

Resumen de Prensa

Sector Energético



Nos importan las **PERSONAS**

Creemos en la **NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para construir un **FUTURO** mejor

Endesa recibe los transformadores para la subestación que conectará Ceuta por un cable submarino

Elperiodicodelaenergia.com, 21 Agosto de 2025

Estos equipos, con una capacidad de 40 MVA cada uno, son "esenciales" para adaptar la electricidad que llega desde la península a un nivel más bajo de entre 15 y 20 kilovoltios

La Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, filial de **Endesa** y responsable de la distribución de energía eléctrica en la ciudad autónoma, **ha recibido esta semana los dos transformadores de la nueva subestación Virgen de África**, actualmente en construcción, que conectará a través de un **cable eléctrico submarino a esta ciudad con la península ibérica a través de una subestación eléctrica en la provincia de Cádiz**.

En una nota, Endesa ha explicado que estos equipos, con una capacidad de 40 MVA cada uno, son "esenciales" para adaptar la electricidad que llega desde la península en alta tensión --132 kilovoltios-- a un nivel más bajo de entre 15 y 20 kilovoltios, adecuado para su distribución por la red local.

Debido al peso de los transformadores, que supera las 53 toneladas cada uno, ha sido necesaria la utilización de grúas especiales para su transporte e instalación. Tras la llegada e instalación de estas infraestructuras, se procederá durante este mes a la colocación de las cabinas y las celdas de media tensión.



El proyecto de Endesa

Además, la compañía tiene previsto instalar telemandos de última generación que permitirán el control remoto de la infraestructura, reduciendo los tiempos de actuación ante cualquier incidencia.

Estas obras de construcción, que cuentan con una **inversión de 9,5 millones de euros**, se prolongarán hasta finales de año, cuando está prevista la entrada en funcionamiento de esta nueva infraestructura, que se conectará a través de la subestación de transporte de Red Eléctrica de España (REE) al cable submarino que, a su vez, enlazará la península con Ceuta, integrando su red eléctrica en el sistema eléctrico peninsular, según lo establecido en el protocolo de Planificación de la Red de Transporte H2026.

El proyecto ha sido declarado de interés estratégico para la ciudad mediante acuerdo plenario de la asamblea del pasado 27 de junio de 2024, ya que la construcción de la subestación Virgen de África es "un hito fundamental" para integrar los sistemas eléctricos de Ceuta y de la península.

De este modo, se proporciona un nuevo apoyo a la red de distribución desde la red de transporte que incrementará la garantía de suministro de la ciudad autónoma, ya que dispondrá de una alimentación en 132 kV desde la península a través del cable.

Cabe recordar que en 2019 comenzaron las primeras prospecciones científicas de exploración del fondo marino de Ceuta para el tendido del cable eléctrico submarino que va a conectarla con la península a través de la subestación de Portichuelos en San Roque (Cádiz). De esta manera, la localidad norteafricana dejaría de ser una isla energética abastecida exclusivamente por una central diésel.

El barco oceanográfico noruego 'Stril Explorer' fue el encargado de efectuar estas tareas por encargo de Red Eléctrica Española (REE) y tras la autorización del Ministerio de Asuntos Exteriores.

Endesa proyecta un centro de transformación en Granadilla para evitar cortes en momentos pico

Elperiodicodelaenergia.com, 21 Agosto de 2025

El nuevo centro de transformación, que daría servicio a unos 300 clientes, servirá para evitar que se produzcan interrupciones en el suministro



La compañía eléctrica **Endesa**, a través de su filial de redes e-distribución, ha **anunciado la construcción en Granadilla de Abona, en Tenerife, de un nuevo centro de transformación cuya finalidad será ampliar la capacidad de la red en momentos de aumento del consumo eléctrico y evitar así cortes.**

Según ha informado la empresa en una nota, **el nuevo centro de transformación, que daría servicio a unos 300 clientes, servirá para evitar que se produzcan interrupciones en el suministro** ante supuestos como la pérdida de eficiencia motivadas por el consumo

máximo registrado en olas de elevadas temperaturas como las registradas este verano.

"Además, Granadilla de Abona es uno de los municipios tinerfeños donde se ha dado un incremento demográfico en los últimos años", señala la compañía, que ha mantenido un encuentro con representantes del Ayuntamiento para trasladarles los detalles del proyecto.

El suministro de Endesa

Así, los técnicos de e-distribución plantearon a los representantes municipales la posibilidad de que el Ayuntamiento cediera un terreno para la construcción de este tercer centro de transformación para que estuviese muy próximo a los otros dos centros existentes en la zona de Los Llanos y el Ayuntamiento, según Endesa, se comprometió a estudiar esta petición.

Por otro lado, se ha pedido permiso al Ayuntamiento para construir una nueva línea subterránea de media tensión entre La Jaquita, Ensenada Pelada y El Médano para mejorar el suministro en esa zona, con una inversión de 600.000 euros.

Iberdrola cierra un contrato de compraventa de energía en Estados Unidos para dos proyectos eólicos

Eleconomista.es, 24 Agosto de 2025

SmartestEnergy recibirá la capacidad total de los proyectos 'Lempster' y 'Groton' de Avangrid, que suman en conjunto 72 megavatios

Iberdrola, a través de su filial Avangrid, ha firmado un contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) con la estadounidense SmartestEnergy para el suministro asociado a dos de sus proyectos eólicos en New Hampshire (Estados Unidos). 'Lempster' es un proyecto eólico de 24 MW situado en el condado de Sullivan, que entró en funcionamiento en 2008 y se convirtió en el primer parque eólico moderno y a escala comercial de New Hampshire.

Por su parte, **'Groton' es un proyecto eólico de 48 MW ubicado en el condado de Grafton**, que comenzó sus operaciones en 2012. Ambos proyectos generan 10 empleos permanentes en la comunidad para las tareas de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Adicionalmente, estos dos proyectos contribuyeron el año pasado con un total combinado de unos 1,54 millones de euros en impuestos estatales y locales, y **han aportado cerca de 30 unos 25,7 millones de euros en impuestos desde su construcción.**

El grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán opera en 23 estados de Estados Unidos a través de su filial y posee una capacidad energética de 10,5 gigavatios (GW) por medio de un total de 80 proyectos.



Iberdrola cuenta con una amplia experiencia en PPAs. **La empresa gestiona acuerdos de compra de energía en España, Portugal, Alemania, Italia, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, México y Australia, de proyectos eólicos -terrestres y marinos- y fotovoltaicos.**

Dentro de esta apuesta estratégica, el grupo cuenta acuerdos con grandes empresas como Amazon, con la que ha firmado PPAs eólicos y fotovoltaicos en España, Portugal y Reino Unido para el parque eólico marino East Anglia Three. **También ha firmado acuerdos con otros clientes globales como Google, Bayer, BP, Telefónica, Salzgitter, así como clientes locales.**

Masorange ultima un acuerdo con Endesa para su negocio eléctrico

Expansion.com, 25 Agosto de 2025

El pacto supondrá un pago inicial de casi 150 millones de euros de la energética. Además de Endesa, Masorange mantiene negociaciones abiertas con Iberdrola y una firma internacional.

La teleco **Masorange** está ultimando el cierre de un **acuerdo estratégico en el negocio eléctrico**, en una ronda final en la que el grupo favorito para **convertirse en su socio es la eléctrica Endesa**. El cierre del pacto supondría **el pago por parte de Endesa de una cantidad inicial (up front fee) de cerca de 150 millones de euros**, según señalan a EXPANSIÓN fuentes conocedoras del proceso.

