



Resumen de prensa 12/12/2025

12/12/2025

UNEF

El autoconsumo comercial crece un 25% mientras el residencial cae, alejándose del objetivo del PNIEC	4
El autoconsumo repunta en el sector comercial, pero el residencial acentúa su desaceleración	6
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	8
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	10
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	13
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	15
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	16
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	18
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	19
La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios	21
Transición energética: de cuestión ecológica a motor de crecimiento económico	22

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Italia reparte 922 MW solares a Acciona, X-Elio, Zelestra y otras ocho empresas	25
Acciona Energía construirá dos plantas solares en Italia tras ganar 151 MW en subasta	26
Acciona Energía se adjudica 151 MW fotovoltaicos en la última subasta de Italia	28
Trinasolar y HoloSolis lanzan una gigafactoría solar en Francia	29
Trina Solar anuncia que invertirá en la gigafactoría fotovoltaica de HoloSolis en Francia	30
Edison Next acelera el autoconsumo solar y la eficiencia energética en ITP Aero	32
Edison Next instala 2 MW de autoconsumo para ITP Aero y construye la mayor marquesina solar del País Vasco - Energética 21	34
Repsol vende el 44% de un parque solar en EE UU a Stonepeak	36
Cambio legislativo hacia diferenciales tipo A. Hager te explica lo que debes saber	37
China crea una entidad oficial que coordine la capacidad de polisilicio	40
El autoconsumo solar produce ya más electricidad que la mayor de las centrales nucleares de España	43
El mercado fotovoltaico europeo se contrae por primera vez en una década	46
Entra en vigor la modernización de la normativa de alta tensión de la Comunidad de Madrid	49

Estrategias de gestión inteligente y backup en zonas de alta radiación: maximización del autoconsumo mediante arquitecturas escalables	51
La UE instala menos solar en 2025 y la industria teme que se incumpla el objetivo de 2030	54
Néstor Márquez, ganador del sorteo en Genera + Matelec: "El sector se encuentra en una profunda transformación"	57
Nueva arquitectura MVDC para producir hidrógeno in situ mediante fotovoltaica sin inversor	61
Primeras plantas solares de Iberdrola en la Comunidad Valenciana: 366 MW en desarrollo	63
Red Eléctrica incorpora información de autoconsumo fotovoltaico en todas sus plataformas de datos	65
Soletrex se adjudica el suministro de 48 MW de tecnología solar para un nuevo proyecto 'utility-scale' en España	67
SOLETRAX™ suministrará 48 MW de tecnología solar en un nuevo proyecto en España	69

LAS RENOVABLES

Iberdrola impulsa la eólica de Portugal	71
Iberdrola inicia el montaje de los aerogeneradores del mayor parque eólico de Portugal	72
APPA Renovables reclama una estrategia integral para que España absorba más generación limpia sin aumentar vertidos ni costes	74
Congreso de APPA: integrar más fotovoltaica exige electrificación acelerada y almacenamiento masivo	76
Greening mejora su oferta de adquisición pública para hacerse con el control de EIDF	78
Así es la primera comunidad energética turística de España alimentada con geotermia	79
Avanza el proceso para dotar a Cerdedo de su primera caldera de biomasa	81
Brasil abre la red eléctrica a grandes proyectos solares, eólicos y de hidrógeno verde	82
El biometano cubre ya el 6% de la demanda de gas en la UE y proyecta inversiones de 28.400 millones hasta 2030	84
El MITECO publica las FAQs relativas a la potencia instalada a efectos de autorizaciones administrativas	86
El sector analiza cómo convertir la ventaja renovable en competitividad industrial	88
Entrevista a Jorge Martinez, chief growth officer (Nadara)	90
Exus Renewables conquista el mercado eólico alemán	92
La Comisión Europea presenta un plan de redes para blindar la independencia de la UE y rebajar la factura de la luz	94
La electrificación de la demanda energética con renovables "es rentable, sostenible y urgente"	96
La red urbana de climatización más grande del sur de Europa está en Barcelona	98
La revolución silenciosa que hará posible la transición energética: el almacenamiento	101
La Unión Europea acuerda reducir en un 90 % las emisiones para 2040	104
Las baterías llegan a los hipermercados	107

Las energías renovables cubrirán casi el 56% del consumo eléctrico alemán en 2025	109
Las perspectivas económicas del almacenamiento en baterías en Europa mejoran con la nueva estructura de precios	112
Los expertos reclaman coherencia regulatoria e inversiones masivas en redes antes de 2030	115
Los movimientos en los grupos de compras en el último cuatrimestre	118
Navarra comienza a abandonar el gas natural y ya usa hidrógeno verde	120
Niveles de CO2: entiende su impacto en el cambio climático	124
Proyectos: Iberdrola, Acciona Energía, Plenitude, GES, Naturgy, Statkraft, Zelestra	128
Sonnedix firma un acuerdo con VW Kraftwerk para suministrar garantías de origen renovable	130

LAS OTRAS ENERGÍAS

España, a la cabeza de Europa en inestabilidad regulatoria	132
Endesa corta la luz a una veintena de supermercados por fraude eléctrico	133
Trump adjudica doce nuevos yacimientos a Repsol y refuerza su negocio en EEUU	134
BlackRock activa la reordenación en el capital de Naturgy	135
La gestora cierra la venta del 7,1 por ciento de la gasista por 1.700 de euros con un descuento del 5%	136
GE Vernova recoge el tirón de la demanda en electrificación global	137
La creciente demanda de metales impulsada por la transición energética pone en jaque a las cadenas de suministro	140
La inseguridad regulatoria pone en riesgo la inversión en redes eléctricas en España	143
Madrid prorroga la moratoria a los coches sin etiqueta: así queda la situación	146

LA ECONOMÍA

Hacienda plantea ampliar otra vez la deducción en el IRPF para el SMI	149
Los despidos de empleados fijos se han triplicado con la reforma laboral	151
El Congreso entierra la senda fiscal del Gobierno y avisa: "No habrá Presupuesto"	153

El autoconsumo comercial crece un 25% mientras el residencial cae, alejándose del objetivo del PNIEC - Energética 21

- UNEF alerta de que el ritmo de instalación es insuficiente para alcanzar los 19 GW en 2030 y reclama al futuro Real Decreto, previsto para 2026, que extienda la tramitación simplificada hasta los 500 kW.



El autoconsumo comercial crece un 25% mientras el residencial cae, alejándose del objetivo del PNIEC.

[autoconsumo comercial](#)[autoconsumo residencial](#)[mercado del autoconsumo](#)[unión española fotovoltaica](#)

<https://energetica21.com/noticia/autoconsumo-comercial-crece-25-mientras-residencial-cae-alejandose-objetiv...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

UNEF alerta de que el ritmo de instalación es insuficiente para alcanzar los 19 GW en 2030 y reclama al futuro Real Decreto, previsto para 2026, que extienda la tramitación simplificada hasta los 500 kW.

El mercado del autoconsumo en España presenta un comportamiento divergente en el tercer trimestre de 2025. Según los datos de evolución compartidos este jueves por la Unión Española Fotovoltáica (UNEF), mientras las instalaciones en comercios han repuntado un **25%**, el segmento residencial ha sufrido un retroceso del **15%** respecto al trimestre anterior, con el sector industrial manteniéndose estable.

Estas cifras ponen de manifiesto una ralentización global que preocupa al sector: el ritmo de crecimiento actual sigue estando "muy por debajo" de la senda necesaria para cumplir con el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que fija un objetivo de **19 GW instalados para 2030**. A cierre del año pasado, la potencia acumulada se situaba en algo más de 8 GW, lo que evidencia la brecha existente frente a la meta gubernamental.

El sector fía la reactivación del mercado a la aprobación del nuevo Real Decreto de autoconsumo, cuyo texto definitivo se espera para el próximo año 2026, según las últimas informaciones del Ministerio para la Transición Ecológica.

Desde UNEF valoran positivamente algunos cambios ya anunciados, como la ampliación de la distancia para el autoconsumo compartido de **2 a 5 km** , la regulación de la figura del gestor de autoconsumo y la inclusión del almacenamiento distribuido. Sin embargo, la patronal considera que estas medidas deben ir acompañadas de una simplificación administrativa más ambiciosa.

Alegaciones técnicas para desbloquear el mercado

En su documento de alegaciones, la asociación ha solicitado medidas quirúrgicas para agilizar las legalizaciones. Entre ellas destaca la petición de extender la exención de permisos de acceso y conexión no solo a las plantas de 15 kW de potencia instalada, sino a todas aquellas que **inyecten hasta 15 kW a la red** , independientemente de su potencia pico.

Asimismo, reclaman que el régimen de **tramitación y compensación simplificada** se aplique a todas las instalaciones con capacidad de acceso de hasta **500 kW** , eliminando cuellos de botella para el autoconsumo industrial y comercial.

José Donoso , director general de UNEF, ha señalado la barrera administrativa y de incentivos como el principal freno: “Estamos frente a una gran barrera [...] que nos está impidiendo avanzar. Esperamos que la nueva normativa cambie esta situación”.

2025 marcará para siempre la historia del sector fotovoltaico español como el año del cero eléctrico, un evento que transformó profundamente el panorama regulatorio y estratégico de la industria renovable y puso a la energía fotovoltaica en la agenda medi...

Fiscalidad y estructura de la factura

Más allá de la tramitación, UNEF insiste en la necesidad de enviar señales económicas claras al consumidor. La asociación aboga por una revisión de los peajes y cargos de la factura eléctrica para **aumentar el peso de la parte variable** frente a la fija, lo que incentivaría la inversión en eficiencia y autoconsumo. También reclaman la armonización de los procesos en todas las Comunidades Autónomas, generalizando la exención de Autorización Administrativa Previa y de Construcción para proyectos menores de 500 kW.

“La fotovoltaica es ya la forma más barata de generar energía en nuestro país”, recuerda Donoso, quien insta a facilitar el acceso a ciudadanos y empresas para que puedan reducir sus costes operativos y su impacto ambiental.



El autoconsumo repunta en el sector comercial, pero el residencial acentúa su desaceleración

- El frenazo en instalaciones domésticas contrasta con el impulso del sector comercial mientras el sector aguarda un nuevo Real Decreto que desbloquee trámites.



El autoconsumo repunta en el sector comercial, pero el residencial acentúa su desaceleración

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

El autoconsumo repunta en el sector comercial

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/el-autoconsumo-repunta-en-el-sector-comercial-20251211>

Manuel Moncada

Jueves, 11 diciembre 2025

El contraste no pasa desapercibido en un momento clave para el sector. El objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) sigue fijo en la ambiciosa cifra de alcanzar 19 GW de autoconsumo instalado en 2030. Sin embargo, España cerró 2024 con algo más de 8 GW, muy lejos de la meta y con un crecimiento que UNEF considera "lastrado" por una jungla burocrática y un sistema de incentivos que no termina de acompañar.

José Donoso, director general de UNEF, ha subrayado que "el autoconsumo es ya la forma más barata de generar energía en nuestro país, pero necesitamos ponérselo fácil a quienes quieren dar el paso". Y es que aunque parece que la industria y los comercios empujan, la ciudadanía está encontrando más barreras que estímulos.

Un nuevo marco regulatorio que llegará en 2026

Las expectativas están puestas en el nuevo Real Decreto de Autoconsumo, cuyo texto definitivo se publicará, según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en algún momento de 2026. Es un anuncio que ha generado optimismo en el sector ya que se prevé, entre otras novedades, la ampliación de la distancia entre generación y consumo de 2 a 5 kilómetros, la creación de la figura del gestor de autoconsumo y la incorporación plena del almacenamiento distribuido.

Son avances celebrados por UNEF, pero la asociación insiste en que no bastan. Entre las propuestas trasladadas al Ministerio figuran la extensión de la exención de permisos de acceso y conexión para todas las instalaciones que inyecten hasta 15 kW, así como la aplicación de la tramitación simplificada a aquellas de hasta 500 kW de capacidad de acceso.

Según Donoso, "la gran barrera actual es administrativa y de incentivos". El sector reclama que la normativa elimine cuellos de botella que hoy ralentizan proyectos pequeños y medianos, claves para la democratización de la energía.

Armonización e incentivos

La asociación fotovoltaica apunta también a la necesidad de unificar criterios entre comunidades autónomas. Y es que la exención de autorizaciones administrativas previas y de construcción para instalaciones menores de 500 kW -ya recogida en el RDL 18/2022- no se aplica de forma homogénea, lo que genera incertidumbre en ciudadanos y empresas.

UNEF pide, además, revisar el esquema tarifario eléctrico. ¿Su propuesta? Reforzar la parte variable de la factura para premiar la eficiencia y habilitar incentivos fiscales que impulsen la inversión tanto doméstica como empresarial.

Un sector maduro que reclama agilidad

El autoconsumo se ha consolidado como una de las palancas más rápidas y efectivas para reducir costes energéticos y emisiones. Su tecnología está madura y su aceptación social es amplia. Lo que falta, según el sector, es que la normativa deje de actuar como freno y se convierta en acelerador.

El próximo año será decisivo: el nuevo Real Decreto definirá si España logra acercarse al ritmo necesario para cumplir los objetivos de 2030. Mientras tanto, los comercios toman la delantera, los hogares se resisten y la industria observa el tablero con cautela.

La energía del sol está ahí; el desafío ahora es despejar la sombra burocrática que impide que llegue con fluidez a tejados, naves y negocios.

Economía.- La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- MADRID, 11 (EUROPA PRESS) El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido...



[Economía.-](#) [instalación](#) [autoconsumo](#) [hogares](#) [tercer](#) [trimestre](#) [pero](#) [aumenta](#) [comercios](#) [Category:All](#)

<https://www.bolsamania.com/noticias/empresas/economia--la-instalacion-de-autoconsumo-en-hogares-cae-un...>

Europa Press

Jueves, 11 diciembre 2025

S.A.

En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030.

La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance".

En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica.

El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones

de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponérselo fácil".

"Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto.

La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

● El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el...



Energía renovable

<https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-instalacion-autoconsumo-hogares-cae-15-tercer-t...>
europa press Jueves, 11 diciembre 2025

Archivo - Una placa solar - Eduardo Parra - Europa Press - Archivo Europa Press Economía Finanzas
Publicado: jueves, 11 diciembre 2025 12:12 .ep-tools{position:relative;display:flex;gap:10px;align-items:center;overflow:visible} .sr-only{position:absolute;width:1px;height:1px;padding:0;margin:-1px;overflow:hidden;clip:rect(0,0,1,1);white-space:nowrap;border:0} .ep-share,.ep-ai{position:relative;display:inline-block} .ep-share__button,.ep-ai__button{display:inline-flex;align-items:center;justify-content:center;gap:.5rem;height:36px;padding:0 10px;border:0;border-radius:10px;cursor:pointer} .ep-share__button{background:transparent;color:#111;width:36px;padding:0;border: 1px solid #cecece;border-radius: 50%;} .ep-ai__button{background:#fff;color:rgb(102,102,102);border: 1px solid #cecece;} /* Más separación entre icono y texto en el botón IA */ .ep-ai__button{gap:.75rem} .ep-share__icon{width:20px;height:20px}.ep-ai__icon{color:rgb(102,102,102)}.ep-ai__label{font-size:13px;font-weight:500; color:rgb(102,102,102)} /* AI Menu: Modal centrado en desktop, bottom sheet en móvil */ .ep-ai__menu{ position:fixed;z-index:999999!important;background:#fff; border:1px solid #e5e5e5;box-shadow:0 8px 32px rgba(0,0,0,.15); opacity:0;visibility:hidden;pointer-events:none; transition:all .25s cubic-bezier(.2,.7,.3,1); will-change:transform,opacity; overflow:auto; } /* Móvil: Bottom sheet desde abajo */ @media (max-width: 768px) { .ep-ai__menu{ left:0;right:0;bottom:0;width:100%;max-height:70vh; border-bottom:0;border-top-left-radius:12px;border-top-right-radius:12px; border-bottom-left-radius:0;border-bottom-right-radius:0; padding:8px 6px 12px; transform:translateY(100%); } .ep-ai__menu[data-state=open]{

```
opacity:1;transform:translateY(0);visibility:visible;pointer-events:auto; } } /* Desktop: Modal centrado
*/ @media (min-width: 769px) { .ep-ai__menu{ top:50%;left:50%;transform:translate(-50%,-50%)
scale(0.9); width:400px;max-width:90vw;max-height:80vh; border-radius:16px;padding:16px 8px 20px;
} .ep-ai__menu[data-state=open]{ opacity:1;transform:translate(-50%,-50%)
scale(1);visibility:visible;pointer-events:auto; } } /* Share Menu: Modal centrado en desktop, bottom
sheet en móvil */ .ep-share__menu{ position:fixed;z-index:999999;background:#fff; border:1px solid
#e5e5e5;box-shadow:0 8px 32px rgba(0,0,0,.15); opacity:0;visibility:hidden;pointer-events:none;
transition:all .25s cubic-bezier(.2,.7,.3,1); will-change:transform,opacity; overflow:auto; } /* Móvil:
Bottom sheet desde abajo */ @media (max-width: 768px) { .ep-share__menu{
left:0;right:0;bottom:0;width:100%;max-height:70vh; border-bottom:0;border-top-left-
radius:12px;border-top-right-radius:12px; border-bottom-left-radius:0;border-bottom-right-radius:0;
padding:8px 6px 12px; transform:translateY(100%); } .ep-share__menu[data-state=open]{
opacity:1;transform:translateY(0);visibility:visible;pointer-events:auto; } } /* Desktop: Modal centrado
*/ @media (min-width: 769px) { .ep-share__menu{ top:50%;left:50%;transform:translate(-50%,-50%)
scale(0.9); width:400px;max-width:90vw;max-height:80vh; border-radius:16px;padding:16px 8px 20px;
} .ep-share__menu[data-state=open]{ opacity:1;transform:translate(-50%,-50%)
scale(1);visibility:visible;pointer-events:auto; } } .ue-c-article__toolbox-item{display:flex} .ep-
share__item,.ep-ai__item{display:flex;align-items:center;gap:12px;padding:14px
16px;width:100%;border-radius:10px;font-size:15px;font-weight:500} .ep-share__item:hover,.ep-
ai__item:hover,.ep-share__item:focus,.ep-ai__item:focus{background:#f3f6fb;outline:0} /* Leyenda de
IA */ .ep-ai__legend{pointer-events:none} .ep-ai__legend-content{display:flex;align-
items:center;gap:12px;padding:14px 16px;color:#666;font-size:15px;font-weight:600} .ep-ai__legend
.ue-c-article__toolbox-item-icon{opacity:.7} /* Tipografía mejorada en desktop */ @media (min-width:
769px) { .ep-share__item,.ep-ai__item{font-size:16px;padding:16px 18px;gap:14px} .ep-ai__legend-
content{font-size:16px;padding:16px 18px;gap:14px} } .ue-c-article__toolbox-item-icon,.ep-
ai__brand{flex:0 0 auto;fill:var(--toolbox-color-icon,#000)} /* Icono principal del botón compartir más
moderno */ .ep-share__button .ep-share__icon{color:rgb(102,102,102);transition:transform .22s
cubic-bezier(.2,.7,.3,1)} .ep-share__button:hover{background:#f5f7fa} /* Animación sutil del icono al
abrir */ .ep-share.is-open .ep-share__button .ep-share__icon{transform:translateX(1px) rotate(12deg)}
/* Mejores separaciones visuales dentro del sheet */ .ue-c-article__toolbox-item + .ue-c-
article__toolbox-item{margin-top:2px} .ep-share__menu .ue-c-article__toolbox-item-icon{opacity:.9} /*
Overlay semitransparente con blur */ .ep-overlay{position:fixed;inset:0;z-
index:999;background:rgba(17,24,39,.45);backdrop-filter:blur(2px);opacity:0;visibility:hidden;pointer-
events:none;transition:opacity .2s ease} .ep-overlay[data-state=open]
{opacity:1;visibility:visible;pointer-events:auto} /* Bloqueo de scroll cuando hay hoja abierta */
html.ep-lock, body.ep-lock{overflow:hidden; overscroll-behavior:none} /* La hoja AI también sale
desde abajo en todos los tamaños */ Abrir opciones para compartir
```

Compartir... Facebook X - Twitter WhatsApp Telegram LinkedIn Bluesky Threads Instagram Copiar enlace Enviar por email

IA

Seguir en

MADRID 11 Dic. (EUROPA PRESS) -

El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030.

La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance".

En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica.

El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponérselo fácil".

"Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto.



La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha regi ...



Archivo - Una placa solar

<https://www.pressdigital.es/articulo/economia/2025-12-11/5700364-instalacion-autoconsumo-hogares-cae-15-t...>

AGENCIAS

Jueves, 11 diciembre 2025

Salud Economía La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). AGENCIAS | jueves , 11 de diciembre de 2025, 12:13 El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030. La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance". En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica. El director general

de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponérselo fácil". "Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto. Última hora

La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios






























<http://www.norbolsa.es/NASApp/norline/SesionServlet?PNBORG=E&PNBFMT=html&PNBNOT=20251211121222...>

Jueves, 11 diciembre 2025

Introduzca ticker, nombre o ISIN Buscador de valores Buscador de valores 11/12/2025 12:12:20 - Europa Press La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios MADRID, 11 (EUROPA PRESS) El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). En un comunicado, UNEF señaló que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030. La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance". En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirán - como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica. El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponerse a trabajar". "Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto. Etiquetas:



La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al



<https://forbes.es/economia/844212/la-instalacion-de-autoconsumo-en-hogares-cae-un-15-en-el-tercer-trimestr...>

Forbes / EP

Jueves, 11 diciembre 2025

El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando «muy por debajo» de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030.

La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a «solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance».

En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó «la importancia» de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica.

El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya «la forma más barata de generar energía en el país» y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario «ponérselo fácil».

«Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común», dijo al respecto.



La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha r ...



<https://www.diariosigloxxi.comhttps://www.diariosigloxxi.com/texto-ep/mostrar/20251211121218/instalacion-au...>

Agencias

Jueves, 11 diciembre 2025

El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030. La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance". En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica. El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponérselo fácil". "Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto.

La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior.



Una placa solar.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-instalacion-de-autoconsumo-en-hogares-cae-un-15-en-el-tercer-trimestr...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

La UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del PNIEC, que busca alcanzar los 19 GW instalados en 2030

El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando "muy por debajo" de los objetivos del **Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC)**, que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030.

La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a "solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance".

El autoconsumo

En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó "la importancia" de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica.

El director general de UNEF, **José Donoso** , señaló que la fotovoltaica es ya "la forma más barata de generar energía en el país" y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario "ponérselo fácil".

"Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común", dijo al respecto.

La instalación de autoconsumo en hogares cae un 15% en el tercer trimestre, pero aumenta un 25% en comercios

- El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española...

<https://cronicadecantabria.com/cr/la-instalacin-de-autoconsumo-en-hogares-cae-un-15-en-el-tercer-trimestre-...>

Crónica de Cantabria

Jueves, 11 diciembre 2025

El ritmo de instalaciones de autoconsumo en hogares ha proseguido su caída, con un descenso del 15% en el tercer trimestre con respecto al trimestre anterior, aunque en los comercios ha registrado un incremento del 25% y las instalaciones en la industria se han mantenido estables, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

En un comunicado, UNEF señaló así que el ritmo de crecimiento sigue estando «muy por debajo» de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que busca alcanzar los 19 gigavatios (GW) instalados en 2030.

La patronal fotovoltaica confía en que el nuevo Real Decreto de autoconsumo, del que se espera el texto definitivo el próximo año, ayude a «solventar los escollos administrativos actuales y proporcione incentivos adecuados para que continúe su avance».

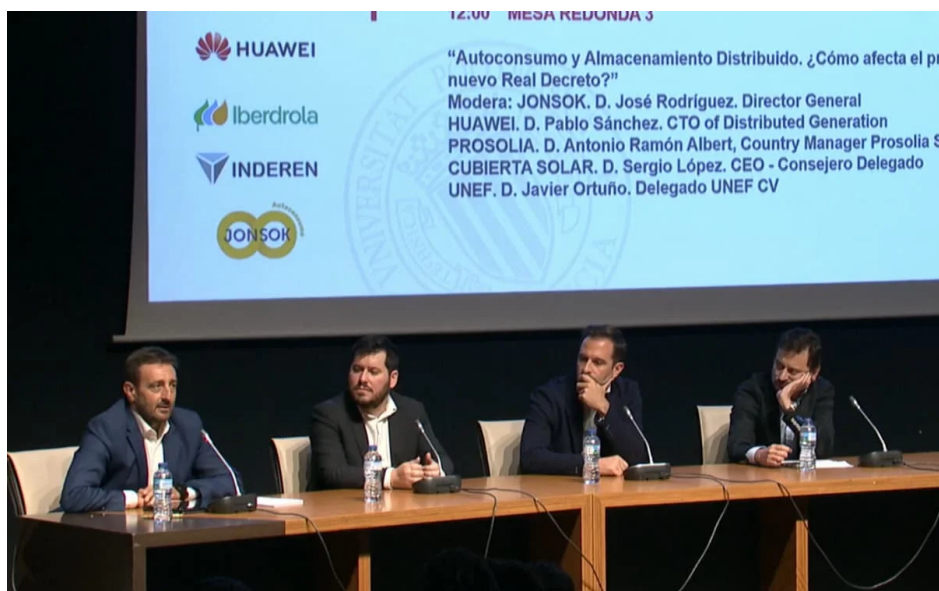
En este sentido, UNEF aplaudió los cambios ya anunciados que introducirá -como la ampliación de la distancia desde la generación al consumo de 2 a 5 kilómetros o la creación de la figura del gestor de autoconsumo, entre otros-, pero recordó «la importancia» de incorporar también otras reclamaciones del sector, como medidas que simplifiquen la tramitación administrativa, premien la inversión en estas soluciones, y maximicen el ahorro que pueden proporcionar, reduciendo el término fijo de la factura eléctrica.

El director general de UNEF, José Donoso, señaló que la fotovoltaica es ya «la forma más barata de generar energía en el país» y que ciudadanos, comercios e industria quieren apostar por soluciones de autoconsumo que les ayuden a ahorrar en costes eléctricos y a reducir su impacto ambiental, para lo que es necesario «ponérselo fácil».

«Esperamos que el nuevo real decreto solucione las barreras identificadas y nos ayude a avanzar en este objetivo común», dijo al respecto.

Transición energética: de cuestión ecológica a motor de crecimiento económico

- La UPV ha celebrado las XVIII Jornadas sobre Energías Renovables con la participación de de las empresas más relevantes del sector.



<https://economia3.com/2025/12/11/709942-transicion-energetica-de-cuestion-ecologica-a-motor-de-crecimien...>

Laura Sanfélix

Jueves, 11 diciembre 2025

Energía...

Las XVIII Jornadas sobre Energías Renovables, organizadas por la Universitat Politècnica de València, han puesto sobre la mesa temas como los objetivos de renovables para 2030, el almacenamiento energético, y las tendencias e innovaciones en energías renovables

Laura Sanfélix Publicado a 11/12/2025 13:34

La transición energética ha dejado de percibirse únicamente como una cuestión ecológica, necesaria para proteger el medio ambiente, y ha pasado a considerarse un asunto económico de primer orden. Esta ha sido una de las principales conclusiones de las XVIII Jornadas sobre Energías Renovables, organizadas por la **Universitat Politècnica de València (UPV)** y celebradas este jueves, con la participación de algunas de las empresas más relevantes del sector.

Durante la jornada, coordinada por el doctor de la UPV **Antonio Reig**, se han debatido temas como los objetivos de renovables para 2030, el almacenamiento energético, y las tendencias e innovaciones en energías renovables. Compañías como **Iberdrola**, **Valfortec**, **Power Electronics** o **Huawei** han estado presentes en los debates y presentaciones.

En una de las mesas redondas, moderada por la abogada **Salma Cantos**, se ha abordado cómo equilibrar los objetivos de energías renovables con la urgencia climática y la seguridad del sistema eléctrico. *«Hay que encontrar ese difícil equilibrio»*, ha subrayado Cantos.

Durante la mesa, el delegado institucional de Iberdrola, **Ibán Molina**, ha destacado que la urgencia climática está estrechamente ligada a la competitividad. Entre los objetivos prioritarios para el sector ha señalado la electrificación de la demanda, la sustitución de los usos actuales de combustibles fósiles por electricidad, la inversión en redes eléctricas, consideradas *«la columna vertebral del sistema»*, y la prolongación de la vida de las centrales nucleares hasta que se logre un almacenamiento energético adecuado. *«El PNIEC es una hoja de ruta muy interesante, pero hay que adaptarlo continuamente a las circunstancias»*, ha apuntado Molina.

De transición energética a transición económica

«Todos tenemos en boca la transición energética, pero quizás deberíamos llamarla transición económica», ha afirmado el vicepresidente de **Contigo Energía**, **Jorge González**. *«Estamos cambiando un modelo productivo que viene de la revolución industrial a un uso de energías renovables, de algo finito a algo infinito»*, ha añadido.

González ha subrayado que, más allá de la protección del medio ambiente, la transición energética responde también a intereses económicos y geopolíticos. En este sentido, ha recordado que *«la fortaleza de Rusia radica precisamente en nuestra dependencia del gas»*.

El vicepresidente de Contigo Energía también ha reconocido los obstáculos de esta *«transición económica»*. Para ilustrarlo, ha comparado el proceso con una carretera en construcción: *«Me gusta describir la transición económica como lo contrario a una autopista de cuatro carriles perfectamente iluminada; es un camino que vamos construyendo y, evidentemente, nos encontramos con problemas»*.

Hace dos décadas, el factor económico de la transición energética no se valoraba tanto, como ha recordado el CEO de Valfortec, **Fidel Roig**, empresa que inició su actividad en el sector en 2005. *«En aquel momento, las renovables eran algo nuevo que iba a mejorar nuestro bienestar porque contribuían a descarbonizar, pero lo sacábamos del tema económico»*, ha explicado Roig.

Para potenciar aún más su desarrollo, el directivo ha señalado la importancia de la implicación de las instituciones públicas y de que los bancos también confíen en este modelo de negocio.

El colectivismo en el autoconsumo en España

Otra de las cuestiones abordadas ha sido el borrador de real decreto presentado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que busca actualizar y simplificar la normativa vigente y, entre otras medidas, impulsar el autoconsumo colectivo.

Según el delegado de **UNEF** en la Comunitat Valenciana, **Javier Ortoño**, la propuesta está lejos de poder materializarse en la práctica. *«Parece que se quiere fomentar más ese colectivismo, pero a día de hoy no va a ser una realidad al nivel del autoconsumo individual a corto plazo»*, señaló.

En la misma línea se ha expresado el CEO de **Cubierta Solar**, **Sergio López** , quien ha apuntado que *«los hábitos actuales en España de individualismo en las instalaciones fotovoltaicas serán difíciles de cambiar»* . López ha añadido que *«el mercado de fotovoltaica en España se está terminando»* , aunque ha valorado positivamente que el real decreto amplíe el área de operación de 2 km a 5 km. *«En general es favorable, pero se queda corto y sigue siendo solo un borrador de real decreto»* , ha matizado.

Por su parte, el Country Manager de **Prosolia Spain**, **Antonio Ramón Albert** , ha lamentado que *«el sector privado avanza más rápido que el público en normativa»*. *«Somos un país líder en posibilidades de generación de renovables, pero estamos limitados por las normativas»* , ha destacado.

Finalmente, el CTO de Distributed Generation de **Huawei**, **Pablo Sánchez**, ha señalado que el borrador del Ministerio incluye algunas medidas clave que pueden beneficiar al sector, como la ampliación de operaciones de 2 a 5 km y la posibilidad de instalaciones de hasta 5 kilovatios. *«Ofrece muchas posibilidades que antes no existían, aunque está claro que se pueden mejorar»* , ha concluido.

Representación institucional y empresarial

El evento ha contado, además, con la asistencia de representantes de la **Generalitat Valenciana** y de **Avaesen** , la asociación de empresas de energías renovables y otras tecnologías limpias de la Comunitat Valenciana. Entre las mesas y conferencias que se han llevado a cabo han destacado ponentes como el presidente de **Endurance**, **Ander Muelas** ; el CTO de **Pavener**, **Vicente Verdú** ; y el Global Director de Strategic Planning and Business Improvement en **BP**, **Pablo Matas**.

Laura Sanfélix Graduada en Periodismo por la Universitat de València, con un máster en Periodismo Político Internacional y otro en Comunicación y Marketing Político. He desarrollado mi trayectoria profesional en medios como Europa Press, así como en el ámbito de las agencias de comunicación. En la actualidad, escribo sobre información económica y empresarial en la web y la revista de Economía 3.



Italia reparte 922 MW solares a Acciona, X-Elio, Zelestra y otras ocho empresas

La capacidad subastada a las españolas supone más de una décima parte del total

Sergio Guinaldo MADRID.

Italia ha adjudicado casi 9 gigavatios (GW) de nueva construcción para nuevos proyectos de generación de energía renovable a través de tecnología fotovoltaica en el país, con una fuerte presencia de compañías españolas entre las adjudicatarias. Entre ellas, destacan actores como Acciona Energía o Iberdrola, aunque la mayor capacidad la ha obtenido X-Elio. De acuerdo a los resultados de las últimas subastas publicadas por el Gestore dei Servizi Energetici, el país ha adjudicado a través del mecanismo FER X un total de 8.811 megavatios (MW), de los cuales 1.114 MW corresponden a proyectos enmarcados en la Ley de Industria de Cero Emisiones Netas (NZIA), aprobada por la Unión Europea para el impulso de la producción local.

En lo que refiere a España, las compañías aquí asentadas han obtenido en las subastas 922,2 MW, más de una décima parte de toda la capacidad fotovoltaica repartida. La mayor adjudicación corresponde a X-Elio, que suma aproximadamente 190,7 MW distribuidos en cuatro proyectos agrovoltaicos en Sicilia, todos ellos en el marco del programa NZIA. Las instalaciones se localizan en Catania, Trapani, Palermo y Agrigento, e incorporan diseños híbridos orientados a compatibilizar generación renovable y uso agrícola.

Por detrás se sitúa Acciona Energía, que alcanza 151 MW adjudicados en dos plantas fotovoltaicas en

suelo en el municipio de Lentini, en la provincia de Siracusa. Con potencias de 100,8 MW y 50,2 MW, estos proyectos se incorporan al corredor solar siciliano y refuerzan la presencia de la compañía en un mercado con un marco de tramitación renovado tras la implantación del FER X, el sistema de contratos por diferencias a 20 años que el país ha puesto en marcha para acelerar el despliegue de energías renovables.

El tercero en volumen adjudicado corresponde a Zelestra, con un total de 135,6 MW distribuidos en seis proyectos en Sicilia. Cinco de

La mayor planta, de 107,9 MW, recaerá en manos de Zelestra, una de las más premiadas

ellos son fotovoltaicos en suelo de tamaño medio, mientras que el sexto —un proyecto agrovoltaico de cerca de 108 MW en Monreale— concentra la mayor parte de la potencia adjudicada. La compañía ha destacado el papel del nuevo mecanismo italiano como acelerador de la transición energética.

Según su *country manager* en Italia, Eliano Russo, el FER X “está demostrando ser un poderoso instrumento para acelerar la transición hacia la energía limpia en Italia y reforzar la competitividad industrial del país”.



Complejo fotovoltaico. EE

Muy próxima en tamaño se sitúa Sonnedix, con 135,2 MW adjudicados en cuatro instalaciones distribuidas entre Sicilia, Lazio y Emilia-Romaña.

Repsol, a través de una filial, ha obtenido una única planta, pero de dimensiones considerables (98,6 MW) en la región de Puglia.

ContourGlobal suma 72,6 MW en tres proyectos, dos de ellos bajo el marco NZIA y uno de carácter estándar. Todas las instalaciones se ubican en Sicilia, concretamente en Trapani y Ragusa, reforzando la intensa concentración geográfica de esta convocatoria y confirmando la competitividad de la isla para grandes plantas solares.

Opdenenergy figura a continuación con un proyecto fotovoltaico de 39 MW en Orta Nova, en la región de Puglia, una de las áreas históricamente más activas en solar en suelo. Le sigue Iberdrola, con 49,2 MW adjudicados en dos ubicaciones: 7

Varias de las instalaciones subastadas se combinarán con cultivos agrícolas

MW en Montalto di Castro (Lazio) y 42,2 MW en San Marco in Lamis (Puglia).

Greening ha confirmado la adjudicación de 25 MW en estas subastas a través de siete proyectos en Emilia-Romaña y Lombardia, a los que se suma un octavo proyecto de 3,22 MW en el marco NZIA que podría elevar la potencia total a 28,13 MW.

A mayor distancia se sitúan las adjudicaciones de Grupotec, con cuatro proyectos que suman 15,7 MW en Campania, y las de Asterion Energies, que totaliza 9,6 MW en tres instalaciones en Toscana y Lazio.

Acciona Energía construirá dos plantas solares en Italia tras ganar 151 MW en subasta

- Acciona Energía construirá dos nuevas plantas fotovoltaicas en Sicilia tras adjudicarse 151 MW de capacidad solar en la última subasta pública en Italia.



