrigues, analista senior de Energía – Asia en Ember.

Las opciones de energía renovable firme y despachable (FDRE) —es decir, energía renovable combinada con almacenamiento en baterías— están siendo cada vez más competitivas, con tarifas entre 4.3 y 5.8 INR/kilovatio-hora (kWh) (49–67 USD/MWh) y una capacidad demostrada para cumplir con las obligaciones de disponibilidad y desempeño. Como resultado, la India puede alcanzar confiabilidad y flexibilidad sin recurrir a nuevas construcciones de plantas de carbón.

Esto se debe en parte al éxito de las subastas a gran escala, la caída de precios y las mejoras en la tecnología de baterías.

Destacando las dinámicas de cambio rápido de las baterías a escala de red y su importancia para el futuro sistema eléctrico de la India —más autosuficiente y resiliente—, el analista jefe de Ember, Dave Jones, afirma que su vida útil se extiende por décadas y que las baterías más recientes de sodio-ion no utilizan minerales críticos.

Energizar el país con producción local

“Actualmente, las subastas en la India ya incluyen más horas de almacenamiento en batería, y finalmente las baterías trabajarán junto con la energía solar para ofrecer electricidad 24/365. No hay razón por la que la India no pueda replicar su éxito en la fabricación solar para volverse autosuficiente también en la fabricación de baterías, energizando así al país con energía solar y baterías producidas localmente”, señala Jones.

Ya, la electricidad basada en carbón se ha vuelto prohibitivamente cara, con tarifas recientemente descubiertas por encima de 6 INR/kWh (68 USD/MWh) en Bihar y alrededor de 5.85 INR/kWh (66 USD/MWh) en Madhya Pradesh, a pesar de que ambos estados están ubicados cerca de las regiones productoras de carbón. Gran parte de este aumento se debe a costos fijos muy altos, que a menudo superan los 4 INR/kWh (45 USD/MWh).

Los menores PLF (factores de carga de planta) esperados para el AF 2031-32 pueden disparar aún más estas tarifas. Por ejemplo, un costo de 6 INR/kWh (69 USD/MWh) puede elevarse efectivamente hasta 7.25 INR/kWh (83 USD/MWh) para una empresa distribuidora de electricidad (DISCOM) al ajustarse según los niveles de utilización reflejados en el modelo de Ember. Los altos costos fijos agravan aún más el problema, generando activos energéticos varados que rara vez se despachan, pero siguen generando obligaciones financieras.

El informe recomienda acelerar el despliegue del almacenamiento, modernizar ciertas plantas térmicas para una mayor flexibilidad y fortalecer los marcos de despacho y reserva para apoyar la integración de energías renovables al menor costo posible.

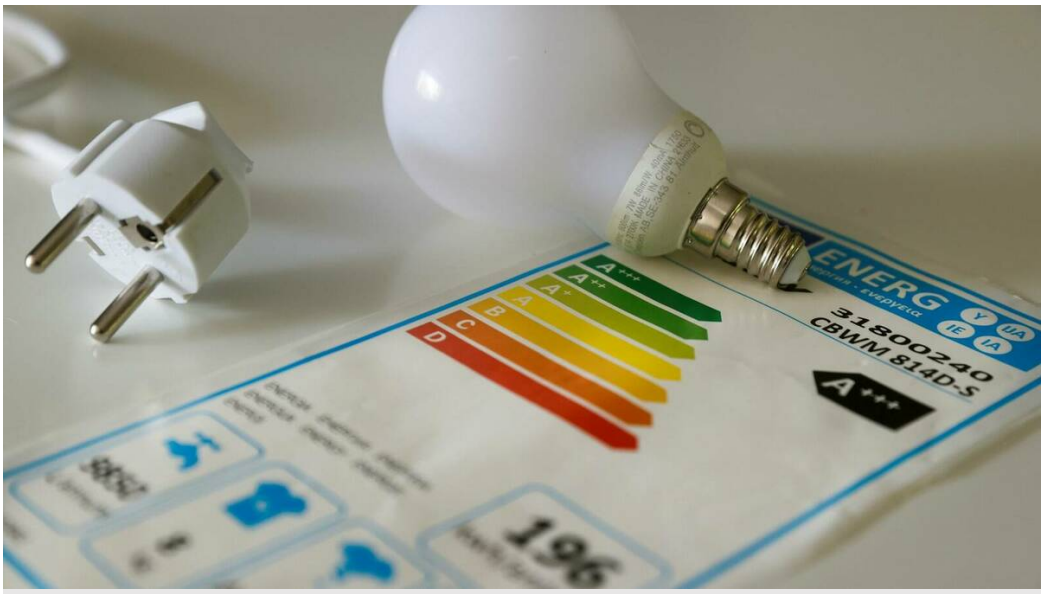
elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: lunes, 3 de noviembre de 2025
Páginas: 3
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

El estudio concluye que las tasas de utilización o factores de carga de las plantas de carbón en la India caerán del 69% en el AF 2024-25 al 55% en el AF 2031-32, ya que el carbón pasará de ser una fuente de carga base a un recurso flexible de equilibrio. Además, se requerirá que la flota de carbón varíe rutinariamente entre 70 y 80 gigavatios (GW) entre la mañana y el mediodía, operando apenas por encima de su mínimo técnico. Los menores PLF y mayores requisitos de flexibilidad aumentarán tanto los costos fijos como los operativos por unidad de capacidad bajo los acuerdos de compra de energía (PPA).

www.merca2.es
Fecha Publicación: lunes, 3 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2979,87 €
V. Únicos: 283105

Alea Soft: cierre de octubre 2025 con precios mas caros

- Alea Soft Energy Forecasting, advierte de un cierre de octubre marcado por la subida de los precios de los mercados eléctricos europeos



Alea Soft prevé un cierre de octubre con la subida de precios en los mercados eléctricos europeos

https://www.merca2.es/2025/11/03/alea-soft-precios-caros-2307534/

Alejandro Hernandez

Lunes, 03 noviembre 2025

El último informe de Alea Soft Energy Forecasting advierte de un cierre de octubre marcado por la **subida de los precios en la gran mayoría de los mercados eléctricos europeos** , todo ello debido a una bajada de la **producción eólica** y a un **repunte en la demanda de energía** . Esta combinación de menor oferta renovable y mayor consumo ha generado un contexto de presión al alza en los precios del mercado eléctrico, que **podría extenderse también a los primeros días de noviembre si las condiciones meteorológicas no cambian de forma significativa.**

El razonamiento de la empresa **reside en que durante la semana pasada se reportó un muy buen rendimiento de producción eólica** , en comparación con semanas anteriores. En este caso, según apunta Alea Soft, **el mercado alemán lideró el crecimiento en esta energía con un 250%** más respecto a la semana anterior, **seguido por el mercado italiano, español y portugués** , con crecimientos intersemanales del 244%, 236% y 206%, respectivamente. De hecho, estos aumentos **favorecieron el descenso de los precios en la mayoría de los mercados eléctricos europeos** , con **promedios inferiores a los 60 euros/MWh** , lo que supuso un respiro temporal tras semanas de volatilidad.

Alea Soft: el aumento de la demanda eléctrica sigue la tendencia de semanas pasadas

Sin embargo, el comportamiento de la producción eólica **cambió en los últimos días del me** s. Alea Soft señala que, a **medida que se aproxima el cierre de octubre, se observa una disminución generalizada en la generación eólica** , lo que ha provocado un incremento de los precios en casi

www.merca2.es
Fecha Publicación: lunes, 3 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2979,87 €
V. Únicos: 283105

todos los mercados europeos. En el caso del mercado eólico francés, **se suma una segunda semana consecutiva con bajadas, y según la previsión** , seguirá reportando descensos en los últimos compases de octubre, junto con el mercado italiano, español y alemán.

Por otro lado, siguiendo con el análisis de las energías renovables, **Alea Soft apunta a un mejor resultado de la energía fotovoltaica para los últimos días de octubr** e, especialmente en los mercados italiano, portugués y español. Entre estos, destacaría **el español** , que si bien presenta descensos de producción menores en comparación con otros países, **lleva registrando caídas durante cinco semanas consecutivas** .

También e **l enfoque más optimista en cuanto a la energía solar** se da porque la penúltima semana de octubre fue especialmente negativa, con un mercado portugués que **lideró las caídas intersemanales con un 43% menos de producción.** A continuación se situaron los mercados francés y alemán, con descensos del 34% y 32%, respectivamente.

El **otro aspecto** que influye en la previsión de la subida de los precios para el cierre de octubre es la demanda energética. **Alea Soft reporta una perspectiva de crecimiento en este secto** r, debido en gran medida **al descenso de las temperaturas y al inicio de la temporada de calefacción en varios países europeos.** A esto se suma el repunte de la actividad industrial tras el periodo vacacional, factores que están impulsando la demanda eléctrica.

En la penúltima semana de octubre, los **mercados alemán e italiano revirtieron su tendencia bajista** de la semana previa, registrando el mayor (4,6% más intersemanal) y menor (0,2% más intersemanal) aumento de la demanda, respectivamente. Por otro lado, los **mercados francés, portugués y español** continuaron con su **tendencia alcista** en la demanda que han ido experimentando en las últimas semanas de octubre, con aumentos correspondientes del 2,7%, 2,1% y 0,6%, respectivamente.

En definitiva, Alea Soft **prevé subidas en los precios de los mercados eléctricos europeos como consecuencia directa de una reducción en la energía eólica** , que había experimentado notables crecimientos en las semanas previas, y de un aumento progresivo de la demanda. Este escenario **combina una oferta renovable más limitada con una mayor necesidad de energía** , lo que ejerce una presión alcista en los precios. De esta forma, la consultora indica que octubre cierra con un tono de mercado más caro, siguiendo la tendencia alcista marcada por la semana previa, y que l **os primeros días de noviembre podrían mantener** esta dinámica si las **condiciones meteorológicas** y la demanda continúan en la misma línea.

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

De la pobreza energética a la energía como derecho. Límites y potencialidades de las comunidades energéticas

- De la pobreza energética a la energía como derecho (CEs). Por Alba del Campo, periodista y consultora en transición y pobreza energética en el ámbito local

De la pobreza energética a la energía como derecho. Límites y potencialidades de las comunidades energéticas

Energías Renovables | el periodismo de las energías limpias.

https://www.energias-renovables.com/panorama/de-la-pobreza-energ-tica-a-20251031-1
ER Sábado, 01 noviembre 2025

La voluntad de transformación desde lo cotidiano y lo posible y el espíritu solidario que mueve a muchas personas a participar en una comunidad energética no ha de hacernos perder la perspectiva de que la responsabilidad de la pobreza energética la tienen las empresas que se lucran sin límite con este bien básico que es la energía y de que es el Estado el responsable de garantizar el derecho a la energía a toda la población.

La transición energética avanza a gran velocidad, sobre todo en el sector eléctrico. Lo hace en un ambiente de crispación creciente, donde se ponen en cuestión los principios de convivencia más básicos. Donde el negacionismo climático rechaza la propia necesidad de una transición energética y critica cualquier cambio.

La transición energética está canalizando ingentes cantidades de recursos económicos sin que los mecanismos de redistribución de la riqueza pongan freno al aumento de las desigualdades económicas y sociales. Por lo que, de momento, no está logrando ser justa ni inclusiva, como tampoco está logrando reducir la pobreza energética.

No avanzar en derechos para la población alimenta la animadversión que está generando la descarbonización de la economía, a base de subvenciones a las que solo acceden las capas sociales mejor posicionadas, como sucede con las ayudas públicas a la rehabilitación o al autoconsumo, de

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

las que se benefician principalmente personas con vivienda en propiedad, o al vehículo eléctrico, a las que acceden personas de una capacidad adquisitiva media alta.