Portavoces de Masorange declinaron realizar comentarios sobre esta información.

Con todo, a la fase final del acuerdo han llegado otras dos compañías energéticas competidoras de **Endesa** y con ofertas atractivas. Una de ellas es **Iberdrola** y la otra un grupo multinacional, aunque las fuentes consultadas señalan que el proceso más avanzado y, por tanto, **el que cuenta con más posibilidades de cerrarse, es el que se mantiene con Endesa, la filial en España del grupo eléctrico italiano Enel.**

Se prevé que la operación se pueda terminar de completar a lo largo del mes de **septiembre.**

350.000 clientes

La compañía de telecomunicaciones mantiene un **buen ritmo de captación de clientes en el sector de la energía** de forma que su base de clientes, que se situaba alrededor de los 300.000 a principios de año, está **a punto de alcanzar los 350.000 en algún momento de este mes de agosto o de primeros de septiembre.**

El acuerdo implicaría el **traspaso de la cartera de clientes a la compañía energética elegida, así como un acuerdo estratégico de ventas cruzadas** de forma que **Masorange comercializaría entre su base de clientes los servicios energéticos de Endesa en condiciones preferentes.** Masorange cuenta con **39 millones de accesos (líneas fijas o móviles) comercializados** si se incluyen los clientes de fibra óptica, los de móvil de contrato, los de prepago y las líneas M2M que conectan máquinas. El acuerdo también funcionaría en sentido contrario, de forma que **Masorange podría vender sus servicios de telecom en los casi 10 millones de clientes de Endesa.** Con todo, una vez alcanzado el acuerdo, éste deberá pasar por un **proceso de autorización administrativa especialmente en el área de Defensa de la Competencia** (responsabilidad de la **Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, CNMC**) que podría ser complicado dada la **alta concentración del mercado español y la elevada cuota de mercado que mantienen tanto Endesa como Iberdrola**, que se vería aumentada con la suma de los 350.000 clientes de la teleco.



La entrada de Masorange en el sector energético ha tenido un papel dinamizador en la competencia y **su desaparición como actor independiente** -para reforzar a uno de los dos grandes dominadores del mercado- **podría generar suspicacias en el regulador**, ya que tanto Endesa como Iberdrola superan ampliamente el 30% de cuota.

Iberdrola es el líder del mercado español con 9,85 millones de clientes (con datos de finales del primer semestre de 2025), mientras que **Endesa es el segundo operador eléctrico por volumen, con 9,24 millones de usuarios** en las mismas fechas. Ambos se encuentran a mucha distancia de los demás competidores, ya que el tercero es **Naturgy, con alrededor de**

4,4 millones y el cuarto es **Repsol, con 2,8 millones**. Sin embargo, tanto Endesa como Iberdrola han perdido clientes en el primer semestre a manos de los nuevos entrantes como Repsol o **Total Energies**. Endesa se dejó 326.000 en el primer semestre, mientras que Iberdrola registró 127.000 menos, de forma que entre ambas perdieron más de 453.000 clientes en el primer semestre.

Seguros

Masorange ya ha cerrado este mes de julio un acuerdo similar de colaboración estratégica con la aseguradora **Zurich**, aunque en este caso se trataba de una negociación diferente, puesto que **tanto Orange como MásMóvil, las dos telecos que se fusionaron para crear Masorange, tenían acuerdos de comercialización con diferentes aseguradoras**. MásMóvil trabajaba con **DKV (grupo Munich Re)** para seguros de salud y con **Caser** para robo y rotura de móviles. Orange, tenía como proveedor a **Zurich** desde 2020 para hogar, vida y comercio (incluyendo seguros para móviles) y con **Mapfre para Orange Salud**. Al proceso de selección convocado por Masorange para elegir socio se presentaron **Allianz, Mapfre, Generali, Catalana de Occidente y la propia Zurich, que fue la elegida**. El pacto final que han cerrado Masorange y Zurich centraliza y concentra en esta última toda la actividad y los negocios de la teleco relacionados con los seguros.

100 millones de pago

El acuerdo con Zurich supuso también -como va a ocurrir en el caso de la eléctrica-, el **pago de una cantidad inicial elevada a la teleco por parte de la aseguradora**, que las fuentes consultadas cifran en una horquilla **alrededor de los 100 millones de euros**.

La alianza entre Masorange y Zurich tiene **una duración inicial de 10 años y convierte a Zurich en el proveedor único de seguros de todas las marcas de Masorange**. Las dos compañías estiman que con este acuerdo esperan alcanzar más de **7,5 millones de pólizas entre los clientes de Masorange, con un objetivo de ventas acumuladas de más de 1.500 millones de euros en 10 años**.

Con todo, a la fase final del acuerdo han llegado otras dos compañías energéticas competidoras de **Endesa** y con ofertas atractivas. Una de ellas es **Iberdrola** y la otra un grupo multinacional, aunque las fuentes consultadas señalan que el proceso más avanzado y, por tanto, **el que cuenta con más posibilidades de cerrarse, es el que se mantiene con Endesa, la filial en España del grupo eléctrico italiano Enel**.

Hay un nuevo dominador en el mercado europeo de coches eléctricos y no es Tesla

Elperiodicodelaenergia.com, 25 Agosto de 2025

Aunque Tesla sigue copando los dos primeros lugares de la general, el grupo Volkswagen se afianza como el más importante gracias a su amplia variedad de modelos

Hace un año parecía impensable pero teniendo en cuenta cómo comenzó este 2025 y, sobre todo, cómo ha ocurrido, que hayamos llegado a donde estamos no es para nada descabellado. Nos referimos lógicamente a las **ventas de coches en Europa** en lo que va de año (es decir, hasta julio) y más concretamente en el segmento de los **vehículos eléctricos**. Porque según los últimos datos publicados, en el pasado mes de julio, **Volkswagen reafirmó su papel como líder destacado en el mercado de coches cero emisiones**,

consolidando su estrategia ambiciosa hacia la movilidad sostenible y la electrificación masiva, permitiéndole superar a rivales históricos como Tesla al tiempo que se ha afianzando como un referente.

En lo que va de año, el mercado de vehículos eléctricos (EV) en Europa ha experimentado **un crecimiento notable**, consolidando la tendencia hacia la electrificación con una cifra que roza el 1,3 millones lo que supone un aumento de **casi el 27% con respecto al mismo periodo del año anterior**.



El crecimiento de estas ventas se atribuye a varios factores clave como un contexto de incentivos y **ayudas públicas renovadas** en países de suma importancia, entre los que esta España; la mejora tecnológica que representa vehículos con autonomía real competitiva, tiempos de carga cada vez más cortos y precios más accesibles; o una **oferta diversificada de fabricantes como**, por ejemplo, Volkswagen. Esto, sumado a la mejora en la infraestructura de carga en toda Europa, ayuda a reducir la famosa ansiedad por la autonomía, uno de los principales frenos previos a la compra de un EV. **Tesla manda, Volkswagen domina**

Una inscripción brilla en una tienda de ventas y centro de servicio del fabricante de vehículos eléctricos Tesla. Julian Stratenschulte/dpa

Con estas cartas sobre la mesa, se pueden sacar varias conclusiones del mercado eléctrico en Europa hasta el pasado mes de julio. La primera y más clara es que **Tesla sigue aguantando el tirón, pues pese al comienzo tan inestable de 2025**, tanto el **Model Y (prueba)**, como el **Model 3 (prueba)**, siguen copando la primera y segunda posición del ranking, con unas 68.000 y 40.000 unidades matriculadas respectivamente. Sin embargo, la dupla californiana no puede sacar pecho ya que en comparación con el mismo periodo de 2024, **sus ventas se han reducido en nada menos que un 33 y un 32%, respectivamente**. En su defecto, el fabricante que en realidad domina es el ya mencionado **Volkswagen**, pues no solo coloca al **ID.4 (prueba)**, **ID.7 (prueba)** e **ID.3 (prueba)**, como el tercero, cuarto y quinto, respectivamente, sino que si ampliamos a otras marcas de su grupo, el **Q4 e-tron (prueba)** también es el sexto más demandado.