Planta fotovoltaica de Acciona Energía.

<https://elperiodicodelaenergia.com/acciona-energia-construira-dos-plantas-solares-en-italia-tras-ganar-151-mw...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

Acciona Energía construirá dos nuevas plantas fotovoltaicas en Sicilia tras adjudicarse 151 megavatios (MW) de capacidad solar en la última subasta pública de energías renovables FERX en Italia, según ha informado en un comunicado.

Se trata de los proyectos **Panbianco** (100,8 MWp) y **Benante** (50,2 MWp), que se ubicarán en el municipio de Lentini, provincia de Siracusa, y cuya construcción comenzará en 2026, con la previsión de que entre en operación comercial a finales de 2027.

En total, Panbianco y Benante producirán alrededor de **2 77,5 gigavatios hora (GWh) anuales**, suficiente para cubrir la demanda de más de 55.000 personas y evitar la emisión de más de 125.000 toneladas de CO₂, equivalente a retirar casi 50.000 coches de combustión de las carreteras.

La subasta para Acciona Energía

El **mecanismo FERX** constituye el sistema de contratos por diferencias (CfD) a largo plazo de Italia, diseñado para acelerar el despliegue de energías renovables mediante la garantía de estabilidad de precios durante un periodo de 20 años. De este modo, el país impulsa su descarbonización a la vez que ofrece garantías y certidumbre a desarrolladores e inversores.

Acciona tiene presencia en Italia desde hace más de 25 años, principalmente a través de sus negocios de agua y construcción, con proyectos emblemáticos como varios lotes del saneamiento

de Apulia, la planta potabilizadora Fuente Presidiana o el dique rompeolas del Puerto de Ravenna.

En el ámbito de las renovables, Acciona Energía opera 156 MW repartidos en cuatro parques eólicos: Cocullo en Abruzzo, Isola y Sant'Anna en Calabria, y Caccamo en Sicilia.



Acciona Energía se adjudica 151 MW fotovoltaicos en la última subasta de Italia

● Edison Next ha completado proyectos de autoconsumo solar en Albacete, Derio, Ajalvir y Zamudio



Acciona Energía se adjudica 151 MW fotovoltaicos en la última subasta de Italia

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/acciona-energ-a-se-adjudica-151-mw-20251211>

Celia García-Ceca

Jueves, 11 diciembre 2025

Acciona Energía construirá dos nuevas plantas fotovoltaicas en Sicilia tras adjudicarse 151 MW de capacidad solar en la última subasta pública de energías renovables FERX en Italia. Los dos proyectos solares, Panbianco (100,8 MW) y Benante (50,2 MW), se ubicarán en el municipio de Lentini, provincia de Siracusa. El inicio de construcción está previsto para 2026 y se espera que entren en operación comercial a finales de 2027. En total, Panbianco y Benante producirán alrededor de 277,5GWh anuales, suficiente para cubrir la demanda de más de 55.000 personas. Esta energía limpia evitará la emisión de más de 125.000 toneladas de CO₂, equivalente a retirar casi 50.000 coches de combustión de las carreteras.

El mecanismo FERX constituye el sistema de contratos por diferencias (CfD) a largo plazo de Italia, diseñado para acelerar el despliegue de energías renovables mediante la garantía de estabilidad de precios durante un periodo de 20 años. De este modo, el país impulsa su descarbonización a la vez que ofrece garantías y certidumbre a desarrolladores e inversores. Acciona tiene una fuerte presencia en Italia desde hace más de 25 años, principalmente a través de sus negocios de agua y construcción, con proyectos emblemáticos como varios lotes del saneamiento de Apulia, la planta potabilizadora Fuente Presidiana, o el dique rompeolas del Puerto de Ravenna. En el ámbito de las renovables, ACCIONA Energía opera 156MW repartidos en cuatro parques eólicos: Cocullo en Abruzzo, Isola y Sant'Anna en Calabria, y Caccamo en Sicilia.



Trinasolar y HoloSolis lanzan una gigafactoria solar en Francia

Invertirán 1.000 millones de euros para producir 5 GW al año

R. Esteller MADRID.

El fabricante chino Trinasolar refuerza su apuesta industrial por Europa con su entrada en la gigafactoría fotovoltaica de HoloSolis en Francia, uno de los proyectos más ambiciosos de reindustrialización verde del continente. La compañía china, fundada en 1997 y considerada uno de los líderes mundiales en módulos fotovoltaicos y soluciones de energía inteligente, ha firmado un acuerdo de cooperación estratégica con la francesa HoloSolis en el marco de la Cumbre Francia-China del 4 de diciembre.

En virtud de este acuerdo, Trinasolar participará como socio clave en la inversión y el desarrollo del proyecto industrial de HoloSolis, a la vez que aportará servicios de consultoría especializada para garantizar la ejecución y el arranque de la planta con estándares de alta eficiencia y calidad. Se trata de un paso adicional respecto al pacto de licencia tecnológica suscrito el pasado verano, que ya otorgó a Ho-

2.000

EMPLEOS

Son los que se crearán con la construcción de la nueva fábrica en Hambach

loSolis el acceso a la tecnología de células solares TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) de Trinasolar para su futura producción en Francia.

La fábrica de HoloSolis, declarada “Proyecto de Interés Nacional” por el Gobierno francés, se levantará en Hambach, en la región de Gran Este, y está diseñada para una capacidad anual de 5 GW, equivalente a la fabricación de unos 10 millones de módulos fotovoltaicos al año, lo que supondrá una inversión del orden de los 1.000 millones. Ese volumen de producción permitirá cubrir las necesidades de energía limpia de aproximadamente un millón de hogares europeos, al tiempo que se crearán en torno a 2.000 empleos directos y se articulará un potente polo industrial en torno a la cadena de valor solar.

El proyecto se enmarca en los esfuerzos de la UE por reconstruir su base industrial solar.

Trina Solar anuncia que invertirá en la gigafactoría fotovoltaica de HoloSolis en Francia

- Ambas empresas han firmado un acuerdo de cooperación estratégica durante la cumbre Francia–China, que consolida la participación de Trinasolar como socio clave en el proyecto que pretende fabricar 5 GW de células y paneles solares al año.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/trina-solar-anuncia-que-invertira-en-la-gigafactoria-fotovoltaica-de-h...>

Jueves, 11 diciembre 2025

Ambas empresas han firmado un acuerdo de cooperación estratégica durante la cumbre Francia–China, que consolida la participación de Trinasolar como socio clave en el proyecto que pretende fabricar 5 GW de células y paneles solares al año.

Pilar Sánchez Molina

Trinasolar y HoloSolis formalizan su acuerdo de cooperación estratégica durante la cumbre Francia–China.

Imagen: HoloSolis

El fabricante chino de paneles solares Trina Solar y la empresa francesa HoloSolis, creada en 2023 por el grupo InnoEnergy y otros dos socios, han firmado un acuerdo de cooperación estratégica durante la cumbre Francia–China, en el marco de la visita de Estado del presidente Emmanuel Macron a Pekín. El acuerdo consolida la participación de Trinasolar como socio clave en la inversión y el desarrollo de la gigafactoría fotovoltaica de HoloSolis en Francia, un proyecto considerado de “Interés Nacional” y respaldado prioritariamente por el Gobierno francés.

No se han comunicado los detalles de acuerdo ni el importe de la inversión prevista por el gigante chino en el proyecto francés.

La planta, con una inversión cercana a los 1.000 millones de euros, está diseñada para alcanzar 5 GW de capacidad anual de células y placas solares, lo que equivale a la fabricación de 10 millones de módulos fotovoltaicos al año. El complejo industrial generará alrededor de 2.000 empleos directos y constituye uno de los proyectos más relevantes del programa europeo para reforzar la industria manufacturera verde.

Además de su participación financiera e industrial, Trinaexplica que «aportará soporte técnico especializado para garantizar la ejecución de la gigafactoría con los estándares más avanzados». Este acuerdo profundiza la colaboración tecnológica iniciada en verano, cuando Holosolis anunció la adquisición de las patentes TopCon de Trina Solar.

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



Edison Next acelera el autoconsumo solar y la eficiencia energética en ITP Aero

● Edison Next ha completado proyectos de autoconsumo solar en Albacete, Derio, Ajalvir y Zamudio



Edison Next acelera el autoconsumo solar y la eficiencia energética en ITP Aero

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/edison-next-acelera-el-autoconsumo-solar-y-20251211>

Celia García-Ceca

Jueves, 11 diciembre 2025

Edison Next Spain ha anunciado su colaboración con **ITP Aereo**, empresa especializada en sistemas de propulsión aeronáuticos y componentes para la aviación comercial y de defensa, con la implementación de varios proyectos como la instalación de plantas fotovoltaicas en varias de las sedes de ITP Aero. Hasta el momento, Edison Next ha completado **proyectos de autoconsumo solar** en Albacete, Derio, Ajalvir y Zamudio, convirtiéndose este último en el parque fotovoltaico sobre marquesinas de aparcamientos más grande del País Vasco, según informa la compañía. En total, estas instalaciones suman 1,955 MW de potencia fotovoltaica, destacando especialmente Zamudio, con 962 kW, y Ajalvir, con 723 kW. En conjunto, generarán 2.289 MWh anuales de electricidad renovable, lo que permitirá reducir el consumo energético y las emisiones asociadas en los distintos centros.

La colaboración entre ITP Aero y Edison Next Spain es un claro ejemplo de cómo la sinergia entre grandes actores puede traducirse en soluciones innovadoras que aportan beneficios tangibles tanto en términos medioambientales como económicos. Gracias a una inversión planificada y al despliegue de nuevas tecnologías, entre ellas las distintas instalaciones fotovoltaicas, ITP Aero está logrando reducir de forma notable su gasto energético y reforzar su competitividad en un sector aeronáutico marcado por una creciente exigencia operativa y medioambiental. Sergio Calvo, Sales Manager North de Edison Next Spain, ha destacado que "para nosotros es un orgullo acompañar a ITP Aero en su camino hacia la descarbonización. Nuestro objetivo siempre ha sido y será proporcionar soluciones energéticas innovadoras que, además de impulsar la sostenibilidad, también

contribuyan a la competitividad y rentabilidad de las empresas en un contexto industrial cada vez más exigente". Además, más allá de la implantación de energía fotovoltaica, Edison Next está aportando un enfoque integral para mejorar la eficiencia energética de las instalaciones.

Edison Next instala 2 MW de autoconsumo para ITP Aero y construye la mayor marquesina solar del País Vasco - Energética 21

- La energética ha desplegado proyectos en cuatro sedes del fabricante aeronáutico que generarán 2.289 MWh anuales, combinando la instalación fotovoltaica con un plan integral de eficiencia energética.



Edison Next instala 2 MW de autoconsumo para ITP Aero y construye la mayor marquesina solar del País Vasco.

autoconsumo marquesina solar itp aero edison next instalación fotovoltaica eficiencia energética descarbonización

<https://energetica21.com/noticia/edison-next-instala-2-mw-autoconsumo-itp-aero-construye-mayor-marquesin...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

La energética ha desplegado proyectos en cuatro sedes del fabricante aeronáutico que generarán 2.289 MWh anuales, combinando la instalación fotovoltaica con un plan integral de eficiencia energética.

La compañía de servicios energéticos **Edison Next Spain** ha acelerado la estrategia de descarbonización de **ITP Aero** mediante la implementación de varias plantas fotovoltaicas y soluciones de eficiencia en las instalaciones del fabricante de motores aeronáuticos. La colaboración abarca proyectos de autoconsumo en las sedes de Albacete, Ajalvir (Madrid), Derio y Zamudio (Vizcaya), sumando una potencia total instalada de **1,955 MWp**.

Entre las actuaciones realizadas destaca el proyecto en el centro de Zamudio, donde se ha levantado una instalación de **962 kWp**, convirtiéndose en el parque fotovoltaico sobre marquesinas de aparcamiento más grande del País Vasco. Por su parte, la planta de Ajalvir cuenta con una potencia de **723 kWp**.

El despliegue de estas infraestructuras permitirá a ITP Aero generar **2.289 MWh anuales de electricidad renovable**, reduciendo significativamente tanto su dependencia de la red como las emisiones de CO₂ asociadas a su actividad industrial.

Según ha informado Edison Next este jueves, la colaboración no se limita únicamente a la generación solar. La energética está aplicando un enfoque integral que incluye tecnologías para mejorar la eficiencia operativa de las instalaciones, ayudando a ITP Aero a reforzar su competitividad en un sector con crecientes exigencias medioambientales.

Sergio Calvo , Sales Manager North de Edison Next Spain, ha valorado la alianza estratégica: "Para nosotros es un orgullo acompañar a ITP Aero en su camino hacia la descarbonización. Nuestro objetivo siempre ha sido y será proporcionar soluciones energéticas innovadoras que, además de impulsar la sostenibilidad, también contribuyan a la competitividad y rentabilidad de las empresas en un contexto industrial cada vez más exigente".



Repsol vende el 44% de un parque solar en EE UU a Stonepeak

La transacción valora el activo en 675 millones de euros

PABLO SEGUÍ OLMEDILLA
MADRID

El fondo estadounidense Stonepeak ha llegado a un acuerdo con Repsol para adquirir el 43,8% de un parque solar de 629 MW en Texas (EE UU) por 252,5 millones de dólares (220 millones de euros al cambio actual), según informó ayer la energética española en un comunicado. La firma inversora con sede en Nueva York está especializada en infraestructuras e inmobiliario y cuenta con 80.000 millones de dólares bajo gestión. La transacción valora todo el activo en 775 millones de dólares (675 millones de euros).

El proyecto solar Outpost inició su explotación comercial en agosto y se beneficia de un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) que asegura la venta de la electricidad a un precio pactado. Lo que refuerza, según Repsol, su atractivo para los inversores.

La compañía del Ibex 35 cuenta con 2.800 MW en operación y construcción en proyectos solares y de almacenamiento en Estados Unidos. La venta acordada supone la segunda que la compañía realiza al fondo de inversión Stonepeak en el mercado de las renovables en ese país.

En julio cerraron una operación similar, con la venta de una participación en el parque solar Frye (632 MW), también en Texas, y en el complejo solar y de almacenamiento Jicarilla (145 MW), situado en Nuevo México. La transacción

se cerró por 300 millones de euros.

El director general de generación baja en carbono de Repsol, João Costeira, afirmó: "Volver a unir fuerzas con Stonepeak, un importante inversor que sigue confiando en la calidad de nuestros activos renovables, nos permite avanzar en nuestra estrategia de crecimiento en Estados Unidos".

El fondo de inversiones adquiriente centra su actividad en infraestructuras digitales, energía y transición energética, transporte y logística, e inmobiliario. El director general de la firma, Anthony Borreca, ha subrayado el "compromiso continuo de su empresa con el avance de las infraestructuras de energía sostenible y la generación de valor a largo plazo en Texas".

El comunicado avanza que se espera que la transacción se cierre en los próximos meses, ya que queda sujeta a las aprobaciones reglamentarias habituales. También subraya que la valoración total del activo (675 millones de euros) incluye "los ingresos por equidad fiscal obtenidos mediante la monetización de los créditos fiscales a la producción", lo que se refiere a que se está teniendo en cuenta no solo el valor físico del parque solar, sino también los beneficios fiscales derivados de su operación.

Repsol cuenta con una cartera de generación renovable con una capacidad instalada operativa de cerca de 5.000 MW, principalmente en España y Estados Unidos.



Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol, y Antonio Brufau, presidente. PABLO MONGE



Cambio legislativo hacia diferenciales tipo A. Hager te explica lo que debes saber

- Cambio legislativo hacia diferenciales tipo A. En este artículo, el fabricante Hager te explica todo lo que debes saber como profesional.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/proveedores/198821/cambio-legislativo-hacia-diferencial...>

C de Comunicación

Jueves, 11 diciembre 2025

El avance tecnológico que están experimentando los equipos eléctricos que se integran en las nuevas instalaciones -como resultado del impulso de la electrificación y de la transición energética en la sociedad-, hace que dichos equipos incorporen cada vez más cargas electrónicas, lo que representa nuevos retos para la detección de fallos por parte de los diferenciales convencionales (AC). Un nuevo REBT está en marcha y dará paso a los diferenciales tipo A.

mientras que Alemania, Bélgica o Suiza han ido un paso más allá y han optado por prohibir la venta de diferenciales tipo AC.

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

El **avance de la electrificación** y, con ello, la incorporación de nuevos y más modernos sistemas, servicios, soluciones y productos eléctricos en el día a día, obliga a actualizar los requisitos que los propios equipos y sus componentes deben tener para **aportar la mayor seguridad posible**, tanto para la protección de los equipos y sistemas, como de las personas.

La proliferación de equipos con electrónica de potencia, como inversores fotovoltaicos o cargadores de vehículo eléctrico, entre otros, pueden experimentar fugas de corriente con componente continua, que **cambian las reglas de juego**.

Para regular las capacidades y características que deberán cumplir los diferenciales en el futuro próximo, la Unión Europea ya está trabajando en la **normativa electrotécnica**,

En España , la entrada en vigor de la norma que regule el uso de los diferenciales AC; A; F; y B, **queda supeditada a la actualización y aprobación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)**, que vio la luz en 2002 mediante el Real Decreto 842-2002. Ahora se espera una nueva actualización para el año 2026.

¿Qué son los diferenciales tipo A y por qué importa esta evolución?

La gran diferencia entre los diferenciales tipo AC y los tipo A es que, los primeros (AC), son capaces de identificar corrientes residuales en forma de onda alterna senoidal, mientras que **los diferenciales tipo A detectan corrientes alternas senoidales, así como corrientes pulsantes – rectificadas (DC)**, comunes en la electrónica de equipos como variadores, electrónica de potencia, cargas con elementos semiconductores, etc.

Estos diferenciales tipo A son capaces de **detectar corrientes alternas con componente continua de hasta 6 mA** .

Más allá de la actualización normativa, existe también un **importante esfuerzo innovador por parte de los fabricantes** , enfocados en ofrecer soluciones que se adapten a las necesidades actuales y al propio desarrollo de las nuevas demandas de uso, por lo que dentro de esta misma categoría “tipo A” pueden encontrarse diferenciales para uso en entornos más exigentes, denominados “HI”, de su definición en inglés “ *High Immunity* ”, que incorporan filtros o mejoras para evitar los disparos intempestivos.

La normativa sobre los diferenciales y sus tipos

La **Guía Técnica de la ITC-BT-24** del REBT del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo se alinea con la norma UNE-HD 60364-4-41, que regula el **diseño, ejecución y verificación de las instalaciones eléctricas de baja tensión**.

En la Guía Técnica se enumeran los **tipos de diferenciales y sus características** . De esta manera, se puede seleccionar el diferencial adecuado según su funcionamiento ante las componentes en corriente continua y de frecuencias distintas a la frecuencia asignada.

En el REBT, que se está preparando de acuerdo con la evolución de las instalaciones y la creciente proporción de cargas electrónicas conectadas a las mismas, se considera conveniente actualizar los tipos de interruptores diferenciales previstos por el reglamento. En concreto, **se elimina el tipo AC** , facilitando este cambio con el establecimiento de **un plazo transitorio de dos años** durante el que se podrán seguir utilizando.

¿Cómo afecta a los instaladores este cambio normativo?

Si eres un profesional de las instalaciones eléctricas, si te dedicas al diseño de instalaciones o desarrollas tu labor profesional en el ámbito del mantenimiento de instalaciones eléctricas, este cambio normativo te afecta directamente, por lo que es muy importante que tengas en cuenta estas **consideraciones** :

- Dependiendo de las cargas que alimenta el sistema, en el momento de decidir sobre el diferencial que vas a utilizar, debes considerar tanto la sensibilidad, como la tipología.
- Si te enfrentas a un trabajo de reforma de una vivienda, es exigible cambiar los diferenciales tipo AC existentes por diferenciales tipo A. Si se trata de una instalación nueva, entonces deberás incorporar directamente los de tipo A.
- En instalaciones eléctricas donde existan elementos con electrónica de potencia, como cargadores de vehículo eléctrico, inversores, etc. los diferenciales tipo A son el mejor elemento de protección, ya que son capaces de detectar las posibles corrientes de fuga que puedan producirse.
- En documentos técnicos como proyectos, boletines, certificaciones, etc., debes tener en cuenta las consideraciones de esta actualización normativa para el correcto cumplimiento de la misma.

Disponibilidad de una amplia variedad de diferenciales tipo A

Debido a que se trata de un cambio normativo, donde los tipo AC ya no pueden utilizarse en favor de los diferenciales de tipo A, **los fabricantes están adaptando sus catálogos de producto** para que el instalador profesional siga encontrando la solución que mejor se adapte a la necesidad específica del trabajo a realizar.

Si estás interesado en tener más información sobre **protección diferencial para instalaciones eléctricas seguras**, Hager te invita a visitar su **página su web**.

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

China crea una entidad oficial que coordine la capacidad de polisilicio

- Una nueva plataforma de coordinación con sede en Pekín, creada por los principales productores de polisilicio de China, supone un giro hacia la gestión de la capacidad, en un momento en que el sector intenta frenar la fuerte caída de los precios y las crecientes presiones de consolidación.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/china-crea-una-entidad-oficial-que-coordine-la-capacidad-de-polisilici...>

Jueves, 11 diciembre 2025

Una nueva plataforma de coordinación con sede en Pekín, creada por los principales productores de polisilicio de China, supone un giro hacia la gestión de la capacidad, en un momento en que el sector intenta frenar la fuerte caída de los precios y las crecientes presiones de consolidación.

Vincent Shaw

Los mayores productores de polisilicio de China han creado una plataforma de coordinación en Pekín, lo que supone el indicio más claro hasta la fecha de que la cadena de suministro solar del país se está moviendo hacia una gestión estructurada de la capacidad tras un prolongado colapso de los precios.

Beijing Guanghe Qiancheng Technology Co., Ltd., que coordina producción por valor de 3000 millones de yuanes (364 millones de euros) se registró el 9 de diciembre en el distrito de Chaoyang de la capital china como una sociedad limitada con inversión mixta nacional y extranjera. Los ejecutivos del sector la describen como una «plataforma de almacenamiento e integración de polisilicio», aunque su ámbito de actividad formal se centra en los servicios tecnológicos y de gestión, más que en el comercio de materias primas. Los inversores y los funcionarios la consideran la columna vertebral institucional de un plan largamente debatido para almacenar material y calibrar el suministro.

La lista de accionistas refleja el núcleo del segmento solar upstream de China. Una filial de Tongwei posee el 30,35 %, seguida de GCL Technology con el 16,79 %. Oriental Hope, Daqo New Energy y Xinte Energy poseen cada una entre el 10 % y el 11 % aproximadamente. Otros inversores son Asia Silicon, Qinghai Lihao, Qinghai NBG New Energy, Xinjiang Goens y Beijing Zhongguang Tonghe, que es propiedad al 100 % de la Asociación China de la Industria Fotovoltaica (CPIA). Liu Yiyang, secretario general ejecutivo de la CPIA, forma parte del consejo de administración, lo que indica un mandato de todo el sector.

Los precios del polisilicio han caído desde alrededor de 300.000 CNY (36.450 €) por tonelada métrica en su pico de 2023 hasta cerca de 50.000 CNY (6.075 €) este año, llegando a tocar brevemente los 33.000 CNY (4.010 €) a mediados de 2024. China representa alrededor del 95 % de la capacidad mundial, y sus cinco principales productores controlan cerca del 80 % del total del suministro. La rápida expansión ha empujado al sector a un grave ciclo bajista, lo que ha provocado una reducción de los márgenes en toda la cadena de valor de la energía solar.

El Ministerio de Industria y Tecnología de la Información de China (MIIT) convocó a los principales fabricantes y a la CPIA en dos ocasiones a mediados de 2024, lo que supuso un apoyo a las medidas destinadas a frenar la expansión redundante y a orientar la capacidad ineficiente hacia una salida. Guanghe Qiancheng es el primer resultado institucional de esas conversaciones.

Personas familiarizadas con los planes dijeron que se espera que los accionistas utilicen la plataforma para discutir bandas de precios «razonables», objetivos de inventario y volúmenes totales de reserva. Los comentarios del sector indican que los precios de venta futuros podrían elevarse por encima de los 60.000 CNY por tonelada, de los cuales unos 10.000 CNY reflejarían los costes de almacenamiento. Se espera que la empresa compre material cuando los precios caigan por debajo de los umbrales acordados y libere existencias cuando la oferta se reduzca, actuando como estabilizador en lugar de como almacenista permanente.

Los ejecutivos que participan en el proyecto han comparado este enfoque con el papel de la OPEP en los mercados petroleros, al tiempo que han destacado que la plataforma no pretende ser un cártel clásico de fijación de precios. Opera bajo la supervisión de la CPIA, cuyos reguladores conocen su creación, y se centra formalmente en la «optimización de la capacidad, la eficiencia de costes y la cooperación estratégica» entre las empresas miembros.

Siguen existiendo retos importantes. La coordinación entre competidores con diferentes presiones financieras y planes de expansión pondrá a prueba la gobernanza. El balance de la plataforma es modesto en comparación con la enorme producción de polisilicio de China, y debe evitar las preocupaciones regulatorias sobre la manipulación del mercado, sin dejar de influir en la confianza.

Una implementación exitosa podría moderar la carrera a la baja del sector, dando tiempo a las instalaciones más antiguas o de mayor costo para salir de manera más ordenada y ayudando a preservar la ventaja tecnológica y de costos de China en la fabricación de energía solar. El fracaso correría el riesgo de desencadenar otra ronda de guerras de precios desestabilizadoras en una industria aún más concentrada.

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

Popular content



El autoconsumo solar produce ya más electricidad que la mayor de las centrales nucleares de España

- El autoconsumo español ya supera los 10.000 GWh en lo que llevamos de año, rebasando la producción anual de la central nuclear de Cofrentes.



El autoconsumo solar produce ya más electricidad que la mayor de las centrales nucleares de España

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/el-autoconsumo-solar-produce-ya-m-s-20251211>

Antonio Barrero F.

Jueves, 11 diciembre 2025

Red Eléctrica (REE), filial de Redeia responsable del transporte y la operación del sistema eléctrico en España, acaba de anunciar que va a publicar "desde hoy", y en todas sus plataformas, "información sobre potencia y energía de autoconsumo fotovoltaico". En el caso de la potencia, la fuente de origen son los datos disponibles en el Sistema de Medidas Eléctricas (Simel) que le remiten, en cumplimiento de la normativa vigente, las distribuidoras (o sea, Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y compañía). REE adelanta en todo caso que va a complementar esa información con estimaciones propias. Por otro lado, el dato referido a la energía generada (la electricidad producida por el más de medio millón de "tejados solares" que ya hay en España) lo obtendrá a partir de medidas de los contadores disponibles en Simel y de estimaciones propias también.

Para estrenar su nuevo servicio, REE adelanta un par de datos: (1) actualmente el volumen total de potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España es del orden de 8.700 megavatios; y (2) "los cálculos determinan que, en lo que llevamos de año, esta potencia -concreta REE- ha supuesto una generación neta estimada por encima de los 10.000 gigavatios hora". En función de las estimaciones de Red Eléctrica, que es el Operador del Sistema (OS), el impacto de este volumen de energía en la demanda nacional desde enero a noviembre sería de aproximadamente cuatro puntos (4%).

Además del fotovoltaico, REE va a publicar registros de otras tecnologías de autoconsumo, como la cogeneración, la hidráulica o la eólica. En total -avanzan desde el OS-, la suma de todas las tecnologías resulta en una potencia instalada de más de 10.800 MW.

REE explica, en el **comunicado** que ha difundido hoy, que los datos referidos al autoconsumo ya los había incorporado en sus sistemas internos de operación, y que su elevación ahora a sus plataformas públicas responde a la "relevancia que ha adquirido el autoconsumo en el mix"

Toda esta información ya puede ser consultada en la sección Datos y en el espacio dedicado a la **curva de la demanda** de la página web de Red Eléctrica (www.ree.es), así como en **su aplicación redOS** y en el **portal eSIOS** .

En concreto, las diferentes plataformas recogen los siguientes datos en las magnitudes de demanda, potencia instalada y generación.

- **Curva de la demanda**

Desde hoy, Red Eléctrica hace pública una nueva curva de la demanda (de color naranja y denominada "Programada total") que se añade a las ya existentes: "Previsión" (verde), "Programada" (roja) y "Demanda real" (amarilla). La nueva curva, ya empleada internamente desde hace varios años en los sistemas internos del OS, representa el impacto del autoconsumo, sumando a la curva roja "Programada" la estimación de la energía producida por instalaciones de autoconsumo que no se programa en los mercados. Además, se modifican las curvas de "Previsión" (verde) y "Demanda real" (amarilla) incorporando también esta energía autoconsumida. Estas curvas pueden consultarse en la web y redOS.

- **Potencia instalada**

Procede de la información remitida por las distribuidoras al Sistema de Medidas Eléctricas gestionado por el OS, complementada con las estimaciones sobre la potencia de las instalaciones de las que SIMEL no dispone de información. El indicador de la potencia instalada, que se actualiza de manera mensual en las plataformas de datos de Red Eléctrica, se desglosa por tecnología y comunidad autónoma.

- **Generación**

Se incluye la energía generada por las instalaciones de autoconsumo a partir de las medidas de los contadores de energía disponibles en SIMEL de aquellas instalaciones con obligación normativa de reportar su generación neta. Asimismo, se incorporan las estimaciones del OS para las instalaciones actualmente exentas de dicha obligación. Además, los usuarios pueden conocer el destino de la energía generada, en concreto qué parte se autoconsume ("energía autoconsumida") y cuál se inyecta a la red ("energía vertida"). La energía autoconsumida no se mide directamente, sino que se calcula como la diferencia entre la generada (medida o estimación) y la energía vertida (de la que siempre se dispone de medida de contador). La información se publica con carácter mensual y anual en la sección de Datos de www.ree.es , en eSios y en la app redOS.

En **este enlace** pueden consultarse estas novedades, así como la metodología empleada y lo que se publica en cada plataforma de Red Eléctrica.

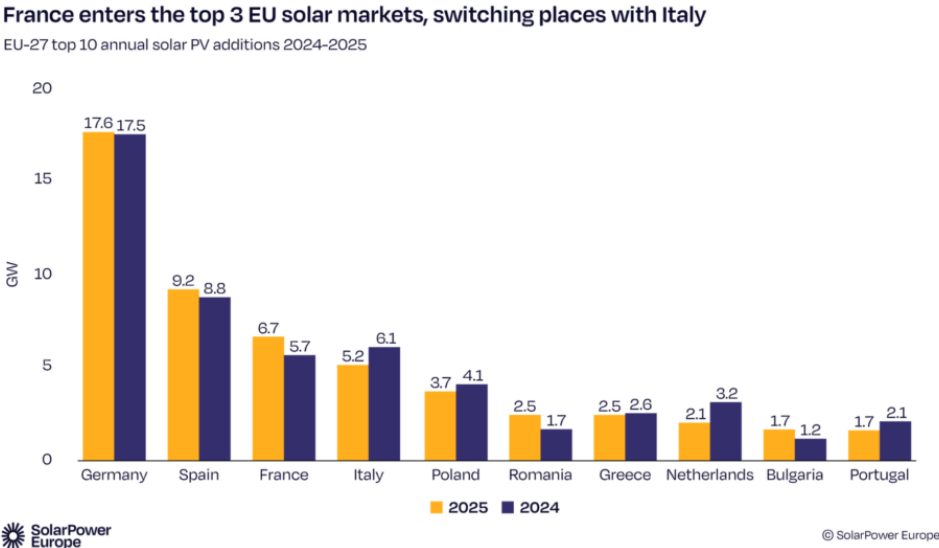
REE explica la importancia de la observabilidad

«La transición energética avanza en España gracias al desarrollo de la red de transporte y al despliegue renovable. También destacan vectores complementarios como el autoconsumo, que empodera al consumidor y favorece la electrificación. Para el operador del sistema, resulta esencial tener la máxima observabilidad de toda esta transformación y de lo que sucede en el sistema eléctrico en cada momento. Esto entraña mayor dificultad en el caso del autoconsumo, con miles de instalaciones de pequeña potencia. Por eso, el OS sigue trabajando y mejorando sus herramientas de medición, de estimación y sus modelos de previsión para anticipar el comportamiento de este vector, con la expectativa de que en un futuro estas estimaciones se reemplacen por registros»

Entre otras acciones, **Red Eléctrica** ha desarrollado una plataforma IoT para recibir información de un panel de autoconsumidores de pequeño y mediano tamaño, que emplea los datos agregados y anonimizados de los dispositivos de medición integrados en los inversores. En este sentido, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha sometido recientemente a audiencia pública, ya concluida, un proyecto de real decreto en el que se incluye el mandato al OS de crear un panel representativo de autoconsumidores a nivel nacional que permitirá monitorizar el autoconsumo y seguir completando la información de la que se dispone hoy en día.

El mercado fotovoltaico europeo se contrae por primera vez en una década

- Las previsiones de SolarPower Europe apuntan a dos años adicionales de caída (2026–2027) antes de un repunte lento hacia 2030. En 2025, las nuevas instalaciones alcanzarán 65,1 GW DC, según la asociación.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/el-mercado-fotovoltaico-europeo-se-contrae-por-primera-vez-en-una...>
Jueves, 11 diciembre 2025

Las previsiones de SolarPower Europe apuntan a dos años adicionales de caída (2026–2027) antes de un repunte lento hacia 2030. En 2025, las nuevas instalaciones alcanzarán 65,1 GW DC, según la asociación.

Pilar Sánchez Molina

El mercado solar de la Unión Europea entra en una fase de inflexión en 2025, registrando su primera contracción en casi una década. Así lo recoge el informe *EU Market Outlook for Solar Power 2025-2030* dado a conocer hoy por la asociación SolarPower Europe. Tras el fuerte impulso de 2021-2023, las nuevas instalaciones alcanzarán 65,1 GW (dc), un 0,7% menos que en 2024, debido al descenso de la demanda residencial y comercial por el fin de incentivos, menor urgencia tras la crisis energética y precios eléctricos menos presionados. El volumen previsto es un 7% inferior al estimado anteriormente.

En contraste, la fotovoltaica a gran escala se consolida como motor principal del crecimiento, y supera por primera vez el 50% de las nuevas instalaciones en 2025, mientras que las instalaciones en tejado bajan hasta el 14% del total anual. La solar suministrará en 2025 13,4% de la electricidad de la UE (frente al 11,6% en 2024), desplazará al gas y carbón y alcanzará picos históricos: en junio se convirtió en la primera tecnología de generación del sistema europeo.

La producción fotovoltaica aumenta en todas las estaciones y ya en septiembre había superado la generación total de 2024. Persisten, sin embargo, limitaciones de red, elevados periodos de precios negativos y falta de flexibilidad —smart meters, agregadores y almacenamiento— que reducen bancabilidad y tasas de captura.

El mercado residencial cae en 19 países y el segmento C&I también se debilita, mientras que el sector utility-scale mantiene resiliencia gracias a subastas y PPAs adjudicados entre 2022 y 2024.

Las previsiones apuntan a dos años adicionales de caída (2026–2027) antes de un repunte lento hacia 2030. En el Escenario Medio, el mercado describe una curva en U, y regresará a un crecimiento débil hacia el final de la década, cuando alcanzará unos 67 GW anuales en 2030. El Escenario Bajo sitúa las instalaciones cerca de 50 GW, y el Escenario Alto muestra crecimiento continuado.

En términos acumulados, el Escenario Medio prevé 718 GW en 2030, por debajo del objetivo europeo de 750 GW, que solo se alcanzaría en el Escenario Alto (810 GW). La brecha se debe a la menor demanda en tejados, insuficiente flexibilidad del sistema eléctrico, incertidumbre regulatoria y cuellos de botella en permisos y uso del suelo.

La capacidad solar utility-scale se duplicará entre 2025 y 2030 (pasará de 159 GW a 321 GW), mientras que la solar en tejado crecerá de 247 GW a 397 GW.

Alemania y España siguen en cabeza

El liderazgo por países en el mercado solar europeo se mantiene relativamente estable en 2025. Alemania y España continúan como los dos mayores mercados, impulsados principalmente por proyectos utility-scale ante el enfriamiento de los incentivos al autoconsumo. Francia supera a Italia y pasa a ocupar el tercer puesto gracias a un fuerte crecimiento en los segmentos comercial y de gran escala, mientras que Italia sufre una contracción acusada de la solar en tejado tras el fin de sus programas de apoyo.

Por primera vez, Rumanía y Bulgaria entran en el top 10, con Rumanía registrando el mayor ritmo de expansión y Bulgaria impulsada por los plazos de los fondos nacionales de recuperación. En contraste, Países Bajos cae al octavo lugar, afectado por el descenso de nuevas instalaciones residenciales. De los diez principales mercados, cinco redujeron su volumen anual respecto a 2024: Italia, Polonia, Grecia, Países Bajos y Portugal.