Potencialidades y límites

Las comunidades energéticas (CEs) pueden sumar a una parte de la ciudadanía a generar parte de la energía que usa, a compartir servicios y recursos, a aprender colectivamente y codecidir en qué proyectos se implica, pero las soluciones a la pobreza energética requieren mecanismos y actuaciones que sobrepasan a las comunidades energéticas. Es decir, que no es algo que puedan conseguir por sí mismas, ni solas, aunque, como veremos, sí hay cosas que pueden hacer.

Pero es urgente poner límites a las prácticas abusivas de las grandes empresas energéticas, a la especulación con la vivienda, que está directamente relacionada con la precarización de la vida de las clases populares y también, como veremos, con la pobreza energética. Y, en este sentido, la administración juega un papel central.

Necesitamos un cambio de 180 grados en lo que se refiere al uso de los fondos públicos relativos a la transición energética (rehabilitación de viviendas, movilidad, renovables y eficiencia energética) para que estos sirvan para mejorar las condiciones de vida de quienes menos recursos y posibilidades tienen.

Que las comunidades energéticas (CEs) contribuyan con sus ideas, tiempo y recursos a la construcción de la energía como derecho es más urgente que la materialización de proyectos piloto innovadores. Y para avanzar en que la energía sea un derecho que esté por encima del lucro de unas pocas empresas hacen falta reformas como la prohibición permanente de los cortes de suministro a los hogares vulnerables independientemente de la empresa comercializadora que tengan contratada.

Pobreza y bono social

La principal ayuda relacionada con la pobreza energética en el Estado español se crea hace 14 años y es el **bono social eléctrico** . Este se ha ido reformando y ampliando, pero lo que no ha variado es que solo pueden ofrecerlo las comercializadoras del oligopolio en su versión regulada, es decir las **COR (Comercializadoras de Referencias)** .

En España hay más de 300 comercializadoras en el mercado libre y sólo 5 en el mercado regulado. Y lo que no es menos relevante, las empresas del oligopolio eléctrico tienen su empresa en el mercado libre y la del mercado regulado.

Desde la empresa del mercado libre realizan todo tipo de campañas de seducción a través de diferentes estrategias comerciales para contratar éstas y no las del mercado regulado, por lo que hay un traspaso permanente de clientes de las unas a las otras. Y con el cambio de compañía los clientes en situación de vulnerabilidad pierden la ayuda y la protección.

Y sucede que cuanta menos información se tiene y más vulnerable se es más probabilidad se tiene de caer en una compañía del mercado libre en la que además de no acceder al bono social, se está más expuesto o expuesta a sobrecargos en la factura (seguros, alquiler de equipos extra, permanencias, entre otros). Además, las COR están cerrando sus oficinas, con lo que se le dificulta el

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

acceso a la contratación y la solicitud del bono social a personas mayores o con capacidades digitales limitadas.

La pobreza energética está relacionada con el estado de las viviendas, los precios de la energía y los ingresos (y gastos) familiares. No solo es una cuestión de suministros energéticos. Sin embargo, asegurar los suministros y evitar el corte es una medida prioritaria por la que entendemos que hay que empezar para garantizar el derecho a la energía.

Al tiempo que se desarrollan políticas de mejora de acceso a la vivienda, a su rehabilitación y a la producción de energía in situ o de proximidad, con instalaciones de autoconsumo y aquellas que permitan hacer un aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos cercanos (biomasa, hidroeléctrica, entre otras).

Así que proponemos completar la pregunta de

¿qué pueden hacer las comunidades energéticas para resolver la pobreza energética?

y ampliarla a

¿cómo pueden las CEs contribuir a erradicar la pobreza energética y avanzar en que la energía sea un derecho?

La pobreza energética no es un fenómeno natural aislado, que se puede resolver con un cambio tecnológico. Es consecuencia de un modelo energético concreto y de unas relaciones sociales, económicas y políticas que están en constante cambio. Y es en estos cambios en los que las comunidades energéticas pueden participar ampliando su mirada más allá de los proyectos de autoconsumo.

Hogar beneficiario del bono social no es igual a hogar en situación de vulnerabilidad

Muchas comunidades energéticas (CEs), por iniciativa propia, o como condición de acceso a recursos públicos como cubiertas municipales o subvenciones (como, por ejemplo, el **programa CE-Implementa ***), tienen previsto ceder una cantidad de energía producida en un autoconsumo compartido con “hogares vulnerables”.

Sin embargo, el criterio de selección de hogares es exclusivamente que estos sean beneficiarios del bono social eléctrico. Y nos encontramos en una situación un tanto peculiar, porque no todos los hogares con bono social son vulnerables, ni todos los hogares vulnerables disfrutan del bono social. Es más, la mayoría de los hogares en situación de vulnerabilidad no lo hacen.

Hay tres categorías de vulnerabilidad en relación con el bono social: vulnerable, vulnerable severo y vulnerable severo en riesgo de exclusión. Para ser beneficiario del bono social bajo la condición de vulnerable los requisitos son los siguientes:

1. Tener contratada una comercializadora de referencia (COR) y disfrutar del **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)** .

2. Cumplir alguno de los siguientes requisitos

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

• Que su renta o la renta conjunta anual de la unidad de convivencia a que pertenezca sea ≤ 1,5 x Iprem de 14 pagas (Iprem: **indicador público de renta de efectos múltiples**);

• o bien, que se esté en posesión del título de familia numerosa;

• o bien que el consumidor o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad de convivencia sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social (jubilación o incapacidad permanente), percibiendo por ello la cuantía mínima vigente en cada momento, para dichas clases de pensión, y no percibir otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros;

• o bien que el consumidor o algún miembro de su unidad de convivencia sea beneficiario del **Ingreso Mínimo Vital** .

Es decir, que las familias numerosas tienen acceso al bono social independientemente de su renta. Por tanto, mientras las familias numerosas de rentas medias y altas sean beneficiarias de esta ayuda es evidente que el bono social no puede ser el único criterio de vulnerabilidad. Diferentes estudios muestran que solo 2 de cada 10 hogares potencialmente beneficiarios del bono social acceden a él. Y de estos un tercio son familias numerosas.

En resumen

Gran parte de los hogares vulnerables no solo no tiene acceso al bono social, sino que muchos de ellos no tienen el contrato de suministro a su nombre y, en consecuencia, no van a ser susceptibles de recibir el bono social en ningún momento. Entonces, es pertinente preguntarse qué hacer: ¿dejar fuera de los proyectos de las comunidades energéticas que pretenden reducir la pobreza energética a los hogares que ni siquiera acceden a esta protección y que, por tanto, están en una mayor situación de indefensión o buscar otros criterios?

Y, por otro lado, es oportuno preguntarse si esta es una medida que conviene a los hogares en situación de vulnerabilidad o hay otras más urgentes y necesarias. Pues no tienen por qué coincidir las necesidades de las comunidades energéticas con las de las personas en situación de vulnerabilidad.

La pregunta es

¿Cómo pueden ser las comunidades energéticas un instrumento eficaz contra la pobreza energética? Las CEs han tenido un desarrollo desigual en el territorio español. **Navarra es la comunidad en la que se han creado más CEs hasta la fecha por habitante** , gracias en gran medida al sistema de apoyo que ha creado el Gobierno foral, a través de la Oficina de Transformación Comunitaria (OTC) de Navarra, y del sistema de subvenciones, que incluyen no solo los proyectos de generación, sino la dinamización de procesos participativos para dar a conocer la figura de las CEs y acompañar en los procesos a escala municipal.

Así mismo, Navarra ha desarrollado un marco normativo específico y avanzado tanto en relación con la pobreza energética, como con las comunidades energéticas a través, principalmente, de la **Orden**

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Foral para el Fomento de las Comunidades Energéticas y la **Ley Navarra de Cambio Climático y Transición Energética** .

Precisamente, desde la OTC de Navarra se han encargado varios estudios para dotar de herramientas a las comunidades energéticas con las que puedan promover una sociedad más justa e inclusiva. En estos estudios, disponibles en **otcnavarra.es** , se recopilan numerosas reflexiones y aprendizajes en torno a estos temas que pueden ser de utilidad tanto para otras CEs, como para las administraciones públicas que quieran promover un ecosistema de comunidades energéticas que vayan más allá de compartir placas (siendo este objetivo tan oportuno, como relevante).

Para la elaboración de los estudios se ha entrevistado a miembros de CEs de dentro y fuera de Navarra que han materializado medidas contra la pobreza energética (**CE Torreblanca Ilumina** , CE Gares Bide, CE La Bordeta, CE Recicleta, y CE La Tonenca). Así mismo, a entidades sociales que luchan por la igualdad real y de derechos de diferentes grupos sociales (mujeres, personas con discapacidad, migrantes), a profesores de la Universidad Pública de Navarra, y a responsables de la administración pública regional, trabajadoras de los Servicios Sociales de Navarra y a los responsables del Punto Infoenergía de Teder (Grupo de Acción Local de Tierra Estella).

También se ha realizado un cuestionario a todas las CEs de Navarra y un taller participativo sobre pobreza energética. De todo ello, se han extraído unas conclusiones, recomendaciones a las administraciones públicas y 7 líneas de acción estratégica en cada estudio.

Una de las principales conclusiones del estudio es que las acciones de las CEs en materia de pobreza energética tendrán sentido y serán eficaces si responden a las necesidades reales de las personas y familias en situación de vulnerabilidad y si sirven de apoyo para que estas personas ejerzan sus derechos y accedan a las ayudas existentes.

Es conveniente, en consecuencia, que partan del conocimiento de lo que hay ya, de la situación, las herramientas y las entidades del entorno. Se propone en este sentido, que las CEs apuesten por la colaboración con las administraciones locales (no sólo con los Servicios Sociales de Base) y con las entidades sociales existentes.

En los estudios se incluye un capítulo con las ayudas existentes en materia de pobreza energética, así como la visión del fenómeno desde los Servicios Sociales de Base y desde las comunidades energéticas navarras.

Vías de colaboración

Por tanto, una primera línea de trabajo es la de la creación de vías y canales de colaboración a través de los cuales se puedan desarrollar los mecanismos y procedimientos de atención y participación. Respecto a la participación de las personas vulnerables en las CEs, en estos estudios se ha visto que la situación vital de estas personas es muy variada. Es pertinente que las personas en situación de vulnerabilidad tengan la opción de vincularse o no a las comunidades energéticas y que ello no suponga un perjuicio, o la exclusión de un derecho.

Gran parte de las personas en situación de vulnerabilidad están ocupadas en resolver sus necesidades básicas, como el acceso a una vivienda o lograr empleo digno, regularizar su situación

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

o cuidar a personas a su cargo. En estos casos, la participación en las CEs, como miembros activos y de pleno derecho, es muy complicada, incluso cuando se ponen en marcha medidas como la bonificación de las cuotas de participación.

Otra de las conclusiones es que las comunidades energéticas, en lugar de pretender un modelo de implicación de las personas vulnerables ajeno a su realidad, pueden ofrecerles servicios o apoyo en sus necesidades, sean las personas en situación de vulnerabilidad miembros de las comunidades energéticas o no. Es decir, que las CEs pueden proveer de servicios a la comunidad en su conjunto de los que se beneficien las personas en situación de vulnerabilidad.

Sin embargo, esta medida no ha de sustituir a servicios profesionalizados de atención a la ciudadanía, que entendemos han de ser provistos por la administración pública, lo cual supone generar un derecho. En este sentido, son un ejemplo de buena práctica institucional los 13 puntos de Asesoramiento Energético del Ayuntamiento de Barcelona, las Oficinas de la Energía del Ayuntamiento de Valencia y el Punto de Infoenergía de Teder, en Tierra Estella Navarra.