El Model Y es el líder, pero con un 33% menos de matriculaciones.

A partir de ahí, **se entremezclan modelos de corte europeo, más concretamente francés, como otros de origen chino**. En este caso nos referimos a los **Peugeot E-2008 (contacto)**, **Renault 5 E-TECH** y **Citroën ëC3 (contacto)**, que son el séptimo, noveno y décimo, sino que en el octavo lugar ya aparece un vehículo como el **BYD Atto 3 (prueba)**, SUV que acaba de ser renovado y que ofrece un perfecto equilibrio entre habitabilidad, tecnología y precio.



En resumen, el éxito de los coches eléctricos más vendidos en Europa en 2025 se debe a la combinación de un **respaldo institucional clave**, mejores tecnologías que reducen miedos previos y una oferta atractiva y diversificada que abarca desde vehículos urbanos hasta sedanes y SUVs con alta autonomía. La electrificación avanza con paso firme, y las marcas están obligadas a innovar y adaptarse a un consumidor cada vez más exigente y consciente del impacto medioambiental.

Smartenergy construirá una 'megaplanta' fotovoltaica entre Toledo y Madrid

Eleconomista.es, 23 Agosto de 2025

Lo hará en la comarca de La Sagra a través de una filial de su joint venture, Greenfield

Smartenergy, compañía de inversión privada en renovables con sede en Suiza, planea desarrollar una gran planta fotovoltaica de 233,7 megavatios (MW) de potencia entre la provincia de **Toledo y la de Madrid**. Lo hará, si finalmente consigue los permisos necesarios, a través de una filial (Envatios) de **Greenfield**, la *joint Venture* que creó en 2022 junto con el grupo Prodiel.

La inversión, cuya cuantía no ha trascendido, se englobaría dentro de una cartera de proyectos en trámites que suman más de 2,2 gigavatios (GW) de potencia pico en diversas etapas de tramitación. Cabe destacar que **José María Llopis**, managing Director Spain de Smartenergy, confesó el pasado mes de noviembre en una entrevista con este diario que el grupo tiene una cartera de proyectos renovables en España de 4 GW, de los cuales 2,8 GW se encontraban entonces en "fase avanzada de desarrollo". Por tanto, todos estos proyectos estarían alineados con los planes avanzados hace casi un año por la compañía.



La planta que nos ocupa, Envatios XXII, albergaría una potencia de 233,7 MW y se extendería a lo largo y ancho de 676,8 hectáreas en los términos municipales de **Añover de Tajo, Borox y Seseña** (Toledo) y **Valdemoro** (Madrid). El hecho más reciente se produjo este jueves, cuando se registró la autorización administrativa previa y la de construcción tras subsanar algunas modificaciones.

Este proyecto manchego-madrileño, además, se complementará con una segunda fase (fase II) de dimensiones aún mayores (290,27 MW), extendidos en 387,45 hectáreas en los términos municipales de **Cobeja y**

Borox en Toledo, y **Colmenar de Oreja**, en Madrid, que rozaría los 103 millones de euros (102.940.564,55). En este otro caso, el pasado 1 de agosto la compañía responsable del proyecto registró una solicitud para declararlo como proyecto de utilidad pública.

De lograr ambas plantas el visto bueno administrativo, implicarían una 'mancha' negra en la comarca de **La Sagra** de más de mil hectáreas con 523,97 MW de potencia.

Cartera de 16,5 GW

Junto con los desarrollos fotovoltaicos, el grupo Smartenergy también invierte en proyectos **eólicos** y de **hidrógeno verde**, con especial interés en derivados como e-SAF, e-amoniaco y e-metanol. Su presencia no solo se limita a España, sino que se extiende a países como **Alemania, Italia, Portugal** y la propia **Suiza**. A nivel global, los suizos han levantado y puesto en operación más de 7 GW, y cuentan con una cartera en desarrollo de proyectos renovables de 12 GW, así como otros 4,5 de proyectos de hidrógeno y derivados. De esos 12 primeros, un tercio (4 GW) están localizados en nuestro país.

Tenemos la fórmula para transformar la basura atómica en energía ilimitada

<https://www.epe.es/es/tendencias21>, 25 Agosto de 2025

Una técnica transforma el combustible nuclear gastado en tritio, el escaso y componente vital para los futuros reactores de fusión

Un equipo de científicos propone usar aceleradores de partículas para bombardear desechos nucleares y extraer de ellos un isótopo esencial para la fusión, lo que podría cambiar las ecuación energética.

Investigadores del Laboratorio Nacional de Los Álamos han presentado una propuesta que podría resolver los dos mayores desafíos de la era nuclear: la gestión de los residuos radiactivos y la necesidad de una fuente de energía limpia e inagotable. El plan, **revelado** en la reunión de otoño de 2025 de la American Chemical Society, consiste en transformar el combustible nuclear gastado en tritio, un isótopo de hidrógeno esencial para alimentar los reactores de fusión.

La energía de fusión, que imita las reacciones que ocurren en el sol, ha sido considerada durante mucho tiempo como la fuente de energía limpia definitiva. Sin embargo, su desarrollo se ha visto frenado por un obstáculo fundamental: la escasez de tritio.

Según **Terence Tarnowsky**, el físico de Los Álamos que lidera el proyecto, actualmente solo existen unos pocos kilogramos de este isótopo raro e inestable en todo el mundo. El problema se agrava por el hecho de que el tritio se descompone rápidamente y su suministro depende en gran medida de los reactores de fisión canadienses, lo que deja el inventario mundial en una posición vulnerable.



Al mismo tiempo, el problema de los residuos nucleares no deja de crecer. Solo en Estados Unidos, la cantidad de combustible nuclear gastado aumenta en aproximadamente 2.000 toneladas métricas cada año, y su almacenamiento seguro representa un costo enorme y un pasivo ambiental a largo plazo.

De residuo a recurso

La propuesta de Tarnowsky aborda ambos problemas mediante una combinación de física tradicional y nueva tecnología. El concepto se basa en el uso de **sistemas impulsados por aceleradores**, en los que un acelerador de partículas bombardea el combustible nuclear gastado con protones. Este proceso desencadena una serie de reacciones nucleares que generan tritio.

Para capturar y gestionar el tritio recién producido, el residuo estaría rodeado de sal de litio fundida. Este diseño, adaptado de reactores anteriores, también actúa como una medida de seguridad crucial, ayudando a prevenir el sobrecalentamiento y las fugas de radiación.

Una de las claves de la propuesta es que el sistema permanece en un estado "**subcrítico**". Esto significa que no puede mantener una reacción nuclear en cadena por sí solo, lo que lo hace inherentemente más seguro que los reactores nucleares convencionales.

Las simulaciones de Tarnowsky sugieren que esta configuración podría producir más de 10 veces la cantidad de tritio que un reactor de fusión de tamaño comparable, con un rendimiento potencial de 2 kilogramos por gigavatio-año, igualando la producción anual de todos los reactores canadienses juntos.