Pese a las diferencias nacionales, persisten barreras comunes en toda la UE. El informe recomienda redefinir la seguridad energética en torno a las renovables, desplegar una estrategia integral de flexibilidad, acelerar los permisos, reforzar el mercado de autoconsumo y consolidar cadenas de suministro solares más sostenibles y resilientes.

En cuanto a las previsiones, el mercado permanecerá altamente concentrado, con el 80% de nueva potencia aportada por solo diez Estados miembros. Las metas nacionales revisadas suman 701 GW, aún por debajo del objetivo comunitario, y se espera que una cuarta parte de los países no cumplan sus propios objetivos 2030.

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



Entra en vigor la modernización de la normativa de alta tensión de la Comunidad de Madrid

- La Comunidad de Madrid ha aprobado un nuevo Decreto que sustituye a la normativa vigente desde 2010, actualizando y simplificando...



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/196452/madrid-normativa-alta-tension...>

Sara Portillo

Jueves, 11 diciembre 2025

El pasado 29 de octubre, la Comunidad de Madrid aprobó un **nuevo Decreto que actualiza y simplifica la tramitación de las instalaciones eléctricas y de alta tensión**, con el objetivo de agilizar los procedimientos administrativos y adaptarlos a las necesidades actuales del sector energético. Esta normativa, que sustituye a la que había vigente desde 2010, está en vigor desde este mes de diciembre.

A través de un comunicado, el gobierno regional indicaba que el nuevo texto permitirá acortar en hasta dos años la tramitación de proyectos de infraestructuras críticas. Entre estas, destacan subestaciones de transformación esenciales para el **suministro eléctrico** de colegios, hospitales y centros de procesamiento de datos (CPD).

Nueva normativa que “agiliza la tramitación”

Con esta nueva regulación autonómica, la Comunidad de Madrid busca mejorar la garantía de suministro y optimizar el uso de la infraestructura existente, **incrementando del 70 % al 85 % la capacidad de acceso** de los transformadores en las subestaciones.

Un ajuste alineado con **el marco estatal recientemente definido** y que liberará capacidad adicional, facilitando a su vez la conexión de nuevos proyectos energéticos en la región, especialmente en entornos donde la demanda de alta tensión es creciente. “Con esta medida, el Gobierno autonómico

agiliza la tramitación y aplica con rapidez los nuevos criterios para acelerar el desarrollo energético en Madrid”, aseguran.

Concretamente, el Decreto reorganiza los procedimientos de tramitación en **cinco grupos**, manteniendo la estructura tradicional pero incorporando importantes simplificaciones. Con ello, según trasladan, más del 20 % de los expedientes que actualmente requieren autorización o comunicación se beneficiarán de una gestión más ágil, reduciendo significativamente los tiempos administrativos.

Asimismo, la norma **refuerza los mecanismos de restauración ambiental** de los terrenos donde se ubiquen instalaciones de generación o almacenamiento sobre suelo rústico. Para ello, “se establece la obligación de presentar una garantía económica destinada al desmantelamiento y adecuación del terreno al final de la vida útil de la infraestructura, contribuyendo a la sostenibilidad y protección del territorio”, finalizan.

APIEM explica los nuevos criterios de puesta en servicio

Aunque la normativa de alta tensión no se había actualizado desde 2010, en 2022 se publicó una instrucción específica que fijaba los criterios prácticos para la puesta en servicio de instalaciones de autoconsumo. Con la entrada en vigor del Decreto 86/2025, estos procedimientos se han modernizado.

En este contexto, la Asociación Profesional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de Madrid (**APIEM**) explica cómo estas novedades afectan a los procedimientos de autoconsumo y a la gestión de instalaciones a través de EICI (Entidades de Inspección y Control Industrial). **Manuel Cabrera, director Técnico de APIEM**, detalla las principales modificaciones de la instrucción actualizada:

Y ahora la principal novedad es que aumenta el límite de potencia para tramitar en EICI con **Generación en BT y conexión a RDBT y SIN EXCEDENTES** de 100 kW a **CUALQUIER POTENCIA**:

Si es **Generación en BT y conexión a RDBT y CON EXCEDENTES**, se **tramita en EICI si tienen 500kW o menos de 500kW**.

1.- **La medida** está de intercambio de energía, con la red del sistema anti vertido, **se efectúe en el lado de alta tensión** del transformador:

2.- La red interior en AT **tiene solo un transformador** (Si tienen más de uno se tramita en Industria)

El resto de instalaciones, se siguen tramitando en Industria.

Estrategias de gestión inteligente y backup en zonas de alta radiación: maximización del autoconsumo mediante arquitecturas escalables - Energética 21

- Dos inversores híbridos de 10 kW cada uno trabajan en paralelo con 8 módulos de baterías y una capacidad total de 42,4 kWh de acumulación.



Estrategias de gestión inteligente y backup en zonas de alta radiación: maximización del autoconsumo mediante arquitecturas escalables

gestión inteligente

backup

zonas de alta radiación

maximización del autoconsumo

arquitecturas escalables

<https://energetica21.com/articulo/estrategias-gestion-inteligente-backup-zonas-alta-radiacion-maximizacion-au...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

Riello Solartech continúa afianzando su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la eficiencia energética con la puesta en marcha de un nuevo proyecto fotovoltaico en Écija, Jaén, una de las zonas con mayor radiación solar del país y un enclave estratégico para el desarrollo de soluciones renovables.

El proyecto ha sido diseñado para maximizar el aprovechamiento energético mediante la integración de dos inversores híbridos de 10 kW cada uno, conectados en paralelo, y un sistema de 8 módulos de baterías con una capacidad total de 42,4 kWh. Esta configuración combina generación, almacenamiento y gestión inteligente de la energía, asegurando un funcionamiento óptimo incluso en escenarios de alta demanda o condiciones variables de red.

Tecnología al servicio de la eficiencia

El uso de inversores híbridos permite una gestión energética avanzada al integrar en un mismo equipo la función de inversor solar y la de controlador de almacenamiento. Esta tecnología posibilita que la energía generada por los paneles fotovoltaicos se distribuya de manera inteligente: se utiliza en tiempo real para alimentar consumos, se almacena en baterías cuando existe excedente o se exporta a la red según las condiciones del sistema.

Además, los equipos instalados en Écija destacan por su arquitectura modular y su capacidad de operar en paralelo, una característica que permite aumentar la potencia disponible o garantizar la continuidad del servicio ante posibles mantenimientos. Con una eficiencia europea del 97,4 %, los inversores híbridos de Riello Solartech se sitúan entre los más avanzados del mercado, ofreciendo un rendimiento óptimo con un consumo mínimo de energía reactiva.

Ventajas de los inversores híbridos

Los inversores híbridos de Riello Solartech representan la evolución tecnológica en la gestión de la energía fotovoltaica, aportando beneficios clave tanto en entornos residenciales como en proyectos comerciales e industriales:

- **Flexibilidad:** pueden trabajar tanto con sistemas de almacenamiento como en instalaciones sin baterías, permitiendo incorporar acumulación en el futuro sin necesidad de sustituir el inversor.
- **Máximo aprovechamiento del autoconsumo:** gestionan de manera inteligente la energía generada, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y optimizando el ahorro económico.
- **Continuidad y seguridad energética:** gracias a la integración con baterías, aseguran el suministro incluso ante cortes o variaciones de tensión, aportando estabilidad a la red interna del usuario.
- **Escalabilidad:** su capacidad para operar en paralelo facilita el crecimiento del sistema según las necesidades de la instalación.
- **Alta eficiencia:** diseñados con tecnología de última generación, garantizan fiabilidad, durabilidad y bajo mantenimiento.

Estas características convierten a los inversores híbridos de Riello Solartech en una solución idónea para afrontar los retos actuales del mercado energético, marcado por la necesidad de optimizar la gestión del consumo, reducir costes y mejorar la resiliencia de las instalaciones.

Una apuesta por la sostenibilidad y la autonomía energética

La instalación de Écija responde al objetivo de impulsar la transición hacia un modelo energético más sostenible y descentralizado, donde la generación distribuida y el almacenamiento desempeñan un papel clave. Gracias a la capacidad de acumulación del sistema —42,4 kWh—, la energía producida durante las horas de máxima radiación solar puede ser utilizada posteriormente en los momentos de mayor demanda o precios más elevados de la red, lo que supone un importante ahorro económico y energético.

Este tipo de soluciones se enmarca dentro de la visión de Riello Solartech de promover la independencia energética de empresas y usuarios, ofreciendo productos 100 % europeos, robustos y eficientes, diseñados para ofrecer una larga vida útil y la máxima fiabilidad operativa.

Innovación y compromiso

El desarrollo constante de soluciones avanzadas de almacenamiento y control inteligente forma parte de una estrategia global de Riello Solartech para ofrecer al mercado herramientas que faciliten la gestión flexible y rentable de la energía. “Este proyecto es un paso más en nuestra misión de ofrecer al mercado soluciones que combinen innovación, seguridad y eficiencia, apoyando a empresas en su transición hacia un modelo energético más sostenible”, señalan desde la compañía.

En un contexto donde la optimización del autoconsumo, la digitalización y la resiliencia del sistema eléctrico son factores decisivos, iniciativas como la de Écija demuestran cómo la tecnología de Riello Solartech se traduce en resultados tangibles: ahorro, sostenibilidad y autonomía energética.

Artículo escrito por:
Riello Solartech

La UE instala menos solar en 2025 y la industria teme que se incumpla el objetivo de 2030

- La Unión Europea (UE) ha instalado 65,1 gigavatios de nueva capacidad de generación de energía solar en 2025, lo que le permite cumplir su objetivo anual.



La UE instala menos solar en 2025 y la industria teme que se incumpla el objetivo de 2030

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-ue-instala-menos-solar-en-2025-y-la-industria-teme-que-se-incumpla-el-...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

El informe de SolarPower Europe, subraya que, de mantenerse la dinámica actual, la UE se quedará por debajo de los 750 GW de potencia solar previstos para 2030

La Unión Europea (UE) ha instalado 65,1 gigavatios de nueva capacidad de generación de energía solar en 2025, lo que le permite cumplir su objetivo anual, pese a una contracción del 0,7% respecto al avance del pasado ejercicio, pero supone la primera ralentización desde 2016.

Con estos datos, el sector teme que no se cumpla la meta marcada para 2030.

"Los años de auge de la energía solar en la UE durante la década de 2020 han terminado", asegura la patronal de la industria solar europea, SolarPower Europe, en su informe anual de mercado.

La ralentización llega pese a que el club comunitario logra rebasar el **objetivo** fijado para mediados de la década de **alcanzar 400 gigavatios de potencia solar acumulada en 2025**.

Según las estimaciones de la industria, el bloque cerrará el año con 406 GW instalados, un hito relevante pero insuficiente para encarrilar el ritmo necesario hacia la próxima gran estación de la transición energética europea.

"La cifra puede parecer pequeña, pero el simbolismo es grande. Hemos alcanzado el objetivo de 2025, pero por primera vez nuestro horizonte de 2030 se aleja", advierte la directora ejecutiva de SolarPower Europe, **Walburga Hemetsberger**.

El informe subraya que, de mantenerse la dinámica actual, la UE se quedará por debajo de los 750 GW de potencia solar previstos para 2030. Según las previsiones del escenario central, la UE alcanzaría 718 GW en 2030, unos 32 GW por debajo de la meta comunitaria.

El motivo es que las instalaciones anuales caerán también en 2026 y 2027, estima SolarPower Europe y no volverán a crecer con fuerza hasta 2028 y 2029, cuando la industria espera una recuperación que, aun así, sólo permitiría alcanzar de nuevo los niveles de 2025 en 2030, con unos 67 GW anuales.

La energía solar cubrió el 13,4% de la electricidad europea en 2025, a falta de consolidar los datos al cierre del ejercicio, y llegó a ser la tecnología que más electricidad aportó en la UE durante el mes de junio.

Frenazo solar en la UE

El parón del mercado se explica por varios factores, empezando por el frenazo del autoconsumo residencial, que se ha desplomado desde representar el 28% de las nuevas instalaciones en 2023 hasta el 14% en 2025.

Tras la crisis energética, muchos países han recortado los programas de apoyo a la fotovoltaica en tejados, mientras que la caída de los precios mayoristas de la electricidad ha reducido el atractivo económico para los hogares.

En paralelo, la solar a gran escala ha ganado peso, superando por primera vez el 50% de toda la capacidad instalada, pero también afronta dificultades crecientes en su rentabilidad, con un número cada vez mayor de horas a precios eléctricos negativos que merman los ingresos de los proyectos sin contratos de compra garantizada.

Alemania y España lideran

El reparto por países apenas se ha alterado. **Alemania** y **España** mantuvieron sus posiciones como los mayores mercados solares de la UE, aunque con un crecimiento más moderado debido al frenazo del segmento de tejado.

Alemania instaló 17,6 GW de nueva capacidad (+1%) para llegar a 119 GW, mientras que **España** añadió 9,2 GW (+5%) para alcanzar los 55,4 GW.

Francia superó a Italia y se convirtió en el tercer país con mayor capacidad instalada en 2025, impulsado por el fuerte dinamismo comercial e industrial, mientras que el mercado italiano se contrajo tras la retirada de sus principales programas de incentivos.

Se instalaron en **Francia** 6,7 GW, lo que supone un avance del 17% y sitúa la capacidad total en 33,9 GW, mientras que **Italia** sumó 5,2 GW, lo que supone una ralentización del 16% respecto a 2024 y deja

el acumulado en 41,1 GW.

SolarPower Europe identifica varios **obstáculos** que amenazan la expansión del sector, como **la necesidad de redefinir la seguridad energética sobre la base de renovables, la urgencia de una estrategia integral de flexibilidad y almacenamiento, un mayor apoyo a la solar en tejados, el refuerzo de cadenas de suministro más sostenibles y resilientes y la mejora de los procedimientos de permisos.**

En ese sentido, la **Comisión Europea** ha presentado esta misma semana dos iniciativas legislativas sobre simplificación medioambiental e impulso a las redes eléctricas que buscan acelerar la tramitación de permisos.



Néstor Márquez, ganador del sorteo en Genera + Matelec: "El sector se encuentra en una profunda transformación"

- Néstor Márquez, instalador autorizado y gerente de Multiservicios NM, ha ganado la clavadora Pulsa 27E de Spit sorteada en Genera + Matelec.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/instaladores/198846/nestor-marquez-ganador-sorteo-ge...>

Lola Sánchez

Jueves, 11 diciembre 2025

El Área de Material Eléctrico de C de Comunicación sorteó una clavadora premium inalámbrica Pulsa 27E de la marca Spit para aplicaciones eléctricas durante Genera + Matelec 2025. El ganador ha sido Néstor Márquez, instalador autorizado y gerente de Multiservicios NM: "Lo más sacrificado de nuestro trabajo son los horarios, las urgencias y la necesidad de responder contrarreloj".

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

Néstor Márquez, instalador electricista autorizado y gerente de **Multiservicios NM**, ha ganado la clavadora Pulsa 27E de **Spit** sorteada por *C de Comunicación* en **Genera + Matelec**. Bajo la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, ambas ferias tuvieron lugar del 18 al 20 de noviembre en Ifema Madrid.

Para participar, los instaladores tan solo tuvieron que suscribirse gratuitamente al Área de Material Eléctrico durante la celebración de Genera + Matelec. De manera diaria, los nuevos lectores reciben en su bandeja de entrada los boletines con **información especializada y de calidad**.

En este sentido, y como parte de nuestro compromiso, conversamos con Néstor Márquez para conocer su día a día, inquietudes y desafíos dentro del **sector de las instalaciones eléctricas**.

Pregunta. ¿Cuál es tu formación y cuántos años llevas en el sector?

Respuesta . Mi formación está orientada al ámbito de las instalaciones eléctricas y la eficiencia energética. Acumulo cerca de cuatro años de experiencia práctica en el sector, desarrollados tanto en obra como en trabajos de mantenimiento, reparaciones y proyectos de mejora para viviendas, comunidades y negocios.

P. ¿Cuándo pusiste en marcha Multiservicios NM? ¿Fue complicado emprender?

R . Puse en marcha Multiservicios NM hace casi cuatro años, cuando decidí apostar por un proyecto propio dentro de un sector que conozco y que disfruto. No obstante, emprender fue -y sigue siendo- un reto importante, tanto por gestionar recursos limitados, generar confianza y competir en un mercado exigente como por mantener un flujo constante de presupuestos y contratos.

Aun así, el esfuerzo ha valido la pena y, hoy por hoy, el proyecto se mantiene sólido gracias al trabajo constante y la satisfacción de nuestros clientes.

“Emprender fue, y sigue siendo, un reto importante”

P. ¿Cuántas personas forman parte de Multiservicios NM? ¿Qué tipo de servicios ofrecen?

R . Multiservicios NM está conformado actualmente por mí y por un grupo de colaboradores autónomos con los que trabajamos de manera coordinada, según las necesidades de cada proyecto. Esto nos da flexibilidad y capacidad de respuesta.

Ofrecemos servicios de instalaciones eléctricas de baja tensión, reformas y ampliaciones, reparaciones urgentes, instalación de puntos de recarga, sistemas de autoconsumo fotovoltaico, cuadros eléctricos, iluminación eficiente y domótica básica, así como mantenimiento preventivo y correctivo para viviendas, comunidades y pequeños negocios.

P. ¿Cuál es el área de trabajo de Multiservicios NM? ¿Se mueven o están focalizados en una zona?

R . Nuestro radio de acción es la Costa del Sol, cubriendo prácticamente toda la provincia de Málaga. Trabajamos en zonas urbanas, residenciales y turísticas, adaptándonos a proyectos puntuales y necesidades recurrentes.

P. ¿Qué es lo más bonito y lo más sacrificado del trabajo del instalador?

R . Lo más bonito es la satisfacción del cliente cuando resolvemos un problema que para ellos representa una preocupación importante. Esa tranquilidad que recuperan al ver su instalación segura y operativa es una de las mayores recompensas del oficio.

Lo más sacrificado son los horarios, las urgencias y la necesidad de responder contrarreloj. Además, la gestión de presupuestos, cotizaciones y seguimiento de proyectos exigen constancia y organización para que el negocio se mantenga estable.

P. Como profesional, ¿cuáles son las principales tendencias que detectas en el sector de las instalaciones?

R . El sector de las instalaciones eléctricas se encuentra en una profunda transformación. En España destacan varias tendencias claras:

- Autoconsumo fotovoltaico y almacenamiento energético, impulsado por la normativa y la demanda de eficiencia.
- Puntos de recarga para vehículos eléctricos, tanto domésticos como empresariales.
- Domotización y automatización de viviendas y negocios, con sistemas de control remoto, eficiencia y confort.
- Monitorización y gestión inteligente de instalaciones eléctricas para optimizar consumos.
- Integración de soluciones híbridas que combinan energía solar, baterías y sistemas de respaldo.

P. ¿Hacia dónde crees que evolucionará el sector de las instalaciones?

R . A medio plazo, el sector evolucionará hacia instalaciones cada vez más eficientes, conectadas y autogestionables. El crecimiento del autoconsumo, la movilidad eléctrica y la domótica llevarán a sistemas más integrados, donde la electricidad, la automatización y la conectividad trabajen juntas.

Veremos instalaciones que se supervisan y ajustan de forma remota, viviendas inteligentes con gestión energética avanzada y negocios que optimizan recursos gracias a la digitalización. En definitiva, un sector más profesionalizado, tecnológico y orientado a la sostenibilidad.

“El sector evolucionará hacia instalaciones cada vez más eficientes, conectadas y autogestionables”

P. ¿Qué mensaje quieres lanzar a aquellos jóvenes que pueden estar interesados en el sector de las instalaciones?

R . A los jóvenes les diría que el sector de las instalaciones eléctricas supone una oportunidad real de crecimiento profesional y personal. No solo es un oficio con alta demanda y con un futuro claramente vinculado a la

tecnología, la eficiencia energética y la sostenibilidad, sino que también ofrece un camino sólido para construir una carrera estable y bien valorada.

Quien entre en este sector hoy, tendrá la posibilidad de especializarse en áreas como la movilidad eléctrica, el autoconsumo, la domótica o la gestión inteligente de instalaciones, que serán pilares fundamentales del mercado en los próximos años.

Lo esencial es formarse, mantenerse actualizado y desarrollar una ética de trabajo basada en la constancia, la responsabilidad y el compromiso con el cliente. Cuando se trabaja con ganas de aprender y con intención sincera de ayudar, las oportunidades llegan.

P. ¿Y qué consejo de vida le darías a cualquier persona?

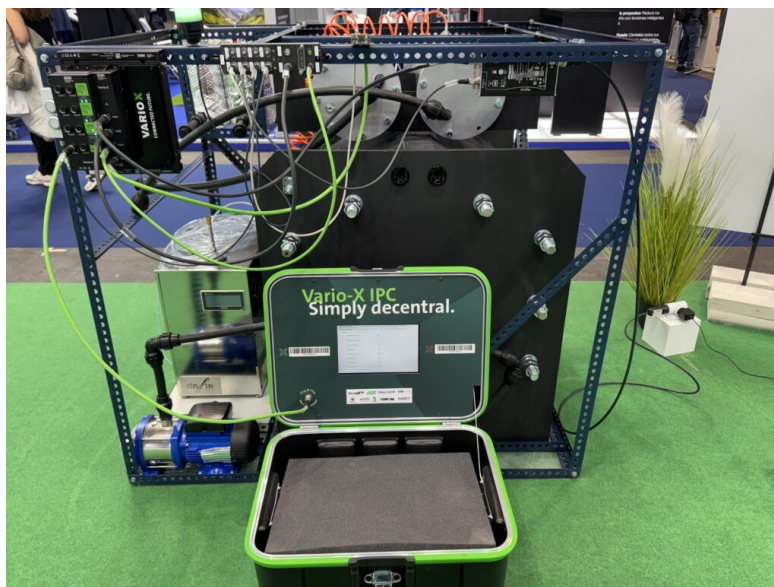
R . Mi consejo es que todo lo que hagamos, lo hagamos con honestidad, dedicación y coherencia. La vida y el trabajo traen retos, pero la constancia, la disciplina y el deseo de mejorar un poco cada día abren caminos que a veces ni imaginamos.

Creer en uno mismo, actuar con profesionalismo y tratar de aportar valor a los demás siempre termina marcando la diferencia. No importa el ámbito; cuando ponemos intención, esfuerzo y buen corazón en lo que hacemos, el crecimiento -personal, económico y profesional- llega de forma natural.

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

Nueva arquitectura MVDC para producir hidrógeno in situ mediante fotovoltaica sin inversor

- La empresa asturiana Táctica Industrial ha desarrollado una manera de generar hidrógeno verde a un coste estimado de 400 €/kW sin inversor ni conexión a red, mediante electrólisis alcalina a partir de electrolizadores modulares.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/nueva-arquitectura-mvdc-para-producir-hidrogeno-in-situ-mediante-f...>
Jueves, 11 diciembre 2025

La empresa asturiana Táctica Industrial ha desarrollado una manera de generar hidrógeno verde a un coste estimado de 400 €/kW sin inversor ni conexión a red, mediante electrólisis alcalina a partir de electrolizadores modulares.

Pilar Sánchez Molina

La empresa asturiana de ingeniería Táctica Industrial ha desarrollado un modelo para generar hidrógeno y derivados in situ, sin inversor, y a partir de una planta fotovoltaica dedicada únicamente a ello, por lo que no requiere red ni obra de conexión.

El proyecto consiste en la integración de electrolizadores alcalinos modulares en microrredes de potencia MVDC orientadas al almacenamiento energético mediante tecnologías Power-to-Gas (PtG).

“Se trata de una solución escalable y modular que parte de una planta fotovoltaica dedicada en corriente continua alimenta el sistema, sin necesidad de conexión para consumo en las redes eléctricas de transporte ni distribución”, explica a **pV magazine** José Luis Sierra Suárez, responsable del grupo empresarial, y añade: “A día de hoy en España, quien tiene una fotovoltaica, tiene un pozo de petróleo”.

La empresa afirma que parte de una actualización histórica. “Aprovechando las robustez, fiabilidad y durabilidad propias de la electrólisis alcalina, hemos incorporado avances tecnológicos que

incrementan su eficiencia y la adaptan a las necesidades actuales de producción”, señala José Luis Sierra.

La generación de hidrógeno verde se lleva a cabo mediante electrólisis alcalina gracias al electrolizador desarrollado por la filial del grupo, Sinfin Energy: la celda electrolítica convierte la energía eléctrica procedente de una fuente renovable en energía química al impulsar la disociación de las moléculas del agua en sus componentes fundamentales: hidrógeno, recogido en el cátodo, y oxígeno, en el ánodo. Ambos gases tras un proceso de separación y secado se recogen de manera independiente.

A través de un enfoque modular (Módulo stack), cada celda se opera y controla de manera independiente, lo que dota al sistema de una gran flexibilidad y resuelve la integración con la energía renovables.

La potencia instalada de la planta generadora –una planta fotovoltaica–, puede ser superior a los 200 MW. Se trabaja con un electrolizador de 250 kW de potencia unitaria con una producción unitaria de hidrógeno de 60 Nm³/h, “que cuenta con un sistema de control innovador, pues todos los parámetros de operación (tensión, intensidad, flujo de electrolitos, densidad de corriente) están monitorizados y gestionados de manera individual y automática”, afirman desde Táctica Industrial. De este modo, cada equipo en la red puede ajustar su carga de manera independiente.

Por su parte, el sistema de plantas modulares permite un amplio abanico de configuraciones y su adecuación a las fluctuaciones propias de las energías renovables. La integración de una planta a través de diferentes unidades permite una gran reducción de costes de producción (CAPEX) y de operación mantenimiento y desmontado (OPEX): según la empresa el coste estimado de producción de hidrógeno con electrólisis alcalina es de 400 € / kW.

Después puede llevarse a cabo la sectorización base de hidrógeno hacia alguna sustancia química de combustible sintético como el amoníaco.

Según sus creadores, la solución “ya está validada a pequeña escala, y ahora estamos preparados para llevar al mercado”, concluye.

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

Popular content



Primeras plantas solares de Iberdrola en la Comunidad Valenciana: 366 MW en desarrollo

- Iberdrola da el pistoletazo de salida a la construcción de sus primeros proyectos fotovoltaicos en la Comunidad Valenciana: 366 MW capaces de abastecer a 200.0...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/primeras-plantas-solares-de-iberdrola-en-la-comunidad-valenciana-366-...>

Jueves, 11 diciembre 2025

11 diciembre 2025 0

Iberdrola España, la filial del Grupo en el país, ha comenzado la construcción de sus dos primeras plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana. Los proyectos, ubicados en la provincia de Valencia, supondrán una inversión conjunta de **252 millones de euros** y añadirán **366 megavatios (MW)** de nueva potencia renovable, reforzando así la autonomía energética de la región.

Según la compañía, las instalaciones – **Cofrentes I**, con 184 MW, y **Ayora 1**, con 182 MW– producirán más de **650.000 MWh anuales** de energía limpia y competitiva. Según la compañía, esta generación será suficiente para abastecer a cerca de **200.000 hogares**, evitando además la emisión de **52.000 toneladas de CO2** cada año.

Impulso a la biodiversidad y restauración del entorno

Ambos proyectos incorporan medidas específicas para favorecer la convivencia de las instalaciones con el entorno natural. Iberdrola desarrollará actuaciones de compensación de hábitats de interés comunitario, lo que permitirá **recuperar terrenos abandonados** cercanos a las plantas fotovoltaicas.

También se prevén **plantaciones agroforestales perimetrales**, entre otras iniciativas, con el objetivo de mejorar la integración paisajística y favorecer la biodiversidad de los alrededores.

Estos trabajos se enmarcan en el **Programa Convive** , la estrategia de la compañía que reúne todas las acciones destinadas a compatibilizar el despliegue de energías renovables con el desarrollo socioeconómico local y la conservación del medio ambiente.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Red Eléctrica incorpora información de autoconsumo fotovoltaico en todas sus plataformas de datos

- Red Eléctrica de España (REE) incorpora desde este jueves en todas sus plataformas información sobre potencia y energía del autoconsumo fotovoltaico.



Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

<https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-incorpora-informacion-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-todas...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

En la actualidad, el volumen total de potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España es del orden de 8.700 megavatios (MW)

Red Eléctrica de España (REE) incorpora desde este jueves en todas sus plataformas información sobre potencia y energía del autoconsumo fotovoltaico, informó la filial de Redeia responsable del transporte y la operación del sistema eléctrico en España.

En el caso de la **potencia**, señaló que la fuente de origen son los datos disponibles en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL) remitidos por las distribuidoras en cumplimiento de la normativa vigente, y se complementan con estimaciones realizadas por el propio operador del sistema.

Por su parte, la **energía generada** se obtiene a partir de medidas de los contadores disponibles en SIMEL, también junto con estimaciones del operador del sistema.

Red Eléctrica indicó que, dada la relevancia que ha adquirido el autoconsumo en el mix, "incluye ahora en sus plataformas públicas estos datos, que ya había incorporado en sus sistemas internos de la operación".

Red Eléctrica y el autoconsumo

Actualmente **el volumen total de potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España es del orden de 8.700 megavatios (MW)** . Los cálculos determinan que, en lo que va de **2025** , esta potencia ha supuesto una generación neta estimada por encima de los 10.000 gigavatios hora (GWh).

En función de las estimaciones del operador del sistema, el impacto de este volumen de energía en la demanda nacional desde enero a noviembre sería de aproximadamente un 4%.

Además del **fotovoltaico** , se publican registros de otras tecnologías de autoconsumo como la **cogeneración** , la **hidráulica** o la **eólica** . En total, la suma de todas las tecnologías resulta en una **potencia instalada de más de 10.800 MW**.

Dentro del desarrollo de la **transición energética** en España, con vectores como el autoconsumo, que empodera al consumidor y favorece la electrificación, Red Eléctrica afirmó que le "resulta esencial tener la máxima observabilidad de toda esta transformación y de lo que sucede en el sistema eléctrico en cada momento".

En el caso del **autoconsumo** entraña mayor dificultad, con miles de instalaciones de pequeña potencia. Por eso, el operador del sistema sigue trabajando y mejorando sus herramientas de medición, de estimación y sus modelos de previsión "para anticipar el comportamiento de este vector, con la expectativa de que en un futuro estas estimaciones se reemplacen por registros", añadió.

Entre otras acciones, Red Eléctrica ha desarrollado una **plataforma IoT** para recibir información de un panel de autoconsumidores de pequeño y mediano tamaño, que emplea los datos agregados y anonimizados de los dispositivos de medición integrados en los inversores.

En este sentido, recordó que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha sometido recientemente a audiencia pública, ya concluida, un proyecto de real decreto en el que se incluye el mandato a Red Eléctrica de crear un panel representativo de autoconsumidores a nivel nacional que permitirá monitorizar el autoconsumo y seguir completando la información de la que se dispone.

Soletrax se adjudica el suministro de 48 MW de tecnología solar para un nuevo proyecto 'utility-scale' en España - Energética 21

- La compañía española desplegará una solución híbrida de seguidores 1P y estructura fija en una planta que evitará la emisión de 22.000 toneladas de CO2 anuales y generará 120 empleos.



Soletrax se adjudica el suministro de 48 MW de tecnología solar para un nuevo proyecto 'utility-scale' en España.

[tecnología solar](#)[proyecto utility-scale](#)[soletrax](#)[estructuras fotovoltaicas](#)[seguidores solares](#)[generación de energía](#)

<https://energetica21.com/noticia/soletrax-adjudica-suministro-48-mw-tecnologia-solar-nuevo-proyecto-utility-s...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

La compañía española desplegará una solución híbrida de seguidores 1P y estructura fija en una planta que evitará la emisión de 22.000 toneladas de CO2 anuales y generará 120 empleos.

Soletrax, compañía española especializada en estructuras fotovoltaicas, ha cerrado un nuevo acuerdo para el suministro de **48 MW** de tecnología solar en un proyecto *utility-scale* en España. Este contrato marca un nuevo paso en la consolidación comercial de la firma, que suministrará los equipos entre finales de 2025 y el primer trimestre de 2026.

El diseño del proyecto apuesta por una combinación tecnológica para optimizar el rendimiento: el acuerdo contempla el suministro de **35 MW en seguidores solares 1P monofila** y **13 MW en estructura fija**. Según la compañía, este despliegue mixto está diseñado específicamente para "maximizar la generación y optimizar el rendimiento de la instalación a largo plazo".

El cronograma del proyecto es inmediato. El suministro de los equipos por parte de Soletrax comenzará este mismo mes de **diciembre de 2025** y se extenderá hasta **marzo de 2026**. Por su parte, la ejecución de la obra civil y montaje se desarrollará a lo largo de todo el 2026, con la previsión de que la planta esté finalizada para el cierre de ese año.

Más allá de la generación de energía limpia, el proyecto tendrá un impacto socioeconómico tangible en el entorno. Se estima la creación de aproximadamente **120 empleos directos e indirectos** durante su desarrollo. En términos medioambientales, la nueva planta contribuirá a la descarbonización del mix eléctrico evitando la emisión de unas **22.000 toneladas de CO2 al año** .

Consolidación en el mercado

Este nuevo contrato refuerza el posicionamiento de la tecnológica española en el segmento de grandes plantas. **Miguel Giné** , CEO de Soletrax, ha destacado la importancia de este hito: “Cada proyecto firmado con clientes de referencia nos permite afianzar nuestro *track record* y demuestra que la fiabilidad, la ingeniería y el producto propio son la base para convertirnos en un socio tecnológico clave”.

La compañía, que cuenta con soluciones propias como el seguidor TRXONE™ y la estructura FIXONE™ , mantiene un plan de crecimiento agresivo con una cartera de entregas comprometida que supera los **4 GW entre 2024 y 2029**

SOLETRAX™ suministrará 48 MW de tecnología solar en un nuevo proyecto en España

- El contrato incluye estructuras fijas y seguidores 1P para una planta utility-scale



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/soletrax-suministrara-48-mw-de-tecnologia-solar-en-un-nuevo-proy...>
pv magazine

Jueves, 11 diciembre 2025

El contrato incluye estructuras fijas y seguidores 1P para una planta utility-scale

soletrax

SOLETRAX™ ha firmado un nuevo contrato para el suministro de tecnología solar en España, que aportará un total de 48 MW entre estructuras fijas y seguidores de un eje. En concreto, el acuerdo contempla 13 MW en estructura fija y 35 MW en seguidores solares 1P monofila, diseñados para maximizar la generación y optimizar el rendimiento de la instalación a largo plazo.

Además del impacto energético, el proyecto tendrá un efecto positivo en el entorno local, con una previsión de creación de aproximadamente 120 empleos directos e indirectos, y permitirá evitar aproximadamente 22.000 toneladas de CO₂ al año, contribuyendo a los objetivos de descarbonización del país.

El suministro de SOLETRAX™ comenzará en diciembre de 2025 y se extenderá hasta marzo de 2026. La ejecución por parte del desarrollador está prevista a lo largo de 2026, con finalización estimada a final de año.

Este acuerdo supone un nuevo avance en la consolidación comercial de SOLETRAX™ desde su fundación. Como señala Miguel Giné, CEO de la compañía, "cada proyecto firmado con clientes de referencia nos permite afianzar nuestro track record y demuestra que la fiabilidad, la ingeniería y el

producto propio son la base para convertirnos en un socio tecnológico clave en el segmento utility-scale”.

Sobre SOLETRAX™

SOLETRAX™ es una compañía española especializada en el diseño y suministro de seguidores solares de un eje y estructuras fijas para plantas fotovoltaicas de gran escala. Con un fuerte foco en ingeniería y desarrollo de producto, y soluciones propias como TRXONE™ y FIXONE™, la empresa diseña equipos a medida para maximizar la generación y la fiabilidad con OPEX reducido.

SOLETRAX™ cuenta con un plan de entregas comprometido superior a 4 GW entre 2024 y 2029, afianzando su papel como socio tecnológico de referencia en proyectos utility-scale.



IBERDROLA



Iberdrola impulsa la eólica de Portugal

► Inicia el montaje del mayor parque en el país vecino, capaz de abastecer a 128.000 hogares

S. de la Cruz. MADRID

Iberdrola anunció ayer que ha iniciado el montaje de los aerogeneradores del mayor parque eólico de Portugal, con una inversión de 350 millones de euros, que producirá energía suficiente para abastecer a 128.000 hogares —equivalente a la ciudad española de Valladolid— y evitará más de 230.000 toneladas de CO₂ al año. La compañía presidida por Ignacio Galán subrayó que este proyecto pionero refuerza su liderazgo en la electrificación, contribuye a la independencia energética de Portugal y representa una aportación significativa a los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima.

El proyecto, integrado por los parques eólicos Tâmega Norte y Tâmega Sur, se enmarca en el

acuerdo de colaboración entre Iberdrola y el fondo soberano noruego, gestionado por Norges Bank Investment Management (NBIM). Además, el proyecto contará con un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA en inglés).

Iberdrola ha explicado que la hibridación de ambas tecnologías permite que la energía eólica e hidroeléctrica compartan la misma infraestructura de conexión a la red eléctrica, reduciendo los costes de la infraestructura de conexión, acelerando la integración de las renovables y minimizando el impacto medioambiental.