En dichos puntos se tramitan bonos sociales, se colabora con los Servicios Sociales de Base y se atiende tanto a la ciudadanía en situación de vulnerabilidad como a la que no lo está. Son este tipo de puntos los que se entiende pueden promover las comunidades energéticas que los ayuntamientos y diputaciones desarrollen por el territorio, para asegurar la atención profesionalizada de las personas en situación de vulnerabilidad y mejorar el acceso al bono social de la población que hoy por hoy está excluida.

En el estudio publicado, además, se recogen 7 líneas estratégicas de trabajo y las propuestas de acción que han sido identificadas como prioritarias por los diferentes agentes que participaron. Estas líneas son: formación, coordinación y colaboración con otras entidades, información y acompañamiento, compartir energía eléctrica, facilitar el acceso a la energía para usos térmicos, desarrollar servicios compartidos de movilidad **** .

Estas líneas de acción y las medidas que las acompañan son propuestas acordes con el estado actual en el que están las CEs, sin pretender establecer una hoja de ruta cerrada ni un abanico con todas las posibilidades existentes. Las comunidades energéticas como entes autónomos y libres, dentro del marco de políticas públicas existentes, han empezado por materializar autoconsumos compartidos, pero su desarrollo está por articular en base a las inquietudes y posibilidades de sus miembros.

***** En el Programa CE Implementa, en varias de sus convocatorias, se asignan hasta 2 puntos en función de la participación como socios o miembros de la comunidad, así como del impacto sobre, consumidores vulnerables, consumidores vulnerables severos o consumidores vulnerables en riesgo de exclusión social, definidos como beneficiarios del bono social eléctrico.

**** Estudio estratégico sobre participación diversa en las CEs de Navarra ; Estudio estratégico sobre pobreza energética en las CEs de Navarra**

www.energias-renovables.com
Fecha Publicación: sábado, 1 de noviembre de 2025
Páginas: 7
Valor Publicitario: 2375,32 €
V. Únicos: 54552

Bibliografía

Dossier Economistas Sin Fronteras sobre Transición Ecosocial Justa (nº 52. Invierno 2024). ¿De qué hablamos cuando hablamos de una transición ecosocial justa? Por Yayo Herrero. Energías renovables, conflictos y transición ecosocial: aportaciones para un cambio de rumbo. Por Alba del Campo

• Este trabajo periodístico, que firma **Alba del Campo** , periodista y consultora en transición y pobreza energética en el ámbito local, ha sido originalmente publicado en la versión de **papel** (octubre de 2025) de la revista Energías Renovables (**ER245**), cuya versión PDF puedes **descargar gratuitamente aquí**

material-electrico.cdecomunicacion.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1922,80 €
V. Únicos: 11755

Detenido por robar cobre en una subestación tras pasar 11 días en la UCI al recibir una fuerte descarga eléctrica

- La Guardia Civil ha detenido a un hombre por el presunto robo de cobre en una subestación eléctrica en la provincia de Cádiz.

https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/196304/detenido-robar-cobre-subestacion-uci-de...
Lola Sánchez
Viernes, 31 octubre 2025

La **Guardia Civil** ha detenido en **Medina Sidonia** (Cádiz) al supuesto autor del **robo de cable de cobre** cometido en una subestación eléctrica de la comarca de La Janda en la medianoche del pasado 6 de octubre. Durante el hurto, el hombre sufrió una fuerte descarga por la que tuvo que ser hospitalizado 11 días en la Unidad de Cuidados Intensivos (UCI).

Dicha electrocución provocó un **incendio en la instalación eléctrica** que dejó sin suministro a multitud de usuarios. Al comprobar que se trataba de un robo por los daños y evidencias claras de manipulación, los técnicos de la empresa presentaron la denuncia pertinente ante la Guardia Civil.

Procedimiento de la investigación

El **Equipo de Policía Judicial de Barbate** asumió el caso, cuyos agentes se personaron en la subestación para proceder a la inspección técnica y la recolección de pruebas que, finalmente, permitieron identificar al presunto autor.

En un primer momento, **se barajó la posibilidad de que el intruso hubiera fallecido** dada la potencia de la descarga eléctrica, por lo que se efectuaron batidas en los alrededores para encontrar el cuerpo sin vida. Del mismo modo, los agentes revisaron los centros de salud de la zona hasta localizar a un vecino de Medina Sidonia ingresado en el **Hospital Virgen del Rocío de Sevilla** por quemaduras.

material-electrico.cdecomunicacion.es
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 1922,80 €
V. Únicos: 11755

El individuo, que tuvo que ser intervenido en varias ocasiones por las graves heridas en la parte derecha del cuerpo, **permaneció 11 días en la UCI** . Una vez recibida el alta hospitalaria, fue detenido en su domicilio.

El caso se encuentra ahora en manos de la justicia y, desde la Guardia Civil, recuerdan **el peligro que conllevan este tipo de acciones delictivas** , además del importante daño que ocasionan en la red eléctrica, con consecuencias directas para la ciudadanía al interrumpir el suministro en viviendas y negocios.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Más apagones en Ucrania por un ataque ruso que alcanza infraestructura energética en Odesa

- El último ataque ruso contra la retaguardia de Ucrania, que ha dañado una infraestructura energética en la región sureña de Odesa.

El presidente de Ucrania, Volodímir Zelenski y el director general del OIEA, Rafael Grossi,

https://elperiodicodelaenergia.com/mas-apagones-en-ucrania-por-un-ataque-ruso-que-alcanza-infraestructura-...
Redacción
Viernes, 31 octubre 2025

La empresa nacional ucraniana de electricidad, **Ukrenergo, ha anunciado nuevos apagones de emergencia en varias regiones debido al último ataque ruso contra la retaguardia de Ucrania,** que **ha dañado una infraestructura energética** en la región sureña de **Odesa** , según las autoridades.

Las fuerzas rusas también han atacado en las últimas horas la ciudad de Sumi, capital de la región nororiental homónima fronteriza con Rusia.

Los **drones rusos** hirieron allí a una quincena de civiles y provocaron daños en infraestructuras ferroviarias y varios edificios residenciales, según ha informado la Policía.

La empresa pública de ferrocarriles de Ucrania había informado previamente de daños en sus infraestructuras y equipamiento en la región de Sumi y en la vecina Járkov.

La infraestructura energética de Ucrania

Ucrania ya sufrió durante la jornada del jueves un ataque masivo ruso contra sus infraestructuras de generación eléctrica, en el que resultaron dañadas varias centrales térmicas.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha advertido que dos centrales nucleares situadas en el sur y el oeste de Ucrania dejaron de recibir suministro externo de electricidad por una de las líneas que utilizan para ello debido a los daños causados por el ataque ruso.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: viernes, 31 de octubre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Kiev y Moscú intercambian todas las semanas ataques de larga distancia contra sus respectivas retaguardias dirigidos a menudo contra los sectores energéticos de ambos países.

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Sin obras, sin gas, sin cortes: desarrollan una nueva cocina que funciona con su propia batería

- Con una inversión reciente de 28 millones de dólares, Copper planea ampliar su producción y licenciar su tecnología a otros fabricantes de electrodomésticos.

Sin obras, sin gas, sin cortes: desarrollan una nueva cocina que funciona con su propia batería

https://elperiodicodelaenergia.com/sin-obras-sin-gas-sin-cortes-desarrollan-una-nueva-cocina-que-funciona-co...

Sandra Acosta

Sábado, 01 noviembre 2025

Con una inversión reciente de 28 millones de dólares, Copper planea ampliar su producción y licenciar su tecnología a otros fabricantes de electrodomésticos

Una cocina que no necesita gas, ni instalación especial, ni siquiera estar conectada permanentemente a la red eléctrica. Esa es la propuesta de Copper, una startup tecnológica que promete revolucionar la manera en que cocinamos y consumimos energía en casa.

Su producto estrella es una **cocina de inducción con batería integrada** , **capaz de conectarse a un enchufe convencional de 120 voltios** , como el de cualquier electrodoméstico. La batería —de litio-ferrofosfato— se carga cuando la electricidad es más barata y limpia, y luego libera energía para cocinar cuando el usuario la necesita. Además, permite seguir utilizándola durante un corte de luz.

El invento surge en un contexto clave: mientras los coches, bicicletas y herramientas eléctricas se popularizan rápidamente, la electrificación de los hogares avanza con mayor lentitud.

“Queremos que cambiar de gas a electricidad sea tan simple como reemplazar un electrodoméstico”, explicó Sam Calisch, fundador de Copper y egresado del MIT. “En casi todas las cocinas a gas hay un enchufe cerca, así que no hace falta tocar la instalación.”

elperiodicodelaenergia.com
Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Páginas: 2
Valor Publicitario: 2965,89 €
V. Únicos: 273599

Una solución pensada para edificios y comunidades

La empresa ha entregado alrededor de 1.000 unidades de su cocina a desarrolladores inmobiliarios y firmó un acuerdo con la Autoridad de Vivienda de Nueva York (NYCHA) para instalar al menos 10.000 equipos en apartamentos.

En grandes edificios, donde renovar el cableado completo puede ser inviable económicamente, esta tecnología representa una alternativa concreta para descarbonizar la cocina urbana.

Pero Copper va más allá del confort doméstico: sus cocinas pueden devolver energía a la red eléctrica, ayudando a estabilizarla en momentos de alta demanda. En un programa piloto en California, los aparatos enviaron electricidad acumulada al sistema cuando se requería evitar el encendido de plantas de gas.

“Cada una de estas cocinas se convierte en una pequeña batería para la red”, detalló Calisch. “Podemos coordinarlas para ofrecer energía firme y apoyar la transición hacia fuentes más limpias.”

Tecnología, sostenibilidad y ahorro

La **caída del 97% en el costo de las baterías de ion-litio** desde 1991 ha permitido que este tipo de innovación sea viable. Copper busca aprovechar esa tendencia para impulsar la electrificación accesible, reduciendo tanto las emisiones como los costos de instalación.

El modelo de 30 pulgadas de la compañía calienta más rápido que una cocina a gas y permite un control preciso de la temperatura. Además, **su batería de 5 kWh garantiza autonomía suficiente para cocinar sin depender de la red.**

“Esta es una nueva forma de tener impacto climático: no se trata de renunciar, sino de mejorar la experiencia”, sostiene Calisch.

La visión de Copper encaja en una tendencia global: convertir los hogares en **actores activos del sistema energético** . Así como el almacenamiento en la nube transformó Internet, las baterías domésticas podrían transformar la electricidad, permitiendo que la energía se almacene y se distribuya de forma más eficiente.

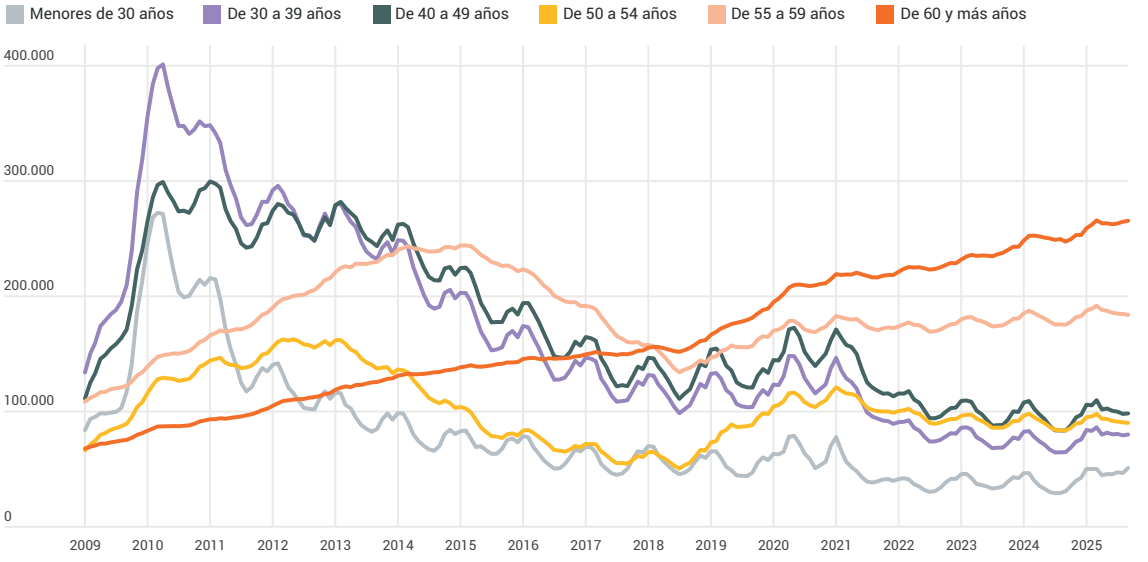
Con una inversión reciente de 28 millones de dólares, Copper planea ampliar su producción y licenciar su tecnología a otros fabricantes de electrodomésticos.