Hacia una economía de fusión

El momento de esta propuesta es más que oportuno. La transición hacia energías limpias exige fuentes de energía confiables y de alta capacidad, y la fusión promete ser una de ellas, si no la más fundamental y categórica. Al extraer tritio de los residuos nucleares, este nuevo modelo no solo refuerza la seguridad energética, sino que también ofrece una solución para mitigar un problema ambiental cada vez mayor.

Si los modelos teóricos se confirman en futuras demostraciones, los expertos en fusión creen que podría suponer un cambio de paradigma tanto en la gestión de residuos como en la producción de energía limpia. "Las transiciones energéticas son un negocio costoso, y siempre que puedas hacerlo más fácil, deberíamos intentarlo", comentó Tarnowsky en la publicación *TechXplore*.

La siguiente fase del proyecto se centrará en refinar los modelos de rendimiento y seguridad del sistema. Aunque existen desafíos técnicos, como manejar el rápido crecimiento del tritio y garantizar su contención,

Tarnowsky se muestra optimista ante el creciente interés de los sectores público y privado, un cambio de actitud hacia la energía nuclear que, según él, habría sido impensable hace solo una década.

La visión a largo plazo es clara: cerrar el ciclo del combustible nuclear y dar un paso decisivo hacia una verdadera economía de fusión, utilizando los residuos de ayer para alimentar la energía del mañana.

Cortes-La Muela, la central que convierte el Júcar en la mayor gigabatería de Europa

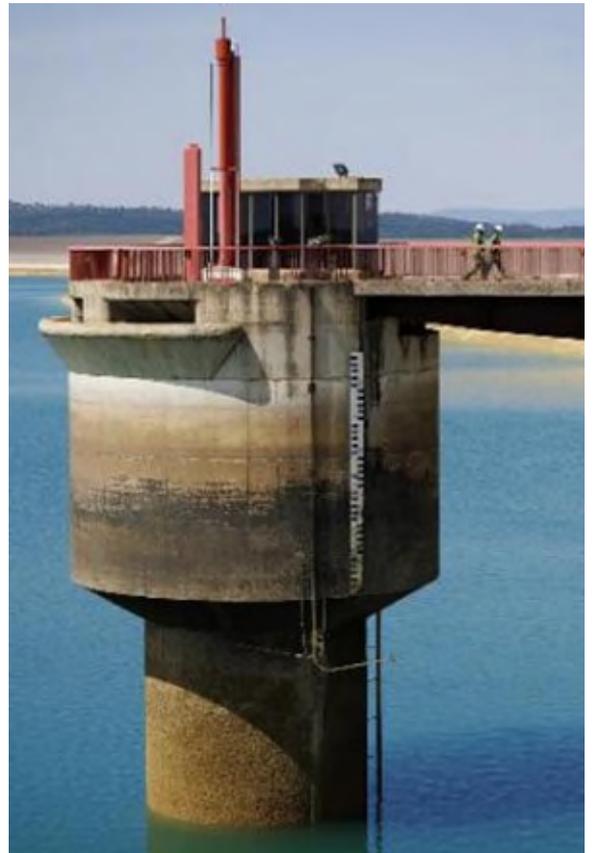
Elmundo.es, 23 Agosto de 2025

Las centrales hidráulicas como la de Cortes-La Muela generan y almacenan energía a través de un embalse y un depósito que permite gestionarla de manera flexible en un ciclo cerrado

No es Cortes de Pallás un lugar de paso. Este pequeño pueblo de 758 habitantes en el interior de la provincia de Valencia nació al pie del macizo de La Muela, en las faldas del cañón que el río Júcar, desde el Cretácico, excavó en la roca calcárea, creando también saltos que, a mitad del siglo XX, empezaron a verse como provechosos para la generación de electricidad. Para acceder al pueblo hay que atravesar un puente sobre el embalse de Cortes de Pallás, el origen de la central hidroeléctrica de bombeo más potente y la de mayor almacenamiento de Europa. Los cortesanos tienen casi sobre sus cabezas **una gigabatería de agua del Júcar** capaz de almacenar 24 GWh (gigavatios hora), lo que equivale al consumo diario doméstico de 6,75 millones de personas, más de las que están censadas en toda la Comunidad Valenciana. Sin embargo, nadie lo diría.

Las aguas del río, en este tramo de un intenso verde azulado, están reguladas por la presa de Cortes, alzada en 1983 y, junto a ella, una central hidroeléctrica que, aprovechando su salto, genera 280 megavatios de potencia. Lo siguiente que llama la atención es, desde 1989, una tubería de 850 metros y casi cinco de diámetro **-por la que cabría un autobús-** que viene desde la planicie de la montaña con forma de muela y salva un desnivel de 500 metros para desaparecer antes de llegar al pie del embalse. Es todo lo que se ve, pero el complejo Cortes-La Muela esconde más. Esa tubería, y otra paralela subterránea puesta en marcha en 2015 pero cuyas tomas se dejaron preparadas en los 80, unen el depósito excavado en la montaña, de 30 metros de profundidad, 5,5 kilómetros de diámetro y forma de riñón, con las cavernas de más de 20 metros de altura situadas en las entrañas de la montaña. Allí se ubican dos salas de máquinas con siete grupos reversibles de turbinas-bomba de 30 metros y 300 toneladas que giran a 600 revoluciones por minuto para generar 1.800 MW en turbinación y 1.300 en bombeo.

Se trata de una instalación reversible que funciona casi como un circuito cerrado donde **solo se pierde el agua que se evapora**. El sistema de bombeo permite que las turbinas generen un efecto de succión que sube el agua por la tubería desde el embalse de Cortes al depósito de La Muela cuando la demanda de electricidad es baja y hay producción excedente en el sistema, bien sea de renovables como solar o eólica o, en los primeros años, con los excedentes de la central nuclear de Cofrentes, muy próxima. El agua almacenada es capaz de producir energía dos veces: la primera cuando se suelta y recorre de nuevo la tubería hasta activar las turbinas de las cavernas; la segunda, cuando se libera de nuevo al río desde la presa.



"Es un bombeo de libro", cuenta **Borja González**, director de Generación Mediterráneo de Iberdrola, impulsora y gestora de la instalación, que comprende también el contraembalse de El Naranjero y la central de Millares II. "La orografía es ideal porque tienes mucho salto, mucho desnivel, entre el depósito superior y el embalse y la distancia no horizontal es muy pequeña, lo que facilita las conducciones", añade el ingeniero. El proyecto, que inició Hidroeléctrica Española, se contemplaba como auxilio de la nuclear de Cofrentes. "En los 80 no había otras renovables y lo que se pensó fue en aprovechar los excedentes de la nuclear, sobre todo por las noches y los fines de semana, para bombear. Ya en los 2000 ocurrió con las térmicas y ahora, con cada vez más renovables en el sistema, lo que hacemos es aprovechar el excedente de esa energía fotovoltaica o eólica no gestionable para bombear agua desde el embalse inferior de Cortes hasta el depósito superior de La Muela. Y luego, el camino inverso cuando hace falta energía en el sistema", resume. Por tanto, estas centrales reversibles o de bombeo no solo son a día de hoy los únicos sistemas de almacenamiento masivo de electricidad, sino que son imprescindibles para dar estabilidad al sistema eléctrico gracias a su gran flexibilidad.

Detalle del embalse de Cortes-La Muela.