Asimismo, el proyecto refuerza el papel del Sistema Eletroprodutor de Tâmega.

El parque contará con 38 aerogeneradores Vestas EnVentus V172, los más grandes y potentes del mercado eólico terrestre, con 7,2 megavatios (MW) cada uno, palas de 85 metros y una altura de torre de 114 metros. En conjunto, generará 601 gigavatios hora (GWh) al año y evitará la emisión de 230.000 toneladas de CO₂ anuales.

Iberdrola inicia el montaje de los aerogeneradores del mayor parque eólico de Portugal

- Con una inversión de 350 millones de euros, Iberdrola ha iniciado el montaje de los aerogeneradores del mayor parque eólico de Portugal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-inicia-el-montaje-de-los-aerogeneradores-del-mayor-parque-eolic...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

El parque eólico del Tâmega será el mayor de Portugal, con 274 MW y 38 aerogeneradores de 7,2 MW cada uno, el mayor y más potente del mercado mundial de energía eólica terrestre

Con una inversión de 350 millones de euros , Iberdrola ha iniciado el montaje de los aerogeneradores del mayor parque eólico de Portugal, que producirá suficiente energía para 128.000 hogares, equivalente a la ciudad española de Valladolid, y evitará más de 230.000 toneladas de CO2 al año. Este proyecto pionero refuerza el liderazgo de la empresa en la electrificación, contribuye a la independencia energética nacional de **Portugal** y es una contribución significativa para alcanzar los objetivos de su **Plan Nacional de Energía y Clima** .

Formado por los parques eólicos **Tâmega Norte y Tâmega Sur** , el proyecto forma parte del acuerdo firmado con el fondo soberano noruego, gestionado por Norges Bank Investment Management. Además, tendrá un acuerdo de suministro a largo plazo (PPA – Acuerdo de Compra de Energía).

La **hibridación** de ambas tecnologías permite que la energía eólica e hidroeléctrica compartan la misma infraestructura de conexión a la red eléctrica, reduciendo los costes de la infraestructura de conexión, acelerando la integración de las renovables y minimizando el impacto medioambiental. También refuerza el papel del Sistema Eletroprodutor de Tâmega como ancla de la electrificación de Portugal.

Situado entre Braga y Vila Real, el parque contará con 38 aerogeneradores Vestas EnVentus V172 – desarrollados por Vestas, son los mayores y más potentes del mercado eólico terrestre – con 7,2 MW cada uno, palas de 85 metros y una altura de torre 114 metros. En total, producirá 601 GWh al año.

Además de evitar la emisión de 230.000 toneladas de CO₂ al año, el proyecto tendrá un impacto económico significativo, creando 700 empleos directos en su pico de construcción e involucrando a empresas portuguesas como CJR, Conduril, Socorpena, Painhas y Proef. Los componentes se fabrican en diferentes países de Europa, reforzando el compromiso con la industria europea y la innovación colaborativa.

La construcción continuará hasta el tercer trimestre de 2026, y todo el material de los aerogeneradores será transportado antes de que finalice el primer trimestre.

Medidas medioambientales de Iberdrola

La protección del ecosistema es una prioridad en la construcción del Parque Eólico del Tâmega. Para ello, Iberdrola garantiza una monitorización ambiental permanente, con equipos de biólogos y arqueólogos, para aplicar buenas prácticas y reducir los impactos durante los trabajos.

Se realizará una monitorización continua de la biodiversidad local —incluyendo aves, murciélagos y demás mamíferos, flora y hábitats— para identificar medidas adicionales y profundizar el conocimiento científico de la región.

Además, se implementarán acciones compensatorias para mejorar los hábitats y, al finalizar la obra, el Plan de Recuperación Paisajística garantizará la integración del proyecto en el territorio. Este compromiso también incluye medidas para minimizar las molestias sociales, garantizando transparencia y diálogo con las comunidades locales.

¿Cómo transportar palas de 85 metros? Un gran desafío

Más de 110 palas saldrán del puerto de Aveiro, en la última fase de transporte hacia la zona de construcción/montaje, el transporte se realiza mediante un sistema innovador: un elevador de palas, una tecnología pionera en Europa y que permite realizar la operación con seguridad.

Este equipo permite girar las palas vertical u horizontalmente mediante un mecanismo hidráulico al que se fija la pala para su transporte y que alcanza inclinaciones de hasta 60°. Así podrá superar curvas cerradas, pendientes y otros obstáculos, adaptándose a las carreteras existentes.

Esta solución reduce el impacto medioambiental, evitando cambios en el trazado de las carreteras y garantizando la seguridad durante todo el transporte.

Este proyecto refuerza el liderazgo de Iberdrola como el mayor inversor en energías renovables en Portugal en los últimos 10 años, con más de 2.200 millones de euros invertidos y más de 1.400 MW ya instalados. La empresa es ahora la mayor compañía eléctrica de Europa y la segunda más grande del mundo por capitalización bursátil, asumiendo un papel central en la electrificación y la promoción de soluciones sostenibles.



APPA Renovables reclama una estrategia integral para que España absorba más generación limpia sin aumentar vertidos ni...

- El presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, ha subrayado que España ya es referencia en despliegue renovable, pero necesita avanzar en redes, inte...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/appa-renovables-reclama-una-estrategia-integral-para-que-esp...>

Jueves, 11 diciembre 2025

Buscar11 diciembre 2025 0

APPA Renovables ha destacado la necesidad de acelerar la **electrificación, el desarrollo de redes y el almacenamiento** para cumplir los objetivos del PNIEC sin frenar la generación renovable. Más de 400 profesionales del sector participan en el **IX Congreso Nacional de Energías Renovables**, que aborda los retos de integración, competitividad y despliegue de tecnologías limpias en la nueva fase de la transición energética.

En un contexto marcado por la operación reforzada del sistema, el aumento de los vertidos y el desarrollo aún insuficiente del almacenamiento y los gases renovables, APPA Renovables considera que España afronta un momento de inflexión. El presidente de la asociación, **Santiago Gómez Ramos**, ha enmarcado el momento actual como un punto de inflexión para el modelo energético europeo, recordando la popular frase: "no vivimos una época de cambios sino un Cambio de Época". Gómez Ramos ha recordado que la energía será determinante para la competitividad de España y Europa en un entorno global cada vez más incierto.

El mercado global también ha sido mencionado por el **secretario de Estado de Energía, Joan Groizard**, en su discurso inaugural: "a nivel mundial, el 80% del incremento de generación eléctrica y

el 95% de la nueva potencia instalada ha sido renovable el pasado año. La apuesta de España por estas energías es compartida por el resto del mundo.”

Electrificación, flexibilidad y redes: prioridades del sector

La asociación insiste en que **cumplir los objetivos del PNIEC exige no solo instalar nueva potencia, sino también transformar el consumo**. Con la electricidad representando menos del 25% de la energía final, APPA Renovables reclama políticas estables y señales económicas coherentes para impulsar la electrificación del transporte, la edificación y la industria. Gómez Ramos ha señalado que “electrificar es rentable, sostenible y urgente”, destacando el potencial de ahorro y competitividad asociado al vehículo eléctrico, las bombas de calor y la modernización de procesos industriales.

En paralelo, el sector advierte de que la **resiliencia del sistema debe abordarse con rigor técnico**, evitando soluciones que limiten estructuralmente la aportación renovable. Operar durante largos periodos con un respaldo fósil sobredimensionado encarece la electricidad, reduce la generación limpia y aumenta vertidos y emisiones, con un impacto directo en consumidores e industria.

APPA Renovables defiende que la respuesta no pasa por frenar tecnologías limpias, sino por acompañar su crecimiento con redes, interconexiones, almacenamiento y una gestión activa de la demanda. La asociación reclama que el almacenamiento deje de considerarse un complemento y sea reconocido como infraestructura crítica, con señales regulatorias que permitan el desarrollo de **bombeo hidráulico, baterías, hibridación y repotenciación** del parque existente.

Bioenergía, gases renovables e industrialización

Allí donde la electrificación no sea viable en el corto plazo, APPA Renovables reivindica el papel de la **bioenergía y los gases renovables** para descarbonizar la industria y el sistema gasista, reduciendo importaciones fósiles y generando actividad económica en el medio rural.

La industrialización también se identifica como oportunidad estratégica. La asociación considera esencial revisar la estructura de costes de la electricidad —especialmente los componentes ajenos a la energía— y fomentar contratos a largo plazo entre generadores e industria para garantizar precios predecibles y competitivos. Gómez Ramos subraya que España debe “pasar de los megavatios a los modelos; de los récords de generación a los récords de competitividad y bienestar”, consolidando un sistema más robusto, justo y con empleo de calidad vinculado a la cadena industrial renovable.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Congreso de APPA: integrar más fotovoltaica exige electrificación acelerada y almacenamiento masivo

- En un contexto de vertidos crecientes y aumento de la operación reforzada del sistema, el sector subraya que el siguiente desafío no es solo instalar nueva capacidad, sino asegurar su integración eficiente mediante redes, interconexiones, flexibilidad y almacenamiento.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/congreso-de-appa-integrar-mas-fotovoltaica-exige-electrificacion-acel...>

Jueves, 11 diciembre 2025

En un contexto de vertidos crecientes y aumento de la operación reforzada del sistema, el sector subraya que el siguiente desafío no es solo instalar nueva capacidad, sino asegurar su integración eficiente mediante redes, interconexiones, flexibilidad y almacenamiento.

Pilar Sánchez Molina

Imagen: APPA Renovables

El IX Congreso Nacional de Energías Renovables de la asociación APPA Renovables ha puesto el foco en la nueva etapa del sistema eléctrico español, marcada por la necesidad de integrar mayores volúmenes de potencia fotovoltaica y eólica sin comprometer la fiabilidad ni la competitividad. En un contexto de vertidos crecientes y aumento de la operación reforzada del sistema, el sector subraya que el siguiente desafío no es solo instalar nueva capacidad, sino asegurar su integración eficiente mediante redes, interconexiones, flexibilidad y almacenamiento.

La fotovoltaica continúa siendo uno de los pilares del modelo energético español, tanto por su contribución a las emisiones como por los ahorros generados en 2024 —cerca de 7.000 millones de euros en reducción de importaciones fósiles—, y destaca el papel de España como referencia internacional en despliegue renovable.

El Congreso enfatiza que el avance de la transición exige acelerar la electrificación del transporte, los edificios y la industria, dado que la electricidad aún representa menos del 25% de la energía final.

Para APPA Renovables, la electrificación es técnicamente viable, económicamente rentable y crítica para cumplir los objetivos del PNIEC. Tecnologías como el vehículo eléctrico, la bomba de calor y la modernización de procesos industriales son claves para materializar este salto.

En paralelo, el sector considera que la resiliencia del sistema debe abordarse sin frenar el crecimiento fotovoltaico y eólico. Reducir vertidos y evitar un respaldo fósil sobredimensionado requiere acelerar la implantación de almacenamiento en todas sus formas —bombeo, baterías de gran escala, almacenamiento distribuido e hibridación— y habilitar un marco regulatorio que permita su despliegue masivo. La asociación subraya que estas infraestructuras deben considerarse críticas, no complementarias.

Finalmente, en el Congreso se vincula la integración renovable y la electrificación con la industrialización: precios eléctricos más competitivos, contratos a largo plazo para la industria y un ecosistema que transforme el liderazgo en megavatios en liderazgo económico y tecnológico.

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



Greening mejora su oferta de adquisición pública para hacerse con el control de EiDF

S. Guinaldo MADRID.

Greening planea mejorar la oferta de adquisición pública (opa) lanzada sobre EiDF. Según comunicó en la tarde de este jueves a través del BME Growth, la energética someterá a votación en su Consejo de Administración de este viernes la modificación de las características de su oferta.

Si bien la oferta anunciada el pasado 7 de noviembre proponía un

canje de 2 acciones de Greening por cada 7 de EiDF, la nueva propuesta consistiría, de aprobarse en el consejo del viernes, un canje de 2 acciones por cada 6 (o lo que es lo mismo, 1 por cada 3).

Con esta oferta, Greening pretende alcanzar el mayor porcentaje posible de participación en EiDF para promover posteriormente la integración de ambas sociedades, con el fin último de consolidar su

posicionamiento en el sector de la generación y comercialización de energía.

Junto con la posible adquisición, la compañía planea llevar a cabo una ampliación de capital por importe efectivo de 30 millones de euros, con el objetivo de dotar a la sociedad resultante de fondos propios que “garantizarán una adecuada financiación y ejecución del plan de negocio conjunto”.

Así es la primera comunidad energética turística de España alimentada con geotermia

- Una red de calor geotérmica impulsa la descarbonización del principal destino turístico de Gran Canaria.



Así es la primera comunidad energética turística de España alimentada con geotermia

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/geotermica/as--es-la-primera-comunidad-energ-20251211>

Manuel Moncada

Jueves, 11 diciembre 2025

El primer proyecto que promueve ConnectHeat Costa Canaria es la construcción de una red de calor de baja temperatura con generación centralizada que integra bombas de calor de alta eficiencia, geotermia de muy baja entalpía y generación solar térmica y fotovoltaica para suministrar calor renovable.

La iniciativa se presenta como un laboratorio de transformación para destinos turísticos maduros que buscan reducir su huella climática sin perder competitividad. ConnectHeat plantea un modelo cooperativo sin ánimo de lucro en el que participan establecimientos alojativos, pymes turísticas, comunidades de propietarios, edificios residenciales y la propia FEHT. Todos ellos se beneficiarán de una infraestructura energética común, diseñada para suministrar calor de forma eficiente y con un elevado porcentaje de energía renovable.

Los estudios técnicos desarrollados por el ITC estiman que la red de calor alcanzará una cobertura renovable del 86%, gracias al uso combinado de bombas de calor agua-agua y del recurso geotérmico disponible en la zona. Esta tecnología permitirá reducir más de la mitad de las emisiones asociadas actualmente a la producción de energía térmica en los establecimientos turísticos, uno de los grandes focos de consumo energético del sector.

Además del impacto ambiental, la comunidad energética aspira a generar un beneficio económico directo para sus miembros. El coste previsto para los usuarios será igual o inferior al de los sistemas térmicos convencionales, una ventaja que cobra especial relevancia en un contexto de volatilidad en los precios de la energía. La inversión total del proyecto asciende a 1,58 millones de euros, con un periodo de retorno estimado de 8,5 años. Hasta un 60 % del presupuesto podría ser financiado por los incentivos del programa estatal CE Implementa.

Para el **presidente de la FEHT, José María Mañaricúa** , ConnectHeat "demuestra que el compromiso del sector turístico con la sostenibilidad no se queda en las palabras: se traduce en hechos, inversiones y soluciones innovadoras con potencial para transformar la realidad". Mañaricúa subraya también el carácter replicable de este modelo, que considera un ejemplo de colaboración público-privada orientada al interés general.

En la misma línea, **Fernando Estany, presidente de la comunidad energética y vicepresidente de la FEHT** , destaca que la red "abre el acceso a la energía renovable a pequeñas empresas y comunidades de propietarios que, de otro modo, no podrían abordar este tipo de infraestructuras".

Con su puesta en marcha, el sur de Gran Canaria se posiciona como referente en innovación energética aplicada al turismo. **ConnectHeat Costa Canaria** no solo inaugura una nueva etapa para el sector, sino que podría marcar el camino hacia la descarbonización efectiva de destinos turísticos en todo el archipiélago canario.



Avanza el proceso para dotar a Cerdedo de su primera caldera de biomasa

► Se trata de un proyecto dotado con 500.00 € del Proxecto Aldealix, financiado por Agader

CERDEDO-COTOBADE. El alcalde de Cerdedo-Cotobade, Jorge Cubela, supervisó el avance de las obras del proyecto Aldealix para la aplicación de este proyecto europeo transfronterizo que busca crear comunidades energéticas locales basadas en la valorización de los recursos forestales y en la implantación de tecnologías limpias en entornos rurales de Galicia y del Norte de Portugal.

La iniciativa, dotada con una inversión de más de 500.000 euros, forma parte de la estrategia municipal y autonómica para impulsar un modelo energético más sostenible mediante el aprovechamiento de la biomasa forestal de proximidad. La nueva infraestructura, una caldera de calor con capacidad para abastecer a varios edificios, permitirá suministrar energía térmica al CEIP San Xoán Bautista, a la escuela infantil A Galiña Azul, a los vestuarios del



Obras de la nueva caldera. D. P.

pabellón deportivo municipal y a las dependencias también municipales de las aulas de música y talleres.

Además de producir calor a un coste más económico, la caldera contribuirá a reducir el consumo de combustibles fósiles y los costes asociados.

Según el alcalde, los trabajos se están ejecutando dentro de los plazos previstos, por lo que se mantiene el objetivo de que el sistema pueda entrar en funcionamiento en los primeros meses del año 2026.

Además del impacto ambiental positivo, al promover una gestión más activa de los montes y reducir el riesgo de incendios mediante el aprovechamiento de la biomasa, el proyecto está llamado a generar beneficios socioeconómicos directos. La creación de empleo vinculado al mantenimiento de la red y al suministro de biomasa, junto con el impulso a la economía circular en el territorio, sitúan Aldealix como un modelo pionero de desarrollo sostenible en el medio rural.

El regidor recuerda que Cerdedo-Cotobade es uno de los municipios gallegos seleccionados como piloto dentro de este programa europeo, que pretende demostrar que las comunidades energéticas rurales son viables técnica, social y económicamente.



Brasil abre la red eléctrica a grandes proyectos solares, eólicos y de hidrógeno verde

- Brasil instituye la Política Nacional de Acceso al Sistema de Transmisión (PNAST), creando condiciones para que la industria de bajo carbono y los proyectos r...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

[https://www.review-energy.com/otras-fuentes/brasil-abre-la-red-electrica-a-grandes-proyectos-solares-eolicos- ...](https://www.review-energy.com/otras-fuentes/brasil-abre-la-red-electrica-a-grandes-proyectos-solares-eolicos-...)

Jueves, 11 diciembre 2025

11 diciembre 2025 0

El Gobierno de Brasil publicó el decreto que instituye la **Política Nacional de Acceso al Sistema de Transmisión (PNAST)**, una iniciativa del Ministerio de Minas y Energía (MME) que moderniza el acceso de generadores y grandes consumidores a la Red Básica, e introduce una nueva lógica de planificación para el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Según el **ministro Alexandre Silveira**, la medida es estratégica para el futuro energético del país: "Brasil necesitaba un modelo moderno, competitivo y capaz de dar seguridad al planificación y a las inversiones. La PNAST muestra al mundo que Brasil es líder en la transición energética y está listo para atraer la nueva economía verde", afirmó.

Construida en diálogo con agentes del sector y órganos del gobierno, la **PNAST surge como respuesta al rápido crecimiento de fuentes renovables, especialmente la energía solar y eólica**, así como al aumento de grandes proyectos industriales, como plantas de hidrógeno de baja emisión de carbono y centros de datos.

La nueva política reorganiza el acceso a la red mediante las llamadas **"Temporadas de Acceso"**, un sistema que **reemplaza la tradicional fila de solicitudes por análisis en lote con criterios técnicos y**

competitivos . El objetivo es garantizar un uso eficiente de la red, mejorar la previsibilidad para los inversionistas y ofrecer datos más precisos para la planificación del SIN.

La **primera Temporada de Acceso se realizará antes de octubre de 2026** , mientras que el Operador Nacional del Sistema (ONS) evaluará previamente las solicitudes existentes y emitirá los Pareceres de Acceso, eliminando definitivamente el sistema de fila.

Además, la PNAST fortalece el rol de la Empresa de Investigación Energética (EPE), vinculada al MME, que utilizará los resultados de estas temporadas para orientar la expansión de la transmisión. También incluye instrumentos como garantías financieras, revisión de demandas previas y procesos competitivos para la oferta futura de capacidad, así como la posibilidad de desconstrucción voluntaria en los puntos de mayor demanda.

Otro aspecto de la política es el tratamiento especial para grandes cargas industriales. Ante el aumento de solicitudes de **plantas de hidrógeno** de baja emisión y centros de datos desde 2023, el decreto prevé ampliaciones dirigidas de la Red Básica para viabilizar estas conexiones estratégicas, acelerando la toma de decisiones y alineando la expansión de la transmisión con la nueva industrialización verde del país.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

El biometano cubre ya el 6% de la demanda de gas en la UE y proyecta inversiones de 28.400 millones hasta 2030 - Energética 21

- España se posiciona como el principal destino de capital privado en Europa con 4.800 millones de euros potenciales, aunque el sector reclama mayor ambición política para desbloquear los proyectos y superar la barrera de las 22 plantas operativas.



El biometano cubre ya el 6% de la demanda de gas en la UE y proyecta inversiones de 28.400 millones hasta 2030.

[biometano](#)[demanda de gas](#)[unión europea](#)[biogás](#)[inversión](#)[seguridad de suministro](#)[capacidad instalada](#)

<https://energetica21.com/noticia/biometano-cubre-ya-6-demanda-gas-ue-proyecta-inversiones-28400-millones...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

España se posiciona como el principal destino de capital privado en Europa con 4.800 millones de euros potenciales, aunque el sector reclama mayor ambición política para desbloquear los proyectos y superar la barrera de las 22 plantas operativas.

La producción de biogás y biometano en Europa ha alcanzado un nivel de madurez capaz de cubrir el **6% de la demanda total de gas natural** de la Unión Europea, según el *Informe Estadístico 2025* publicado por la Asociación Europea del Biogás (EBA). El sector se consolida como un pilar estratégico para la seguridad de suministro, con una producción combinada que alcanzó los **22.000 millones de metros cúbicos (bcm)** en 2024, frente a los 21,7 bcm del ejercicio anterior.

El informe revela un fuerte apetito inversor: la industria tiene comprometidas inversiones privadas por valor de **28.400 millones de euros** para los próximos cinco años. Este capital se traducirá en la puesta en operación de **900 nuevas plantas** hasta 2030, confirmando la expansión de una tecnología que ya cuenta con más de 21.000 instalaciones en el continente.

Dentro del mix de gases renovables, el biometano es el segmento que registra mayor dinamismo. Su producción se situó en **5,2 bcm en 2024** (4,3 bcm dentro de la UE), y la capacidad instalada a

principios de 2025 ya rozaba los 7 bcm anuales. Actualmente, el 86% de las 1.620 plantas de biometano operativas en Europa están conectadas a las redes gasistas, lo que facilita su integración inmediata en el sistema energético.

Además, el informe destaca la diversificación de usos, especialmente en movilidad pesada. Se prevé que **153 nuevas plantas de bio-GNL** entren en operación para 2028, añadiendo una capacidad de 13,1 TWh, de la cual el 80% se destinará al transporte por carretera.

España: líder en potencial inversor, rezagada en ejecución

El análisis de la EBA pone de manifiesto la paradoja del mercado español. España destaca como el **principal receptor potencial de inversiones en Europa**, con una estimación de **4.800 millones de euros** hasta 2030. El país ostenta el cuarto mayor potencial de producción del continente, calculado en 163 TWh anuales.

Sin embargo, la realidad operativa dista de estas proyecciones. Según datos de Sedigas, España finalizará 2025 con solo **22 plantas de biometano en operación**. La producción actual apenas supera los **410 GWh**, cubriendo únicamente un 0,12% de la demanda nacional de gas natural, una cifra muy alejada de las capacidades técnicas y del interés del capital privado.

Barreras regulatorias

Desde Sedigas, se apunta a la falta de agilidad administrativa como el principal cuello de botella. “El problema no es la tecnología, ya madura, ni la financiación privada”, asegura **Joan Batalla**, presidente de la asociación. Batalla reclama un marco estable a largo plazo, una “ventanilla única” y la homogeneización regulatoria para no desincentivar las inversiones.

El informe de la EBA también subraya el valor estratégico de estos gases para la gestión del sistema eléctrico. Ante la caída de la capacidad de generación gestionable en la UE (de 424 GW en 2012 a 380 GW en 2023), el biometano se posiciona como una fuente esencial de respaldo flexible frente a la intermitencia de la eólica y la solar.

De cara a 2040, las proyecciones indican que Europa podría producir hasta **111 bcm de biometano**, implicando un incremento de entre cinco y siete veces los niveles actuales, siempre que el contexto político y regulatorio acompañe la disposición de los inversores.

El MITECO publica las FAQs relativas a la potencia instalada a efectos de autorizaciones administrativas

- El Ministerio responde a las preguntas frecuentes relativas a la potencia instalada de instalaciones de almacenamiento de energía en baterías a efectos de autorizaciones administrativas, conforme al nuevo Real Decreto 997/2025.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/el-miteco-publica-las-faqs-relativas-a-la-potencia-instalada-a-efectos-...>

Jueves, 11 diciembre 2025

El Ministerio responde a las preguntas frecuentes relativas a la potencia instalada de instalaciones de almacenamiento de energía en baterías a efectos de autorizaciones administrativas, conforme al nuevo Real Decreto 997/2025.

Pilar Sánchez Molina

Iberdrola e Ingeteam avanzan en la hibridación de plantas solares con nuevos sistemas de almacenamiento.

Imagen: Ingeteam

Tal y como se adelantó en el AEPIBAL Day celebrado hace unos días en Valladolid, el Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico (MITECO) ha publicado en su portal web las preguntas frecuentes (FAQS) relativas a la potencia instalada a efectos de autorizaciones administrativas, conforme al nuevo Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. Éstas afectan a la tramitación del almacenamiento de energía en baterías (BESS), tanto para stand alone como hibridaciones.

El texto explica qué potencia se debe considerar para determinar la potencia instalada a efectos de las autorizaciones administrativas. Para ello, introduce una reformulación de la definición de potencia instalada, tanto para la instalación de almacenamiento como las de generación.

Partiendo de que una instalación podrá estar conformada por uno o varios módulos de parque eléctrico, uno o varios módulos de generación eléctrica y uno o varios almacenamientos, se define cuál es la potencia instalada de cada uno de estos módulos para posteriormente definir los criterios que determinen la potencia de la instalación.

En concreto, la potencia de un módulo se define como la máxima potencia activa del elemento más limitante conectado en serie, para seguidamente definir la potencia instalada de una instalación como la suma de las potencias instaladas de sus módulos, estableciendo una serie de particularidades para los casos en los que existe un elemento común limitante para todas ellas.

Los elementos que deben considerarse como limitantes están recogidos en el señalado artículo no pudiendo tomarse como limitantes aquellos resultantes de un mal diseño o aquellos que claramente busquen el fraude de ley. Así nunca podrá entenderse como limitante un interruptor, un seccionador o un conductor.

También se indica que la potencia instalada de un módulo de generación de electricidad será la potencia activa máxima que pueda alcanzar dicho módulo.

Por su parte, la potencia instalada de un módulo de almacenamiento electroquímico resultará de la potencia activa máxima capaz de entregar el propio módulo.

Finalmente explica cómo calcular la potencia de una instalación híbrida.

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

Popular content

El sector analiza cómo convertir la ventaja renovable en competitividad industrial

- APPA reúne a más de 400 profesionales en su IX Congreso Nacional de Energías Renovables, del 10 al 11 de diciembre.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/198850/congreso-nacional-de-energia...>

Sara Portillo

Jueves, 11 diciembre 2025

Integrar mayor **volumen de renovables** sin comprometer la **fiabilidad** ni la **competitividad** y trasladar esa ventaja al conjunto de la economía española son los dos grandes ejes sobre los que gira el **IX Congreso Nacional de Energías Renovables de APPA**, que arrancó ayer miércoles 10 de diciembre y se extiende hasta este jueves 11. Con la presencia de empresas, representantes de la Administración y actores del sistema eléctrico, la cita reúne en el Auditorio Mutua Madrileña a **más de 400 profesionales**.

Durante la inauguración, el **presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos**, señaló sobre la transición energética que no vive “en una época de cambios sino en un Cambio de Época” y subrayó la relevancia de la energía para la competitividad nacional e internacional.

Por su parte, el **secretario de Estado de Energía, Joan Groizard**, destacó la dimensión global del crecimiento renovable: “A nivel mundial, el 80 % del incremento de generación eléctrica y el 95 % de la nueva potencia instalada ha sido renovable el pasado año”. Asimismo, recordó que en 2024 las renovables permitieron un ahorro cercano a 7.000 millones de euros, en beneficio de hogares y empresas.

Grandes temas en el IX Congreso Nacional de Energías Renovables de APPA

Entre los asuntos centrales de la primera jornada, la **electrificación** del transporte, la edificación y la industria ocupó un lugar destacado. En este sentido, Gómez Ramos insistió en que cumplir con los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) no solo implica instalar potencia, sino transformar el consumo energético: “Electrificar es rentable, sostenible y urgente”, dijo, citando el potencial de ahorro y competitividad asociado a vehículos eléctricos, bombas de calor y modernización industrial.

El debate sobre la **resiliencia del sistema eléctrico** también ocupó un lugar central de la jornada. Según APPA Renovables, operar prolongadamente con respaldo fósil sobredimensionado encarece la electricidad, limita la generación renovable y aumenta vertidos y emisiones.

En este caso, el sector propone reforzar redes, interconexiones, almacenamiento y gestión activa de la demanda, medidas consideradas esenciales para mantener la competitividad sin frenar el despliegue renovable.

Asimismo, el **almacenamiento eléctrico, tanto centralizado como distribuido, y la bioenergía** y gases renovables fueron destacados como palancas estratégicas para garantizar la estabilidad y descarbonización del sistema, sobre todo donde la electrificación no sea viable en el corto plazo.

La industrialización del sector fue otro eje clave. APPA Renovables reclamó **revisar la estructura de costes** de la electricidad y facilitar contratos a largo plazo entre generadores e industria, buscando precios estables y competitivos. “El objetivo es pasar de los megavatios a los modelos; de los récords de generación a los récords de competitividad y bienestar”, concluyó Gómez Ramos, enfatizando el vínculo entre generación limpia y empleo de calidad.

A lo largo del día, el Congreso dejó claro que la transición energética española no solo se mide en capacidad instalada, sino en cómo esta capacidad se traduce en eficiencia, ahorro y oportunidades para la industria nacional.

Entrevista a Jorge Martinez, chief growth officer (Nadara)

- Nadara pondrá en operación en diciembre de 2026 su mayor proyecto en el país: un complejo híbrido en Castilla y León que alcanzará los 450 MW de capacidad combinada aprovechando infraestructuras eólicas existentes.



Jorge Martinez (Chief Growth Officer en Nadara)

desarrollo de plantas fotovoltaicas

optimización de red

digitalización

integración de almacenamiento

<https://energetica21.com/entrevistas/jorge-martinez-nadara-apostamos-hibridacion-optimizacion-red-consolida...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

"Apostamos por la hibridación y la optimización de la red para consolidar nuestra cartera de 18 GW en España"

Nadara pondrá en operación en diciembre de 2026 su mayor proyecto en el país: un complejo híbrido en Castilla y León que alcanzará los 450 MW de capacidad combinada aprovechando infraestructuras eólicas existentes.

Esta entrevista forma parte del especial "Desarrolladores de plantas renovables", publicado en el número de noviembre de 2025 de la Revista Energética. En ella, Jorge Martínez analiza las tendencias que marcarán el desarrollo renovable en los próximos años. Frente al reto de la saturación de las redes, el directivo defiende una estrategia basada en la digitalización, el almacenamiento y, sobre todo, la hibridación de tecnologías para maximizar el uso de los nudos de conexión existentes.

¿Cuáles considera que son las tendencias más relevantes en el sector del desarrollo y promoción de plantas fotovoltaicas en la actualidad y cómo está su empresa adaptándose a ellas?

Las tendencias más relevantes en el sector del desarrollo y promoción de plantas fotovoltaicas giran en torno a la optimización del uso de la red, la digitalización, la integración de almacenamiento y la generación distribuida. En Nadara, nos adaptamos a estas tendencias con una visión de largo plazo,

apostando por proyectos que combinan diversas fuentes renovables para un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica nacional. Un ejemplo de ello es nuestro proyecto de hibridación en Valladolid y Palencia (Castilla y León), que combina nueva capacidad solar con parques eólicos existentes, y que será nuestra mayor planta fotovoltaica en el país una vez entre en operación en diciembre de 2026, alcanzando una capacidad combinada total aproximada de unos 450 MW. Esta iniciativa refleja nuestras ambiciones de crecimiento en España y nuestro compromiso con la transición energética y la descarbonización del sistema nacional.

¿Cómo cree que se solucionaría el problema de la saturación de las redes? ¿Considera acertado el enfoque del Gobierno con su planificación eléctrica de cara a 2030 para hacer frente al aumento de la demanda y la penetración de renovables?

El problema de la saturación de las redes puede afrontarse mediante una mayor coordinación, inversión en digitalización y el aprovechamiento de infraestructuras ya existentes, como hace Nadara al integrar tecnologías en proyectos y nudos de la red existentes. Respecto al enfoque 2030 del Gobierno, consideramos que para anticipar el aumento de la demanda y la penetración de renovables es necesario acelerar la ejecución y fomentar una visión más integrada a nivel europeo, así como seguir apostando por un marco regulatorio que precisamente ayude a agilizar los permisos y maximizar la integración de almacenamiento e hibridación en plantas existentes – a este respecto el reciente Real Decreto 997/2025 va en la dirección adecuada. Dado que el cambio climático es un reto global, creemos en los sistemas interconectados y colaborativos, sobre todo entre países de la Unión Europea y el Reino Unido.

¿Cómo cree que evolucionará el negocio de las empresas desarrolladoras y promotoras de plantas de generación renovable en 2026? ¿Qué perspectivas de negocio prevé su empresa?

Para 2026, prevemos un negocio más competitivo, con consolidaciones, pero también más eficiente, y centrado en el cliente. En Nadara, esperamos consolidar nuestra cartera de 18 GW en activos reales en España, continuando nuestro esfuerzo de impulsar la transición energética. Además, lanzaremos por segunda vez el Sustainable Communities Forum en España, para fortalecer el diálogo con las comunidades locales y promover iniciativas culturales y sostenibles. Este enfoque refuerza nuestro compromiso con una colaboración a largo plazo, transparente y orientada al desarrollo responsable.

Exus Renewables conquista el mercado eólico alemán

- La compañía afincada en Madrid acaba de adquirir la cartera eólica alemana de 69 MW de Deutsche WindXperts en Westfalia.



Exus Renewables conquista el mercado eólico alemán

<https://elperiodicodelaenergia.com/exus-renewables-conquista-el-mercado-eolico-aleman/>

Ramón Roca

Jueves, 11 diciembre 2025

La compañía afincada en Madrid acaba de adquirir la cartera eólica alemana de 69 MW de Deutsche WindXperts en Westfalia

La firma de renovables **Exus Renewables** ha firmado un acuerdo con **Deutsche WindXperts (DWXP)**, promotor alemán de energía eólica terrestre, para adquirir una cartera eólica de 69 MW compuesta por cuatro parques eólicos en desarrollo, ubicados en el estado federado de Renania del Norte-Westfalia, Alemania.

Esta cartera, con potencial de expansión de capacidad, representa un paso estratégico para la compañía, ya que continúa expandiendo su presencia y cartera de activos en los principales mercados europeos de energías renovables, ampliando su exposición a jurisdicciones clave con compromisos de descarbonización a largo plazo.

La adquisición marca el primer proyecto eólico propio de Exus en Alemania, tras varios años prestando servicios de gestión de activos a terceros, atendiendo las necesidades de los generadores de energía y los consumidores industriales de electricidad. La compañía ha establecido nuevos planes para ampliar su oferta de soluciones energéticas industriales, incluyendo infraestructura digital.

Primer activo germano

El inicio de la construcción está previsto para 2026 y la entrada en operación comercial para 2028, contribuyendo así al suministro regional de energía renovable y apoyando el programa general de transición energética de Alemania.

La adquisición, que constituye **el proyecto base de Exus Renewables en Alemania**, coincide con el establecimiento de un equipo local permanente y dedicado, así como de una plataforma operativa, liderada por Martin Amelang, recientemente nombrado director nacional.

La ubicación de la cartera en Renania del Norte-Westfalia, el estado federado más poblado de Alemania y uno de sus principales centros industriales, subraya su relevancia estratégica. La región desempeña un papel crucial en el panorama energético nacional, con una importante demanda de empresas manufactureras e industriales comprometidas con la reducción de su huella de carbono.

En relación con el anuncio, **Aygen Yayikoğlu**, Director Ejecutivo de Desarrollo de Negocios de Exus Renewables, afirmó que "el proyecto Westfalia marca un momento crucial para Exus, ya que consolidamos nuestra presencia inversora en Alemania, el mayor mercado energético de Europa. Refleja nuestro compromiso a largo plazo de convertirnos en un actor paneuropeo, activo en un sector de infraestructuras energéticas y digitales en rápida evolución. Esperamos establecer sólidas alianzas locales y desempeñar un papel activo en el apoyo a la transición energética de Alemania en los próximos años".

Por su parte, Lars Behrends, cofundador de DWXP, añadió que "nos complace enormemente haber logrado la exitosa venta de nuestra cartera eólica y esperamos continuar nuestra excelente colaboración con Exus en la construcción de la cartera Westfalia, así como en otras oportunidades".