“No somos solo una empresa de cocinas; somos una empresa de energía”, resume Calisch. “Queremos que cada casa deje de ser un simple punto de consumo y se convierta en parte de una red más limpia y resiliente.”

El Economista
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 24
Ocupación: 83,37% Valor: 12.088,50 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

Nunca ha habido tantos 'boomers' cobrando el subsidio de paro

Evolución del número de perceptores por grupo de edad.



Fuente: Ministerio de Trabajo y Economía Social.

El porcentaje de 'boomers' que cobran subsidio de paro alcanza su máximo

En septiembre, el 34% del total que cobraron la ayuda era mayor de 60 años

Javier Esteban MADRID.

En los últimos meses vuelven a sonar con fuerza las voces que hablan de la brecha generacional entre unos jóvenes condenados de por vida a los bajos salarios y la precariedad laboral y unos *seniors* 'privilegiados' que cuentan con mayores rentas y unas 'generosas' pensiones. Pero este retrato ignora otra realidad cada vez más frecuente: el colectivo más castigado por la evolución del mercado laboral desde la crisis financiera es el de los trabajadores más veteranos. Los mayores de 60 años son el grupo de edad más numeroso que vive de prestaciones por desempleo y, además, recibe las más reducidas. De hecho, 2025 se está marcando un récord histórico de *boomers* cobrando un subsidio de paro que en la mayoría de los casos no pasa de 480 euros.

Según los últimos datos adelantados por el Ministerio de Trabajo, el pasado mes había 769.130 personas percibiendo esas ayudas asistenciales, de los que el 34,5% eran mayores de 60 años. Es decir, entran en el grupo de edad de los nacidos con el 'baby boom' que en España tuvo lugar en los años 60 y que ahora se ven señalados en España y otros países por 'disfrutar' de una situación opuesta a la de los *millenials* (nacidos a partir de 1981) y Z (a partir de 1995).

En un contexto económico y social marcado por los graves problemas de acceso a la vivienda, la pérdida de poder adquisitivo o el elevado coste de la sostenibilidad de las pensiones, el hecho de que muchos seniors tienen una vivienda en propiedad, han terminado de pagar su hipoteca (lo que eleva su nivel de renta) y, en muchos casos, cobran una pensión más alta que los salarios tras una larga carrera de cotización, les convierte en objetivo claro. No es algo nuevo, ya ocurrió en tiempos del pinchazo de la burbuja inmobiliaria y la crisis financiera de 2008, cuando el grifo hipotecario se cerró en seco y la destrucción de empleo se extendió.

La paradoja es que trabajadores que hace dos décadas superaban los 40 años y perdieron su empleo con la Gran Recesión, quedando atrapados en una rueda de precariedad y desempleo de la que muchos no han logrado escapar, hoy son considerados *boomers* y por tanto 'privilegiados'. Pese a que son el grupo de desempleados más numeroso. En septiembre alcanzaban el 18% de los parados registrados, prácticamente dos de cada diez.

Se puede objetar que los desempleados más jóvenes tienen menos tendencia a recurrir a los servicios públicos de empleo (ya que han cotizado menos para lograr una prestación), pero los datos de la EPA, que obvian este sesgo, confirman la tendencia. Los mayores de 50 años son el único grupo que aún supera los niveles de paro del tercer trimestre de 2008, cuando estalló la crisis. En el caso de los mayores de 60%, lo hacen en un 276%.

No hablamos de *prejubilados* (parados que en realidad no buscan trabajo y solo esperan a poder alcanzar la edad de jubilación) cuyas cifras se sitúan en mínimos históricos. Las personas entre 60 y 66 años y ocho meses (la edad legal de jubilación en 2025) cada vez se mantienen más activos en la búsqueda de empleo, lo que dice mucho de sus condiciones financieras en esa edad. Algo comprensible si tenemos en cuenta el tipo de protección por desempleo que reciben.

El impacto del retraso en la edad de retiro

Un motivo que podría explicar esta tendencia puede ser el envejecimiento y el aumento de la esperanza de vida, pero quizá influya más el retraso de la edad de jubilación a los 67 años (umbral que se alcanzará en 2027) y el endurecimiento general de las condiciones para acceder a la jubilación anticipada. De hecho, las jubilaciones anticipadas forzosas, aquellas que proceden de una situación de desempleo, han descendido, lo que sugiere que los parados prefieren seguir esperando. Los últimos cambios legales les permiten aguardar a elegir el momento que mejore les convenga.

Condenados al paro

Resulta llamativo que solo unos 90.000 *boomers* cobren una prestación contributiva de paro. Suponen el 11% de los beneficiarios de estas ayudas (un porcentaje similar al del resto de grupos mayores de 30 años, con pero muy inferior al que representan en el paro registrado y, sin embargo, alcancen el 34,5% cuando hablamos de subsidios con más de 265.000 perceptores. Esta dualidad de la protección por desempleo, como hemos contado en *elEconomista.es* tiene una explicación clara: son parados de larga duración.

A partir de los 50 años la posibilidad de encontrar empleo cae y con se agotan las prestaciones ligadas a cotización (cuyo límite son dos años) y se pasan a los subsidios. Por ello los *seniors* son el único grupo en el que el número de perceptores del nivel contributivo es inferior al del asistencial. En su mayoría cobran el subsidio especial para mayores de 52 años, dotado con 480 euros mensuales, el único que puede recibirse hasta la edad de jubilación y por el que el SEPE aporta una cotización del 125% de la base mínima.

Según este análisis, que los menores de 50 tengan una representación menor en los subsidios que en las prestaciones implica que tienen un comportamiento más dinámico y más opciones de salir del desempleo. Algo que confirman el resto de las estadísticas del SEPE y la EPA: el paro de mayor duración se ceba en los veteranos. Algo que en ciertos análisis se ha vinculado a que en su última etapa profesional los *seniors* prefieren estas ayudas (las denominada peyorativamente *paguitas)* a trabajar. Pero eso no es lo que dicen los datos.

Desde 2009 (cuando arranca la serie histórica del SEPE) los mayores de 60 años han pasado de ser el grupo menos numeroso de perceptores de prestaciones (sumando nivel contributivo y asistencial) a encabezar el ránking por su desproporcionado número de perceptores de subsidios.

En 2009, cuando arranca la serie histórica del SEPE, se aprecia que el número de perceptores de subsidios de paro en todas las franjas de edad era mucho más reducido (pese a que había más parados). El 11,8% correspondía a mayores de 60 años, el segundo grupo más numeroso tras los desempleados entre 50 y 54 años.

> El número de prejubilados que no busca trabajo se encuentra en mínimos históricos

Según evoluciona la crisis y se extiende la duración del desempleo se dispara en todos los grupos de edad, especialmente entre los que se sitúan entre 30 y 39 años. Pero todos ellos se redujeron con claridad tras los máximos de la crisis. En el caso de los menores de 50 se sitúa en niveles cercanos o inferiores a los de 2009.

Pero lo ocurrido con los mayores de 60 es la excepción No registraron el escalón durante la crisis financiera que sufre el resto, sino que el incremento es linear y no deja de repuntar hasta hoy. Esto apunta a que hay razones más allá del ciclo económico.

Un motivo puede ser el envejecimiento demográfico y el aumento de la esperanza de vida (los trabajadores se mantienen activos laboralmente durante más años), pero quizá influya más el retraso de la edad de jubilación a los 67 años (umbral que se alcanzará en 2027) y el endurecimiento general de las condiciones para acceder a la jubilación anticipada. De hecho, las jubilaciones anticipadas forzosas, aquellas que proceden de una situación de desempleo, han descendido.

El Economista
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 6,7
Ocupación: 169,36% Valor: 27.171,61 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

El presidente de Estados Unidos, Donald Trump, y el presidente de China, Xi Jinping, se estrechan la mano a la salida de su reunión en Seúl. REUTERS

Cinco factores dan alas a extender el crecimiento mundial en 2025 y 2026

La IA y la Fed impulsan el PIB de EEUU, mientras el beneficio empresarial sigue al alza

La tregua de EEUU y China, y el pacto inversor con Japón, suavizan la guerra comercial

I. Flores / C. Asensio MADRID.

A solo cinco días de que se cumpla el primer aniversario de la victoria de Donald Trump en las elecciones presidenciales de 2024, puede ya afirmarse que la economía global presenta unas expectativas mucho más positivas que las auguradas inmediatamente después del triunfo del político republicano. Hasta cinco factores confluyen en el cierre de 2025 para desencadenar un círculo virtuoso, capaz de prolongarse a 2026, que resultaba inimaginable a principios del pasado verano.

Dos de ellos tienen que ver directamente con EEUU. En primer lugar, el modo en que la principal potencia mundial esquiva la recesión que se daba por segura a principios de este año –gracias en buena parte a las masivas inversiones ligadas a la Inteligencia Artificial–. En segundo lugar, EEUU (y en cierta medida toda la economía global) cuenta con el estímulo que suponen las rebajas de tipos de interés de la Reserva Federal, la última de ellas consumada esta misma semana.

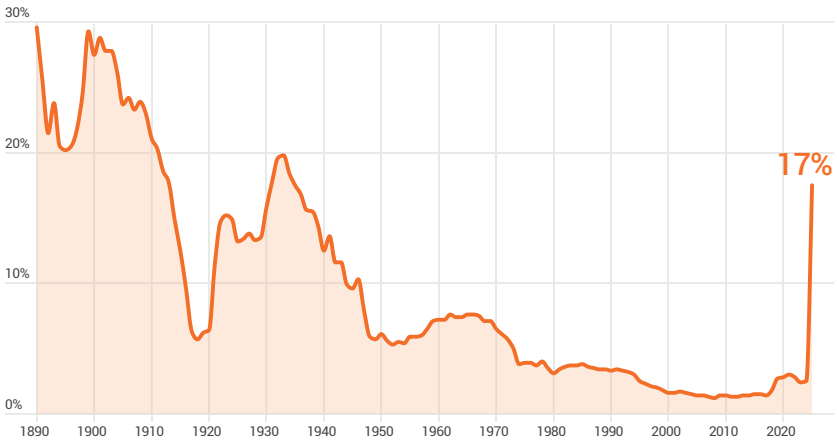
En tercer puesto, la guerra comercial que prometió Trump ya antes de llegar a la Casa Blanca es una realidad desde abril, pero en esta semana se ha visto mitigada por la tregua parcial de un año acordada entre EEUU y China. En cuarto lugar, igualmente sustancial es la reactivación de los grandes acuerdos de inversión a escala bilateral, como el pacto entre Washington y Tokio para movilizar un capital de 400.000 millones de dólares. En último lugar, en lo que al sector privado se refiere, también hay buenas noticias, dado que los expertos prevén un incremento de los beneficios de las cotizadas europeas del 13,4% en 2026 y del 12% en Wall Street en el próximo ejercicio.