"Funcionamos cuando hay que hacer ese ajuste entre generación y demanda, un ajuste fino, un mix energético equilibrado y completo. La hidroeléctrica ajusta la curva energética en cada momento", relata González mientras recorremos las cavernas y sentimos bajos los pies la vibración de las turbinas. No generan excedentes porque **se pueden regular reduciendo al mínimo técnico la producción**, controlando los caudales que mueven entre el embalse y el depósito.

La función de rescate la tuvieron que hacer el día del apagón. Cortes-La Muela fue una de las primeras centrales que se activaron para reponer el servicio por su capacidad de arranque autónomo, "algo que solo un 1% de centrales en España pueden hacer, y todas son hidroeléctricas", apunta el director de Generación. Ese arranque autónomo o *black start* significa que no necesitan tensión exterior, "arrancan rápido y se acoplan a la red con la potencia mínima en tres o cuatro minutos". "Puedes pasar de 70 MW a 220 MW en cada grupo en apenas 20 segundos", añade. Ese día, la reposición puso a prueba los simulacros que, de manera periódica, se organizan. "Red Eléctrica tiene unos procesos establecidos que pasan por crear islas. En la zona de Levante, empiezan desde Cortes-La Muela. No activas los 1.800 MW, sino que vas ajustando la generación y la demanda para tener un crecimiento continuo, sostenido y seguro".

La función de estas instalaciones como amortiguador del resto de renovables que no se puede controlar hace que se esté potenciando su crecimiento en toda Europa y en países con grandes caudales hídricos como China o Brasil. Dada la orografía idónea del interior de Valencia, Iberdrola ya tiene en marcha La Muela III, que tendrá como base el embalse de El Naranjero y necesitará de un nuevo depósito con la mitad de dimensiones que el actual conectado por una tubería subterránea. Serán **entre 800 y 1.000 millones de inversión** y alrededor de seis años de obras, si no hay trámites que se ralenticen. El acceso a red, imprescindible a través de una nueva subestación eléctrica, está en curso y se espera que pueda estar incluido en la Planificación de Red Eléctrica 2025-2030. Sin ese paso, no se puede comenzar la tramitación ambiental, aunque la concesión de gestión de aguas también está cursada ante la Confederación Hidrográfica del Júcar. "El proceso es lento", advierte.

Esa es una de las razones que, en opinión de Borja González, complica que este tipo de centrales sean replicadas. "Debería revisarse la regulación, tener concesión de aguas por un largo periodo e implementar fórmulas como el pago por capacidad para que el almacenaje sea rentable, no solo la producción", explica.

Aún así, en la Península se generan 4.300 megavatios por bombeo. Gestionadas por Iberdrola, están la central de Tamega, en el norte de Portugal, entre Braga y Guimaraes, y la de Villarinos, en el Duero, que fue construida en 1972 como un salto y que se ha transformado en una instalación reversible que bombea desde el embalse de Aldeadávila al de la Almendra. En el Sil, también se han aprovechado los embalses de Bao y Cenza, para construir, con una inversión de 1.500 millones, la central Conso II.



Turbina de Cortes-La Muela.

"Puedes cambiar el equipamiento electromecánico de centrales que eran de generación para que se conviertan en bombeo entre dos embalses. Hay proyectos para hacerlo en el Tajo, en Torrejón y en Valdecañas, y en Alcántara II, en Cáceres", asegura el ingeniero. "El modelo es replicable, pero no hay tantas ubicaciones que estén preparadas -advierte-, aunque son muy necesarias en el mix español para que haya estabilidad". "Hace falta mucho almacenamiento a gran escala y centrales de bombeo que generen gigabaterías como las que tenemos en Cortes-La Muela, son la solución óptima", asegura González mientras se despide de dos de los 35 operarios que trabajan en la instalación, que se controla de manera remota desde Salamanca. Muchos de los trabajadores son de la zona y, aunque ya no viven en el poblado que se creó cercano a la central, pasan temporadas cuando están de retén. "Aquí llegó a formarse una colonia y había iglesia, supermercado y hasta puesto de la Guardia Civil", recuerda el responsable. Hoy la vida en verano la da una residencia donde acuden a campamentos de verano en inglés los hijos de los empleados. Mientras, en Cortes de Pallás, los vecinos saben que, además de luz, de La Muela I y II salen impuestos que sufragan **instalaciones municipales envidiables** como el polideportivo o la residencia de mayores.

Suecia abraza la energía nuclear tras 50 años y anuncia que construirá nuevos reactores: «Tendremos un suministro eléctrico más estable»

<https://gaceta-es.cdn.ampproject.org/>, 23 Agosto de 2025

La potencia conjunta alcanzaría aproximadamente 1.500 megavatios

más reactores en Ringhals, lo que podría sumar otros 1.000 megavatios a la capacidad inicial. Suecia, en cualquier caso, se ha marcado un horizonte ambicioso: triplicar su parque nuclear en los próximos La compañía energética estatal sueca **Vattenfall** anunció el pasado jueves que apostará por los **reactores modulares pequeños** (SMR, por sus siglas en inglés) como base para levantar la primera nueva **instalación nuclear** en Suecia en más de cuarenta años.

El emplazamiento elegido es la **central de Ringhals**, en la costa suroccidental del país, donde se contempla un proyecto de gran envergadura: bien cinco unidades diseñadas por la firma estadounidense Vernova o, en su defecto, tres desarrolladas por la británica Rolls Royce. En ambos casos, **la potencia conjunta alcanzaría aproximadamente 1.500 megavatios** y la previsión es que puedan comenzar a operar hacia mediados de la próxima década.



En torno a este plan no solo se mueve Vattenfall. También se ha sumado Industrikraft, un consorcio que integra a diecisiete gigantes de la economía sueca de distintos sectores, entre los que se encuentran nombres tan conocidos como Volvo, Boliden, Alfa Laval y Stora Enso.

La decisión de apostar por esta tecnología nuclear responde a razones técnicas, económicas y logísticas, explicó la compañía. No obstante, el compromiso definitivo con la inversión no llegará antes de 2029, pese a que el Gobierno había prometido tener en marcha nuevas obras antes de que finalice la legislatura actual.

El Ejecutivo de Ulf Kristersson, en el poder desde finales de 2022, ha hecho de la energía atómica uno de los ejes centrales de su política energética, en detrimento de un mayor impulso a las renovables. El propio primer ministro celebró en la red social X que el país "avanza hacia un suministro eléctrico más competitivo, seguro y sostenible gracias a la nueva nuclear". Más tarde, en una comparecencia ante los medios, insistió en que un marco político estable será imprescindible para dar viabilidad a este tipo de inversiones.

El Parlamento (Riksdag) ya había allanado el terreno en mayo con la aprobación de una normativa que introduce préstamos estatales ventajosos y un precio mínimo garantizado para la electricidad de origen nuclear. La medida entró en vigor el 1 de agosto y ofrece cobertura para una capacidad equivalente a unos 5.000 megavatios, es decir, el tamaño de cuatro reactores de gran escala. El coste estimado se eleva a al menos 400.000 millones de coronas suecas (unos 37.000 millones de euros), de los que tres cuartas partes serían sufragadas con créditos públicos en condiciones favorables.

Esa legislación, sin embargo, no fija límites máximos al volumen de préstamos ni define con claridad el coste real de las futuras centrales, lo que ha suscitado críticas de los partidos opositores, que además reprochan al Gobierno su escasa atención a la energía solar y eólica.