Durante este proceso, Exus Renewables contó con el asesoramiento de Noerr y Allegro Finance, mientras que Deutsche WindXperts contó con el apoyo de BME y Capcora.

La Comisión Europea presenta un plan de redes para blindar la independencia de la UE y rebajar la factura de la luz - Energética 21

● Bruselas lanza el Paquete de Redes Europeas y la iniciativa



La Comisión Europea presenta un plan de redes para blindar la independencia de la UE y rebajar la factura de la luz.

[redes energéticas](#)[comisión europea](#)[plan estratégico](#)[autonomía energética](#)[facturas de la luz](#)[interconexión eléctrica](#)

<https://energetica21.com/noticia/comision-europea-presenta-plan-redes-blindar-independencia-ue-rebajar-fact...>

Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

La Comisión Europea ha presentado su **Paquete de Redes Europeas** y la iniciativa de “**Autopistas Energéticas**”, un plan estratégico diseñado para modernizar la columna vertebral del sistema energético comunitario. El objetivo es doble: permitir que la energía limpia fluya eficientemente entre los estados miembros para reducir las facturas de los consumidores y culminar la independencia energética frente a las importaciones rusas.

El Ejecutivo comunitario busca romper el cuello de botella actual: a pesar de los avances, muchos estados miembros no están en camino de cumplir el objetivo de **interconexión del 15% para 2030**. Esta falta de infraestructura tiene un coste “asombroso” para la economía europea. De hecho, la urgencia de la medida se sustenta en cifras alarmantes presentadas por la Comisión. En 2024, los precios de la electricidad industrial en la UE alcanzaron los **0,199 EUR por kWh**, más del doble que en China (0,082 EUR) y muy por encima de Estados Unidos (0,075 EUR).

La falta de redes eficientes ya está pasando factura. Los costes derivados de la congestión de la red alcanzaron los 5.200 millones de euros en 2022 y, si no se actúa, podrían dispararse hasta los **26.000 millones de euros en 2030**. Además, Bruselas advierte de que, para 2040, hasta **310 TWh de energía renovable podrían desperdiciarse** (casi la mitad del consumo eléctrico de 2023) simplemente porque la red no puede absorberla ni transportarla.

Ocho autopistas de la energía

Para revertir esta situación, el plan identifica **ocho autopistas de la energía** prioritarias que recibirán apoyo político y financiero urgente. Estas infraestructuras conectarán corredores de electricidad, hidrógeno y gas a través del continente.

El nuevo enfoque promete:

- **Prioridad máxima:** Los proyectos estratégicos tendrán estatus prioritario tanto a nivel de la UE como nacional.
- **Aceleración de permisos:** Se agilizarán los trámites para proyectos de renovables, almacenamiento y estaciones de carga.
- **Beneficio económico:** Se estima que aumentar el comercio eléctrico transfronterizo en un 50% podría elevar el PIB de la UE en 18.000 millones de euros anuales para 2030.

La Comisión también propone un reparto de costes más justo en los proyectos transfronterizos para evitar que los consumidores locales asuman cargas desproporcionadas.

"Luces y sombras"

La **Fundación Renovables** ha valorado la aprobación del *European Grids Package* como la mayor reforma de redes hasta la fecha, celebrando especialmente el objetivo de aumentar la electrificación del consumo final del 23% al 32% para 2030. La organización aplaude la intención de acotar los procesos de autorización a un máximo de dos años y la inclusión de mejoras en la participación pública para asegurar la licencia social de los proyectos.

Sin embargo, la entidad se muestra crítica con la letra pequeña del acuerdo. Consideran "inexplicable" que, bajo el paraguas de la transición energética, se mantengan **"salvoconductos" para el sector gasista**, facilitando la construcción de nuevos gasoductos que perpetúan la dependencia de combustibles fósiles.

Asimismo, cuestionan la eficiencia de los grandes corredores de hidrógeno, como el propuesto entre Europa occidental y el Báltico. "El hidrógeno verde debe producirse junto a las industrias que lo consuman", señalan desde la Fundación, advirtiendo del riesgo de que estas tuberías acaben usándose para transportar gas fósil ante la falta de demanda real de hidrógeno.

"Necesitamos invertir en modernizar nuestras redes eléctricas y adaptarlas a la velocidad de la transición energética. Ahora mismo, es mucho más rápido instalar renovables que transportar su electricidad a nuevos consumidores", concluye **Ismael Morales**, responsable de Políticas Climáticas de la Fundación Renovables.

La electrificación de la demanda energética con renovables “es rentable, sostenible y urgente” - Energética 21

- En la inauguración del IX Congreso Nacional de Energías Renovables, el presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, subrayó el papel central que deben tener las tecnologías renovables para avanzar en la descarbonización de la industria y la transición energética.



Congreso APPA Renovables 2025

electrificación

demanda energética

energías renovables

competitividad

sistema eléctrico

ahorro energético

industria

<https://energetica21.com/noticia/electrificacion-demanda-energetica-renovables-es-rentable-sostenible-urgente/>
Energética 21

Jueves, 11 diciembre 2025

Organizado por APPA Renovables, el Congreso Nacional de Energías Renovables celebró ayer su primera sesión en el Auditorio de Mutua Madrileña con la asistencia de más de 400 personas. La inauguración corrió a cargo del secretario de Estado de Energía, Joan Groizard Payeras, y el presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, que destacaron el **papel estratégico de las renovables para la competitividad del país y la descarbonización del sistema eléctrico**. La electrificación de la demanda con renovables **“es rentable, sostenible y urgente”** aseguró el presidente de APPA Renovables, que destacó la capacidad de España para atraer la nueva actividad industrial que busca precios competitivos de energía. **“La industria que venga buscando energía renovable, barata y estable se quedará durante décadas”**, dijo Gómez Ramos, que señaló el potencial de ahorro y de competitividad asociado al vehículo eléctrico, las bombas de calor y la modernización de procesos industriales a través de tecnologías renovables.

Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables

Por su parte, el secretario de Estado de Energía recordó que **“la era de la electricidad ha llegado”** y que las renovables supusieron el 95% de toda la nueva potencia instalada a nivel mundial en 2024. **“La apuesta de España por estas energías es compartida por el resto del mundo”**, confirmó Groizard, que puso el foco en los ahorros de estas energías: **“no sólo ahorramos en importaciones fósiles; las**

energías renovables han ahorrado en 2024 cerca de 7.000 millones de euros, lo que ha supuesto un importante ahorro para familias y una mejora en la competitividad de las empresas españolas”.

El Congreso centrará sus debates en el siguiente escalón del proceso: **integrar más renovables sin perder fiabilidad ni competitividad** y, sobre todo, trasladar esa ventaja al conjunto de la economía. Todo ello será posible, tal y como recordaron varios ponentes del evento, si **la demanda eléctrica aumenta gracias a una mayor actividad industrial** y al crecimiento de vectores clave como el vehículo eléctrico o el hidrógeno renovable.

Electrificación: el gran salto pendiente de la transición energética

El presidente de APPA Renovables insistió también en que cumplir los objetivos del PNIEC no es sólo instalar potencia, sino también transformar el consumo. Con una electricidad que todavía no alcanza el 25% de la energía final, la Asociación reclama impulsar decididamente la electrificación del transporte, la edificación y la industria mediante políticas estables, señales económicas coherentes y una estrategia coordinada de renovación tecnológica.

Integración y resiliencia: más flexibilidad sin frenar el despliegue

APPA Renovables considera que el debate abierto sobre resiliencia del sistema debe abordarse con rigor técnico y una visión de conjunto, evitando soluciones que limiten de forma estructural la aportación renovable.

El presidente defendió la voluntad del sector de colaborar en este proceso: “Queremos participar en el mismo y ser parte de la solución”, resaltó, subrayando que las renovables son las primeras interesadas en el correcto funcionamiento del sistema.

En la misma línea, advirtió del impacto económico y climático de operar de forma prolongada con un respaldo fósil sobredimensionado: esa estrategia limita la generación renovable, incrementa los vertidos y eleva el coste de la electricidad, con consecuencias directas sobre los consumidores y, especialmente, sobre la industria.

Para APPA Renovables, el camino adecuado no es frenar tecnologías limpias, sino acompañar el crecimiento de la fotovoltaica, la eólica y el autoconsumo con redes, interconexiones, almacenamiento y gestión activa de la demanda.

Joan Groizard Payeras, secretario de Estado de Energía,

La red urbana de climatización más grande del sur de Europa está en Barcelona

- Nació en 2002, se llama Districlima, bebe de varias fuentes de energía (residuos sólidos urbanos, gases residuales de la quema de esos residuos, agua de mar, electricidad, gas na...



La red urbana de climatización más grande del sur de Europa está en Barcelona

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eficiencia/la-red-urbana-de-climatizaci-n-m-20251211>

Antonio Barrero F.

Jueves, 11 diciembre 2025

Districlima suministra energía térmica a casi 200 edificios (hoteles, oficinas, hogares, hospitales, museos, centros comerciales...) mediante una red urbana de calor y frío de 25 kilómetros de tuberías soterradas. La red distribuye el frío y el calor que producen dos centrales (Fórum y Tánger) y hará lo propio en el futuro con una tercera, Bogatell, que estará soterrada y contará con un sistema de captación y vertido de agua de mar (abajo detallamos las características de las tres). Durante la visita, la delegación luxemburguesa -informa Engie- ha sido recibida en la Central Tànger y ha asistido a una presentación del proyecto, en la que los responsables de la instalación han explicado (1) el modelo de red urbana de calor y frío de Barcelona (red subterránea que reduce ruidos, ocupación de espacio y/o impacto visual); (2) los objetivos de eficiencia y descarbonización que persigue esta propuesta; y (3) su "contribución a la seguridad de suministro" y el plan de ampliación de la Central de Bogatell.

Ha liderado la delegación luxemburguesa el ministro de Economía, Pequeñas y Medianas Empresas, Energía y Turismo de Luxemburgo, Lex Delles, que ha estado acompañado por Elisabeth Cardoso, embajadora de Luxemburgo en España; Blanca Gallud, cónsul general de Luxemburgo en Barcelona; Mathilde Garasa, agregada del Consulado General de Luxemburgo en Barcelona; Jacques Thill, coordinador de la política de economía digital y datos del gabinete del ministro; y Jérôme Petry, responsable de economía circular y tecnologías limpias del Ministerio de Economía. Por otro lado, al frente de la delegación de Engies y Districlima ha estado Xavier Puyal, director de Redes Urbanas de calor y frío (DH&C) de Engie en España.

Xavier Puyal Torras, Engie España: "es un orgullo compartir con la delegación de Luxemburgo el modelo de colaboración público-privada, la tecnología y la operación que han convertido a Districlima en un referente internacional, siendo la más grande del sur de Europa. Seguiremos ampliando la red y optimizando su rendimiento para apoyar los objetivos de neutralidad climática de Barcelona"

Districlima es una sociedad público-privada creada en 2002 para desarrollar, entonces por primera vez en España, una red urbana de distribución de calor y frío destinada a calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria. Participada mayoritariamente por Engie, la red de climatización de Barcelona es, veinte años después de su lanzamiento, la más grande del sur de Europa. "Solo en 2024 -explican desde Engie- evitó la emisión de 31.967 toneladas de CO2, equivalentes a retirar de la circulación unos 46.000 vehículos".

Las tres instalaciones

Central Fórum, construida en 2003: incinera residuos urbanos (RSU) en la próxima planta de tratamiento de TERSA. Cuenta con máquinas enfriadoras eléctricas de tipo industrial refrigeradas por agua de mar. El sistema se completa con un depósito de acumulación de agua fría de 5000 metros cúbicos (5 millones de litros) dotado de un estratificador que permite almacenar frío durante la noche y descargarlo a lo largo del día.

Central Tánger: esta segunda central -concebida inicialmente como central de puntas- tiene como finalidad garantizar el suministro en los períodos de mayor demanda, así como entrar en servicio en caso de necesidad ante cualquier eventualidad. La Central Tánger conduce los gases de la combustión de las calderas a través de un conducto subterráneo que los expulsa por la chimenea de ladrillo de 36 metros de la antigua fábrica textil de Ca l'Aranyó, edificada en 1872 por Claudi Arañó i Arañó a imagen de las industrias textiles de Manchester. Cuenta con un avanzado sistema de acumulación de hielo, que permite la producción de energía frigorífica en los períodos de baja demanda para después distribuirla en los períodos de alta demanda. Esta solución -explican desde Engie- implica disponer de un auténtico "acumulador" de frío que mejora la seguridad de todo el sistema.

La Central Bogatell es un proyecto acogido a los programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos de redes de calor y frío que utilicen fuentes de energía renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU. Bogatell va a contar con una potencia generadora de 42 MW en 2032 que podrá crecer hasta 56 MWf en un futuro.

Engie prevé una inversión de 44,4 millones de euros en su primera fase. Será una instalación soterrada y utilizará un sistema de captación y vertido de agua de mar para producir frío de alta eficiencia. El proyecto se desplegará en cuatro fases y, para 2032, permitirá aumentar en torno a un 33% los edificios conectados y elevar la superficie climatizada hasta 2.496.494 metros cuadrados (ahora hay 1.794.000). En su configuración final, la central alcanzará 56 MW frigoríficos (42 MW en producción directa y 14 MW mediante almacenamiento) y se estiman 339.727 toneladas de CO2 evitadas en el periodo 2026–2032.

Credenciales Engie

Con más de 180 años de historia a las espaldas, la multinacional franco-belga Engie, que actualmente emplea a unas 98.000 personas en una treintena de países, opera en todos los eslabones de la cadena de valor de la energía, desde la financiación de las infraestructuras a su mantenimiento, la optimización de activos y la comercialización. Su filial en España emplea a 1.800 personas.

Según su perfil corporativo, las líneas de negocio clave de la compañía son la "generación de electricidad renovable y gas verde, gestión de activos de flexibilidad como baterías, redes de transmisión y distribución de gas y electricidad, infraestructuras energéticas locales (redes de calefacción y refrigeración) y el suministro de energía a hogares, administraciones y empresas".

El Grupo, que declaró en 2024 un volumen de negocio de 73.800 millones de euros, cotiza en las bolsas de París y Bruselas (ENGI) y forma parte de los principales índices financieros (CAC 40, Euronext 100, FTSE Euro 100, MSCI Europe) y de sostenibilidad (DJSI World, Euronext Vigeo Eiris - Europe 120 / France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG-X).

Engie España

La filial española de la compañía también está presente aquí en toda la cadena de valor de la energía desde hace más de 25 años. Según explica en su perfil corporativo, Engie es aquí el sexto agente generador del país, con una capacidad instalada de cerca de 3.700 megavatios, incluyendo 1.700 MW de activos renovables (eólicos, solares y minihidráulicos), y 2.000 MW de "generación flexible y baja en carbono".

"Junto con sus clientes -explican desde la empresa-, Engie desarrolla y gestiona en territorio nacional español más de 300 MW de activos (plantas industriales de autoconsumo fotovoltaico o termosolar, calderas de biomasa y cogeneraciones)".

La compañía trabaja también en comercialización, trading y gestión de energía, y es agente de referencia en la estructuración y puesta en marcha de contratos de largo plazo de compraventa de energía renovable (PPAs).

Engie presume además de su condición de "líder en redes de calor y frío a nivel nacional (Barcelona, Zaragoza, Pamplona, Palencia, etcétera)". La compañía financia, construye, explota y mantiene "todo tipo de activos industriales para la descarbonización". Emplea aquí a más de 1.700 personas.

[En la **imagen** , de izquierda a derecha: Elisabeth Cardoso, embajadora de Luxemburgo en el Reino de España y en el Principado de Andorra; Joan Geli, Responsable Comercial de Districlima; Xavier Puyal, Director de Districlima; Lex Delles, ministro de Economía, PYMES, Energía y Turismo de Luxemburgo; Jacques Thill, consejero de gobierno de primera clase, coordinador de la política económica, Ministerio de Economía de Luxemburgo; MECO; Blanca Gallud, cónsul de Luxemburgo en Barcelona; Daniel Ferrer, Director de District Heating and Cooling]

La revolución silenciosa que hará posible la transición energética: el almacenamiento

- Si nos valemos de las nuevas tecnologías, la caída de costes y la digitalización conseguiremos transformar el almacenamiento en un elemento estratégico de un sistema energético más resiliente, flexible y libre de combustibles fósiles.

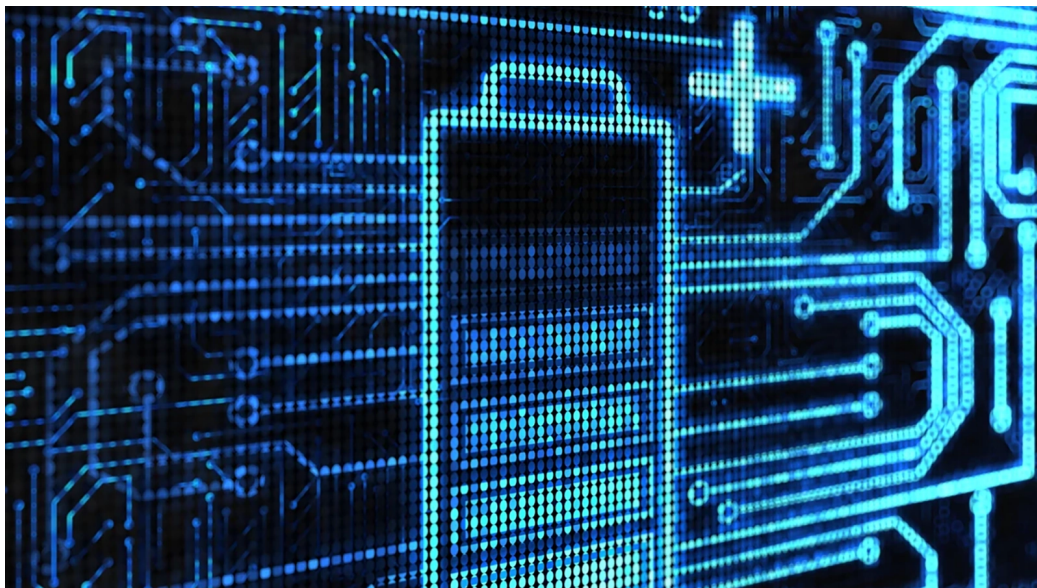


FOTO: Sunology

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-revolucion-silenciosa-que-hara-posible-la-transicion-energetica-el-almac...>

Jan-Christoph Pakusa

Jueves, 11 diciembre 2025

Hablar hoy de transición energética es hablar de almacenamiento. La rápida expansión de la energía eólica y fotovoltaica ha puesto al sistema eléctrico frente a una realidad ineludible: generar más energías renovables ya no es suficiente. La intermitencia del viento y del sol obliga a equilibrar oferta y demanda con inteligencia y anticipación si se desea garantizar el suministro. Ante este desafío, **las nuevas tecnologías de almacenamiento** emergen como un eslabón integrador que puede aportar estabilidad y flexibilidad.

El almacenamiento desempeña **tres funciones principales** dentro del sistema energético del futuro. En primer lugar, equilibra la producción renovable absorbiendo energía en momentos de alta generación y devolviéndola cuando la demanda aumenta, **evitando el desaprovechamiento de energía y reduciendo la volatilidad**. En segundo lugar, **fortalece la estabilidad de la red eléctrica** reaccionando en milisegundos ante fluctuaciones de frecuencia, lo que disminuye la necesidad de centrales de respaldo y refuerza la resiliencia de hogares y empresas. Y, en tercer lugar, permite la **descarbonización profunda**, ya que las baterías gestionan desequilibrios diarios mientras que las tecnologías de almacenamiento de largo plazo, como el hidrógeno, los procesos *power-to-gas* o las centrales hidroeléctricas de bombeo, cubrirán periodos prolongados de baja generación renovable.

Dentro de este ecosistema, **las baterías juegan un papel clave**. Las de ion-litio son la tecnología predominante por su alta eficiencia, tiempos de respuesta y menores costes, lo que ha acelerado su

adopción en aplicaciones domésticas, comerciales e industriales. Sin embargo, **la dependencia de materias primas críticas impulsa la búsqueda de alternativas como las baterías de sodio-ion**, que a pesar de ofrecer menor densidad energética, utilizan materiales más abundantes, o las baterías de estado sólido, que prometen mayor seguridad y densidades superiores, si bien todavía se encuentran en fase de desarrollo intensivo.

Otras formas de almacenaje

Más allá del almacenamiento electroquímico, **el hidrógeno y las soluciones *power-to-gas*** están ganando relevancia como opción para el almacenamiento estacional. La electrólisis permite convertir electricidad renovable en hidrógeno, que puede almacenarse en grandes volúmenes y utilizarse posteriormente en industrias como la química o la siderúrgica, o reintegrarse en el sistema eléctrico. Aunque la eficiencia del ciclo completo todavía es limitada, la reducción de costes de los electrolizadores y la expansión prevista de infraestructuras específicas están acelerando su potencial de adopción.

El **almacenamiento térmico** es otro pilar importante. Tecnologías basadas en agua o sales fundidas permiten almacenar grandes cantidades de calor durante largos periodos, facilitando la conversión de excedentes renovables en energía térmica para calefacción, refrigeración o procesos industriales. Estas soluciones ya se utilizan en **plantas termosolares** como almacenamiento intermedio y en **redes de calefacción urbana**, y además están ganando relevancia para estabilizar la red eléctrica. Su papel seguirá creciendo a medida que se intensifique el acoplamiento entre electricidad y calor.

Por su parte, **las centrales hidroeléctricas de bombeo** continúan siendo la solución de almacenamiento a gran escala más madura, con alta eficiencia y capacidad para estabilizar la red y actuar como fuente de arranque en caso de apagones. Estas características y su larga vida útil, las convierten en una opción particularmente sostenible. Junto a ellas, aparecen **tecnologías emergentes como el almacenamiento por aire comprimido**, que está aumentando su eficiencia mediante conceptos adiabáticos, o las **baterías de flujo redox**, que ofrecen larga vida útil, alta fiabilidad y buena escalabilidad para grandes instalaciones estacionarias. Asimismo, también surgen enfoques mecánicos como el **almacenamiento por gravedad**, que aprovecha excedentes eléctricos para elevar masas y generar electricidad al descender.

Durante la próxima década, la **integración sectorial** (electricidad, calor, movilidad e industria) y la **digitalización** configurarán un sistema energético más conectado. La gestión inteligente, la predicción de generación y demanda mediante IA y la agregación de miles de unidades de almacenamiento en plantas virtuales permitirán operar la infraestructura de forma más eficiente y orientada al mercado.

Costes a la baja

A ello se suma un **entorno económico en evolución**. Se prevé que los costes de almacenamiento, especialmente en baterías, sigan disminuyendo de forma significativa, pudiendo llegar a reducirse a más de la mitad a mediados de 2030. Paralelamente, nuevas técnicas de fabricación y materiales harán posible sistemas más duraderos y la expansión del reciclaje de litio, níquel y cobalto permitirá

reducir la dependencia de materias primas críticas. Además, el uso de baterías de segunda vida en aplicaciones estacionarias reforzarán este progreso.

Aun así, persisten **retos importantes** . La disponibilidad de materiales, la eficiencia limitada de las soluciones de almacenamiento estacional, los elevados costes de inversión y los marcos regulatorios complejos continuarán condicionando la velocidad de despliegue. Asimismo, las grandes infraestructuras, como las centrales hidroeléctricas de bombeo o las redes de hidrógeno, se enfrentan también a la aceptación social.

Sin embargo, **las oportunidades superan ampliamente a estos desafíos** y si nos valemos de las nuevas tecnologías, la caída de costes y la digitalización conseguiremos transformar el almacenamiento en un elemento estratégico de un sistema energético más resiliente, flexible y libre de combustibles fósiles.

Jan-Christoph Pakusa, Responsable de producto en tecnologías de suministro eléctrico y medición en reichelt elektronik

La Unión Europea acuerda reducir en un 90 % las emisiones para 2040

- Tras este acuerdo provisional, el Parlamento Europeo y el Consejo de la UE tendrán que adoptar formalmente el texto. Posteriormente, la modificación de la Ley Europea del Clima se publicará en el Diario Oficial de la UE y entrará en vigor.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/sector-hvac/151972/la-union-europea-acuerda-red...>

Covadonga Del Nero

Jueves, 11 diciembre 2025

Tras este acuerdo provisional, el Parlamento Europeo y el Consejo de la UE tendrán que adoptar formalmente el texto. Posteriormente, la modificación de la Ley Europea del Clima se publicará en el Diario Oficial de la UE y entrará en vigor.

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

La **Unión Europea** ha establecido un camino claro hacia la **economía descarbonizada y competitiva**. Bruselas ha fijado un objetivo climático jurídicamente vinculante de **reducción del 90 % de las emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI)** para 2040. La Comisión Europea acogió, ayer, "con satisfacción" el acuerdo político provisional alcanzado entre el Parlamento Europeo y los Estados miembros de la UE sobre este objetivo principal y la modificación de la **Ley del Clima**.

El acuerdo también incluye la posibilidad de utilizar créditos internacionales de alta calidad para alcanzar el 90 % de reducción de las emisiones de GEI para 2040, en comparación con los niveles de 1990, con una contribución adecuada de hasta el 5 %. El objetivo climático acordado garantiza una trayectoria "clara y constante" hacia una **economía europea descarbonizada** de aquí a 2050. Así las cosas, el nuevo acuerdo proporciona **seguridad a los inversores** y las empresas para impulsar la transición limpia, la **competitividad industrial**, la seguridad energética y la independencia de la UE.

El camino hasta 2040

“La UE está demostrando su firme compromiso con la acción por el clima y el Acuerdo de París. Un mes después de la COP30, hemos convertido nuestras palabras en acción, con un objetivo legalmente vinculante de reducción de emisiones del 90% para 2040. Tenemos una dirección clara hacia la neutralidad climática. Y un plan pragmático y flexible para hacer que la transición limpia sea más competitiva”

Ursula von der Leyen,
presidenta de la Comisión Europea.

Este acuerdo provisional establece un camino “pragmático y flexible” hacia 2040 que refleje las realidades económicas y geopolíticas actuales. Proporciona las condiciones favorables para alcanzar el objetivo acordado del 90 %, incluida la plena aplicación del **Pacto Industrial Limpio** . Establece algunas flexibilidades y elementos clave para el objetivo de 2040 y para el marco climático posterior a 2030 que orientarán las próximas propuestas legislativas de la Comisión:

- La ley prevé la posibilidad de utilizar **créditos internacionales de alta calidad** para realizar una “contribución adecuada” al objetivo para 2040, a partir de 2036. Esta cantidad puede ser de hasta el 5 % de las emisiones netas de GEI de la UE de 1990, lo que corresponde a una reducción interna de las emisiones netas de GEI del 85 % en comparación con los niveles de 1990 para 2040. Esto debe ocurrir de una manera ambiciosa y rentable. Debe garantizar salvaguardias importantes que complementen las previstas en el artículo 6, apartado 4, del Acuerdo de París, y debe garantizar la consideración de un período piloto para el período 2031-2035.

- El uso de **absorciones nacionales permanentes** en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) para compensar las emisiones residuales difíciles de reducir se incluye en la legislación climática acordada.
- Habrá **mayores flexibilidades dentro de los sectores e instrumentos** y entre ellos para ayudar a alcanzar los objetivos de una manera sencilla y rentable. Concretamente, esto podría dar a un Estado miembro la posibilidad de compensar las deficiencias en un sector sin comprometer el progreso general.

En este sentido, el acuerdo provisional también destaca elementos que deben reflejarse en el **marco posterior a 2030** . Estos elementos incluyen una mayor atención a la competitividad de la industria y la economía europeas; una transición justa, pragmática, rentable y socialmente equilibrada para todos; tecnologías innovadoras y limpias basadas en la **neutralidad tecnológica** ; y soluciones de **energía renovable** .

Asimismo, los colegisladores han introducido una **evaluación bienal** de la aplicación de los objetivos intermedios para tener en cuenta los últimos datos científicos, los avances tecnológicos y la competitividad mundial de la UE. De igual manera, se pospone la aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE para los edificios, el transporte por carretera y las pequeñas industrias (RCDE 2) por un año, de 2027 a 2028.

Tras este acuerdo provisional, el Parlamento Europeo y el Consejo de la UE tendrán que adoptar formalmente el texto. Posteriormente, la modificación de la Ley Europea del Clima **se publicará en el Diario Oficial de la UE** y entrará en vigor.

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

Las baterías llegan a los hipermercados

- Carrefour Alfafar se convierte en el primer establecimiento del sector en contar con su propio sistema de baterías de almacenamiento de energía.



Las baterías llegan a los hipermercados

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-baterias-llegan-a-los-hipermercados/>

Ramón Roca

Jueves, 11 diciembre 2025

Carrefour Alfafar se convierte en el primer establecimiento del sector en contar con su propio sistema de baterías de almacenamiento de energía

Carrefour da un paso más en su apuesta por la innovación y la sostenibilidad con la puesta en marcha del primer sistema de baterías de almacenamiento de energía eléctrica instalado en un hipermercado español. La tecnología, implementada en su centro de Alfafar y desarrollada junto a Veolia y Huawei, convierte a Carrefour Alfafar en un referente nacional en eficiencia, autoconsumo y gestión inteligente de energía.

La instalación puesta en marcha cuenta con un sistema de almacenamiento de 430 kWh de capacidad nominal y refrigeración híbrida, capaz de operar mediante inteligencia artificial. Esta tecnología permite almacenar los excedentes procedentes de la instalación fotovoltaica del hipermercado y optimizar el consumo eléctrico a lo largo del día, utilizando la energía almacenada y recargando las baterías de la forma más óptima para el centro en cada momento. De este modo, se reduce el impacto energético y se aumenta la eficiencia y la autonomía del centro.

El sistema se integra con la planta solar del hipermercado, una instalación de 1,1 MWp compuesta por 2.296 paneles que ocupan más de 5.000 m² de superficie en la cubierta del edificio. Gracias a esta combinación de generación renovable y almacenamiento energético, **Carrefour Alfafar es capaz**

de cubrir más del 40% de sus necesidades de consumo , reforzando la estabilidad del suministro interno y reduciendo su huella ambiental.

Líder en soluciones energéticas

Para la Dirección Técnica de Carrefour con esta instalación, Carrefour vuelve a situarse a la vanguardia de la innovación energética en España. La compañía apuesta por soluciones que permitan avanzar hacia un modelo más eficiente y responsable. Con este proyecto, Carrefour consolida su compromiso con la transición energética y el despliegue de soluciones innovadoras que permitan avanzar hacia modelos más sostenibles.

La compañía continúa así su hoja de ruta para promover el autoconsumo, incorporar tecnologías de última generación en sus centros y reducir progresivamente sus emisiones, situando a Carrefour Alfafar como un ejemplo destacado dentro del parque de tiendas de la cadena en España.

Alfafar, un ejemplo de innovación

El hipermercado Carrefour Alfafar fue afectado por la DANA que azotó gran parte del este y sur de España en octubre de 2024. Tras el temporal, el hipermercado reabrió sus puertas el **25 de febrero de 2024** , en **tiempo récord** , apenas **71 días desde el inicio de las obras** , movilizando a más de 500 personas y asegurando el empleo de sus 300 colaboradores.

Desde entonces, Carrefour ha seguido apoyando a la comunidad, manteniendo relaciones estables con **60 proveedores valencianos de productos frescos** y ofreciendo a los clientes una experiencia renovada y cercana. La puesta en marcha del **sistema de baterías de almacenamiento energético** refuerza este compromiso, convirtiendo a Alfafar en un **referente de innovación, sostenibilidad y responsabilidad social** en España.

Las energías renovables cubrirán casi el 56% del consumo eléctrico alemán en 2025

- La proporción de energías renovables en la generación bruta de electricidad es del 57,9%.



Las energías renovables cubrirán casi el 56% del consumo eléctrico alemán en 2025

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-energias-renovables-cubriran-casi-el-56-del-consumo-electrico-aleman-...>

José A. Roca

Jueves, 11 diciembre 2025

La proporción de energías renovables en la generación bruta de electricidad es del 57,9%

Las energías renovables cubrieron casi el 56 % del consumo bruto de electricidad en 2025. La disminución de la energía eólica e hidroeléctrica, causada por el clima, se vio más que compensada por la nueva instalación de sistemas fotovoltaicos. Así lo demuestran los cálculos preliminares del **Centro de Investigación de Energía Solar e Hidrógeno de Baden-Württemberg (ZSW)** y la **Asociación Alemana de Industrias de la Energía y el Agua (BDEW)**.

A pesar de un primer trimestre históricamente débil para la energía eólica, la participación de las energías renovables mejoró ligeramente en 0,7 puntos porcentuales en comparación con 2024. La razón de este modesto aumento fue principalmente marzo de 2025, el mes más débil para la energía eólica desde que comenzaron los registros en 1950. En condiciones climáticas normales, se espera un nuevo aumento significativo en la generación de electricidad a partir de energías renovables para 2026, dada la expansión de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas terrestres.

Solar y eólica, cal y arena

La generación de energía solar aumentó casi una quinta parte (18,7 %) en 2025 en comparación con el año anterior. Este año se vio plenamente el impacto de la fuerte expansión de los sistemas fotovoltaicos en 2024, ya que estos sistemas produjeron electricidad durante todo el año por primera

vez, y el crecimiento dinámico de esta expansión se mantuvo alto en 2025. De abril a agosto, los sistemas solares generaron más de diez mil millones de kilovatios-hora (kWh) de electricidad al mes. En 2025, se añadieron más de 17 gigavatios (GW) de capacidad fotovoltaica, una cantidad similar a la de 2024.

A pesar de las sólidas cifras de expansión, la energía eólica terrestre en 2025 se situó un 5,2 % por debajo de la cifra total de 2024, debido principalmente a un primer trimestre históricamente débil. Este débil primer trimestre se vio compensado en gran medida por la mejora de las condiciones eólicas en verano y un octubre sólido. Con un aumento bruto de 5,2 GW, la capacidad se añadió a más de la mitad, una vez más, que el año anterior (2024: 3,3 GW). La generación de energía eólica marina se mantuvo al nivel del año anterior, con una disminución del 0,5 %. Debido al ciclo de licitaciones, el número de parques eólicos marinos instalados en 2025 se mantuvo al mismo nivel que en 2024.

La generación hidroeléctrica disminuyó casi una cuarta parte (-24,1 %) en 2025 en comparación con el año anterior debido a precipitaciones inferiores a la media. Los meses de febrero a junio fueron especialmente decisivos, ya que también registraron precipitaciones significativamente menores que en 2024.

“La transición energética es la base de la adaptabilidad y la resiliencia de nuestra economía», afirmó Kerstin Andreae, directora de BDEW . “Por lo tanto, Alemania debe mantener el rumbo en la expansión de las fuentes de energía renovable. Sin embargo, para respaldar la producción intermitente de energía renovable, se necesitan urgentemente subastas de centrales eléctricas de gas y un mercado de capacidad”, añadió.

Frithjof Staiß, director del instituto de investigación ZSW , afirmó que el fuerte crecimiento de las energías renovables, a pesar del difícil entorno económico, demuestra la solidez del sector. «Sin embargo, la incertidumbre sobre la futura regulación está aumentando», advirtió Staiß. Instó al gobierno a aclarar el marco de apoyo para cada tecnología, lo que, según él, también aceleraría los planes nacionales de hidrógeno verde.

Las cifras de producción

Según cálculos preliminares, en 2025 se generaron un total de 498,9 mil millones de kilovatios hora (kWh) de electricidad, lo que supone un 0,8 por ciento más que en 2024 (2024: 494,9 mil millones de kWh).

Se generó un total de 288.700 millones de kWh de electricidad a partir de energía solar, eólica y otras fuentes renovables (2024: 286.100 millones de kWh), lo que representa un aumento del 0,9 %. Las turbinas eólicas terrestres representaron la mayor parte de la generación de electricidad renovable, con 107.000 millones de kWh (2024: 112.900 millones de kWh).

Los sistemas fotovoltaicos suministraron 91.000 millones de kWh (2024: 76.600 millones de kWh), seguidos de la biomasa (incluido el componente biogénico de los residuos urbanos) con 48.300 millones de kWh (2024: 48.900 millones de kWh). Las turbinas eólicas marinas generaron 26.000

millones de kWh de electricidad (2024: 26.100 millones de kWh). Las centrales hidroeléctricas suministraron 16.200 millones de kWh (2024: 21.400 millones de kWh).

Se generaron 210.200 millones de kWh a partir de combustibles fósiles. El año anterior, la cifra fue de 208.800 millones de kWh.

El consumo bruto de electricidad disminuyó ligeramente en 2025, un -0,4 por ciento.

Las perspectivas económicas del almacenamiento en baterías en Europa mejoran con la nueva estructura de precios

- El nuevo sistema cuartohorario ofrece el potencial de que los beneficios de los BESS aumenten más de un 15%, según Rystad Energy.