La propia directora gerente del Fondo Monetario Internacional, Kristalina Georgieva, dijo una frase clave a comienzos de octubre que define la situación de la economía global: "Va mejor de lo que esperábamos, aunque todavía peor de lo que debería". El cauto optimismo que trasladaba la dirigente se tradujo, precisamente, en las revisiones al alza del PIB que han hecho tanto las entidades multilaterales como el consenso privado de analistas, todas bajo la confianza de esta serie de puntales que consiguen sostener el PIB mundial.

A continuación, se exponen detallados esos cinco *cisnes blancos* que propician que la economía global, según las estimaciones del FMI, crezca por encima del 3% tanto este año como el próximo.

Tasa arancelaria efectiva promedio de las importaciones de EEUU

En porcentaje



Fuente: Oficina del Censo de EE. UU, Comisión de Comercio Internacional de EE. UU y Fundación Fiscal. eE

La Inteligencia Artificial sale al rescate de la economía de EEUU

El año 2025 comenzó con la previsión de una contracción de la economía estadounidense de hasta un 1% pero, junto a unos efectos menos perniciosos de la guerra comercial, otro actor ha irrumpido en el tablero con consecuencias más positivas de los esperadas. "La inversión en Inteligencia Artificial es lo que mantiene a EEUU bien alejado de la recesión", sentencia con claridad el economista jefe para esa área geográfica de BNP Paribas, James Egelhof. Y lo explica con cifras: "Solo la inversión en centros de datos para el desarrollo de la futura IA sumará en 2025 650.000 millones de dólares a escala mundial, el doble que hace tan solo dos años. De ellos, un gigante como Amazon aporta por sí solo 200.000 millones, el equivalente al PIB de Costa Rica". El resto de las *siete magníficas* estadounidenses son también las protagonistas absolutas de este auge tecnológico, sin que ni siquiera China pueda –de momento– eclipsar ese liderazgo. En el *hedge fund* Apollo Global apuntan, en un reciente informe, "que no hay ninguna inversión productiva que iguale en importancia a la destinada a la Inteligencia Artificial en EEUU", pero es más que suficiente para preservar al PIB de toda contracción.

> La inversión en centros de datos para la futura IA sumará 650.000 millones en 2025

La gran pregunta estriba en si esta efervescencia en torno a la IA degenerará en una burbuja. No lo creen así ni siquiera en los ámbitos académicos. Desde la Universidad de

El Economista
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 6,7
Ocupación: 169,36% Valor: 27.171,61 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

Oxford, el profesor Carl Frey asegura que "no estamos aún en absoluto en un escenario de *crisis de los tulipanes*", en referencia a las turbulencias globales que ese vegetal provocó en el siglo XVII, y que convirtió a dicha crisis en el ejemplo canónico de una crisis mundial.

La Reserva Federal cumple con su ruta de rebajas de tipos

El banco central estadounidense parecía abocado a vivir en 2025 un *annus horribilis* que lo paralizara, atrapado entre los continuos ataques de la Casa Blanca, la amenaza de un repunte descontrolado de la inflación y un cierre de la Administración que lo ha dejado ciego en cuanto al acceso a estadísticas clave. Pese a todo, la Fed cumple con la hoja de ruta que su presidente, Jerome Powell, dejó entrever en la reunión de Jackson Hole del pasado agosto, basada en priorizar el estímulo al mercado de trabajo, mientras deja –por ahora– en un plano más secundario el regreso de la inflación a niveles en torno al 2%.

En consecuencia, tras la reunión de su Comité de Mercado Abierto de esta semana, las tasas volvieron a bajar y se sitúan en su nivel más reducido de los últimos tres años. El abaratamiento del precio del dinero seguirá estimulando así a la economía estadounidense. Pero, al mismo tiempo los expertos de CaixaBank Research destacan el beneficio que supone que, a ambos lados del Atlántico, el BCE y la Fed comiencen a acompasar los ritmos de sus políticas monetarias.

Dichos analistas recuerdan que la institución presidida por Christine Lagarde ha rebajado los tipos, desde 2024, de la eurozona con mucha mayor celeridad e intensidad que su homólogo americano. Desde septiembre pasado, la Fed comienza a colocarse a su altura, lo que acaba con un desequilibrio entre ambos bancos centrales, y "supone una fuente de estabilidad" para la economía global.

> El acuerdo con Xi reducirá el arancel efectivo de EEUU que está en máximos de 1933

Es cierto, no obstante, que existe incertidumbre sobre hasta qué punto Jerome Powell podrá mantener este ritmo de reducciones de tasas, y se plantean serias dudas acerca de una rebaja adicional de tipos en el mes de diciembre.

La 'paz' entre Trump y Xi

Donald Trump y Xi Jinping se dan una tregua, aunque solo sea parcial, en la guerra comercial iniciada magnate nada más llegar a la Casa Blanca, y eso alivia la presión sobre el avance de la economía en todo el mundo.

A comienzos de la legislatura de Trump y tras los anuncios del ya famoso *Liberation Day* (Día de la Liberación) la tasa media efectiva de aranceles de Estados Unidos estaba en torno al 19,5%, según un informe de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la más alta desde el año 1933 y que dista poco de poder reducirse a corto plazo.

"Tras una escalada sin precedentes de aranceles impuestos al resto del mundo en abril, Estados Unidos revierte parcialmente su postura, suspendiendo la aplicación de tasas más altas a la mayoría de sus socios comerciales", explicaba el consejero económico y director del Departamento de Estudios del FMI, Pierre-Olivier Gourinchas, en la presentación del informe de *Perspectivas Económicas Globales* (WEO, por sus siglas en inglés) a comienzos de octubre.

Esto redujo ligeramente la tasa arancelaria efectiva de EEUU hasta el 17% y la entidad ya preveía, por aquel entonces, que la economía global había resistido al envite arancelario a pesar de ese incremento del proteccionismo por parte de la Administración Trump.

Precisamente, Trump acordó con Xi reducir los aranceles "inmediatamente" al 10%, lo que acortaría su tasa efectiva arancelaria un poco más, pero las tarifas todavía siguen marcando máximos históricos en el comercio con China, ya que, tras lo firmado, solamente caen hasta el 47%.

Con todo, ambas potencias han aliviado, también, la tensión sobre las tierras raras y Pekín suspenderá durante un año las restricciones a la exportación de estos preciados elementos muy utilizados en el sector tecnológico. También ambos acordaron suspender las tarifas portuarias a ambos lados del Pacífico. Algo de lo que también se beneficiarán otros socios.

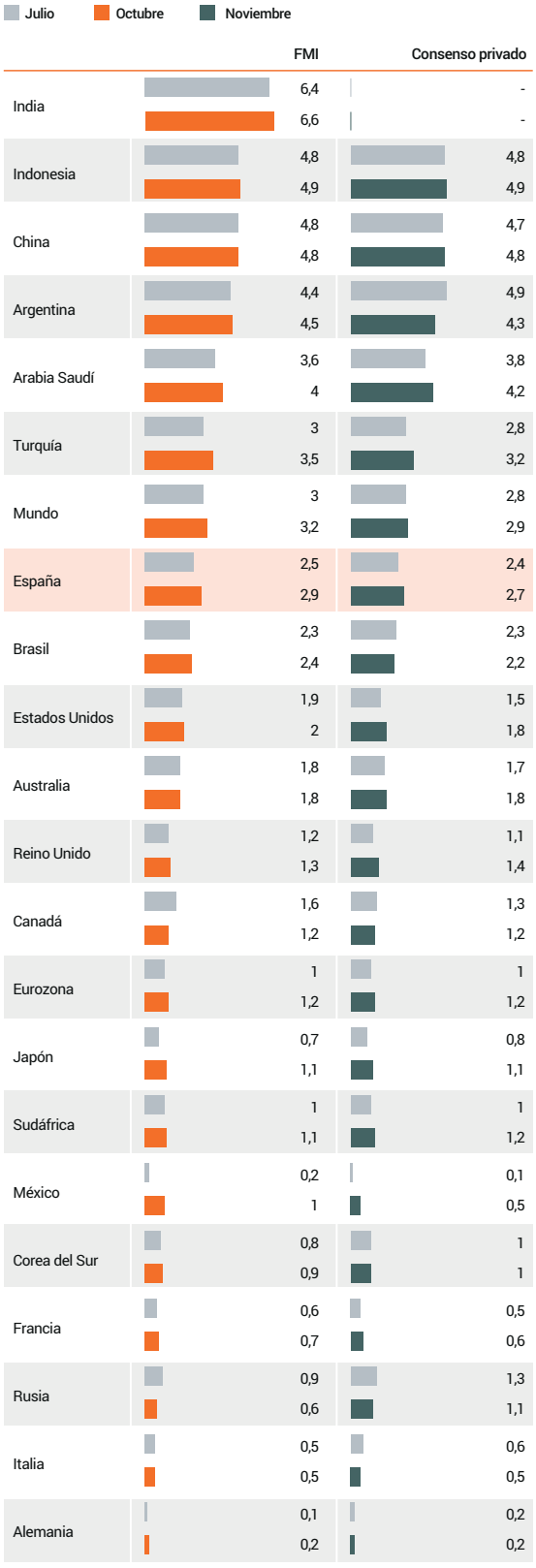
La "edad de oro" de Japón y EEUU

Pero esta no fue la única acción que hizo el magnate en el continente asiático. Trump aprovechó su viaje a Corea, en el contexto de la cumbre de la Asia Pacific Economic Cooperation (APEC), para reunirse con Xi, pero también para conocer a la recién nombrada primera ministra de Japón, Sanae Takaichi. Ambos mandatarios ratificaron el acuerdo para "la edad de oro" de Japón, que fija un arancel fijo del 15% al país del sol naciente, tras haber amenazado a Tokio con tarifas del 25% en el *Liberation Day*, y la creación de un fondo de 550.000 millones de dólares para que Japón invierta en Estados Unidos. Eso sí, Washington tendrá la última palabra sobre dichas inversiones en suelo estadounidense.

Posteriormente, Trump y Takaichi firmaron un segundo acuerdo que establecía un marco de cooperación entre Estados Unidos y Japón para garantizar el suministro de minerales críticos y tierras raras.

Unanimidad en las revisiones al alza del PIB global

Previsiones para 2025 en porcentaje



Fuente: Bloomberg, FMI y elaboración propia. eE

Dicho acuerdo sugería que parte de la inversión se destinaría al desarrollo de tierras raras necesarias para tecnologías avanzadas.

La realidad es que, finalmente, los aranceles del *Liberation Day* no se aplican en su totalidad y la economía evita el gran golpe que se venía anunciado desde comienzos de la legislatura del magnate estadounidense.

El economista José María Rotellar explicó a *elEconomista.es* que estas son buenas noticias tanto para el mundo y para Estados Unidos. "La teoría económica es clara, las políticas proteccionistas lastran el crecimiento y el principal país que lo sufre es el país que lo aplica", y eso ahora se corrige.

La propia Kristalina Georgieva, directora gerente del FMI, instó a "mantener el comercio y la globalización como motores de crecimiento para la economía mundial". Lo cierto es que el PIB mundial se ha multiplicado casi por nueve desde 1960, época en la que los teóricos dan inicio a la conocida como *Globalización moderna,* en la que el aperturismo jugó un papel fundamental en el desarrollo de las economías más avanzadas y aquellos países emergentes.

Beneficios históricos

Tanto la bolsa europea como la estadounidense cotizan en máximos históricos. Los principales índices están en sus niveles más altos y parece que el mercado va a seguir subiendo por un motivo: las estimaciones de beneficios empresariales son positivas y eso debería alimentar todavía más a los inversores de los principales parqués del globo.