Vattenfall tampoco descarta ampliar el proyecto con veinte años para poder duplicar hacia 2045 la producción total de electricidad y así blindar el suministro nacional.

Endesa en la lucha contra los incendios forestales

<https://energetica21.com/>, 26 Agosto de 2025

En la lucha contra los incendios forestales que están asolando el noroeste de la Península, las centrales hidroeléctricas se convierten en un aliado imprescindible.

Ante una emergencia de esta magnitud, lo esencial es actuar unidos y al servicio de lo verdaderamente importante: proteger vidas, apoyar a quienes trabajan en primera línea y salvaguardar nuestro entorno.

Desde Endesa seguimos colaborando con CECOPI, Delegaciones de Gobierno, servicios de extinción y resto de autoridades en los territorios afectados:

- ◆ Nuestros embalses están sirviendo para la carga de hidroaviones y helicópteros contra incendios, facilitando la labor de los equipos que combaten las llamas desde el aire.
- ◆ En Zamora, ante el avance del incendio de Porto de Sanabria hacia Ribadelago, abrimos las presas de los ríos Cárdena y Segundera, liberando cerca de 1 hm³ de agua a modo de cortafuegos natural para contener el incendio. Además, nuestra central de Moncabril ha estado a disposición de los equipos de emergencia, que la utilizan como base para coordinar medios y garantizar la seguridad.
- ◆ En León, incrementamos el caudal ecológico del embalse de Campañana, pasando de 50 a 500 litros por segundo, para reforzar la aportación al lago de Carucedo y contribuir a la lucha contra el incendio de Las Médulas, en El Bierzo.

Desde estas líneas queremos enviar toda nuestra solidaridad a las personas afectadas y nuestro agradecimiento a quienes luchan sin descanso contra unos incendios forestales que están golpeando con dureza a buena parte de nuestro país, dejando pérdidas irreparables.

El aprovechamiento de la biomasa podría reducir la superficie quemada por los incendios hasta en un 60%

<https://energetica21.com/>, 26 Agosto de 2025

España es el tercer país de Europa con más superficie forestal, pero apenas utiliza un tercio de su biomasa disponible; una gestión sostenible ayudaría a prevenir incendios, reducir la dependencia energética y abaratar el gasto en calefacción.

Tras un mes de agosto marcado por los incendios descontrolados, los datos del sistema satelital Copernicus confirman que 2025 podría convertirse en el peor año en tres décadas, con más de **400.000 hectáreas arrasadas en España**, una superficie mayor que la isla de Mallorca. Ante esta situación, la **Asociación Española de Fabricantes de Estufas, Cocinas y Chimeneas (AEFECC)** insiste en la necesidad de una **gestión forestal sostenible** para prevenir catástrofes de este alcance.

Según la entidad, la **extracción de biomasa sobrante** permitiría equilibrar el ecosistema y, al mismo tiempo, aprovechar esa materia como **fuelle de energía limpia y de bajo coste**. Diversos estudios del **Centro Tecnológico Forestal de Cataluña, el CSIC y la Universidad Autónoma de Barcelona** concluyen que, si la recogida de leña y residuos forestales se centra en áreas de alto riesgo, la superficie quemada podría reducirse hasta en un **60%**.

Pese a que España es el **tercer país europeo en potencial biomásico**, solo se utiliza el **36,5% de la biomasa aprovechable**, lo que nos sitúa en la parte baja del ranking europeo en consumo de calor y electricidad a partir de este recurso. Mientras tanto, los bosques acumulan cada año materiales susceptibles de propagar incendios.

El uso de sistemas de calefacción con biomasa tendría además un fuerte impacto en la **reducción de la dependencia energética**, que actualmente alcanza el **74,4%**, y supondría un **ahorro anual de casi 500 millones de euros** si se incrementara en un 18% el número de hogares unifamiliares que apuestan por esta tecnología.

AEFECC defiende que la biomasa debe ser reconocida como un sector esencial para la **soberanía energética** y la **descarbonización en Europa**, al tiempo que contribuye a mitigar incendios forestales, favorecer la captura de CO2 y dinamizar la economía rural.



MASPV amplía con éxito la sexta planta fotovoltaica de Huevos Guillén en Extremadura

<https://energetica21.com/>, 22 Agosto de 2025

La instalación, con **434 kWp de potencia**, permitirá reducir **284 toneladas de CO2 al año** y aumentar la **independencia energética del grupo agroalimentario**.



MASPV ha culminado la ampliación de la **sexta planta fotovoltaica** en las instalaciones de **Huevos Guillén** en Almendralejo (Extremadura), dentro de un proyecto conjunto iniciado en 2022. La nueva planta cuenta con **434,32 kWp de potencia pico** y una superficie instalada de **1.923 m²**, incorporando módulos de alta eficiencia **LONGY HiMOX 6 MAX**, sistemas de anclaje **SUNFER 07H** e inversores **Huawei**.

Esta instalación se suma a las cinco plantas ya operativas en otros centros de producción del grupo, situados en **Toledo, Guadalajara y León**, alcanzando en conjunto más de **3.772 m² de superficie fotovoltaica**.

El nuevo sistema permitirá a Huevos Guillén lograr una **independencia energética del 17,5%**, con una reducción estimada de **284 toneladas anuales de CO2**, equivalente a la absorción de **3.156 árboles** o al ahorro de **258 toneladas de carbón** al año.

“Colaborar con Huevos Guillén en seis ocasiones es algo que nos llena de orgullo. Cada planta representa una mejora tangible en eficiencia y sostenibilidad”, destacó **Marco Di Bianchi**, director general de MASPV, quien agradeció la confianza depositada en la compañía.

MASPV suma más de **500 MW instalados a nivel internacional**, con presencia en Europa, Asia y Latinoamérica. Su modelo de autoconsumo **EMC (Energy Management Contract)** permite a las empresas superar el **50% de independencia energética** sin asumir la inversión inicial en la instalación fotovoltaica.

Naturgy, una de cal en dividendos y una de arena en resultados

<https://www.finanzas.com/>, 25 Agosto de 2025

Naturgy compensa la caída de beneficios con una de las rentabilidades por dividendo más atractivas del mercado español

Los expertos están siendo cautos con sus expectativas para los resultados de **Naturgy** en los próximos dos años, en gran medida, ante la caída que se espera sigan **viviendo los precios de la energía en el continente europeo**.

Los expertos esperan los beneficios de la compañía crezcan ligeramente en este 2025, aunque para los dos años inmediatos no son tan positivos. El mercado estima que sus ganancias verán caídas en sus beneficios, después de un periodo de fortaleza.

No obstante, mientras las ganancias de la *utility* verán descensos, esta firma **seguirá mejorando su rentabilidad por dividendo progresivamente**, manteniéndose como una de las mejores del mercado español y frente a sus compañeras de sector.

De esta manera, seguirá respaldando el pago de dividendo a sus inversores con su último Plan Estratégico, correspondiente al periodo de 2025 al 2027.

En los próximos tres años, Naturgy hará un reparto de 5.834 millones de euros en dividendos, en línea con esta estrategia.

Naturgy invierte menos en gas

El analista de Industria de Bloomberg Intelligence, Joao Martins, describe que la entidad se enfrenta a un entorno marcado por “el debilitamiento de la energía térmica y las contribuciones comerciales, impulsadas por la bajada de los precios de la energía”.

En la cartera de **Naturgy**, el gas tiene un peso considerable, que en los próximos años podría experimentar un crecimiento menor frente a sus competidores.