Las perspectivas económicas del almacenamiento en baterías en Europa mejoran con la nueva estructura de precios

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-perspectivas-economicas-del-almacenamiento-en-baterias-en-europa-m...>

José A. Roca

Jueves, 11 diciembre 2025

El nuevo sistema cuartohorario ofrece el potencial de que los beneficios de los BESS aumenten más de un 15%, según Rystad Energy

La economía de los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en Europa se ve mucho más prometedora tras los cambios en la estructura de fijación de precios de la electricidad de la Unión Europea (UE) realizados en octubre. Según un análisis de **Rystad Energy**, varios países ofrecen el potencial de que los beneficios de los BESS aumenten más de un 15%.

El nuevo sistema de la UE establece los precios de la electricidad cada 15 minutos, en lugar de cada hora, lo que brinda a los operadores de BESS más oportunidades para comprar electricidad cuando es barata y venderla cuando suben los precios. Desde que se implementó el nuevo sistema, el potencial de arbitraje ha aumentado un 14% en promedio en los mercados eléctricos europeos.

Algunos países, como Austria y Eslovaquia, registraron incrementos de más del 20%, mientras que otros, como Portugal, Noruega y Suecia, experimentaron solo mejoras moderadas. Si una batería gana alrededor de un 20% más cada año debido a estas variaciones de precios, su retorno total de inversión puede incrementarse en aproximadamente un 3% a lo largo de 20 años.

El mercado cuartohorario es mucho más rentable

Tradicionalmente, los precios de la electricidad en la UE se han fijado cada hora. Sin embargo, cuando los mercados pasan de intervalos de negociación por hora a intervalos de 15 minutos — conocidos como Unidades de Tiempo del Mercado de 15 minutos (MTUs)— surgen nuevas oportunidades para generar ingresos. En octubre, cuando el mercado eléctrico europeo del día anterior pasó de intervalos horarios a MTUs de 15 minutos, se habilitó el comercio de energía en tramos de un cuarto de hora, lo cual resultó mucho más rentable que el comercio por horas completas.

Por ejemplo, en Lituania, el traslado de energía en intervalos de 15 minutos generó aproximadamente 263 dólares por megavatio-hora (MWh), un 14% más que el comercio por hora. En Alemania, el arbitraje de un cuarto de hora fue un 16% más rentable que el arbitraje por hora.

En países con menor flexibilidad en generación y consumo de electricidad, una alta proporción de energías renovables intermitentes puede provocar grandes variaciones de precios. Los cambios rápidos en la generación eólica o solar hacen que los precios de la electricidad puedan variar notablemente incluso dentro de una sola hora”, dice Sepehr Soltani, analista senior de Almacenamiento Energético de Rystad Energy.

“Los intervalos más cortos de 15 minutos capturan estos cambios rápidos, creando más oportunidades para los activos flexibles. En cambio, en lugares con un suministro eléctrico flexible, como Noruega (con energía hidroeléctrica) y Portugal (con hidroeléctrica y gas), los precios son más estables durante una hora. Como resultado, la diferencia entre las ganancias del comercio de 15 minutos y el comercio por hora es mucho menor”, añadió.

Una oportunidad

El análisis de Rystad Energy comparó los beneficios potenciales del arbitraje energético de 1 hora en los mercados eléctricos europeos bajo dos escenarios. En el escenario de mercados de 15 minutos, un ciclo de arbitraje requiere cuatro pasos de carga y cuatro de descarga. En el escenario de mercados de 60 minutos, el mismo ciclo solo necesita una carga y una descarga. Los resultados sugieren que cambiar a intervalos de negociación más cortos podría mejorar las oportunidades de ingresos para los operadores de almacenamiento en Europa.

Sin embargo, existe una advertencia importante. Los márgenes de arbitraje inusualmente altos actuales —aproximadamente +150 dólares por MWh— no se esperan que persistan durante los próximos 10 a 20 años. Un promedio a largo plazo más realista es alrededor de 60 dólares por MWh, lo que corresponde a una tasa interna de retorno (IRR) de aproximadamente 6% solo por arbitraje energético. Una mayor granularidad del mercado podría elevar los ingresos promedio a unos 70 dólares por MWh, sumando alrededor de tres puntos porcentuales a la IRR.

“El mayor desafío para obtener ganancias mediante el arbitraje es que la volatilidad de precios es impredecible. En Europa, los mercados de 15 minutos comenzaron hace solo dos meses. Australia, sin embargo, pasó de mercados de 30 minutos a intervalos de 5 minutos en 2021 y, desde entonces, los intervalos más finos han incrementado de manera consistente los beneficios del arbitraje”, añade Soltani.

Por ejemplo, en el estado de Nueva Gales del Sur, en Australia, los precios de 5 minutos han generado alrededor de un 20% más de ingresos anuales por arbitraje que el antiguo sistema de 30 minutos. En Victoria, los precios de 5 minutos han generado alrededor de un 15% más de ingresos por arbitraje de 1 hora durante los últimos cuatro años.

En última instancia, las oportunidades de arbitraje pueden servir como un indicador útil del beneficio máximo potencial para un proyecto BESS. Sin embargo, los ingresos reales por arbitraje en mercados del día anterior serán menores una vez que se consideren factores como pérdidas de eficiencia, disponibilidad del sistema, liquidez del mercado y estrategias de cobertura que reduzcan la dependencia de picos extremos de precios aislados.

Los expertos reclaman coherencia regulatoria e inversiones masivas en redes antes de 2030

- La plataforma tecnológica reclama reglas estables y más inversión para adaptar las redes españolas al ritmo de la transición energética.



Los expertos reclaman coherencia regulatoria e inversiones masivas en redes antes de 2030

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/los-expertos-reclaman-coherencia-regulatoria-e-inversiones-2...>

Manuel Moncada

Jueves, 11 diciembre 2025

La **presidenta de Futured y directora de UFD (Grupo Naturgy), Mónica Puente**, abrió la jornada junto al **director general de Política Energética y Minas, Manuel García**, quien reforzó el compromiso institucional con la modernización de las infraestructuras eléctricas. Ambos coincidieron en que la revisión del PNIEC plantea un horizonte ambicioso: 214 GW de potencia instalada en 2030 y una inversión en redes cercana a los 53.000 millones de euros, casi una quinta parte del esfuerzo total previsto.

Puente recordó que el 83,4% de los nudos de distribución se encuentran ya saturados y que 2025 ha evidenciado, mediante incendios, olas de calor e inundaciones, la vulnerabilidad de unas infraestructuras que deben afrontar un clima cada vez más extremo. En este escenario, sostuvo, la labor de Futured es "más relevante que nunca", ya que será necesario anticipar retos, proponer soluciones y coordinar al sector para avanzar hacia una red moderna y resiliente.

García, por su parte, subrayó la necesidad de incrementar en un 60% el esfuerzo inversor y de optimizar el uso de la red para cumplir con los compromisos de electrificación y sostenibilidad. "El sistema debe ser capaz de adaptarse a cambios regulatorios y a eventos extremos que ya no son excepcionales", afirmó.

Diagnóstico compartido

El programa de la Asamblea se articuló en tres mesas redondas que permitieron al sector dibujar un diagnóstico conjunto y plantear prioridades.

La primera, centrada en los **retos horizonte 2030**, reunió a representantes de Redeia, Endesa, Iberdrola, Naturgy, E-Redes España, Cide, Aseme y Aelec. El debate puso de relieve la presión creciente sobre la red, tanto por saturación física como contractual, y la urgencia de anticipar inversiones que garanticen capacidad y flexibilidad. Los participantes coincidieron en que la flexibilidad de la demanda solo será efectiva si se acompaña de medidas estructurales y de una regulación estable.

También se abordó la brecha territorial entre áreas urbanas y zonas rurales, donde los distribuidores locales cumplen un papel esencial para evitar que la transición energética profundice desigualdades. A ello se suman los costes operativos al alza y los desafíos de ciberseguridad, que afectan por igual a las compañías distribuidoras. "Duplicar la inversión significa duplicar las tramitaciones", advirtieron los expertos, que también recordaron que la Administración debe adaptarse al ritmo que exige la transición energética.

La segunda mesa se centró en la **innovación** y su dimensión global, con la participación de Ciemat, la Comisión Europea, Miteco, el Ministerio de Ciencia e Innovación y Mission Innovation. Los ponentes reclamaron marcos regulatorios que impulsen la transferencia de conocimiento, la internacionalización tecnológica y la creación de entornos de prueba seguros, como los sandboxes regulatorios. La colaboración público-privada y la atracción de talento se identificaron como palancas imprescindibles.

La tercera mesa abordó la **digitalización** y la resiliencia, con intervenciones de Velatia, Endesa, Redeia, Idae y Minsait. El sector expuso avances en automatización, inteligencia artificial e integración de recursos flexibles, especialmente en la baja tensión, ámbito en el que tanto la monitorización como la gestión en tiempo real serán críticas. Por ello, formar y capacitar a los equipos para dominar estas herramientas se consideró tan necesario como desplegarlas.

Un sector que reclama coherencia y cohesión

Además de las mesas de debate, Futured presentó el trabajo de sus grupos especializados en almacenamiento, ciberseguridad, digitalización, gestión de baja tensión e impacto de fenómenos climáticos. Estos equipos, explicó la plataforma, permiten anticipar tendencias y ofrecer propuestas coordinadas para que España disponga de una red eléctrica moderna, competitiva y preparada para los desafíos del clima y la electrificación.

Las intervenciones de la jornada coincidieron en un mensaje: el país necesita un esfuerzo inversor sin precedentes, pero también coherencia y certidumbre regulatoria para movilizar a la industria y reforzar la cadena de suministro. La frase "invertir en redes es invertir en el futuro del país", se pudo escuchar en diversas ocasiones, en línea con el lema que la Asamblea hizo suyo: "Hagamos más Futured en el sector".

La jornada concluyó con la reelección de Mónica Puente como presidenta de la plataforma y de Martina Tomé (Schneider Electric) como vicepresidenta, una apuesta por la continuidad en un momento clave para el sector eléctrico.

Desde su creación en 2005, Futured aspira a integrar a todos los agentes del ecosistema eléctrico para impulsar una red más inteligente, eficiente y sostenible. La Asamblea de 2025 dejó claro que el

desafío es mayúsculo, pero también que el consenso técnico y sectorial existe: modernizar las redes ya no es una opción, sino la condición de posibilidad de la transición energética.

Los movimientos en los grupos de compras en el último cuatrimestre

- El inicio de año es sinónimo de movimientos en la distribución. Los grupos de compras suelen aprovechar el año nuevo para anunciar incorporaciones a sus proyectos, como veremos durante los próximos días.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/distribucion/151957/los-movimientos-en-los-grupo...>

Javier Espada

Jueves, 11 diciembre 2025

Inicio/Noticias/Distribución/Los movimientos en los grupos de compras en el último cuatrimestre
11/12/2025 • Distribución Compartir: Facebook

El inicio de año es sinónimo de **movimientos en la distribución**. Los **grupos de compras** suelen aprovechar el año nuevo para anunciar incorporaciones a sus proyectos, como veremos durante los próximos días.

Sin embargo, el sector no ha parado de moverse en 2025. Y en el último cuatrimestre se han sucedido varios anuncios de incorporaciones en diferentes centrales de compras. Eso sí, con un **elemento común** que cada vez se repite más: la integración de socios que trabajan en sectores que van más allá del HVAC, como la **construcción** o el **material eléctrico**.

Comercial Peralba se va con Avalco

Avalco fue el primer grupo en mover sus piezas en el particular tablero de ajedrez de la distribución. La central inició el curso (septiembre) con la **incorporación de Comercial Peralba** como nuevo socio. De esta manera, el distribución catalán se convertía, así, en la decimonovena compañía que se asocia con el grupo de compras en lo que va de año.

Comercial Peralba es una **empresa familiar de tres generaciones** situada en Berga (Barcelona) y cuenta con **diez puntos de venta** -nueve en Cataluña y uno en Andorra.

Splitmania incorpora a Dismafrío

En el mes de octubre, el protagonismo fue para **Grupo Splitmania** , que anunció la incorporación de la compañía distribuidora **Dismafrío** a su estructura societaria.

Dismafrío es uno de los distribuidores históricos y de referencia en Aragón. Cuenta con **un punto de venta ubicado en Zaragoza** y también forma parte de los grupos de compras **Termoclub** y **GSF** , especializados en climatización y refrigeración respectivamente.

Unittas crece en Cantabria

Unittas, el grupo de compras dirigido por **Mila Portela** , también ha apuntalado su crecimiento en estos últimos meses. Y lo ha hecho con un nuevo socio con el que se sigue posicionando en el **sector de la construcción** y en la zona norte del país.

Se trata de **Almacenes Lavín** , un distribuidor cántabro de fontanería y materiales de construcción que acumula más de medio siglo de trayectoria en el sector y cuenta con **tres puntos de venta repartidos** en Torrelavega (sede central), Caicedo de Camargo y Viveda, además de una planta de prefabricados de hormigón y un aula de formación.

Grupo Fyce suma a Calvente Bobilà

Grupo Fyce inauguró el mes de diciembre con la **incorporación de Calvente Bòbila SLU** como nuevo socio del grupo, en un año marcado por el gran número de incorporaciones que han apuntalado su expansión territorial.

Su nuevo asociado cuenta con una dilatada presencial en el Vallès (**Terrassa, Sabadell y Olesa de Montserrat**) como distribuidor de materiales de construcción, ferretería y soluciones para la reforma profesional.

Termoclub y su apuesta por el sector eléctrico

Termoclub cierra este capítulo tras el movimiento ejecutado la pasada semana. El grupo de compras ha incorporado a su proyecto a **Electrofil Oeste** , un distribuidor con una amplia experiencia en la comercialización de productos de material eléctrico, climatización y energías renovables.

La compañía, fundada en Badajoz en el año 1956, cuenta actualmente con **una docena de puntos de venta** que le permiten ofrecer más de **12.000 referencias en stock** . Los almacenes se encuentran ubicados en **Extremadura** (Badajoz, Almendralejo, Cáceres, Plasencia, Villanueva de la Serena y Zafra), **Castilla-La Mancha** (Ciudad Real, Talavera de la Reina, Toledo y Tomelloso), y **Andalucía** (Sevilla y Córdoba).

Compartir:

Navarra comienza a abandonar el gas natural y ya usa hidrógeno verde

- El electrolizador del proyecto H2OP ya suministra hidrógeno renovable a Viscofan. Nordex ha instalado en electrolizador en la empresa, que sustituye así el gas



Navarra comienza a abandonar el gas natural y ya usa hidrógeno verde

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

<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/navarra-comienza-a-abandonar-el-gas-natural-20251211>

Antonio Barrero F.

Jueves, 11 diciembre 2025

Nordex acaba de anunciar que "ha comenzado con éxito la producción de hidrógeno verde en las instalaciones de Viscofan en Cáseda (Navarra)". La iniciativa, pionera, es fruto del **proyecto H2OP, que ha impulsado el Gobierno de Navarra** y que ha liderado el fabricante Nordex Electrolyzers, en consorcio con Viscofan, la Asociación de la Industria Navarra (AIN) y la joven empresa emergente Uraphex, que ha desarrollado una solución "de gestión y circularidad del agua que optimiza su uso y recuperación" (la quema de hidrógeno produce agua como único "residuo" o "subproducto"). El Gobierno de Navarra considera el hidrógeno verde (o sea, producido con electricidad renovable) un "vector energético estratégico para la descarbonización y la competitividad industrial". El proyecto H2OP arrancó en marzo de 2024 con el objetivo de "impulsar la producción eficiente de hidrógeno verde y su aplicación en la descarbonización de procesos industriales" y con un destino último muy concreto: "posicionar a la industria navarra a la vanguardia de la transición energética".

Pues bien, el primer hito de H2OP ya está aquí

Porque el electrolizador (la máquina que produce hidrógeno) no solo ha sido ya instalado en las dependencias de Viscofan, en Cáseda (**foto**), sino que el prototipo (de quinientos kilovatios, 500 kW) ya ha comenzado a producir hidrógeno (hidrógeno verde, en tanto en cuanto es producido a partir de agua y electricidad renovable), H2 renovable con el que Viscofan sustituirá al gas natural en la generación del vapor que necesita en su proceso industrial de fabricación.

El proyecto H2OP se enmarca en la convocatoria 2024-2027 de ayudas para la realización de proyectos estratégicos de I+D (investigación y desarrollo) del departamento de Industria y Transición

Ecológica y Digital Empresarial del Gobierno de Navarra, concretamente en el Reto 2 AERO VIII de esta convocatoria, "centrado en la industria de la energía verde", y busca fomentar la innovación y el desarrollo tecnológico en este sector.

Nordex Electrolyzers explica

«Gracias al trabajo conjunto de las cuatro entidades, se ha logrado instalar y poner en marcha tanto el electrolizador de 500 kW, diseñado, fabricado y ensamblado íntegramente en España por Nordex Electrolyzers, como la planta de tratamiento y de recuperación de agua, llevando a cabo la integración con la caldera en un tiempo récord de 2 meses. Esta tecnología permite a Viscofan producir en continuo la cantidad de cien metros cúbicos normales por hora de hidrógeno, reduciendo la emisión de CO2 a la atmósfera en 480.000 kilogramos al año»

El nombre oficial del proyecto H2OP es "Desarrollo de Tecnologías Avanzadas y herramientas de gestión de activos para la Producción Eficiente de Hidrógeno Verde para su uso en la descarbonización de Procesos Industriales". El proyecto H2OP forma parte de la convocatoria 2024-2027 de ayudas para proyectos estratégicos de I+D del Departamento de Industria y Transición Ecológica y Digital Empresarial del Gobierno de Navarra, dentro del **Reto 2 AERO VIII**, centrado en la industria de la energía verde. El proyecto cuenta con una financiación de 838.428,98 euros, aportada por el Gobierno de Navarra y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Feder). El proyecto finaliza el 31 de diciembre de 2026.

Íñigo Martínez, director general de Viscofan España : "el trabajo conjunto en esta iniciativa pionera ha hecho posible la producción del hidrógeno verde en nuestras instalaciones para su uso en calderas. Un hito que, sin duda, contribuye al desarrollo futuro de este vector energético sostenible en la industria y sitúa a Navarra como referente de innovación energética y circularidad"

Luis Solla, director general de Nordex Electrolyzers : "estamos muy satisfechos de la rápida integración del electrolizador al sistema de alimentación de la caldera, y de la estupenda coordinación entre los diferentes actores del proyecto. Sobre todo, nos sentimos orgullosos de ser parte de una iniciativa como H2OP, un paso concreto hacia la descarbonización de la industria por medio del hidrógeno verde"

Mikel Irujo Amezaga, consejero de Industria y de Transición Ecológica y Digital Empresarial de Gobierno de Navarra, presidente de la sociedad pública Sodena : "para la puesta en marcha de esta iniciativa estratégica, el proyecto ha contado con el apoyo financiero de Sodena como accionista de Nordex Electrolyzers; este proyecto es una apuesta industrial clave para nuestra industria y la Comunidad foral. Se trata de una iniciativa pionera que marca un antes y un después como región. Navarra se vuelve a poner a la cabeza en el impulso de la soberanía energética y la descarbonización. En definitiva, un hito para nuestra comunidad, el Estado y Europa"

Javier López, director general de Uraphex : "la puesta en marcha de la producción de hidrógeno verde en la planta de Cáteda es un hito que demuestra el valor de la

colaboración (...). Para Uraphex es un orgullo haber trabajado junto a empresas del calibre de Viscofan y Nordex Electrolyzers en un proyecto que impulsa el despliegue real del hidrógeno verde en la industria. Nuestra tecnología de gestión y circularidad del agua optimiza su uso y recuperación, reforzando la sostenibilidad del proceso. Navarra vuelve a demostrar así su capacidad para liderar la innovación energética”

Ana Ursúa, directora general de la Asociación de la Industria Navarra (AIN) : “en Navarra contamos con un ecosistema industrial sólido y con capacidad real para liderar la transición hacia las energías limpias. La puesta en servicio de este electrolizador, desarrollado por Nordex en Viscofan con la participación de Uraphex, demuestra que la colaboración entre empresas, centros tecnológicos y administración es clave para acelerar la descarbonización. Desde AIN estamos orgullosos de contribuir a un proyecto que marca un antes y un después en la adopción del hidrógeno verde por parte de la industria”

Protagonistas

Fundada en Cáseda (Navarra) hace exactamente cincuenta años (en 1975), el fabricante de envolturas para productos cárnicos Viscofan, que tiene sus oficinas centrales en la también navarra Tajonar, es hoy una multinacional que opera en más de cien países de los cinco continentes. Según reza su perfil corporativo, sus envolturas son fruto de "desarrollo tecnológico propio". La empresa también desarrolla "soluciones y productos" dirigidos a otras áreas relacionadas con "la nutrición y el bienestar" (plásticos tubulares; soluciones alternativas para el envase, embalaje o empaque; envolturas comestibles; etcétera). Viscofan cotiza en el mercado continuo desde su salida a bolsa en diciembre de 1986.

Nordex Electrolyzers es una empresa que diseña, fabrica, instala y opera electrolizadores alcalinos presurizados para la producción de hidrógeno verde. Con sedes en Navarra y Puertollano, ha desarrollado y validado prototipos de cincuenta y quinientos kilovatios (50 kW y 500 kW) y, en 2025, ha lanzado al mercado el NX 2500, que es el primer electrolizador de escala megavatio **(2,5 megas, concretamente) que ha sido íntegramente diseñado y fabricado en España** . Nordex Electrolyzers es una sociedad conjunta fundada en 2022 entre Sodena, que es una empresa pública del Gobierno de Navarra, y Nordex Group, que es una multinacional alemana enfocada en la fabricación de aerogeneradores, pero que también cuenta con otras líneas de negocio.

Uraphex es una joven empresa emergente navarra enfocada en el "diseño, fabricación e instalación de tecnología para la regeneración sostenible del agua utilizada en procesos industriales". Uraphex presume de que su "tecnología propia y patentada" le permite ahorrar "hasta un 90% de agua en procesos tan comunes y transversales en el entorno industrial como son la refrigeración, el lavado y la esterilización, todo ello, eliminando por completo la necesidad de utilización de productos químicos". Los equipos de Uraphex son capaces de tratar caudales de hasta treinta metros cúbicos por hora (30 m³/h). Hasta la fecha -explica el perfil corporativo de la compañía-, Uraphex ha logrado ahorrar a sus clientes "más de un millón de metros cúbicos de agua y evitar el uso de más de 700 toneladas de productos químicos".

AIN se define como "una asociación privada que, a través de su conocimiento especializado en gestión y tecnología, fomenta la colaboración y la mejora de la posición competitiva de la industria y el entorno, para ser el referente en el desarrollo y mejora de la competitividad de las empresas industriales navarras". La actividad de AIN (asociación de la industria navarra) en el área de Energía se centra en el acompañamiento a la industria en la "búsqueda de soluciones energéticas óptimas a través de la eficiencia, generación y autoconsumo de electricidad y descarbonización de procesos industriales". AIN está enfocada actualmente en "la adaptación a nuevas fuentes energéticas, como son el uso de hidrógeno, el biogás, la biomasa y la electrificación de procesos" y en la medida de la "reducción de impacto ambiental a través del Análisis de Ciclo de Vida (ACV) y cálculo de huella de carbono (HC)".

Niveles de CO2: entiende su impacto en el cambio climático

- El CO2 es el principal GEI que impulsa el calentamiento global. Su concentración supera las 420 ppm, intensificando sequías y olas de calor.



<https://www.ambientum.com/ambientum/cambio-climatico/niveles-de-co2-entiende-su-impacto-en-el-cambio-...>
Ambientum Portal Ambiental

Jueves, 11 diciembre 2025

La concentración de dióxido de carbono (CO2) en la atmósfera continúa su ascenso, consolidándose como el principal motor del cambio climático. Este gas de efecto invernadero actúa como una manta invisible que atrapa el calor solar, elevando la temperatura media global. El aumento persistente de sus niveles, que superan ya las cifras preindustriales, intensifica fenómenos extremos como sequías, olas de calor e inundaciones. Frenar esta escalada es crucial: cada parte por millón adicional de CO2 amplifica la crisis. La reducción urgente de emisiones es la única vía para mitigar los impactos más severos en el futuro del planeta.

Contenido del artículo

Toggle

- Fundamentos del CO2: qué es y por qué importa
- El ciclo del CO2: cómo funciona en la atmósfera (y por qué se desajusta)
- Impacto de las actividades humanas: el "extra" que altera el sistema
- CO₂, efecto invernadero y calentamiento global: el mecanismo clave
- Niveles históricos y tendencias actuales
- Consecuencias del aumento de CO2
- Mitigación del CO₂: cómo reducir emisiones
- Adaptación: prepararse para impactos ya en marcha

Fundamentos del CO2: qué es y por qué importa

El **dióxido de carbono (CO₂)** es un gas formado por **1 átomo de carbono y 2 de oxígeno** . Es **natural** y clave para la vida: las plantas lo usan en la **fotosíntesis** para fabricar azúcares y liberar oxígeno. El problema surge cuando su concentración atmosférica **aumenta rápidamente** , rompiendo el equilibrio del sistema climático.

El ciclo del CO₂: cómo funciona en la atmósfera (y por qué se desajusta)

Ciclo natural (equilibrio):

- **Fotosíntesis:** retira CO₂ del aire (sumidero).
- **Respiración:** devuelve CO₂ a la atmósfera (plantas y animales).
- **Descomposición:** libera CO₂ al degradarse materia orgánica.
- **Océanos:** absorben y liberan CO₂ según temperatura y química del agua.
- **Volcanes/geotermia:** aportan CO₂, normalmente en menor escala comparado con las fuentes biológicas.

Fuentes naturales relevantes:

- Respiración y descomposición.
- Intercambio océano-atmósfera.
- Procesos geológicos (volcanismo).

Impacto de las actividades humanas: el “extra” que altera el sistema

El texto destaca tres grandes impulsores del aumento de CO₂:

- **Quema de combustibles fósiles** (carbón, petróleo, gas): libera carbono “antiguo” almacenado durante millones de años. Se menciona que estaría asociada a **~75% de las emisiones globales de CO₂**.
- **Deforestación:** reduce sumideros (menos árboles capturando CO₂) y además **libera** el carbono acumulado en biomasa.
- **Industria (cemento):** emite CO₂ como subproducto químico.

Resultado: entra a la atmósfera **más CO₂ del que los sumideros naturales pueden absorber** con la misma rapidez.

CO₂, efecto invernadero y calentamiento global: el mecanismo clave

El **efecto invernadero** es natural y necesario: parte del calor que la Tierra reemite (radiación infrarroja) queda retenido por GEI, evitando que el planeta sea demasiado frío.

Lo que cambia con el aumento de CO₂ es la **intensidad** :

- Más CO₂ ⇒ más radiación infrarroja absorbida y reemitida ⇒ **más calor retenido**.

- Además, el CO₂ es importante por su **persistencia**: puede permanecer mucho tiempo en la atmósfera, “sumando” efecto con el paso de los años.

Niveles históricos y tendencias actuales

El texto dibuja una línea temporal clara:

- **Contexto preindustrial**: niveles relativamente estables, alrededor de **280 ppm** durante milenios.
- **Revolución Industrial**: empieza el aumento sostenido por el uso masivo de carbón y luego otros fósiles.
- **Aceleración en siglos XX y XXI**: el crecimiento industrial y energético dispara el ritmo.
- Se menciona que en **2023** se superaron **420 ppm**, un nivel **sin precedentes** en escalas largas (el texto alude a registros muy antiguos mediante núcleos de hielo).

Consecuencias del aumento de CO₂

El calentamiento impulsado por CO₂ desencadena efectos en cascada:

- **Subida del nivel del mar**: por derretimiento de hielo y expansión del agua.
- **Más eventos extremos**: olas de calor, sequías, inundaciones, tormentas más intensas.
- **Cambios en ecosistemas**: migraciones forzadas, estrés térmico, pérdida de biodiversidad; los **arrecifes de coral** aparecen como especialmente vulnerables.
- **Impactos en agricultura y seguridad alimentaria**: cambios de lluvia y temperatura afectan rendimientos.
- **Acidificación oceánica**: el CO₂ disuelto forma ácido carbónico, baja el pH y dificulta conchas/esqueletos de carbonato (corales, moluscos), alterando cadenas tróficas.

Mitigación del CO₂: cómo reducir emisiones

Las estrategias que aparecen como centrales:

- **Energías renovables** (solar, eólica, hidráulica, geotérmica).
- **Eficiencia energética** (edificios, electrodomésticos, industria).
- **Transporte más limpio** (movilidad activa, transporte público, electrificación).
- **Bosques y suelos**: conservar, reforestar y restaurar para aumentar sumideros.
- **Captura y almacenamiento de carbono (CAC)** en industrias difíciles de descarbonizar (aún con retos).

Adaptación: prepararse para impactos ya en marcha

La adaptación complementa la mitigación:

- **Agricultura resiliente**: manejo eficiente del agua, diversificación, variedades resistentes a calor/sequía.
- **Infraestructura resiliente**: drenajes, diseño urbano y soluciones ante extremos.
- **Salud pública**: planes ante olas de calor y vigilancia de enfermedades.

- **Ecosistemas:** restauración de bosques/humedales para mejorar regulación hídrica y captura de carbono.

El CO2 es **natural y esencial** , pero su aumento rápido por actividad humana **potencia el efecto invernadero** , calentando el planeta y alterando océanos, clima y ecosistemas. La salida propuesta combina **mitigación (bajar emisiones y subir sumideros) + adaptación (reducir vulnerabilidad)** , con acción coordinada entre gobiernos, industrias y ciudadanía.

Redacción Ambientum

Proyectos: Iberdrola, Acciona Energía, Plenitude, GES, Naturgy, Statkraft, Zelestra

- Iberdrola construye sus dos primeras plantas fotovoltaicas valencianas; Acciona Energía pone en marcha 480 MWp en Australia; entra en operación una planta solar de 150 MW de Plenitude en Andalucía, GES anuncia cuatro nuevos contratos EPC, Naturgy poner en operación 100 MW en España; Statkraft avanza ...



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/11/proyectos-iberdrola-acciona-energia-plenitude-ges-naturgy-statkraft-...>

Jueves, 11 diciembre 2025

Iberdrola construye sus dos primeras plantas fotovoltaicas valencianas; Acciona Energía pone en marcha 480 MWp en Australia; entra en operación una planta solar de 150 MW de Plenitude en Andalucía, GES anuncia cuatro nuevos contratos EPC, Naturgy poner en operación 100 MW en España; Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España; y Zelestra se adjudica un contrato en la segunda subasta FER X de Italia.

Pilar Sánchez Molina

Iberdrola inicia la construcción de sus dos primeras plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana. Se trata de los parques Ayora 1 y Cofrentes I, que sumarán más de 360 MW de potencia. La puesta en marcha de las plantas fotovoltaicas está prevista para finales de 2026. Iberdrola ha contado con proveedores nacionales como Ingeteam, Eiffage, Ormazabal, Mesa y OHLA en el desarrollo de estos proyectos, los que ha invertido más de 250 millones de euros.

Acciona Energía ha completado con éxito la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial de la planta fotovoltaica Aldoga (480MWp), situada en la costa central de Queensland (Australia). La compañía cuenta ya con casi 2 GW de potencia renovable instalada o en construcción en el país, entre proyectos eólicos y solares. Actualmente está completando la puesta en marcha del parque eólico MacIntyre (923 MW), en Queensland.

Plenitude , la filial de energía renovable y movilidad eléctrica de la petrolera italiana Eni, ha inaugurado esta semana en Chimeneas (Granada) el proyecto solar de Caparacena, que se extiende a lo largo de 264 hectáreas y está compuesto por tres parques fotovoltaicos de 50 MW cada uno. El complejo, que integra más de 274.000 módulos bifaciales, alcanza una capacidad total instalada de 150 MWp. En Sevilla, la compañía ya cuenta con la planta fotovoltaica de Guillena, con una capacidad instalada de 230 MW, y avanza en la construcción de otros 200 MW del proyecto solar de Entrenúcleos.

GES – Global Energy Services ha cerrado en los últimos meses del año cuatro contratos para la construcción de plantas solares fotovoltaicas que suman 343,26 MWp y un importe global de 196,42 millones de euros.

Los contratos contemplan servicios EPC para plantas fotovoltaicas en Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos. Dos de ellos son con clientes nuevos para GES.

Naturgy ha puesto en marcha las plantas fotovoltaicas Zorita I y Zorita II, ubicadas sobre una gravera en desuso en el entorno de la antigua Central Nuclear 'José Cabrera', entre los términos municipales de Almonacid de Zorita y Zorita de los Canes, en la provincia de Guadalajara. Las nuevas instalaciones suman una potencia de 100 MW y supuesta en servicio ha conlleva una inversión de 51 millones de euros.

Statkraft ha anunciado la obtención de las autorizaciones administrativas previa y de construcción de su proyecto Abrazadilla, en Burgos, el primer híbrido eólico y solar que desarrolla la empresa en España. Contará con una potencia instalada total de 38,1 MW y estará formado por una parte eólica - tres aerogeneradores de 21,6 MW de potencia instalada-, y otra solar fotovoltaica, de 16,5 MW de potencia instalada. Además, podría conllevar una inversión de alrededor de 45 millones de euros.

Zelestra , la antigua Solarpack, se adjudicado un contrato para un proyecto en Sicilia con una capacidad de hasta 108 MW en la segunda subasta FER X celebrada en Italia. Se trata del mayor proyecto de la cartera italiana de Zelestra, y el contrato se produce tras la adjudicación a la empresa de ocho proyectos con una capacidad solar total de aproximadamente 60 MW en la primera subasta FER X celebrada a principios de diciembre. La empresa cuenta en el país con una cartera de más de 1,4 GW de proyectos solares y BESS en total. A principios de este año anunció el acuerdo inicial de compra para un proyecto BESS a gran escala de 2 GWh que se ubicará en el norte de Italia, uno de los proyectos de almacenamiento de baterías más grandes de Europa.

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

Sonnedix firma un acuerdo con VW Kraftwerk para suministrar garantías de origen renovable

- Sonnedix ha firmado un acuerdo con VW Kraftwerk GmbH para el suministro de Garantías de Origen (GOs) de electricidad renovable generada en España.



Planta fotovoltaica Covatillas de Sonnedix.

<https://elperiodicodelaenergia.com/sonnedix-firma-un-acuerdo-con-vw-kraftwerk-para-suministrar-garantias-de...>

Redacción

Jueves, 11 diciembre 2025

Sonnedix

Sonnedix ha firmado un acuerdo con VW Kraftwerk GmbH, filial del Grupo Volkswagen, para el suministro de Garantías de Origen (GOs) de electricidad renovable generada en España. Este acuerdo apoyará al grupo automovilístico en la **descarbonización** de sus operaciones europeas.

Estos certificados renovables procederán del complejo fotovoltaico Sonnedix Covatillas - que incluye las plantas Covatillas 1, 5 y 6 - ubicado en los municipios de Minglanilla, Graja de Iniesta y Puebla del Salvador (Cuenca). Recientemente inaugurado, el **complejo de 150 MW** es uno de los desarrollos solares más importantes de Sonnedix en la región ibérica.

104 GWh renovables de Sonnedix

Con este acuerdo, **Sonnedix entregará 104 GWh de certificados de energía renovable anualmente durante un periodo de 10 años**. Este volumen equivale al consumo eléctrico anual de aproximadamente 25.000 hogares y supone una reducción de unas 37.000 toneladas de emisiones de CO₂e.

Se trata del primer acuerdo de venta a largo plazo de **Garantías de Origen (GOs)** de Sonnedix, reforzando su posición como socio estratégico para grandes corporaciones que buscan descarbonizarse. Se suma a otros acuerdos relevantes, como el contrato de compraventa de energía

a largo plazo (PPA) con Renfe para suministrar 420 GWh de energía renovable anualmente para operaciones ferroviarias.

Axel Thiemann , CEO de Sonnedix, ha afirmado: “Las empresas globales necesitan soluciones renovables certificadas y fiables que estén alineadas con sus compromisos climáticos. Este acuerdo con VW Kraftwerk GmbH demuestra nuestra capacidad para diseñar una gama de productos y servicios energéticos para nuestros clientes, desde contratos de energía a medida hasta la venta de GOs, aportando valor inmediato y contribuyendo a la descarbonización de sectores clave, como el de la automoción”.

Gerson González , director general de Sonnedix España, añade: “España se ha convertido en un centro estratégico para el suministro renovable en Europa, y proyectos como Covatillas son un claro ejemplo. En Sonnedix, ponemos al cliente en el centro. Por eso, estamos orgullosos de apoyar a Volkswagen en su hoja de ruta medioambiental y de poner la energía renovable generada en nuestro país a disposición de la industria europea.”

Inaugurado en junio de 2025, el complejo Sonnedix Covatillas incorpora 274.260 módulos bifaciales, 3.680 seguidores 2V y una subestación de 150 MVA en el propio emplazamiento. La instalación genera una media anual de 298.500 MWh - suficiente para abastecer a 71.000 hogares - y evita más de 108.000 toneladas de emisiones de CO₂ cada año. Su construcción generó más de 200 empleos directos, con una fuerte implicación local, e incluye avanzadas medidas de protección de la biodiversidad.