La expectativa es especialmente favorable para Europa, donde los analistas ven un aumento de las ganancias del 13,4% en el Stoxx 600,

> Los analistas ven un aumento de las ganancias del S&P 500 del 12% y del Stoxx 600 del 13,4%

frente a un 12% en el S&P 500. Las estimaciones de los expertos apuntan a un beneficio neto conjunto superior a los 2,4 billones de dólares entre las empresas del S&P 500 en el ejercicio de 2025, lo que supone un crecimiento interanual cercano al 10%. El estratega sénior de inversiones en Vontobel, Mario Montagnani, afirmó que "la temporada de resultados deparó sorpresas sólidas, con efectos arancelarios mínimos, marcando una inflexión en el impulso y sugiriendo que las revisiones anteriores quizá fuesen demasiado pesimistas". Y esto, tal y como dijo Rotellar "se traslada intrínsecamente a la economía" y eso es lo que ha hecho que el golpe que venía al mundo fuese una finta que le roza el pómulo.

El País
lunes, 03 de noviembre de 2025 - Fecha Publicación: lunes, 03 de noviembre de 2025
Pág: 26 Area: 826,17 cm2
Ocupación: 90,00% Valor: 52.063,01 € Tirada: 74.041 Difusión: 49.152 Audiencia: 778.000

La liquidación del banco malo costará 16.500 millones a los contribuyentes

La Sareb, que se creó a finales de 2012, entrará en disolución en 2027 con una cartera de 6.000 millones de activos inmobiliarios y créditos pendientes de vender

ALFONSO SIMÓN
Madrid

La factura de la Sareb va a salir cara al contribuyente. La Sociedad de Gestión de Activos procedentes de la Reestructuración Bancaria entrará en disolución en 2027, ya que el Gobierno no tiene intención de alargar la vida al conocido como banco malo, confirman fuentes del Ministerio de Economía a este diario. Pero habrá dos consecuencias: la primera, que el Estado asumirá un agujero de 16.500 millones de euros, por la deuda de esta entidad a pagar a los tenedores de los bonos con aval del Tesoro y, además, la Sareb deberá seguir funcionando desde 2027 —en liquidación— con alrededor de 6.000 millones de activos inmobiliarios y financieros que no haya dado tiempo a vender o traspasar a terceros, según se calcula desde el sector.

A finales de 2012 se creó la Sareb, que adquirió 50.781 millones de euros en activos tóxicos de las cajas de ahorro con problemas por el estallido de la burbuja inmobiliaria, para lo que se endeudó en la misma cantidad a través del lanzamiento de bonos avalados por el Estado. Se le dio una vida útil de 15 años en los que tenía que liquidar esa cartera mediante ventas a terceros. Pero si en esos tres lustros no ha sido capaz de traspasar esos millones en activos y devolver la deuda, al final el Tesoro tendrá que pagar a los bonistas la diferencia con lo que no se consiga recaudar, una cifra que actualmente se sitúa en unos 16.464 millones de patrimonio neto negativo, que según Economía es la mejor fórmula para estimar el impacto en el aval del Estado.

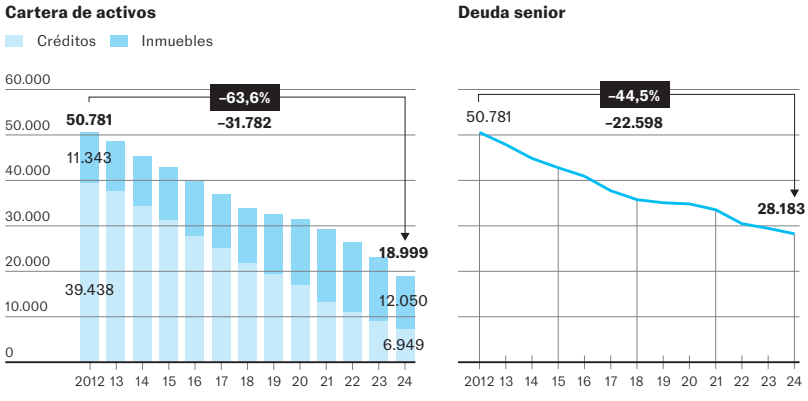
Para este análisis de cómo será la liquidación sin precedentes del banco malo, este diario ha hablado con fuentes internas de la entidad, de la Administración central y responsables de entidades financieras, empresas inmobiliarias y consultoras conocedoras de la actividad de la Sareb. Actualmente, esta empresa pública está presidida por Leopoldo Puig y controlada accionarialmente por el FROB, la Autoridad de Resolución Ejecutiva dependiente del Ministerio dirigido por Carlos Cuerpo.

El responsable de una inmobiliaria recuerda las palabras de Jaime Echegoyen, expresidente de la Sareb (ya fallecido), quien explicaba recurrentemente cómo sería la liquidación del banco malo: "Es como una mudanza, que después de llevarte todo, todavía queda alguna caja y cosas tiradas por el suelo". En este caso, los objetos serán la cartera no vendida y la deuda impagada. La liquidación no será como la de una empresa corriente y endeudada, como fue en el pasado el caso de las promotoras Martinsa-Fadesa o Reyal Urbis. En esta ocasión, el Tesoro tendrá que pagar la deuda en 2027, por lo que los últimos años de la entidad serán en limpio, sin pasivo. Los expertos consultados coinciden en que sería impensable un concurso de acreedores tradicional con quita de deuda, ya que eso supondría un *default* inimaginable del Reino de España al no asumir el aval.

La ministra de Vivienda, Isabel Rodríguez, y Carlos Cuerpo, en mayo en el Senado. JUAN CARLOS HIDALGO (EFE)

Evolución de la Sareb desde su creación

En millones de euros



Fuente: Sareb EL PAÍS

Cuando nació la Sareb, la previsión de Luis de Guindos (PP), entonces ministro de Economía, era que la absorción del ladrillo tóxico de las cajas de ahorro por parte del banco malo no tendría costes para el contribuyente y que incluso daría una rentabilidad del 15%. Pero la realidad es que la entidad ha dado pérdidas desde el primer día y suma 5.330 millones en números rojos desde el inicio de su actividad. Al banco malo le queda por traspasar 18.999 millones de euros en activos, de los que 12.050 millones son inmuebles y 6.949 millones créditos al promotor fallidos (préstamos para obras en el ciclo inmobiliario anterior al estallido de la burbuja en 2007), según los datos de cierre de 2024 (últimos disponibles). Además, gracias a las ventas, la Sareb ha cancelado 22.598 millones de deuda, por lo que le queda por pagar 28.183 millones a los bonistas (que fundamentalmente son entidades financieras y fondos).

La empresa se quedó con una cartera tóxica de 50.781 millones tras la crisis

El Gobierno anunció en julio el traspaso de 40.000 pisos y 2.400 suelos a Sepes

En 2027, la deuda bruta a pagar por el Tesoro será previsiblemente aún mayor que los 16.500 millones, que se puede considerar el agujero neto, ya que a partir de esa fecha la Sareb en liquidación todavía tendrá una cartera a vender por la que recibirá ingresos y, además, el Estado asumirá el nuevo parque de vivienda asequible.

La aparición de Sepes

La cancelación de la deuda por parte de la Sareb además se complicó desde que a inicios de 2025 el Gobierno decidiera cambiar su política de vivienda y utilizar al banco malo como un instrumento más para crear un parque público de casas. De esta forma, en julio, Isabel Rodríguez, ministra de Vivienda y Agenda Urbana, comunicó que la Sareb traspasaría de forma gratuita 40.000 pisos y 2.400 suelos (con capacidad para construir 55.000 pisos adicionales) a otra empresa pública llamada Sepes, hasta ahora dedicada fundamentalmente a la transformación de suelo industrial, y que será el germen de ese futuro parque residencial asequible. Ese traspaso está valorado en 5.900 millones, pero la Sareb no recibirá ni un euro, por lo que no podrá amortizar deuda en una cantidad similar.

Este anuncio causó perplejidad y preocupación en la plantilla del banco malo, compuesta actualmente por 280 personas. El equipo de la Sareb tenía ciertas expectativas de que se prorrogase la vida de la empresa más allá de 2027 y no entendió por qué Sepes, más pequeña y sin personal preparado, va a asumir la tarea que ya realiza la compañía encabezada por Puig. El presidente de la Sareb ha trasladado a la plantilla que no habrá medidas traumáticas, pero a día de hoy no hay planes por parte del Gobierno de que Sepes asuma a esos trabajadores ni el sistema de gestión de la cartera. De momento, ni una sola vivienda ha sido transmitida a Sepes, en unas donaciones que podrían irse en parte más allá de 2027, según Economía.

Fuentes del departamento de Cuerpo explican que la entidad cambiará "su estado jurídico [que se podría llamar la Sareb en liquidación], pero no su actividad práctica". Así, por ejemplo, dejará de contar con un consejo de administración y habrá una junta liquidadora. ¿Durante cuánto tiempo funcionará? De momento es una incógnita, ya que los 6.000 millones en activos remanentes se podrían liquidar de golpe con traspasos grandes a fondos, pasarlos a otra entidad del Estado o ir vendiéndolos poco a poco.

El Economista
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 39
Ocupación: 19,64% Valor: 3.299,94 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

El déficit público desciende en el mes de agosto al 1,64% del PIB

La deuda por parte del Estado cae hasta el 1,91% en septiembre

Agencias MADRID.

El déficit público consolidado de la Administración Central, comunidades autónomas y Seguridad Social –incluida la ayuda financiera– cerró en agosto en el 1,64% del PIB, por debajo del 2,14% registrado en el mismo periodo de un año antes, con 27.478 millones de euros, que supone un 19,5% menos.

Con motivo de las graves inundaciones, provocadas por la Dana que tuvo lugar entre el 28 de octubre y el 4 de noviembre de 2024, se ha recogido en las cuentas del agregado un gasto de carácter extraordinario, por un importe provisional, de 3.598 millones, equivalente al 0,21% del PIB, incluidas las transferencias de carácter finalista a las Corporaciones locales por importe de 1.918 millones.

Si se descuenta el gasto producido por la DANA el déficit del agregado de Administraciones públicas sin incluir la Administración local, a finales de agosto de 2025, se situaría en 23.880 millones, inferior en un 30% al resultado negativo del mismo periodo de 2024.

El déficit de la Administración Central se sitúa en 35.591 millones a finales de agosto de 2025, el 2,12% del PIB, por debajo del 2,35% de un año antes. Por su parte, la Administración Regional registra un superávit a finales de agosto de 2025 de 596 millones de euros, lo que equivale al 0,04% del PIB. Esto responde a que el aumento de los ingresos un 4,6% sitúa los recursos en 175.993 millones, situándose 0,4 puntos porcentuales por debajo del crecimiento del gasto, que se incrementa en un 5%, hasta alcanzar los 175.397 millones.

Por último, los Fondos de la Seguridad Social a finales de agosto de 2025 registran un superávit de 7.517 millones, superior a los 2.053 millones del mismo periodo del ejercicio anterior. En términos de PIB el superávit de la Seguridad Social se sitúa en el 0,45%

De su lado, los datos hasta septiembre muestran que el déficit solo del Estado en términos de contabilidad nacional ha sido de 32.024 millones, inferior en un 10,1% al del mismo periodo de 2024. En relación al PIB, el déficit hasta septiembre equivale al 1,91% de dicha magnitud, 0,32 puntos menos que de 2024, del 2,23%.