Martins señala que, en este ámbito se prevé una caída hasta los 6.4000 millones de euros en los gastos de capital, **“un 8 % inferiores a los del periodo 2022-2024**, y los cuáles estarán centrados principalmente en la expansión y digitalización de su red, así como en la construcción de instalaciones eólicas y solares”

No obstante, es la inversión de la firma en **energías renovables y la digitalización de la red** lo que compensará estas condiciones negativas para la compañía.

Un año de mejora, seguido de caídas

La compañía llevará a cabo esta inversión sin dejar de priorizar la retribución por dividendo que ofrece a sus accionistas. “El gasto de capital se verá limitado a medio plazo debido al aumento gradual de los pagos de dividendos, **lo que restringirá las perspectivas de crecimiento**” señala Martins.

La firma ya abonó 1,6 euros con cargo a sus resultados de 2024 en línea con el plan estratégico, que irá aumentando paulatinamente hasta los **1,9 euros estimados para el año 2027**. Para este año, **está pautado**

realizar un pago de 1,7 euros por acción con cargo al ejercicio actual, tras los 60 céntimos de euro por acción que se repartieron en julio.

A nivel de beneficios verá la desaceleración a partir de 2026, ya que este año logrará una mejora del 3%, lo que llevará a acercarse a los 1.960 millones de euros, desde los 1.901 millones de euros que registró en 2024.

Esto supone cierta recuperación después de un año menos fructífero, acercándose a los 1.986 millones de euros que obtuvo en 2023.

Sin embargo, para los dos años consecutivos se espera un descenso en torno al 7% con respecto a los 1.959 millones de euros que estiman los expertos para este año en curso. De esta manera, las expectativas de ganancias que rondan los 1.820 millones de euros para 2026 y 2027, respectivamente.

De las mejores rentabilidades por dividendo

La *utility* tiene una de las mejores retribuciones por su dividendo a sus accionistas del IBEX 35, que solo está por detrás del 7,5% que tiene Enagás, y el 7,3% y 7,2% que dan Repsol y Logista, respectivamente.

Aunque, por los momentos Naturgy cotiza con una rentabilidad por dividendo del 6,3%, de la cual algunos expertos especulan que podría llegar a alcanzar el 7% en este 2025.

A nivel sectorial, esta firma no solo supera al resto de sus homólogas españolas, como Endesa, Iberdrola y Redeia, mientras que está al nivel del gigante italiano Enel, que cuenta con un 6,2% de rentabilidad por su bono.

Solamente la supera Engie, con un atractivo rendimiento del 7%, en el cual los expertos de Bloomberg esperan que mantenga en los próximos años. Sin embargo, Martins señala que Naturgy podrá alcanzar en el 2027 este nivel de rentabilidad por dividendo e igualar a su homóloga.

Casi 21 millones para electrificar los muelles del Puerto de Santander y suministrar a buques atracados

<https://elperiodicodelaenergia.com/>, 25 Agosto de 2025

Este proyecto OPS-Santander supone "un paso decisivo" hacia la descarbonización del transporte marítimo

El Puerto de Santander está inmerso en un proyecto junto a Iberdrola, presupuestado en casi 21 millones de euros, para electrificar sus muelles y permitir a los buques atracados conectarse a la red terrestre, eliminando la necesidad de mantener encendidos sus motores auxiliares.



Este proyecto, denominado 'OPS-Santander', supone "un paso decisivo" hacia la descarbonización del transporte marítimo y la mejora de la calidad del aire en el entorno portuario, ha afirmado en una nota de prensa el presidente de la Autoridad Portuaria de Santander (APS), César Díaz.

Esta solución busca dotar al puerto de una infraestructura OPS (Onshore Power Supply) capaz de suministrar energía limpia a cuatro tipos distintos de embarcaciones: buques Ro-Ro, ferris, portacontenedores y cruceros.

El despliegue de tecnología OPS se realizará en cuatro muelles en los que se instalarán siete puntos de conexión.

Para el presidente de la APS, con la implantación de este sistema se refuerza el papel del puerto como nodo logístico clave, al tiempo que se demuestra que la sostenibilidad es compatible con la innovación y el crecimiento.

La electrificación de los muelles no solo reducirá las emisiones de CO₂, sino también la contaminación acústica y del aire, mejorando la calidad ambiental en las zonas portuarias y urbanas cercanas, ha asegurado Díaz.

Con la puesta en marcha de este proyecto, ha dicho, se posiciona al Puerto de Santander "a la vanguardia de la transformación ecológica del transporte marítimo tanto en España como en Europa".

Calviño riega con 2.300 millones a Iberdrola, Naturgy, Repsol y Red Eléctrica en su primer año en el BEI

<https://www.economiadigital.es/>, 26 Agosto de 2025

Las grandes energéticas del país reciben millones para desarrollar proyectos renovables y expandir las redes eléctricas

Las energéticas españolas han recibido importantes cantidades de financiación europea en el último año. El Banco Europeo de Inversiones (BEI) que dirige **Nadia Calviño** ha dotado con más de 2.300 millones de euros a Iberdrola, Naturgy, Repsol y Red Eléctrica para diferentes proyectos relacionados con las renovables y con las redes eléctricas.

La función de la que fuera ministra de Economía al frente del BEI es liderar el flujo de inversiones a las empresas con proyectos que ayuden a cumplir los objetivos en renovables y de descarbonización, entre otros.

Según el último informe publicado por el organismo europeo de inversión, las empresas y proyectos españoles recibieron en 2024 un total de 10.948,7 millones de euros, siendo las grandes energéticas del beneficiarias de buena parte del montante.

La eléctrica que preside **Ignacio Sánchez Galán** es la que más cantidad de fondos ha recibido en 2024, con un total de **1.220 millones de euros**.

Iberdrola impulsa su estrategia de redes

Hasta 100 millones son para financiar la construcción de una nueva planta fotovoltaica en Italia con una capacidad estimada de 400 gigavatios/hora (GWh).

Pero el grueso del dinero acordado va para el negocio de las redes en el que **Iberdrola** está poniendo el foco de sus inversiones para los próximos años.

De este modo, **500 millones son invertir en la expansión de las redes eléctricas inteligentes en España**, mientras que otros 700 millones son para la misma labor de despliegue de redes en el país, de los cuáles ha recibido 500 millones.

Como se observa, lejos quedan ya las tensiones entre la eléctrica y Nadia Calviño a raíz de asuntos fiscales como el impuesto a los beneficios extraordinarios del sector o la tarifa regulada PVPC.

La exministra llegó a acusar al presidente de Iberdrola de «falta de empatía», tras este llamar tontos a los consumidores acogidos a la tarifa regulada.

Naturgy y Repsol perciben 775 millones para renovables y redes

En el caso de Naturgy, la gasista y el BEI firmaron a finales del año pasado un préstamo de 1.000 millones de euros para invertir en proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre en España, del que ya ha recibido un primer tramo de 400 millones.

Además, la compañía que preside Francisco Reynés también ha recibido 200 millones de euros para las labores de modernización de la red eléctrica de España.

Por su parte, el BEI acordó en 2023 financiar a Repsol 575 millones de euros para el despliegue y puesta en operación en España de parques eólicos y plantas fotovoltaicas con una capacidad total de 1,1 GW, que se esperan estén completamente operativos a finales de este año.

La petrolera que lidera Josu Jon Imaz percibió entonces un primer tramo de 400 millones de euros y, ya con Calviño en la presidencia del BEI ha recibido los 175 millones restantes del acuerdo.