**REDES ELÉCTRICAS**

España, a la cabeza de Europa en inestabilidad regulatoria

JOSÉ MARÍA CAMARERO MADRID

La asociación de distribuidoras eléctricas europeas ha advertido de que España sigue enfrentándose a la inestabilidad regulatoria y de que la tasa de rentabilidad del 6,5% propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para el próximo periodo regulatorio que va de 2026 a 2031 para las redes eléctricas se mantiene por debajo de los índices de referencia internaciona-

les, «lo que podría reducir el interés de los inversores».

En un documento conjunto, E.DSO –de la que forman parte los 38 principales operadores de sistemas de distribución eléctrica europeos–, y Geode han analizado cómo la regulación de ingresos en siete países europeos (Austria, Finlandia, Irlanda, Italia, Polonia, España y Suecia) permite a los gestores de redes de distribución eléctrica planificar, financiar y ejecu-

tar las inversiones para reforzar la infraestructura de la red de distribución y avanzar en la transición energética.

España es el país que peor sale en esta comparativa de los principales países europeos, sobre todo en los criterios WACC (coste medio ponderado de capital), predictibilidad y balance Capex/Opex. En el otro extremo se encuentran Italia y Austria, con la mayoría de los elementos analizados valorados positivamente.

Asimismo, alerta de que España «continúa enfrentándose a la inestabilidad regulatoria, con planes de inversión para 2023-2025 pendientes de aprobación formal y la remuneración de los operadores de sistemas de distribución a partir de 2023 aún sin pu-

blicar». Y subraya que «persiste la inseguridad jurídica debido a las inspecciones 'ex post' de las inversiones finalizadas sin criterios predefinidos, lo que genera inconsistencias procesales y retrasa la recuperación de costes».

El informe llega cuando se están apurando los plazos para que Competencia fije definitivamente esa tasa de retribución después de las alegaciones de las compañías y tras pasar por el Consejo de Estado. Es una de las prioridades del sector, al encontrarse en la encrucijada de recibir peticiones de conexión, o ampliar las actuales, sobre todo desde la industria, pero también en lo relativo a construcción de vivienda o instalación de centros de datos.



Endesa corta la luz a una veintena de supermercados por fraude eléctrico

Guardia Civil y Guardia Urbana descubren multitud de infracciones en los locales

MAYKA NAVARRO
Barcelona

Existe una idea, más que generalizada, de que los supermercados con horarios intempestivos, algunos de 24 horas, funcionan fuera de control. Un fenómeno que dejó de ser exclusivo de la ciudad de Barcelona y ya se extiende por la gran mayoría de municipios. Que alguna cosa no se hace bien lo ha puesto en evidencia la operación de la Guardia Civil, con la Guardia Urbana y la Policía Nacional en la capital catalana, en la que detectaron, entre otros delitos e infracciones administrativas, fraude eléctrico en 24 de los 26 comercios que se inspeccionaron.

La investigación se inició con una denuncia que Endesa presentó a la Guardia Civil. La compañía presentó un listado de comercios con claras sospechas de que funcionaban con electricidad pinchada directamente del alumbrado público. Una auténtica irresponsabilidad, además de delito, por el riesgo que comporta este tipo de empalmes, sin protección alguna cuando se produce una sobrecarga.

El listado de Endesa hacía referencia a comercios, casi todos de 24 horas y franquicias de supermercados de renombre, de varios distritos de Barcelona e invitó a la Guardia Urbana a participar en el operativo.

Una vez dentro de los locales, los policías municipales aprovecharían para mirar otros aspectos de su competencia. No fue-



Un técnico de Endesa revisa el enganche de luz en un supermercado inspeccionado de Barcelona

ron los únicos invitados. Con la voluntad de aprovechar esas visitas, se pidió también la presencia la Policía Nacional, para todo lo que tiene que ver con la ley de Extranjería y el delito contra los derechos de los trabajadores, subinspectores de Trabajo y de la Seguridad Social y técnicos de Endesa.

Todos los policías intervinientes se repartieron los establecimientos y el pasado día 2 accedieron de manera simultánea y por sorpresa a todos ellos,

en los distritos del Eixample, Ciutat Vella, Sant Martí, Gràcia, Sant Andreu y Nou Barris.

Los guardias civiles imputaron a 25 personas por el delito de fraude eléctrico, estimado en unos 2,85 millones de kilovatios, el equivalente al consumo anual de 715 viviendas. La compañía tradujo las cifras en pérdidas superiores al millón de euros.

Como siempre se actúa en este tipo de delitos y sobre todo por el riesgo que implica los engaños a la luz, por la inseguridad

de la instalación, los técnicos de Endesa cortaron el suministro en los 24 supermercados denunciados, lo que obligó a sus responsables a bajar la persiana, que no podrán subir hasta que no regularicen el servicio eléctrico.

Y no será el único problema al que se enfrenten porque tanto la Policía Nacional y la Guardia Urbana tomaron buena nota de otras infracciones, igualmente graves.

Los guardias civiles firmaron

además 16 expedientes por contrabando, etiquetado erróneo en productos que estaban a la venta. También en materia de protección de datos se denunció la presencia de cámaras de vigilancia no anunciadas convenientemente. En algunos comercios el ticket de venta no recogía los datos del empresario. También se levantaron actas por seguridad alimentaria al descubrir productos caducados a la venta y se denunció la manipulación de las básculas, con el pesaje beneficioso para el empresario. Algunos de los vendedores carecían además del exigible carnet de manipulación de alimentos.

La Policía Nacional, que identificó a 59 ciudadanos, determinó que cinco eran víctimas de

La Policía Nacional identifica a cinco empleados como víctimas de explotación laboral

explotación laboral. Han iniciado una investigación paralela para identificar a los responsables del delito contra el derecho de los trabajadores. Otros cinco estaban en situación irregular y para ellos se inició el expediente de la ley de Extranjería, solicitando su expulsión.

La Guardia Urbana detectó 87 infracciones relacionadas con la seguridad, la higiene y el cumplimiento normativo como la falta de señalización, ausencia de extintores, baños impracticables o la venta de productos caducados o directamente en mal estado. Expedientes que en muchos casos terminarán en sanción económica.

Los responsables del operativo mostraron ayer su satisfacción por los resultados y advirtieron que repetirán en breve.●



Trump adjudica doce nuevos yacimientos a Repsol y refuerza su negocio en EEUU

Ha sido la quinta compañía que más dominio minero ha logrado en el Golfo de México

Rubén Esteller MADRID.

Repsol ha dado un salto relevante en el Golfo de América —conocido antes como el Golfo de México— al adjudicarse 12 bloques de exploración y producción en la subasta Big Beautiful Gulf 1 (BBG1), la primera puja de petróleo y gas en alta mar que celebra Estados Unidos desde 2023 bajo el mandato de la Administración Trump.

La petrolera española ha sido la quinta empresa que más bloques ha conseguido junto con BP (51), Chevron (24), Murphy (14) y Shell (12).

La compañía española presentó ofertas por 13 bloques de aguas ultraprofundas pero resultó adjudicataria en 12 de ellos. En la mayoría de ellos, en 9, la petrolera española ha ido acompañada de un socio y en 3 de ellos ha participado en solitario. En total, las áreas en las que Repsol ha resultado la oferta ganadora suman cerca de 74.880 acres brutos.

El esfuerzo inversor asociado a estas adjudicaciones es significativo. Los datos desglosados de BOEM muestran que las ofertas ganadoras en las que participa Repsol alcanzan del orden de 40 millones de dólares en *bonus bids* agregados, con una exposición económica directa para la compañía cercana a los 14 millones, al considerar sólo su participación en los consorcios adjudicatarios. La mayor parte de los bloques se localiza en zonas de aguas ultraprofundas de alto potencial exploratorio, coherentes con la apuesta estratégica del grupo por el offshore en el Golfo de América.



Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol. ALBERTO MARTÍN

La compañía logró recientemente 45 bloques en la zona de Alaska junto al megapozo de Pikka

En conjunto, la subasta BBG1 ha generado 279,4 millones de dólares en ofertas ganadoras sobre 181 bloques, después de recibir 219 pujas de 30 compañías distintas para

algo más de un millón de acres, dentro de un paquete ofertado de unos 80 millones de acres.

La consolidación de esta cartera de licencias llega pocas semanas después de que el grupo anunciara la primera producción de petróleo en los campos de aguas profundas Leon-Castile, frente a la costa de Luisiana, un desarrollo en consorcio que aspira a aportar del orden de 20.000 barriles equivalentes de petróleo diarios netos para Repsol a partir de 2027. La propia compañía ha señalado que

el Golfo de América es uno de los ejes de crecimiento de su división de Exploración y Producción, junto a los desarrollos en Eagle Ford (Texas), el Marcellus (Pensilvania) y Alaska.

En el plano político y regulatorio, BBG1 marca el reinicio del calendario de subastas offshore en Estados Unidos, tras las tensiones legales y ambientales de los últimos años. La venta da cumplimiento a la obligación de celebrar 30 subastas en el Golfo hasta 2039 recogida en la *One Big Beautiful Bill Act*.



Reestructuración en el sector energético

BlackRock activa la reordenación en el capital de Naturgy

La gestora puso sus planes en conocimiento del Gobierno y Caixa, el 'holding' que lidera la energética

JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

Tras años de especulaciones sobre la reordenación accionarial de Naturgy, BlackRock ha tomado la iniciativa y ha rebajado su participación en la gasista después de casi diez años como accionista de referencia de la energética. La decisión ha desatado un vendaval en el sector energético y financiero, ya que se trata de uno de los movimientos más relevantes tanto desde el punto de vista económico como de la gobernanza en una de las empresas más estratégicas en España, dado que juega un papel clave en la seguridad de suministro.

Con ese contexto, BlackRock decidió jugar sobre seguro e informar del paso tanto a La Moncloa como a la Fundación Bancaria La Caixa, primer accionista de Naturgy. Según aseguran fuentes conocedoras, la desinversión se comunicó, por deferencia institucional, a la Oficina Económica de Presidencia del Gobierno y también a Francisco Reynés, presidente ejecutivo de Naturgy y desde este año también vicepresidente ejecutivo de CriteríaCaixa Holding.

Cabe destacar que el Ministerio de Economía, como responsable de las inversiones exteriores en España, impuso condiciones al desembarco de BlackRock en Naturgy tras la adquisición de GIP. Y, como socio de La Caixa, la mayor gestora de fondos del mundo es consciente del papel destacado que juega el conglomerado en Naturgy. Para el *holding* presidido por Isidro Fainé, Naturgy es una de sus inversiones estratégicas, donde ejerce *de facto* el control de la energética.

BlackRock es uno de los inversores más importantes dentro del Ibex 35, con

participación en muchas de las empresas del selectivo. Su papel es clave, de ahí que para La Moncloa no sea un inversor más. Prueba de ello son las reuniones que el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ha mantenido en los últimos años con el líder de la gestora estadounidense, Larry Fink. Su capacidad de influencia en la economía española y europea se da por descontada. Y su apuesta por España sigue ahí. El movimiento en Naturgy no se ve como un paso atrás. De hecho, recientemente ha realizado una inversión relevante en ACS. La empresa de Florentino Pérez ha recibido también el apoyo de CriteríaCaixa, compañero de viaje en Naturgy.

Ahora el mercado descuenta que la venta parcial del fondo que lidera Larry Fink puede desatar una reordenación del capital después

de años de intentos de estabilizarlo. Entre banqueros de inversión no se descarta que CVC también pueda buscar una solución similar, lo que reforzaría el *free float* (capital a disposición del inversor en Bolsa) de Naturgy, aunque con cierto castigo, al menos a corto plazo, para el precio de la acción.

Otra de las opciones que destacan al menos tres fuentes del entorno financiero de la compañía es la posibilidad de que IFM –que ya es el segundo mayor inversor si se descuenta la participación de Corporación Financiera Alba en un vehículo compartido con CVC– pueda en el medio plazo reforzarse en el capital de la gasista y ejercer un papel de mayor influencia dentro de la energética. Su vocación, al igual que la de La Caixa, es ser un accionista de Naturgy a muy largo plazo, pero, tras más de cuatro años desde su desembarco, la distancia emocional con CriteríaCaixa sigue siendo patente, a tenor de los comentarios de fuentes próximas sobre la relación entre las partes. Su objetivo de lograr dos asientos en la cúpula de la energética, sin embargo, ya lo ha logrado.

Gobernanza

Sea como fuere, el panorama accionarial se va despejando para una empresa que, pese a todas las dificultades de gobernanza, está pulverizando sus registros año tras año, y este 2025 pretende revalidar los 2.000 millones de beneficio neto.

Eso le permite en sus planes estratégicos otorgar una retribución al accionista cada vez más generosa. Bueno para el objetivo de CriteríaCaixa de nutrir su obra social y también bueno para los accionistas de corte más financiero. De hecho, las fuentes



Oficinas de Naturgy en Madrid. PABLO MONGE

consultadas creen que la retribución que BlackRock va a retornar a sus inversores con la venta del 7,1% del capital será más que exitosa. Compró a Repsol y Caixa en 2019 a 19 euros y ha vendido a 24,75 euros (5% de descuento en Bolsa sobre el cierre de los títulos del miércoles), a lo que habría que sumar los dividendos cobrados en estos más de nueve años. Un tipo de operación que habitualmente se apalanca mucho con deuda bancaria a bajos tipos de entonces, y hoy incrementa aún más la ganancia. Todo ello también ofrece fuertes comisiones para los gestores de esta historia de éxito inversor.

Para el mundo financiero, Javier de Jaime, el reputado gestor de CVC, puede haber tomado nota a la hora de rentabilizar su inversión en la energética, un movimiento que tiene entre ceja y ceja desde hace años, indican fuentes del mercado.

Más allá de la cuestión económica, también se es-

peran movimientos en la cúpula de Naturgy. Se da por hecho que BlackRock, que no tiene previstas más ventas en el corto plazo, pierda uno de sus dos consejeros. Falta por saber si se sustituye por un independiente o se amortiza.

Oportunistas

Aún no está resuelta la duda del tipo de inversor que ha comprado ese 7,1% vendido por 1.700 millones en el mercado. Hay quien especula con la posibilidad de que haya oportunistas, y no se descarta incluso la llegada de algún fondo activista, aunque en el pasado firmas como Elliot han tenido poco éxito en grupos con grandes accionistas de referencia como Naturgy. En el entorno de la CNMV no ven por ahora una compra cuantiosa, sino más pequeñas ventas a fondos financieros.

A priori, el aumento del *free float* aligera presión en el consejo para CriteríaCaixa, accionista de referencia. Y más si CVC, en

algún momento, emprende el mismo camino de BlackRock. Los intentos de solucionar el bloqueo con operaciones como el proyecto Géminis, que dividía en dos la sociedad para facilitar la salida de los accionistas que habían terminado su ciclo inversor, o la opa de Taqa fueron infructuosos, por lo que finalmente han sido los principales afectados por el impasse que han tomado cartas en el asunto.

En cualquier caso, BlackRock quiere seguir siendo accionista de referencia y no prevé bajar del 11% con el que se ha quedado tras esta operación relámpago. Su política es la de invertir con participaciones más pequeñas de las que hasta ahora tenía GIP, del 20%. La autoopa lanzada por Naturgy a mediados de año fue el primer paso que dio la empresa. Y ya se empiezan a mover los accionistas. El mercado espera más movimientos. Y de reojo siguen mirando a lo que pueda hacer el Gobierno.



La gestora cierra la venta del 7,1% de la gasista por 1.700 millones de euros con un descuento del 5%

La colocación supone un vuelco en el accionariado de la firma y refuerza su capital flotante

El fondo mantiene un 11% del capital y confirma su intención de seguir

JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

BlackRock ha cerrado la venta del 7,1% de su participación en el capital de Naturgy por 1.700 millones de euros. La mayor gestora del mundo anunció en la tarde del miércoles su intención de reducir su presencia en el accionariado de la compañía española. Para ello, desplegó una colocación acelerada de la mano de JP Morgan. Con esta operación, el fondo liderado por Larry Fink mantendrá una participación del 11%, aunque su intención es continuar en Naturgy. No ha trascendido, de momento, quién –o quiénes– ha adquirido las acciones.

El precio de venta del paquete, de 24,75 euros por título, supone un descuento cercano al 5,4% sobre el cierre del martes de Naturgy, de 26,16 euros. El fondo "ha vendido 68.825.911 acciones de la sociedad, representativas de, aproximadamente, el 7,10% del capital social de la sociedad, a un precio de 24,75 euros por acción", explica el hecho relevante enviado a la CNMV.

Tras la liquidación de la colocación, BlackRock será titular de 110.753.554 acciones, representativas del 11,42% del capital social, añade la nota. Esta participación queda sujeta a "un compromiso de no disposición de acciones (lock-up) de 90 días". La venta se produce después de que BlackRock comprara en enero de 2024 la gestora GIP, que a su vez era tenedora del 20% de Naturgy desde 2016, cuando adquirió parte de sus acciones a Repsol y CriteríaCaixa. Ahora, la gestora estadounidense alinea su posición en Naturgy con su política inversora a nivel



El presidente de Naturgy, Francisco Reynés, en el Foro Económico CREO 2025 organizado por CincoDías en mayo. ÓSCAR CORRAL

mundial, que cuenta con participaciones más reducidas en el accionariado de las compañías donde invierte.

No obstante, la intención de BlackRock no es desinvertir totalmente, sino seguir con esa presencia del 11% en Naturgy. También quiere continuar en el consejo de administración de la empresa, donde cuenta con dos consejeros dominicales. Ahora falta por conocer qué decisión tomará la empresa liderada por Francisco Reynés. BlackRock podría perder un consejero, que podría ser sustituido por un dominical o directamente amortizado. Con esta venta, Naturgy refuerza su liquidez. Ya tiene más del 25% de free

float. Ante la falta de liquidez, la empresa desplegó una autoopa por el 10% del capital que supuso que todos los accionistas redujeran su presencia en ese 10%. Este aumento de liquidez le permite regresar a los grandes índices MSCI de donde había salido, lo que estaba penalizando a su acción.

Apuesta por España

Tras la desinversión parcial, BlackRock pasa a ser el cuarto accionista de la compañía. No obstante, seguirá en la empresa y mantendrá su apuesta por España, como ha demostrado recientemente con la inversión en ACS. Ahora el segundo accionista es el consorcio formado por CVC y Corporación Financiera Alba, que también lleva años dejando caer su intención de salir de Naturgy.

La empresa ha intentado varios movimientos para ofrecer una salida a sus accionistas, pero sin éxito. Primero lanzó la operación Géminis, consistente en dividir la compañía en dos, pero no contaba con el respaldo del Gobierno, en plena crisis energética por la invasión de Rusia sobre Ucrania. Posteriormente, su principal accionista, CriteríaCaixa, nego-

ció con la emiratí Taqa para que esta lanzara una opa y controlar la empresa entre ambas firmas, pero la operación descarriló por discrepancias entre las partes por la gobernanza. Ahora está por ver si CVC también se mueve como ya lo ha hecho BlackRock.

Estas desinversiones refuerzan a CriteríaCaixa como primer accionista y quien más influencia ejerce sobre la compañía. El tercer mayor accionista ahora será el fondo australiano IFM, que lanzó una opa parcial en 2021. La intención de la gestora liderada en España por Jaime Siles era elevar su presencia en el capital hasta tener dos consejeros, objetivo que ya ha logrado.

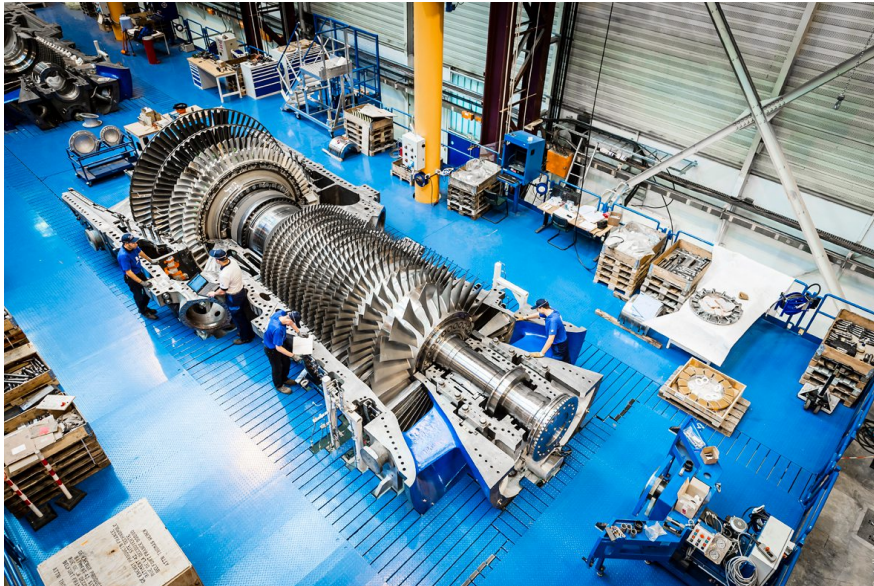
La desinversión de BlackRock se produce en un momento dulce de resultados para la compañía. En los últimos dos años, Naturgy ha registrado resultados récord, con unas ganancias de alrededor de 2.000 millones cada año. Este 2025 también prevé alcanzar esa cifra. La firma se está viendo impulsada por la mayor contribución de sus centrales de ciclo combinado, que están funcionando más horas desde el apagón del 28 de abril.

La energética refuerza su liquidez y ya cuenta con un 'free float' del 25%

El segundo accionista es ahora CVC y Corporación Alba, cuya intención es salir

GE Vernova recoge el tirón de la demanda en electrificación global

- El fabricante americano presentó su plan estratégico hasta el 2028 actualizado y sus nuevas expectativas hasta finales de la década en Nueva York.



GE Vernova recoge el tirón de la demanda en electrificación global

<https://elperiodicodelaenergia.com/ge-vernova-recoge-el-tiron-de-la-demanda-en-electrificacion-global/>

José Javier Ruiz

Jueves, 11 diciembre 2025

En la sesión de ayer, los efectos de la presentación estratégica del fabricante americano **GE Vernova** de la noche anterior se reflejaron en las acciones de Siemens Energy, que subían casi un 5% a primeras horas de la apertura. Este evento, junto con el anuncio de un pedido importante para Nordex en Estados Unidos, puso a todo el sector en subidas del 4% a 6%.

El principal mensaje del fabricante norteamericano fue la revisión al alza de sus previsiones de ventas y de márgenes Ebitda hasta el 2028. Como novedad, el equipo directivo presentó por primera vez sus expectativas de crecimiento de ventas para finales de la década.

El fabricante incrementó sus previsiones de ventas del grupo en el 2028 hasta \$52 mil millones, desde una estimación anterior de \$45 mil millones. "El proceso de electrificación se está acelerando y su crecimiento se extenderá por un periodo de tiempo más largo", añadió **Scott Stravik**, consejero delegado de GE Vernova.

La rentabilidad de este mayor crecimiento se vio reforzada por un incremento en las previsiones del margen medio de Ebitda para todo el grupo hasta el 20% en el 2028, comparado con el objetivo anterior del 14% de margen, correspondiente a la presentación estratégica de diciembre del 2024.

La atención se centró en las dos divisiones más rentables

La mayor parte de la presentación y del turno de preguntas se centraron en las divisiones de turbinas de gas y de equipo de redes eléctricas, las de mayor crecimiento, al igual que ocurrió en la reciente presentación estratégica de Siemens Energy. A diferencia de la presentación del fabricante alemán, no hubo una sola pregunta por parte de los analistas americanos sobre la división de turbinas para la energía eólica.

El consejero delegado revisó al alza las estimaciones de margen de Ebitda de la división de turbinas de gas hasta el 22%, desde la previsión anterior del 16% anterior, y para la división de equipo para redes hasta el mismo nivel. Sin embargo, el margen de la división de turbinas eólicas se redujo hasta el 6%, desde la previsión del 10% anterior. Estas mejoras están justificadas por un mayor apalancamiento operativo, la aceleración en la implementación de su plan de \$600 millones en eficiencias hasta el año 2028, y por mejora de márgenes en el negocio de servicios de mantenimiento.

En cuanto a crecimiento de ventas, GE Vernova superó las previsiones del Siemens Energy de crecimiento en la parte baja de crecimiento de 10% a 20%. El fabricante americano espera un crecimiento en la parte alta de ese mismo rango.

Volvió a salir la discusión sobre el exceso de capacidad en la división de turbinas de gas

Al igual que ocurrió en la presentación de Siemens Energy, los analistas plantearon posibles escenarios de "sobreoferta" en el mercado de turbinas de gas global, después de que el consejero delegado anunciase un plan para doblar la capacidad de fabricación hasta los 400 gigavatios de turbinas fabricadas en un horizonte temporal entre el 2030 y el 2035. Siemens Energy anunció también incrementos del 50% entre 2026 y 2028 en turbinas de gas medianas y grandes. El consejero delegado explicó que el incremento de capacidad anunciado es "el mínimo" requerido para atender el volumen de pedidos de los próximos años.

Sobre capacidades de fabricación mayores futuras, GE Vernova está convenciendo a algunos de sus clientes para determinar "acuerdos comerciales marco", sin necesidad de definir pedidos, que permitirán al fabricante planificar nueva maquina para atender futura demanda, añadió el consejero delegado.

Mayor interés en el potencial de crecimiento de contratos de mantenimiento

Partiendo de una cartera de pedido a finales del tercer trimestre de \$135 mil millones, de los cuales más del 60% corresponden a contratos de servicios de mantenimiento, los analistas centraron gran parte de sus preguntas en esta división. Además, el consejero delegado anunció, por primera vez, un objetivo de alcanzar unas ventas de servicios de mantenimiento de \$22 mil millones en el 2035, incrementando así en \$10 mil millones las ventas por servicios en un período de 10 años.

El consejero delegado explicó que los ciclos de convertir pedidos de equipo en contratos de mantenimiento son largos. Este nuevo objetivo de crecimiento en ventas de servicios recoge las previsiones de pedidos de turbinas de gas de únicamente hasta el 2028- 2029. Los pedidos de

turbinas de gas están relacionados con turbinas de cobertura de picos de demanda y de respaldo de renovables intermitentes, que sufren mayor deterioro y requieren mayor mantenimiento.

Previsiones de eólica marina menos optimistas

Al contrario que Siemens Energy, GE Vernova no se anduvo por las ramas en sus comentarios sobre el futuro de la eólica marina. En 2026, el fabricante americano completará el pedido de Dogger Bank en el Reino Unido, y el nivel de pedidos esperado a cierre del 2025 de \$2 mil millones, caerá en picado a finales del 2026 y en años posteriores.

Entre las perspectivas para el periodo 2030 a 2035, el consejero delegado dedicó un breve comentario a su división de turbinas: se espera que la división de eólica marina tenga una cartera de pedidos todavía más pequeña en el 2028, aunque “una inflexión en pedidos de turbinas para eólica terrestre” en ese mismo año, podría cambiar la dirección de esta división de cara al 2030. Son los mismos comentarios optimistas que hemos oído de operadores europeos, relativos a un posible cambio de ciclo inversor en eólica a finales de la década.

La creciente demanda de metales impulsada por la transición energética pone en jaque a las cadenas de suministro

- El cobre, por ejemplo, enfrenta un déficit estructural a partir de 2025, con un déficit potencial de 19 millones de toneladas métricas para 2050.



La creciente demanda de metales impulsada por la transición energética pone en jaque a las cadenas de suministro

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-creciente-demanda-de-metales-impulsada-por-la-transicion-energetica-p...>

José A. Roca

Jueves, 11 diciembre 2025

El cobre, por ejemplo, enfrenta un déficit estructural a partir de 2025, con un déficit potencial de 19 millones de toneladas métricas para 2050

A medida que la transición energética global se acelera, la creciente demanda de algunos metales críticos está superando la capacidad de las cadenas de suministro, creando desequilibrios estructurales en el mercado que amenazan con frenar los esfuerzos de descarbonización, según el informe *Transition Metals Outlook 2025* de **BloombergNEF**. El cobre, el grafito, el aluminio, el litio, el cobalto y el manganeso están registrando fuertes aumentos de demanda debido a los vehículos eléctricos, el almacenamiento de energía, la expansión de la red eléctrica y los centros de datos.

Según el informe, China continúa dominando las cadenas de suministro globales, controlando gran parte de la capacidad intermedia en aluminio, grafito, manganeso, cobalto y tierras raras. Otras regiones han intentado diversificarse: Europa y Estados Unidos han reforzado el suministro doméstico de algunos metales, mientras que el Sudeste Asiático ha expandido la producción de níquel, con Indonesia y Filipinas como pilares de las operaciones de extracción.

Australia, Brasil, Canadá, Indonesia y Sudáfrica están aplicando medidas políticas como restricciones a la exportación, inversiones soberanas e incentivos fiscales. No obstante, la capacidad de refinado en las primeras etapas sigue concentrada principalmente en China, lo que deja a muchas

regiones dependientes de importaciones y expone a las cadenas de suministro globales a interrupciones.

Déficit estructural del cobre

El cobre enfrenta una presión significativa: el mercado entrará en déficit estructural el próximo año y se proyecta un faltante de 19 millones de toneladas métricas para 2050 si no se desarrollan nuevas minas y plantas de reciclaje. Se espera que el grafito enfrente un déficit técnico después de 2030, ya que la demanda de baterías crecerá más rápido que la oferta primaria. Mientras tanto, la producción de litio se expandirá notablemente, impulsada por nuevos proyectos de extracción en Sudamérica y África, así como por un mayor reciclaje de baterías retiradas.

El análisis también destaca la creciente importancia de la política y la inversión en la configuración de los mercados de metales, así como los cambios en las estrategias empresariales. Intervenciones recientes en la producción de cobalto en la República Democrática del Congo han ayudado a estabilizar los precios. Las principales compañías mineras —incluidas BHP, Anglo American, Rio Tinto y Glencore— han comenzado a priorizar el gasto de capital sobre las distribuciones a accionistas, con la explosiva demanda de cobre como motor central de esta reorientación.

BNEF también identificó 2.582 empresas dedicadas a la minería o procesamiento de metales de transición, que generaron ingresos estimados de 386.000 millones de dólares en 2024. Todas las empresas y sus exposiciones ahora se rastrean en la base de datos *Transition Exposure Ratings* de BNEF.

China, el productor con los costes más bajos del mundo

Durante los últimos 30 años, China pudo construir su imperio mineral invirtiendo fuertemente para asegurar materias primas de proveedores globales, garantizando el acceso a minas cruciales en países como Australia, Chile, Indonesia y la República Democrática del Congo, y luego desarrollando sistemáticamente capacidades masivas de procesamiento. Gracias a economías de escala, se ha convertido en el productor de menor costo a nivel global. Buscando diversificar esta concentración en una sola región, otros países ahora intentan desarrollar sus propias cadenas de suministro domésticas.

Descarbonizar la producción de metales también es esencial a medida que las energías renovables se amplían. El acero, el aluminio y el cobre representan la mayoría de las emisiones incorporadas en los proyectos eólicos y solares. Las compensaciones operacionales permiten a muchas tecnologías recuperar su huella de carbono en apenas unos meses, pero descuidar la descarbonización de las primeras etapas prolonga las emisiones incorporadas, subrayando la necesidad de un enfoque holístico que priorice tanto la inversión aguas arriba como aguas abajo.

Otros hallazgos clave del informe

La capacidad total de litio de fuentes primarias y secundarias podría alcanzar 4,4 millones de toneladas de carbonato de litio equivalente (LCE) para 2035, frente a 1,5 millones de toneladas en 2025.

Se proyecta que el mercado del manganeso se mantendrá equilibrado hasta 2050. A diferencia de otras materias primas críticas para la transición energética, el manganeso no enfrenta riesgos significativos de suministro en cuanto a reservas o capacidad de producción, aunque políticas regionales y limitaciones logísticas pueden influir en la disponibilidad a corto plazo. Se prevé que la oferta total crezca alrededor de un 1% anual entre 2025 y 2050, a medida que las tasas de utilización de la oferta primaria se ajusten para satisfacer la demanda.

Es probable que los precios del cobalto se mantengan elevados en 2026 debido a la prohibición de exportación de la RDC.

El mineral de hierro sigue siendo la principal fuente de ingresos para la mayoría de las empresas analizadas, aunque su exposición ha disminuido por la caída de los precios. El cobre también se ha convertido en un motor clave de ingresos. Su participación en los ingresos de **BHP** subió al 38% en 2024 desde el 27% en 2020; **Anglo American** duplicó su exposición al 26% desde el 13%, convirtiendo al cobre en su mayor contribuyente. **Rio Tinto** aumentó al 16% desde el 11%, y **Zijin** se mantuvo estable en el 20%.

La inseguridad regulatoria pone en riesgo la inversión en redes eléctricas en España

- Según el último análisis de E.DSO y GEODE, la ausencia en España de un marco claro para inversiones anticipatorias y la falta de alineamiento entre planificación y retribución comprometen la capacidad del país para evitar cuellos de botella en la red.



La inseguridad regulatoria pone en riesgo la inversión en redes eléctricas en España

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-inseguridad-regulatoria-pone-en-riesgo-la-inversion-en-redes-electricas-...>

Sandra Acosta

Jueves, 11 diciembre 2025

Según el último análisis de E.DSO y GEODE, la ausencia en España de un marco claro para inversiones anticipatorias y la falta de alineamiento entre planificación y retribución comprometen la capacidad del país para evitar cuellos de botella en la red

La modernización de las redes de distribución eléctricas, clave para integrar energías renovables, vehículos eléctricos y nuevas demandas de electrificación, avanza en Europa a gran velocidad. Sin embargo, España continúa rezagada por un marco regulatorio inestable que, según advierten asociaciones europeas de operadores de red, está frenando la inversión y poniendo en riesgo la transición energética.

El informe conjunto de E.DSO y GEODE sobre los marcos regulatorios de siete países europeos sitúa a España **entre los entornos más inciertos para los distribuidores eléctricos**, debido a retrasos administrativos, metodologías de remuneración sin definir y cambios normativos ex post que minan la confianza inversora.

Un sistema con bloqueos: inversiones sin aprobar y retribución sin publicar

El documento denuncia que España arrastra inversiones de 2023–2025 aún pendientes de aprobación, mientras que la remuneración de los distribuidores desde 2023 “todavía no se ha publicado”, un retraso que genera un vacío económico y operativo para las empresas que gestionan la red.

A ello se suma la práctica de realizar inspecciones ex post sin criterios predefinidos, lo que produce “inconsistencias procedimentales” y aplaza aún más la recuperación de costes por inversiones ejecutadas, según el análisis. Este esquema es señalado como un **factor clave de inseguridad jurídica**: las empresas desconocen qué gastos serán finalmente reconocidos ni cuándo podrán recuperarlos.

Un marco de retribución que no acompaña las necesidades reales

España mantiene topes de inversión ligados al PIB —0,13% para distribución— que, según el informe, **actúan como un freno directo a la expansión de la red**, pese a que los planes nacionales de energía y clima exigen más de 53.000 millones de euros en la próxima década.

El Gobierno estudia elevar en un 60% el nivel medio de inversión para 2026–2030, pero la propuesta condiciona el aumento a que al menos un 15% se destine a proyectos anticipatorios. A falta de una definición regulatoria clara sobre qué se considera “inversión anticipatoria”, los operadores temen que la medida se convierta en otra traba burocrática en lugar de un incentivo real.

Además, el esquema de retribución actual incorpora un retorno del 5,58%, considerado insuficiente para atraer capital en un contexto de tipos altos. La propuesta de elevarlo al 6,58% para 2026–2031 sigue situando a España por debajo de estándares internacionales, lo que, según el informe, **puede desincentivar aún más la inversión privada**.

El marco español también es señalado por recortar OPEX reconocidos, lo que podría provocar una reducción sustancial de ingresos operativos en el próximo periodo regulatorio. En paralelo, muchos gastos asociados a digitalización, automatización o nuevos servicios exigidos por la transición energética no se incorporan a la retribución, pese a ser indispensables para cumplir con los objetivos europeos.

El informe advierte de que esta combinación —costes crecientes, ingresos decrecientes y demoras en la recuperación de inversiones— está debilitando la liquidez de las empresas distribuidoras, **limitando su capacidad para asumir los volúmenes de inversión** que España necesita con urgencia.

Un retraso que afecta a consumidores y a la transición energética

La falta de seguridad regulatoria no solo afecta a los operadores: retrasa la integración de renovables, encarece el acceso a la red y frena nuevas conexiones de autoconsumo o movilidad eléctrica. Según el análisis, la ausencia en España de un marco claro para inversiones anticipatorias y la falta de alineamiento entre planificación y retribución **comprometen la capacidad del país para evitar cuellos de botella en la red y avanzar hacia los objetivos climáticos de 2030 y 2050**.

Mientras países como Italia y Austria destacan por su estabilidad regulatoria, ciclos pluri-anales claros y metodologías transparentes que atraen capital, España aparece en el informe junto a

Finlandia como uno de los sistemas donde las **decisiones “tardías, imprevisibles o retroactivas”** erosionan la confianza y ralentizan la ejecución de proyectos estratégicos.