El Economista
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 39
Ocupación: 51,60% Valor: 8.668,69 € Tirada: 11.304 Difusión: 6.131 Audiencia: 33.019

El Salario Mínimo se sitúa ya solo un 3% por debajo del sueldo más frecuente

En 2018, antes de las subidas del SMI, la diferencia era de casi el 40% entre ambos

A. Moreno / J. Esteban MADRID.

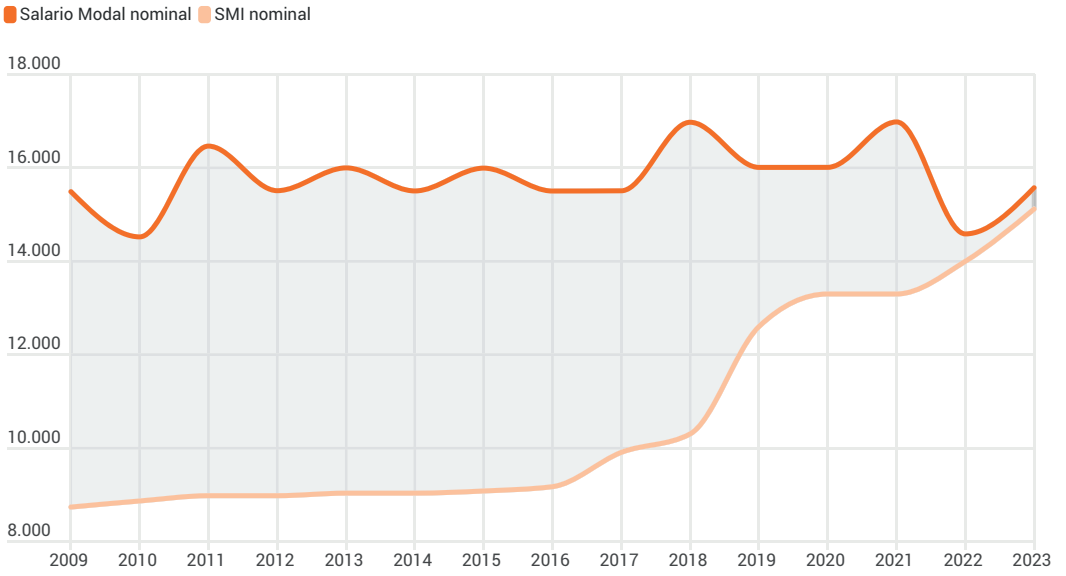
Los sueldos en España han sufrido un cambio de paradigma en los últimos años y no necesariamente para mejor, ya que el salario mínimo interprofesional va camino de convertirse en el más frecuente en nuestro país. De hecho, en términos reales, es decir, descontando la inflación, la brecha entre ambas referencias se ha reducido a mínimos del 2,97%, cuando en 2018 era del 39,3%. Una evolución que tiene una lectura clara: el SMI está tan desvinculado de la economía y el mercado laboral, que no ha tenido ningún *efecto arrastre* positivo en las nóminas de los trabajadores que perciben un sueldo superior. De hecho, están perdiendo poder adquisitivo respecto a la inflación.

Una investigación desarrollada por Fernando Pinto, profesor de Economía Aplicada de la Universidad Rey Juan Carlos, muestra cómo la estructura salarial española se ha ido concentrando en los niveles más bajos. Un fenómeno que se viene arrastrando desde la crisis financiera. En 2009 el salario modal (el más habitual) alcanzaba en términos nominales los 15.491,59 euros anuales, frente a los 8.736 del SMI. La brecha entre ambos era de 6.755,59 euros, un 77%.

Para 2018, el sueldo modal era de 16.977,6 euros al año y el SMI de 10.302,6, lo que arroja una diferencia de 6.675 euros, un 64%. Pero a partir de entonces, el salario mínimo arranca su más intenso 'rally' alcista, con el objetivo de que alcance el 60% del salario medio, como establece la Carta Social Europea. Esto lleva a que en 2023 (últimos datos disponibles en la Encuesta de Estructura Salarial) el modal se había reducido un 8,6%, a 15.575 euros y el SMI se elevaba a 15.120, un 46% más, lo que reduce la diferencia a 455 euros, apenas un 3%.

El salario mínimo se convierte en el más frecuente en España

Evolución del SMI y el salario modal en términos nominales



Fuente: Fernando Pinto (Universidad Rey Juan Carlos) a partir de datos del INE.

El impacto de la inflación en los salarios

Teniendo en cuenta la inflación y su impacto en el poder adquisitivo, entre 2018 y 2023 el salario más frecuente habría caído un 21,1%, de 17.453,1 a 13.773,7 euros, mientras el SMI subiría un 26%, de 10.590,1 a 13.370,4 euros. La brecha entre ambas referencias es prácticamente la misma que con los sueldos nominales un 2,93%, pero la evolución es muy diferente. Así, el salario modal real cedió en 2019 pero se recuperó en 2020 y 2021 para volver a caer con fuerza en los dos años siguientes.

La caída del sueldo más frecuente en España se produjo en 2022 tras una década de cierta estabilidad y para 2023 experimentó una leve recuperación. Este comportamiento puede explicarse como una secuela de la pandemia: la reactivación del turismo fue especialmente intensa ese año y con ella una fuerte creación de empleo. El sector aprovechó la llegada de mano de obra inmigrante para elevar la base de trabajadores, pero sin verse obligados a elevar los sueldos en una proporción parecida. Los datos de salarios en términos corrientes muestran que los salarios mejoraron, pero solo en la banda baja, en la que influye el SMI. Las cifras demuestran que su mejora no se ha extendido a los sueldos más altos, no ha contribuido a elevar el nivel de los sueldos.

Algo que cuestiona el propio objetivo de la subida: acercar el SMI al 60% del salario medio busca mejorar la situación de los trabajadores con sueldos más bajos, pero también la del resto de trabajadores con mejores condiciones. La urgencia con la que se ha producido el alza del salario mínimo en España (un 46% solo entre 2018 y 2023, el triple de los que ha aumentado en la década precedente, marcada por la Gran Recesión) choca con la capacidad real de las empresas para absorberla. Y esto tiene impacto: si en 2018 el SMI nominal equivalía al 60% del salario modal, en 2023 alcanzaba el 97%.

Pero los datos son mucho más contundentes si se analizan en términos reales. Es decir, teniendo en cuenta la inflación. Desde 2019 la inflación acumulada alcanza el 22,93%. Destaca poderosamente el año 2022, donde las medidas poscovid y la guerra de Ucrania llevaron el indicador al 5,7%.

La Vanguardia
domingo, 02 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: domingo, 02 de noviembre de 2025
Pág: 77
Ocupación: 91,92% Valor: 36.032,17 € Tirada: 64.196 Difusión: 50.770 Audiencia: 224.686

La tensión política y la economía

La gran patronal catalana apuesta por Junts como aliado mientras siga viva la legislatura

Sánchez Llibre defiende que los independentistas han sido "un aliado fiable y leal"

LA CRÓNICA

MANEL PÉREZ
Barcelona

DAVID BORRAT / EFE

El presidente de Junts, Carles Puigdemont, el pasado lunes en Perpiñán

En el mundo empresarial catalán, el aumento de la tensión o la supuesta ruptura entre el Junts de **Carles Puigdemont** y el Gobierno de **Pedro Sánchez** se ha recibido con prudencia. Las quejas por la casi segura ausencia de presupuestos generales del Estado por tercer año consecutivo sirven como argumento para pensar en si están más cerca el fin del Gobierno progresista de coalición y la convocatoria de elecciones, posibilidad que se ve con cierto agrado, especialmente por el cambio de política fiscal que se presume aplicaría un futuro gobierno del PP. Pero, de momento, lo más probable es que la situación se prolongue toda vez que Sánchez asegura que mantendrá viva la legislatura hasta el 2027.

Y en esta tesitura, la principal organización empresarial catalana, Foment del Treball, que preside **Josep Sánchez Llibre**, apuesta por mantenerse al lado de Junts. "Mientras la legislatura esté viva y no haya elecciones, Junts es nuestro aliado; ha sido fiable, ha demostrado lealtad y ha cumplido con todos los compromisos que ha alcanzado", refiere el líder empresarial, que ha cultivado desde hace años la relación directa con Puigdemont y su entorno más próximo.

A su juicio, se trata de mantener los puentes con los independentistas, siempre sin descuidar las buenas relaciones con los otros partidos, el PSOE y también de la derecha, especialmente el PP de **Alberto Núñez Feijóo**. Una actitud que comporta asimismo voluntad de convivencia con la situación política, pese a las complicaciones de la vida parlamentaria y de la práctica imposibilidad de aprobar los presupuestos del Estado, y sobre todo capacidad de intervención y de defensa de sus intereses a través de su alianza con Junts. Una combinación que en los pasillos de la barcelonesa Via Laietana, donde Foment tiene su sede, gusta comparar con la eficacia del PNV, pero con la potencia de una economía de mayor envergadura.

Y de fondo, un paisaje de alto crecimiento económico y muchos beneficios, lo que a ojos de los principales representantes de la alta burguesía catalana es un factor clave. "Ahora solo faltaría compensar el desequilibrio de crecimiento con Madrid", señala uno de los miembros más representativos de la élite empresarial.

A juicio de Sánchez Llibre, son muchas las carpetas en las que los de Puigdemont pueden tener un papel determinante, especialmente en temas fiscales, como los impuestos de patrimonio o sucesiones, en los que los votos de los independentistas podrían confluir con los de los populares e incluso los de Vox para desactivarlos.

El acuerdo entre el empresariado y Puigdemont aún puede dar resultados en el Congreso

Para fundamentar ese análisis, refiere la lista de materias en las que el voto de los siete diputados de Junts en el Congreso ha sido clave para que los intereses y las propuestas empresariales salieran adelante. Desde el descarrilamiento de la jornada de 37,5 horas impulsada por la vicepresidenta segunda y ministra de Trabajo, **Yolanda Díaz**, hasta el frenazo al impuesto a las empresas energéticas, el bloqueo a la entrada de los sindicatos en los consejos de administración de las empresas, los impuestos a las mutuas sanitarias privadas o la subida de las cotizaciones de los autónomos.

El presidente de Foment y exdiputado en Madrid de la extinta coalición nacionalista CiU fue desde antes de las elecciones de julio del 2023 uno de los precursores del acuerdo entre los independentistas y el PSOE que permitió la investidura de Sánchez, e impulsor en el mundo económico de la amnistía, aprobada por el Congreso, pero bloqueada por el Tribunal Supremo.

El presidente de Pimec ve una situación "muy difícil para gobernar" y cree que "votar sin negociar es absurdo"

Durante este tiempo se ha reunido regularmente con Puigdemont en Bruselas y ambos han compartido puntos de vista y acuerdos de actuación parlamentaria. Y repetirá en las próximas semanas, buscando mantener la complicidad con el líder independentista. No está tan claro que el otro gran objetivo del jefe de Foment y de muchos de los grandes empresarios en contacto directo con Sánchez, que Junts avance hacia un modelo de partido y de programa más próximo al de la antigua Convergència, se convierta en realidad.

Se trata de un planteamiento que comparte un sector importante de grandes empresas de Barcelona y Madrid, que han mantenido contactos regulares para facilitar ese movimiento. Los líderes de Junts también se han convertido en habituales de algunos de esos cenáculos empresariales de la capital española. En la fracasada opa del BBVA sobre el Sabadell, Junts también se ha alineado con el grueso del empresariado catalán en contra de la desaparición de la entidad financiera vallesana.

El Cercle d'Economia no descarta "un acuerdo final de los partidos sobre las cuentas del 2026"

A los movimientos de Foment se han sumado las muchas delegaciones empresariales que han ido a Waterloo, donde tiene fijada su residencia el expresident de la Generalitat. Desde gremios hasta empresas individuales han pedido ayuda a Puigdemont en el ámbito legislativo o de las negociaciones con el Gobierno sobre medidas que les afectaban. Y otras tantas que también se han acercado al partido sin salir de Barcelona.

Desde otros ámbitos empresariales, la posición es más matizada. **Antoni Cañete**, presidente de la patronal de pequeñas y medianas empresas Pimec y postulante de una representación empresarial alternativa a la de Foment, cree que tras el anuncio de ruptura de Junts se ve "una situación muy difícil para gobernar, ya que a partir de ahora, según la posición de los de Puigdemont, no aprobarán nada y no negociarán nada, simplemente cuando alguna propuesta sea buena para Catalunya, pero votar sin negociar es absurdo". Lamenta ese agravamiento de la situación, aunque también reconoce que hasta ahora ha dado buenos frutos, como la rebaja de cinco puntos en el impuesto de sociedades para las pymes, impulsada también por Junts.