Red Eléctrica y la interconexión del Golfo de Bizkaia

La lista de empresas que han acordado préstamos para financiar sus proyectos con el banco y que han recibido generosas cantidades de financiación la cierra el operador del sistema, Red Eléctrica, con 157 millones en 2024.

La filial de Redei que preside Beatriz Corredor percibió 100 y 57 millones en el marco de la financiación para finanzas verdes del BEI. Cabe destacar los acuerdos entre la empresa pública y el organismo europeo en lo que va de 2025, con importantes cantidades en préstamos.

De esta manera, en junio acordaron hasta **1.600 millones de euros para financiar la construcción de la interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia** entre España y Francia.

El anuncio llegó tras el apagón eléctrico que dejó sin luz a la península ibérica y que ha enfrentado a Red Eléctrica con las grandes energéticas del país por la asunción de responsabilidades.

La financiación del BEI para el proyecto Golfo de Bizkaia se realiza a través de préstamos a los gestores de la red de transporte de electricidad de España, Red Eléctrica, y Francia, Réseau transport d'électricité (RTE). **Las partes firmaron los primeros tramos de los préstamos por un valor total de 1.200 millones de euros.**

En 2024, el Grupo BEI firmó una cifra récord de 31.000 millones de euros destinados a apoyar la seguridad energética de la UE, entre otros, la eficiencia energética, las energías renovables, los sistemas de almacenamiento y las redes eléctricas, que se espera que movilicen más de 100.000 millones de euros en inversiones.

Endesa se blindo con un centro de control alternativo para emergencias

<https://www.lavanguardia.com/>, 27 Agosto de 2025

El equipamiento de refuerzo está preparado para gestionar la red eléctrica en caso de fallo del centro de control principal

Los casi 100.000 kilómetros de líneas eléctricas que Endesa gestiona en Catalunya se pueden visualizar en las grandes pantallas del centro de control que la compañía tiene en su sede central de la avenida Vilanova, a pocos metros del Arc de Triomf. Es uno de esos puntos neurálgicos del sistema donde se trabaja 24 horas al día y de los que nadie se acuerda hasta que algo falla, **ya sea una pequeña avería debajo de casa o un apagón histórico como el del pasado 28 de abril.**

Pero, ¿y si lo que fallase fuese el propio centro de control? Para curarse en salud, Endesa ha construido un centro de control secundario habilitado para tomar el control en caso de que fuese necesario por algún problema técnico, un ataque informático, una catástrofe o cualquier otra circunstancia indeseada. Por motivos de seguridad, *La Vanguardia* accede al lugar que aún huele a nuevo con la condición de no desvelar su ubicación. Solo cabe decir que se encuentra en Barcelona.



Desde este lugar en un espacio indeterminado, al que se accede bajo estrictas medidas de seguridad, se puede supervisar y gestionar la transformación y distribución de energía a través de las redes eléctricas de alta, media y baja tensión de todo Catalunya. Incluso podría asumir la gestión de Aragón u otras partes de España si fuese necesario.

En cierto modo se trata de una réplica del centro de control principal, con las mismas funcionalidades y preparado para tomar el mando si fuese necesario, con las correspondientes pantallas gigantes en la pared y decenas de ordenadores para los trabajadores, con la sala más grande reservada para los técnicos de media tensión y otra para los de alta y

baja.

Además, también hay una sala de crisis en la que reunir a los responsables del equipo o a las autoridades en caso de necesidad. “Su funcionamiento está aislado y es totalmente independiente y autónomo respecto a la instalación principal”, explica Jordi Casas, responsable del centro de control, que considera este nuevo equipamiento “tanto o más importante que el principal”.

Siempre hay alguien de retén, de manera que podría entrar en servicio de manera instantánea si el otro centro de control dejase de estar operativo por algún motivo. Y para garantizar que todo funciona rodado, cada mes un turno de trabajo se traslada a estas instalaciones para desarrollar su trabajo y comprobar que todo funciona según lo previsto y que no faltaría de nada si algún día se tuviese que activar de urgencia.

La necesidad de reforzar este centro de control alternativo no viene del apagón de abril. Las obras se habían acabado unas semanas antes y aunque los generadores habrían permitido utilizarlo sin problemas, ese día se centralizó toda la actividad en el centro de control principal. Desde allí se estaba en contacto por un lado con Red Eléctrica de España (REE) y, por el otro, con el centro de coordinación operativa de Catalunya (CECAT).

El momento en el que decidió dotarse de un centro de control alternativo sólido hay que buscarlo en la pandemia, cuando las 90 personas que trabajan habitualmente allí **se dividieron en dos para evitar un contagio generalizado que dejase sin personal técnico suficiente a la compañía.**

Durante dos largos años y medio, una mitad del equipo estuvo en el centro de control principal y la otra mitad se fue a un espacio secundario equipado en el 2005 y en el que se podía hacer el trabajo pero donde se notaba el paso del tiempo tanto a nivel de instalaciones como de equipamiento tecnológico. Además, era mucho más pequeño, nada que ver con el de ahora, que pasa la mayoría de días con poco trajín pero a punto por si llega el hipotético día en el que tiene que convertirse en centro de control principal.

Sandoz firma un acuerdo de energía renovable con Elawan para desarrollar proyectos solares de 150 MW en Valladolid

<https://energetica21.com/>, 27 Agosto de 2025

El acuerdo cubrirá casi el 90% de la demanda eléctrica de las operaciones europeas de Sandoz, donde se concentra la mayoría de su actividad.

Sandoz, compañía mundial de medicamentos genéricos y biosimilares, ha firmado un **acuerdo virtual de compra de energía (PPA) a 10 años con Elawan Energy**, empresa global de energías renovables, para el desarrollo de **nuevos proyectos solares en Valladolid (Castilla y León)** con una capacidad instalada total de **150 MW**.



El acuerdo cubrirá **casi el 90% de la demanda eléctrica de las operaciones europeas de Sandoz**, donde se concentra la mayoría de su actividad. Esta alianza supone un paso decisivo en su **estrategia de descarbonización** y refuerza el compromiso de la compañía con la **acción climática y las operaciones sostenibles**.

“En Sandoz, la sostenibilidad medioambiental es una parte fundamental de nuestra forma de operar, lo que refleja nuestra responsabilidad tanto con el planeta como con nuestra gente. Nuestra colaboración con Elawan Energy para desarrollar este nuevo proyecto solar en España representa un paso concreto hacia la descarbonización de nuestras operaciones. Al cubrir casi el 90%

de la demanda eléctrica de nuestras operaciones europeas actuales, reduciremos nuestra huella ambiental y avanzaremos en nuestro compromiso con un futuro más sostenible”, ha señalado **Glenn Gerecke**, director de Producción y Suministro de Sandoz.

La compañía recordó que este acuerdo se suma a otras iniciativas similares de compra de energía en diferentes localizaciones, en línea con su objetivo de avanzar hacia un consumo eléctrico global descarbonizado. En 2024, Sandoz presentó formalmente su **Carta de Compromiso a la Science Based Targets Initiative (SBTi)**, con la intención de establecer objetivos de reducción de emisiones basados en la ciencia y presentar su plan para validación antes de **enero de 2026**.

SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO
SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS



Nos importan las **PERSONAS**

Creemos en la **NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para construir un **FUTURO mejor**

SIE_Iberdrola+SIE_Endesa+SIE_REE+SIE_Naturgy+SIE_EDP+SIE_CNAT+SIE_Engie+SIE_Nuclenor+SIE_Acciona Energía