El estudio concluye que, sin una metodología estable, predecible y alineada con los costes reales, España corre el riesgo de convertir la red de distribución en el “cuello de botella” de su transición energética.

Madrid prorroga la moratoria a los coches sin etiqueta: así queda la situación

- El Ayuntamiento de Madrid extiende hasta finales de 2026 la moratoria para residentes con coches sin etiqueta. Detalles y contexto de la medida.



Cartel informativo ZBE.

<https://elperiodicodelaenergia.com/madrid-prorroga-la-moratoria-a-los-coches-sin-etiqueta-asi-queda-la-situac...>

Karam El Shenawy

Jueves, 11 diciembre 2025

El Ayuntamiento de Madrid ha ampliado hasta el 31 de diciembre de 2026 el plazo que permite a los residentes circular con coches sin etiqueta ambiental, justificándolo por su bajo impacto en la calidad del aire

Madrid sigue ajustando sus reglas para la Zona de Bajas Emisiones (ZBE), que cubre todo el municipio. Esta vez, el delegado de Urbanismo, Medio Ambiente y Movilidad, Borja Carabante, anunció en rueda de prensa que se **prorroga un año más la excepción para vehículos sin distintivo ambiental de la DGT**, pero solo para quienes **estén empadronados en la capital**. La medida evita multas de 200 euros a estos coches hasta el 31 de diciembre de 2026, argumentando que representan un **porcentaje mínimo del parque móvil y su efecto contaminante es casi nulo**.

Carabante dejó claro que no se trata de un permiso general. Los coches sin etiqueta de personas empadronadas **fuera de Madrid ya están vetados desde hace tiempo, y esta prórroga no cambia eso**. Es una forma de dar más margen a los afectados locales para adaptarse, mientras la ciudad avanza en su objetivo de reducir emisiones.

Contexto anterior

No es la primera vez que se pospone esta restricción. Desde que se aprobó la ZBE en 2021, el Ayuntamiento **ha ido retrasando la prohibición total para vehículos sin etiqueta, especialmente los de residentes**. La moratoria anterior cubría hasta finales de 2025, con un periodo de aviso sin sanciones para notificar a los dueños. Ahora, con esta extensión, se busca suavizar el impacto en unos 200.000 turismos antiguos que aún ruedan por las calles madrileñas.

Estos vehículos, **matriculados antes de 2000 en gasolina o 2006 en diésel, son los más criticados por contaminar más**. Sin embargo, el consistorio insiste en que su número es tan bajo (alrededor del 0,05% del total) que no altera los niveles de NO2 u ozono. Madrid debe cumplir normativas europeas estrictas para 2030, y medidas como esta se ven como un equilibrio entre salud pública y realidad social.

Reacciones políticas y críticas

La oposición no ha tardado en alzar la voz. **Desde Más Madrid, la concejala Esther Gómez tacha la decisión de "desfachatez"**, acusando al equipo de Almeida de usar la mejora en la calidad del aire como excusa para mantener coches contaminantes en las calles. Señalan que Madrid aún no cumple del todo los nuevos estándares europeos y que priorizar a unos pocos perjudica a todos.

El PSOE también carga con dureza, calificando la moratoria de "original excusa" ambiental.

Argumentan que es un retroceso en la lucha antipolución, ignorando problemas persistentes como el ozono y frenando la transición a movilidad limpia. Ven en esto un guiño a posiciones más conservadoras, cuando lo urgente es reducir tráfico y promover eléctricos.

Todavía es pronto para saberlo pero a partir de 2027, sin no hay más prórrogas anunciadas, **estos coches quedarán fuera de la ZBE salvo excepciones muy puntuales**, como servicios esenciales. El parque móvil madrileño evoluciona rápido hacia híbridos y eléctricos, con incentivos fiscales y más puntos de carga. Esta moratoria parece un paréntesis para no saturar desguaces ni mercados de segunda mano.

La comunidad pide más ayudas para la electromovilidad

La Comunidad de Madrid ha solicitado al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) una **ampliación presupuestaria por 85 millones de euros adicionales**, con el objetivo de atender la alta demanda que experimenta el Plan Moves III 2025 en la región y tramitar más de 50.000 peticiones, tras agotar la financiación inicial.

El Ejecutivo autonómico madrileño lidera la gestión de este programa en España, con el **32% de las ayudas estatales destinadas a la movilidad eléctrica** ya concedidas, una cifra que equivale a más de dos millones de euros entregados a los solicitantes. Madrid gestiona **uno de cada tres euros de las subvenciones otorgadas** a la movilidad eléctrica y uno de cada cuatro dirigidos al autoconsumo energético, área que representa el 26% del total nacional, según los datos facilitados por el Gobierno regional en un comunicado.

Para vehículos cero emisiones, **Madrid abonó más de 45 millones durante este año, un 84 % de los 54,5 millones asignados inicialmente a la región**. El Ejecutivo de Madrid realiza esta nueva solicitud

de fondos, por un importe de 85 millones de euros, con la confianza de que sea atendida "con prontitud", para avanzar un modelo de transporte eficiente y respetuoso con el medio ambiente. Esta petición se suma a una primera efectuada en septiembre, que solicitó 70 millones de euros, pero todavía no ha recibido respuesta del IDAE.



Hacienda plantea ampliar otra vez la deducción en el IRPF para el SMI

El departamento que dirige María Jesús Montero pretende repartir el coste del próximo incremento entre la Administración y las empresas

PABLO SEMPERE

Madrid

El Ministerio de Hacienda baja incrementar un año más la deducción en el impuesto sobre la renta de las personas físicas (IRPF) diseñada para los perceptores del salario mínimo interprofesional (SMI), un mecanismo fiscal que nació el año pasado como fórmula de consenso tras la dura disputa interna en el Gobierno sobre si el SMI debía tributar o no. "Hacienda está dispuesta a estudiar esta posibilidad para que el coste de la subida no recaiga solo en los empleadores", trasladan fuentes del departamento que dirige María Jesús Montero.

La idea cobra fuerza ante la nueva subida del sueldo salarial prevista para 2026, que volverá a elevar el umbral mínimo de referencia en España y reaviva el riesgo de que miles de trabajadores de rentas bajas soporten una mayor carga fiscal. El comité de expertos reunido por Trabajo recomienda un alza del SMI del 3,1% si no tributa y del 4,7% si lo hace. Estas cifras, adelantadas por EL PAÍS ayer, se presentarán hoy junto al resto del informe.

El año pasado, la falta de acuerdo dentro del Ejecutivo provocó una de las mayores tensiones que se recuerdan en la legislatura entre el PSOE y Sumar, los dos socios de coalición. Hacienda y el área económica defendían que, tras años de incrementos acumulados y sostenidos del SMI —un 61% desde 2018, de 736 a 1.184 euros brutos al mes en 14 pagas en 2025—, este debía empezar a tributar para contribuir a la recaudación pública. El Ministerio de Trabajo insistía en que



María Jesús Montero y Yolanda Díaz en el Congreso, el 26 de noviembre. SAMUEL SÁNCHEZ

no tenía sentido gravar a quienes se encontraban en los niveles salariales más bajos del país. Tras varios tira y afloja, la solución pactada fue mantener intacto el mínimo exento del IRPF sin adecuarlo al nuevo salario mínimo —como quería el PSOE—, pero a la vez crear una deducción específica para compensar a los trabajadores afectados y que estos no tuvieran que pagar la renta, una demanda central de Sumar. Una

suerte de solución salomónica: los perceptores del SMI empezaron a tributar a través de las retenciones, pero recibiendo en la declaración del año siguiente una devolución por el mismo importe.

Aquella deducción evitó que la subida del SMI del año pasado se tradujera en una pérdida de poder adquisitivo para casi un 20% de sus perceptores (unas 500.000 personas), fundamentalmente solteros sin hijos, que pasaron a tener retenciones por primera

El comité de expertos reunido por Trabajo recomienda un alza del 3,1% si no tributa

La medida afectaría a un 20% de los perceptores, unas 500.000 personas

Los socios de Gobierno chocan por los cálculos para subir el salario mínimo

EMILIO SÁNCHEZ HIDALGO

ÁLVARO SÁNCHEZ

Madrid

Yolanda Díaz preside hoy el acto en el que se le entregará el informe de los expertos sobre el salario mínimo interprofesional (SMI), que plantea un incremento del 3,1% si no tributa y del 4,7% si sí lo hace. Para llegar a estas cifras, la comisión parte de la Encuesta de Estructura Salarial de 2022 y actualiza esos datos con otras estadísticas salariales más recientes, un criterio que no comparten dos de los 12 expertos participantes. Son los representantes del Minis-

terio de Hacienda y el de Economía, que elaboraron un voto discrepante al que ha accedido EL PAÍS. Consideran que el informe prescinde injustificadamente del dato más reciente de salario medio bruto publicado por el INE, recogido en la Encuesta Anual de Estructura Salarial de 2023. Trabajo defiende el método elegido por la comisión y carga contra los ministerios dirigidos por Carlos Cuerpo y María Jesús Montero.

"No entendemos cómo son exclusivamente los expertos de Economía y Hacienda los que cuestionan el uso de este método avalado por ocho catedráticos y académicos

frente a dos", dicen fuentes de Trabajo. En esa cuenta no incluyen a los dos expertos de los sindicatos, pero sí a dos representantes de Trabajo. "Esta posición", añade el departamento de Díaz, "los sitúa frente al consenso científico y académico. Se alinean con la patronal frente al consenso científico". Desde el Ministerio de Hacienda y el de Economía se limitan a subrayar que el disenso es metodológico y que comparten el criterio principal: la conveniencia de subir el salario mínimo interprofesional.

Trabajo dice ser "absolutamente respetuoso" con la labor

de los expertos y subraya que "es la comisión la que ha entendido que debe usar determinado método". El ministerio destaca que "no influye" en la comisión de expertos, "que es de extracción académica y que toma sus propias decisiones". Hacienda y Economía no cuantifican cuánto crecería el salario mínimo con su propuesta metodológica.

Los autores del voto discrepante son Francisco Javier Muñoz (director general de Política Económica y representante del Ministerio de Economía) y César Veloso (director adjunto del Gabinete de la vicepresidenta Primera del Gobierno y ministra de Hacienda). El disenso se centra en el punto de partida, si se arranca en la encuesta de 2022 o en la de 2023. La mayoría de la comisión ha optado por el primero al considerarlo más completo. Según indican es-

pez a través de sus empleadores. Sin embargo, la medida se concibió con carácter transitorio, limitada a un solo ejercicio.

Ahora, el Gobierno abre la puerta a replicarla para que el coste que supone aumentar el salario mínimo se reparta entre las empresas y la Administración. "Hacienda puede colaborar y adaptar la deducción existente para que el coste de la medida no recaiga solo en las empresas", sostienen estas fuentes. La lógica del ministerio es que el objetivo de la subida del salario mínimo es garantizar que llegue al 60% del salario medio neto de España, como prometieron PSOE y Sumar en su programa de Gobierno.

Por eso, argumentan en Hacienda, si se amplía la deducción actual, una parte del aumento de renta del trabajador puede venir del IRPF, de modo que el salario bruto no tendría que subir tanto para alcanzar el objetivo. Los números ayudan a entender el fenómeno. El año pasado, el SMI subió 50 euros al mes hasta los 1.184 euros brutos mensuales en 14 pagas —16.576 euros brutos anuales—, pero el incremento no fue acompañado por una adecuación en el IRPF que exonerara de tributar a estas rentas, como ocurría con los incrementos anteriores. El cambio implicaba que una parte de los perceptores del SMI tendrían que pagar algo más de 300 euros al año en retenciones.

Para solucionarlo, y tras varios rifirrafes, la coalición acordó crear una devolución para todos los afectados. Los expertos de Trabajo han planteado para 2026 dos escenarios de incremento: un 3,1%, hasta 1.221 euros brutos al mes en 14 pagas, si el SMI, como hasta ahora, no tributa (17.094 euros al año); y un 4,7% hasta 1.240 euros mensuales (17.360 euros anuales) si empieza a aportar al IRPF. Si el impuesto sigue sin retocarse, la tributación de los afectados sería mayor. Por eso, Hacienda contempla ampliar la deducción vigente en una cuantía todavía por determinar. Eso serviría para mitigar el efecto del IRPF en el sueldo neto.

pecialistas en estadística, el dato de 2022 ofrece más información que el de 2023. De ahí que no tengan el mismo nombre: la primera es la Encuesta de Estructura Salarial (EES), de carácter cuatrienal y en toda la Unión Europea, y la segunda es la Encuesta Anual de Estructura Salarial (EAES), con menos información y sin réplica comunitaria.

En el voto discrepante, los representantes de Economía y Hacienda sostienen que la EAES está diseñada para asegurar la continuidad estadística con la encuesta cuatrienal y reivindican que forma parte de una única serie oficial publicada por el INE. Por ello, creen que su exclusión no se sostiene desde un punto de vista técnico. También afirman que la ausencia de microdatos en la EAES no resulta determinante en este debate.



Sumar y Vox apoyan la exención, mientras que el PSOE la rechaza y el PP evita pronunciarse

¿Debe tributar o no el salario mínimo?

E. S. H. / P. S.
Madrid

EL PAÍS ha preguntado a sindicatos, patronales y grupos parlamentarios en el Congreso si debe estar exento de IRPF el nuevo SMI y por qué. Estas son sus respuestas, enviadas por escrito a este periódico.

● **PP.** El PP se pronunciará cuando se sepa el dato de incremento de este año.

● **PSOE.** La posición del PSOE es que el SMI debe subir para garantizar el poder adquisitivo de los trabajadores con salarios más bajos, que afecta más a mujeres y jóvenes. Sobre la tributación, lo relevante es que el salario neto del colectivo que cobra el SMI suba para garantizar que se cumpla la Carta Social Europea, que el salario mínimo no sea inferior al 60% del salario medio nacional neto.

● **CC OO.** La cuestión no es la exención de los tributos para el SMI, sino si después de esa tributación los ingresos de quien percibe el SMI llegan al 60% del salario medio neto, como defiende CC OO. Entendemos que las rentas deben estar sujetas a tributación progresiva en función de los ingresos. En este caso, si el SMI tributa, el resultado después de impuestos debe garantizar el 60% del salario medio neto. Por ello se hace necesario modificar el primer tramo del IRPF para evitar el fuerte impacto que tiene en las rentas más bajas.

● **UGT.** El SMI debería tributar cuando alcance la cantidad que supone el 60% del salario medio bruto. El problema surge porque los cálculos del 60% se están haciendo sobre cantidades netas del salario medio, es decir, después de impuestos. Y si el cálculo se hace sobre el



Una obra en la calle de Alcalá, en Madrid. SAMUEL SÁNCHEZ

● **Vox.** Tenemos una propuesta muy sencilla. Pedimos que los primeros 22.000 euros de salario queden totalmente exentos. A partir de ahí y hasta 70.000 euros, el tipo aplicable sería del 15%. De 70.000 euros en adelante el tipo aplicable sería del 25%.

● **Sumar.** Fue precisamente Sumar la fuerza que logró que el PSOE se moviera para que el SMI no tributara el IRPF. En España, la masa de trabajadores y trabajadoras que reciben el salario mínimo es de 2,4 millones, en su mayoría jóvenes y mujeres. Nuestra voluntad es que cada vez menos gente tenga que obtener el salario mínimo y eso solo puede pasar porque se suban los salarios, como estamos haciendo y nos hemos comprometido desde el Ministerio de Trabajo.

salario neto, la cifra resultante debería ser también neta, por lo tanto exenta de IRPF.

● **CEOE.** Cuando nos trasladen una propuesta concreta en la mesa de diálogo correspondiente, podremos dar nuestra opinión. De momento, nosotros trabajamos con la normativa vigente. En todo caso, llevamos mucho tiempo diciendo que sería necesaria una deflactación del Impuesto sobre la Renta (IRPF).

● **Cepyme.** Cuando se formule una propuesta concreta en el marco del diálogo social nos pronunciaremos al respecto, pero hay que atenerse a la normativa en vigor sobre esta materia. Aunque conviene recordar que sería necesario abordar una deflactación del IRPF y una actualización de los tramos.

Madrid es la gran ciudad con mayor desigualdad y Zaragoza, la que menos

La distancia entre los ingresos más altos y más bajos es similar en municipios ricos como Pozuelo y Alcobendas y pobres como El Ejido

P. S.
Madrid

La desigualdad económica en las grandes ciudades españolas dibuja un mapa de contrastes que poco tiene que ver con el nivel medio de renta. Madrid y Zaragoza encarnan hoy los extremos de un fenómeno que crece y se reconfigura tras la pandemia. La primera es la gran ciudad más desigual de España; la segunda, la más igualitaria, según el nuevo informe de Fedea sobre Renta personal de los municipios españoles y su distribución correspondiente a 2022, basado en los microdatos del IRPF de la Agencia Tributaria y publicado ayer.

El índice de Gini, que mide la desigualdad en la distribución de la renta personal, confirma la distancia entre ambos polos en 2022, el último con datos disponibles. Este indicador, que varía entre 0 y 1, sirve para medir la desigualdad económica o de ingresos dentro de una población. El 0 representa la igualdad perfecta (todos tienen los mismos ingresos), mientras que el 1 indica la desigualdad máxima (una sola persona posee todos los ingresos).

Madrid, con una renta mediana de 24.440 euros, presenta un valor de 0,5464, el más elevado entre las 10 grandes ciudades españolas, reflejo de una estructura socioeconómica muy polarizada: profesionales con rentas muy altas concentrados en finanzas, servicios avanzados y administración conviven con amplios segmentos laborales ligados a hostelería, comercio, cuidados y logística, caracterizados por salarios bajos y una elevada heterogeneidad. Zaragoza, con unos ingresos medianos de 21.528 euros, presenta por su parte un índice de 0,4691, por debajo de la media española de 0,5058 puntos.

El informe plantea un escenario urbano donde la recuperación pospandemia ha impulsado la renta media, pero no ha reducido las brechas internas. Entre los dos extremos de este grupo de localidades están, ordenadas de mayor desigualdad a menos, Valencia, Málaga, Las Palmas de Gran Canaria, Alicante, Palma de Mallorca y Sevilla. Todas ellas con valores del índice de Gini por encima de 0,53. En mejor posición se sitúan Murcia (0,5274) y Barce-

La desigualdad en las grandes ciudades

El índice Gini mide la desigualdad de 0 (igualdad perfecta) a 1 (desigualdad máxima)

	Renta mediana	Más igualdad	Más desigualdad
Madrid	24.440		0,546
Barcelona	24.637		0,520
Valencia	20.973		0,514
Sevilla	20.236		0,527
Zaragoza	21.528		0,465
Málaga	17.162		0,537
Murcia	18.999		0,503
Palma de Mallorca	20.219		0,499
Las Palmas de G. C.	18.508		0,521
Alicante	18.403		0,530
Córdoba	17.920		0,514
Valladolid	21.136		0,481
Vigo	19.466		0,498
Gijón	21.936		0,446

Fuente: FEDEA.

EL PAÍS

lona (0,5172). ¿Por qué unas grandes ciudades son más desiguales que otras? Jorge Onrubia, investigador en Fedea, coautor del informe y doctor en Economía por la Universidad Complutense de Madrid, explica: "la desigualdad dentro de una gran ciudad depende de su composición socioeconómica interna y del grado de segregación residencial". En las áreas metropolitanas más extensas, señala, confluyen empleos de alta cualificación y rentas elevadas con trabajos de baja cualificación y salarios mucho más modestos. Además, añade, influyen los elevados precios de la vivienda "tienden a expulsar" a parte de la población de rentas medias hacia municipios y barrios periféricos, reforzando la segregación interna.

No obstante, el experto reconoce que existen excepciones: algunos grandes municipios mantienen baja desigualdad porque su mercado laboral está menos polarizado o porque cuentan con un urbanismo más integrado, con una mezcla más equilibrada de grupos sociales y menor presión inmobiliaria.

La capital refleja una estructura socioeconómica muy polarizada

El informe de Fedea plantea un escenario donde no se han reducido las brechas

Los datos de Fedea también analizan la paradoja de que municipios muy ricos y muy pobres puedan compartir niveles similares de desigualdad. Es el caso de Pozuelo de Alarcón (Madrid) —el municipio de mayor renta media en España— y El Ejido (Almería), uno de los que presentan menores ingresos. El caso de Pozuelo, con un valor de 0,6188, "muestra una desigualdad por arriba", sostiene Onrubia. La media de ingresos es alta, pero existen también diferencias muy notables entre hogares muy acomodados (zonas de élite como La Finca o Somosaguas) y otros con rentas más medias-altas, a mucha distancia, e incluso zonas de rentas bajas, habitadas por inmigrantes. Una explicación similar se daría en Alcobendas (0,6889), otra localidad de renta media alta en la que se sitúa la urbanización de lujo La Moraleja.

Por el contrario, en municipios de baja renta, como El Ejido, con un valor de 0,6322, la explicación estaría en "la existencia de núcleos de población con rentas medias no demasiado altas que conviven con una población importante en número, por lo general inmigrante, con empleos en el sector agrario, en muchos casos, con alta temporalidad, lo que amplía las distancias internas", declara Onrubia.

En todos estos casos, la coexistencia de grupos con niveles de renta muy distintos dentro de un mismo término municipal explica que sean desiguales, aunque por razones socioeconómicas y urbanas muy diferentes.



Los despidos de empleados fijos se han triplicado con la reforma laboral

► Más de 700.000 trabajadores no superan el periodo de prueba, diez veces más que antes de aprobar la nueva ley

JOSÉ MARÍA CAMARERO
MADRID



El contrato de trabajo indefinido ha dejado de ser sinónimo de estabilidad laboral tal y como se conocía hasta ahora. Tener un puesto fijo no garantiza no acabar en las colas de las oficinas de empleo. La dinámica en la que viven quienes han firmado esta modalidad de contratos en los últimos años revela cómo se han triplicado el número de despidos de trabajadores indefinidos desde que entró en vigor la última reforma laboral.

Este tipo de bajas han ido creciendo mes tras mes casi de forma automática desde el momento en el que se comenzó a aplicar la nueva normativa en marzo de 2022. En el conjunto de 2021, la Seguridad Social contabilizó algo más de tres millones de finiquitos en contratos fijos, una realidad concentrada sobre todo en los meses de verano y posteriores a temporadas de elevada actividad.

Cuatro años después los registros de la Tesorería de la Seguridad Social indican cómo han sido despedidos casi 10,5 millones de trabajadores con contrato indefinido en el último año completo superado, el de 2024. Y en lo que va de 2025, con datos provisionales acumulados hasta el pasado mes de octubre, ya han pasado por esa situación más de nueve millones de trabajadores. A falta de dos meses para completar el ejercicio, previsiblemente rondará de nuevo la cota de los 10 millones de fijos que han ido en algún momento del año al paro.

Flecos de la reforma

Acudir al despido de un trabajador indefinido, en lo que antes era un temporal, es uno de los flecos que está dejando la nueva normativa derivada de la reforma laboral. Así lo explica Valentín Bote, director de Randstad Research, que apunta que tras la reforma laboral «miles de empresas han perdido la posibilidad de utilizar fi-

Evolución de los despidos en los 4 últimos años

Datos acumulados anuales



Fuente: Tesorería General de la Seguridad Social ABC

guras de contratación temporal (por obra y servicio) para cubrir necesidades que son genuinamente temporales». Y apunta: «Han recurrido a la contratación indefinida, pero al ser temporal la necesidad de trabajadores, llega un momento en el que ya no se les necesita».

Esta realidad se suma al goteo que va dejando la estadística del Ministerio de Trabajo con los datos de desempleo mensuales: a lo largo del último año han sido más de 30.000 los ocupados que, de media, han firmado más de un contrato fijo en el mismo mes.

Con estos visos, menos de la mitad de las contrataciones bajo modalidad indefinida logran perdurar más de un año, según indicaba recientemente el

'Observatorio Trimestral del Mercado de Trabajo' de Fedea y BBVA Research, presentada recientemente en la Universidad de Zaragoza. El índice de permanencia de estos contratos ha experimentado en 2024 un descenso de 22 puntos porcentuales respecto al de 2021.

La situación es de tal calibre que la vicepresidenta segunda del Gobierno, Yolanda Díaz, ha instado a la Inspección de Trabajo para que persiga las «conductas fraudulentas» que puedan cometer las empresas al despedir a los trabajadores que tienen contratos indefinidos, pero a los que se les está rescindiendo su relación laboral a los pocos meses de que comiencen en esa empresa.

Muchos 'no válidos'

Esta cruda realidad de los despidos entre trabajadores fijos se une a la de quienes, además, se ven en la calle con el pretexto de que no han superado el periodo de prueba. Otra práctica que desarrollan algunos negocios a la hora de extinguir una relación la-

La mayoría de salidas de asalariados con contratos indefinidos se concentra durante los meses de verano

«La reforma ha abierto la puerta a una precariedad laboral encubierta», advierten los expertos consultados



boral y que se usa cada vez con más frecuencia.

El número de bajas de indefinidos que se acogen a esta circunstancia se ha multiplicado por diez desde 2021. En ese año se contabilizaron 75.000 despidos por falta de capacidades en el periodo de prueba. En 2024 llegaron a registrarse 713.000 bajas por no superarlo. Y en lo que va de año, hasta octubre, se acumulan casi 610.000 casos apuntando de nuevo hasta la barrera de los 700.000 este 2025.

Este tipo de despidos han pasado a representar ya una media del 7% de las bajas registradas de fijos en el úl-

EVALUACIÓN CON EMPRESARIOS Y SINDICATOS

Díaz aparca el examen de la ley que debería realizar a los tres años

J. M. MADRID

Cuando apenas restan tres meses para que se cumplan los cuatro primeros años de la última reforma laboral, la vicepresidenta segunda, Yolanda Díaz, no conseguido sacar adelante resultados de la mesa de evaluación a la que le obliga la propia ley para valorar los aspectos positivos y negativos de aquella norma. Debía haberlo hecho desde principios de este año, cuando se

cumplían tres ejercicios en vigor. Pero el actual clima del diálogo social ha impedido realizar cualquier tipo de avance por parte del Ministerio de Trabajo, según apuntan fuentes de la patronal.

Esta primera autoevaluación no era un capricho sino una obligación que marca la propia norma que el Gobierno sacó adelante en una votación agónica. El texto insta a la vicepresidenta segunda y a los agen-

tes sociales a sentarse cara a cara para evaluar los efectos de aquella medida: ahora hay más empleo y menos temporalidad que hace cuatro años; pero también más finiquitos en los fijos y más contratación a tiempo parcial, dos factores que explican por qué una parte de la población no llega a fin de mes o tiene que recurrir a un segundo trabajo.

Una disposición adicional (la 24) del texto de la reforma laboral obliga a «efectuar una evaluación» de la temporalidad en España a principios de 2025. Tanto la «general» como «por sectores», especifica, publicando las estadísticas. Y si el grado de estabilidad del mercado de trabajo no ha «avanzado» lo suficiente, el



timo año, frente a poco más del 2,5% que suponían antes de la reforma laboral. Incluso hay meses en los que uno de cada diez finiquitos del mercado laboral pivotan en torno a esta circunstancia.

No es un hecho puntual

Para Andreu Cruaños, presidente de Asempleo, «no es un hecho puntual, sino una tendencia estructural». Recuerda que hay meses en los que se «concentra especialmente» este tipo de situaciones de despidos en periodo de pruebas, como en verano. Y lo explica alegando que «la reforma la-

Hay más contratos a tiempo parcial que hace cuatro años // EP

boral ha reducido parte de la temporalidad contractual, pero ha abierto la puerta a lo que podemos llamar como precariedad encubierta». Además, se trata de despidos a los que no les corresponde indemnización y no precisan un plazo de preaviso. Valentín Bote apunta que «se produce la paradoja de que la reforma laboral, que decían que iba a aumentar la protección de los trabajadores, al vestirlos con un contrato indefinido, les ha dejado desprotegidos» en la realidad del día a día.

Ejecutivo debe proponer medidas para lograrlo. E incide la ley: «Ya sea en la general o en la de los diferentes sectores».

Se trata de un comité en el que participa CEOE, Cepyme, UGT y CC.OO. junto al Ministerio de Trabajo. Se toman como referencia los datos de enero de 2025 para compararlos con los de principios de 2022. Entonces la situación económica era muy diferente: España no había salido del 'shock' de la pandemia y afrontaba el reto de la invasión rusa de Ucrania y de una inflación que, por entonces, ya era galopante. Por ello optaron por darse un margen de tres años para evaluar el impacto de la reforma laboral.

La patronal, que admite la paráli-

sis total en este tipo de evaluaciones necesarias cuando ya han transcurrido casi cuatro años, viene exigiendo que Trabajo no haga uso de «normas no laborales que han ido cambiando el mercado de trabajo», apuntan los empresarios, como la intención de modificar el despido.

Aquí es donde los sindicatos exigen cambios. Tras el dictamen del Consejo de Europa para adaptar las condiciones del despido en España, UGT y CC.OO. consideran que es momento de abordar ese debate. También incidirán en la necesidad de abordar los contratos de formación. Una modalidad que la reforma laboral puso encima de la mesa pero que apenas se ha usado.



El Congreso entierra la senda fiscal del Gobierno y avisa: “No habrá Presupuesto”

NUEVA DERROTA PARLAMENTARIA/ Hacienda ve rechazados por segunda y definitiva vez los objetivos de déficit con que planeaba elaborar los Presupuestos de 2026 al persistir Junts en su rechazo, junto a PP y Vox, y abstenerse Podemos y Compromís.

Juande Portillo, Madrid

“Locura es hacer lo mismo una y otra vez y esperar resultados diferentes”. La frase, dudosamente atribuida a Albert Einstein, podría reflejar el espíritu con el que el Gobierno acudió ayer al Congreso de los Diputados reclamando apoyos a la misma senda fiscal que el Parlamento ya le tumbó dos semanas antes. Y a mismas cifras, mismo resultado. La Cámara Baja enterró definitivamente los objetivos de déficit con los que Hacienda planeaba elaborar los Presupuestos de 2026, evidenciando la debilidad del Gobierno y sus escasas opciones de aprobar unas solas cuentas públicas en toda la legislatura.

Los objetivos de estabilidad presupuestaria para el periodo 2026 a 2028, que fijan el reparto de déficit entre administraciones públicas, fueron definitivamente rechazados ayer por el Congreso de los Diputados con 177 votos en contra (de PP, Vox, Junts y UPN), 166 a favor (de la coalición PSOE-Sumar y sus principales socios) y 5 abstenciones (Unidas Podemos y Compromís). El mismo resultado que ya obtuvo la misma senda el pasado 27 de noviembre.

La propuesta, defendida en ambas ocasiones por la vicepresidenta primera del Gobierno y ministra de Hacienda, María Jesús Montero, implica rebajar el déficit público del 2,5% del PIB en el que se prevé que cierre 2025 al 2,1% en 2026, el 1,8% en 2027 y el 1,6% en 2028. Para ello, la senda fiscal rechazada establecía que la Administración Central redujera su agujero fiscal al 1,8% en 2026 (de los que 1,4 puntos se van en transferencias para costear las pensiones), el 1,5% en 2027 y el 1,4% en 2028; que la Seguridad Social pasase de dos décimas de desequilibrio a solo una al final del periodo; que las comunidades autónomas pudiesen incurrir en una décima de déficit en cada uno de los ejercicios; y que los ayuntamientos mantuvieran cada año equilibrio presupuestario.

“Lo que votamos en realidad en el día de hoy es si queremos o no que las comunidades autónomas cuenten para los próximos tres años con 5.500



La vicepresidenta primera y ministra de Hacienda, María Jesús Montero, ayer en el Congreso de los Diputados.

millones más para proveer los servicios públicos”, reivindicó Montero, explicando que la décima de déficit concedida a las regiones supone un margen de gasto adicional de 5.485 millones de euros en el periodo 2026 a 2028. “Me resulta muy difícil comprender por qué el PP vota en contra de esta senda cuando gobierna en la mayor parte de territorios” que son “a quien realmente se perjudica”, sostuvo. La única

explicación, adujo Montero, es que “varios partidos en esta cámara están instalados en el no por el no, les da igual qué se aborde, lo importante es tumbar las votaciones sin tener en cuenta el perjuicio a la ciudadanía”.

“Incumplir con Cataluña tiene consecuencias y lo van a volver a notar”, replicó Josep Maria Cruset, portavoz de Junts, criticando que el Gobierno hubiera reiterado la

misma propuesta, sin mejorar los recursos para Cataluña, y anticipando a Montero que no “podrá aprobar los objetivos” de estabilidad, ni “podrá aprobar unos Presupuestos”.

“Es un fraude traer lo mismo”, repuso el portavoz de Hacienda del PP, Juan Bravo, subrayando que la Ley de Estabilidad obliga al Gobierno a proponer al Parlamento “un nuevo acuerdo”, en el plazo de un mes, si la primera propues-

ta de senda fiscal es rechazada, argumentando que eso exige acudir con cifras diferentes y acusando a Montero de ser “incapaz de aprobar Presupuestos”. Vox agregó que la marcha del Gobierno es “la condición indispensable para asegurar la sostenibilidad de las cuentas públicas”.

“Han cogido ustedes la costumbre de venir a este Congreso a perder. Esta es la misma senda que trajeron hace dos

Montero asevera que las perjudicadas son las CCAA, que pierden 5.500 millones de margen de gasto

semanas y que perdieron. Más que un Gobierno que gobierna y negocia con los grupos parecen el equipo de campaña de Pedro Sánchez y eso no puede ser”, espetó la líder de Unidas Podemos, Ione Belarra, anticipando que repetiría su voto. “¿De qué sirve un techo de gasto altísimo si nos gastamos el dinero en el mayor rearme de este país?”, cuestionó. Justamente Carlos Martín, de Sumar, instó al Congreso a aprobar la senda para que “el fin de los fondos europeos o las irracionales exigencias militaristas no nos sorprendan sin Presupuesto”.

Otros de los socios habituales del Gobierno apoyaron la propuestas de Hacienda, si bien ERC aprovechó para pedir más recursos para Cataluña; BNG apostó por dar tiempo a la legislatura para que se cumplan los compromisos pendientes con Galicia; Bildu afeó la “pérdida de tiempo” de repetir el mismo debate con el mismo resultado; y PNV lamentó que tumbar la senda obligue a “elaborar los Presupuestos con una senda antigua, la que se envió a Bruselas, más restrictiva y perjudicial para las administraciones”.

Techo de gasto récord

En paralelo, Montero volvió a informar al Parlamento del techo de gasto previsto para 2026 (no sujeto a votación). El límite del gasto no financiero aprobado por el Gobierno aumenta un 8,5% interanual hasta una cifra récord de 216.178 millones (212.026 millones si se descuentan los fondos europeos). “Sube el gasto porque suben las pensiones, los sueldos públicos, la inversión en ciencia, en transición verde, vivienda pública e infraestructuras”, defendió Montero, que dijo sustentar las cifras en un avance nominal del PIB del 4% y un alza de la recaudación superior al 7%.

Hacienda seguirá adelante con la senda enviada a la UE

El Gobierno se adentra ahora en *Terra Ignota* al pretender elaborar un proyecto de Presupuestos Generales del Estado sin haber logrado previamente el aval del Parlamento a su senda fiscal y sin que haya precedentes claros de cuáles son los objetivos de déficit que operan en su lugar. El Ejecutivo tiene la obligación legal de aprobar cada año los objetivos de estabilidad presupuestaria, detallando el déficit presupuestario en el que puede incurrir cada una de las administraciones

públicas (Central, Seguridad Social, autonomías y entes locales), someterlos a la votación de las regiones en el Consejo de Política Fiscal y Financiera (CPFF) y, finalmente, obtener el plácet del Parlamento (donde el Senado tenía capacidad de veto que este Ejecutivo logró eliminar). La Ley de Estabilidad Presupuestaria reza que si los objetivos “son rechazados, el Gobierno, en el plazo máximo de un mes, remitirá un nuevo acuerdo que se someterá al mismo procedimiento”. La de ayer fue la segunda y definitiva

votación en contra de la senda. El año pasado, cuando el Gobierno retiró *in extremis* la votación al borde del segundo rechazo, Hacienda esgrimió un informe de la Abogacía del Estado que interpreta que si no se aprueba nueva senda rige la anterior. En este caso no había senda vigente para el periodo 2026 a 2028, por lo que Hacienda interpreta que opera la remitida a la UE en el Plan Fiscal Estructural, que incluye las mismas cifras de déficit global que su senda (–2,1% en 2026, –1,8% en 2027 y –1,6% en

2028) pero que no detalla el reparto. Así, Hacienda impone a ayuntamientos y autonomías el mandato constitucional de equilibrio presupuestario, lo que resta 4.500 millones de euros de margen de gasto a las regiones que ganaría para sí el Gobierno. Sobre esta premisa busca Montero ahora presentar un proyecto presupuestario para 2026, aunque lo hará ya en febrero, calcula, con la tercera prórroga de las cuentas de 2023 en marcha y sin visos de éxito tras la derrota de ayer.