Cañete es de los que creen que en este escenario y sin presupuestos, las elecciones son un horizonte cada vez más cercano. El presidente de Pimec asegura que no le espanta un gobierno del PP o del PSOE, "pero sí un gobierno del PP con Vox, como ha sido un drama el del PSOE con Podemos y Sumar".

La presidenta del Cercle d'Economia, **Teresa García-Milà**, por su parte, se muestra "expectante" después del anuncio de *ruptura* de Junts. El foro empresarial barcelonés organizó hace unos días una sesión de debate sobre la viabilidad política de la legislatura sin Presupuestos del Estado. Pero pese a ello, no se aventura a darla por cerrada. García-Milà no descarta "un acuerdo final de los partidos sobre las cuentas pese al anuncio de Junts de esta semana".

En su opinión, el Gobierno ha anunciado su voluntad de presentar una propuesta presupuestaria y lo lógico es esperar que luche por aprobarla. "Hay que esperar a ver cuál es el resultado de esta nueva dinámica parlamentaria que supone el anuncio de Junts", concluye. La pasada semana, la presidenta del Cercle y otros miembros de la cúpula de la entidad se reunieron con Feijóo.●

Expansión
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 39
Ocupación: 34,01% Valor: 7.162,74 € Tirada: 17.171 Difusión: 10.199 Audiencia: 103.000

La inflación se modera al 2,1% en la eurozona

IPC/ La inflación subyacente se mantiene estancada en un 2,4% y los precios del sector servicios se aceleran. Alemania se sitúa en el 2,3% y Francia en el 0,9%.

J.D. Madrid

Tras el ligero repunte del mes anterior, la inflación de la eurozona volvió al redil de la moderación en octubre. El IPC armonizado se situó en el 2,1% en tasa interanual, una décima menos que en septiembre, según el avance publicado ayer por Eurostat, y en el umbral del objetivo de referencia a medio plazo del 2% del Banco Central Europeo (BCE), que la víspera dio prácticamente por finiquitado el proceso de desinflación en el bloque asegurando que las perspectivas "se mantienen en gran medida sin cambios" en torno a esa meta.

Pero aunque la presidenta del BCE, Christine Lagarde, resaltó el jueves que "aún estamos en un buen lugar y la inflación está donde queremos que esté", la autoridad monetaria no parece tenerlas todas consigo todavía, a juzgar por algunos mensajes y advertencias en los que reconoce que "las perspectivas de inflación son más inciertas de lo habitual" y que tanto un euro más fuerte como el previsto aumento del gasto en Defensa pueden tirar al alza de los precios en el medio plazo.

De momento, el mes de octubre ha ofrecido un respiro y los precios de la cesta de la compra europea se moderaron tímidamente de la mano de un mayor abaratamiento de la energía, que cayó un 1% en octubre frente al descenso del 0,4% del mes anterior, mientras que los alimentos frescos frenaron su escalada y se encarecieron un 3,2%, 1,5 puntos menos que en septiembre.

También ralentizaron su avance los bienes industriales no energéticos, con un alza del 0,6% en contraste con el 0,8% anterior, mientras que los alimentos procesados, el alcohol y el tabaco subieron un 2,4%, dos décimas menos que en septiembre.

En el otro lado de la balanza, los precios del sector servicios volvieron a acelerar, hasta el 3,4%, dos décimas por encima del mes previo. Este sector muestra el componente más estructural de la cesta de la compra, de ahí que la tasa de inflación subyacente (descontando energía y alimentos frescos) se mantuviera en el 2,4%, cuatro décimas por encima del objetivo del Banco Central Europeo y un nivel al que parece anclada en los últimos meses.

España, farolillo rojo

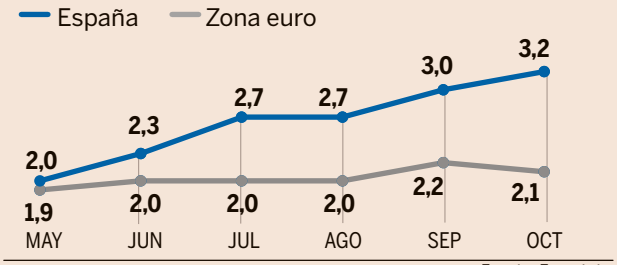
El IPC armonizado se moderó en diez países del euro, aceleró en cinco y se mantuvo en los niveles de septiembre en otros cinco. Entre las grandes economías de la eurozona, España fue el farolillo rojo, con un IPC armonizado del 3,2%, dos décimas más que el mes anterior y una brecha de 1,1 puntos respecto al promedio del bloque. Es una mala noticia porque el diferencial negativo con el bloque se ha ido ampliando, comprometiendo la competitividad de las exportaciones españolas, cuyo destino mayoritario siguen siendo los países de la eurozona y de la UE.

La tasa de inflación española supera holgadamente el 2,3% de Alemania; multiplica por tres veces y media el 0,9% de Francia, y por casi dos veces y media el 1,3% de Italia. En esos tres países los precios se moderaron en octubre: una décima en el caso del IPC germano; dos en el del francés y cinco en el del italiano.

Las tasas de inflación más altas correspondieron a Estonia (4,5%), Letonia (4,2%), y Austria y Croacia, ambos países con un 4%.

CRECE LA BRECHA ENTRE ESPAÑA Y LA EUROZONA

Evolución del IPC armonizado en tasa anual. En %



Expansión Fuente: Eurostat

El IPC armonizado se moderó en diez países del euro mientras aceleró en cinco

El diferencial negativo de España con el bloque comunitario se ha ido ampliando

Expansión
sábado, 01 de noviembre de 2025 Fecha Publicación: sábado, 01 de noviembre de 2025
Pág: 38
Ocupación: 52,78% Valor: 10.124,71 € Tirada: 17.171 Difusión: 10.199 Audiencia: 103.000

La reforma tributaria eleva en 4.500 millones la recaudación en 9 meses

10% MÁS DE INGRESOS POR IMPUESTOS/ Hacienda ingresa 226.000 millones en los tres primeros trimestres del año, 21.000 millones extra frente al mismo periodo de 2024 y más que en todo el ejercicio 2021.

Juande Portillo. Madrid

La reforma fiscal que entró en vigor el pasado 1 de enero contribuye ya decididamente a impulsar el crecimiento a doble dígito de la recaudación de impuestos. En sus primeros nueve meses en marcha, el paquete tributario, que introdujo el nuevo impuesto a la banca, el gravamen sobre los vapeadores y reactivó importantes alzas impositivas a las empresas tumbadas por la Justicia, ha aportado ingresos por cerca de 4.500 millones de euros a las arcas públicas.

Contando con esta contribución, la recaudación total de impuestos en los nueve primeros meses del año ha alcanzado los 225.747 millones de euros, según los últimos datos disponibles, publicados el viernes por el Ministerio de Hacienda. La cifra supone un incremento interanual de los ingresos tributarios del 10,1% (11,8% en términos homogéneos), y una recaudación adicional de 20.735 millones respecto al mismo periodo del año anterior. Los recursos obtenidos, de hecho, superan ya el conjunto de los ingresos tributarios de todo el ejercicio 2021 y anticipan un récord para el conjunto del año 2025.

La Agencia Tributaria achaca estos resultados al "buen comportamiento de las retenciones del trabajo y de los ingresos por IVA, que explican 6,6 puntos del crecimiento de la recaudación", en un año en el que por primera vez se aplican retenciones fiscales a los perceptores del salario mínimo y en el que Hacienda mantiene su negativa a deflactar el IRPF para acompasarlo a la evolución de precios y salarios y evitar así el alza fiscal encubierta conocida como progresividad en frío.

A estos factores, añade el Fisco, habría que sumarles "los buenos resultados que tuvieron las cuotas a ingresar de las declaraciones anuales del IRPF y del Impuesto sobre Sociedades y el impacto positivo de los cambios normativos", que aportan 5.700 millones netos de recaudación extra, en buena medida gracias a la última reforma fiscal.

Se trata del paquete tributario aprobado el pasado diciembre tras una agónica negociación en la que el Gobierno, dejando patente su minoría parlamentaria, tuvo que renunciar a elementos como el impuesto a las empresas energéticas. La reforma, en todo caso, introdujo el nuevo gravamen sobre el margen de intereses y comisiones de las entidades financieras, que hasta la fecha ha recaudado 1.423 millones; el nuevo impuesto a los cigarrillos electrónicos, que junto al alza fiscal sobre el tabaco arroja 282 millones; o la reactivación del triple alza del Impuesto de Sociedades que el exministro de Hacienda Cristóbal Montoro aprobó por decreto en 2016 y el Tribunal Constitucional tumbó el año pasado, que es responsable del grueso de los ingresos generados. En conjunto, la reforma aporta 4.732 millones de ingresos, si bien también comporta rebajas fiscales, como la aplicada a los donativos, por unos 360 millones, lo que reduce el impacto neto a un aumento de la recaudación de 4.377 millones.

En paralelo, las arcas públicas también se benefician de la normalización de los tipos impositivos aplicados sobre alimentos y energía tras las rebajas temporales aprobadas por el Gobierno para hacer frente al peor episodio de inflación de las últimas cuatro décadas. En concreto, la normalización del IVA de la cesta de la compra deja al Estado 1.446 millones extra este año, mientras que las ligadas a la factura energética aportan otros 1.633 millones.

Del lado negativo para las arcas públicas destaca la relevancia de las devoluciones practicadas a los jubilados de las antiguas mutualidades profesionales, a los que el Tribunal Supremo reconoció el derecho a una compensación por la doble tributación que habían sufrido. En solo dos meses, una vez en marcha el nuevo sistema ágil de indemnización, se les han abonado 1.700 millones (frente a los 1.291 millones pagados en todo 2024).

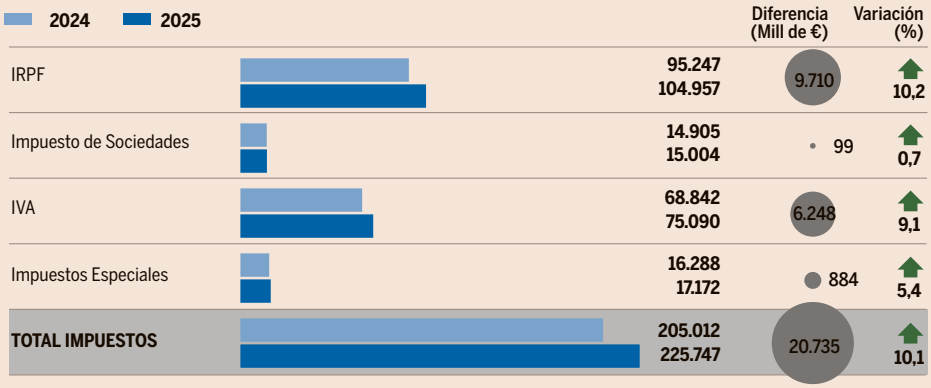
Modificar el Presupuesto

Por su parte, el PP anunció el viernes una iniciativa parlamentaria para vetar que el Gobierno pueda transferir créditos entre secciones presupuestarias de diferentes ministerios como fórmula para parchear la ausencia de nuevos Presupuestos Generales del Estado, tras dos prórrogas consecutivas de las cuentas de 2023 y el riesgo en ciernes de una tercera en 2026. La medida, presentada por el vicesecretario económico del PP, Alberto Nadal, busca revertir una facultad que el Consejo de Ministros se dio a sí mismo en 2023.

Editorial / Página 2

LA RECAUDACIÓN DE IMPUESTOS

Principales ingresos tributarios entre enero y septiembre de cada año, en millones de euros.



Expansión

Fuente: Agencia Tributaria