

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 telecom 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**.

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.

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 Tâmega, 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 Almindra. 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 despiden 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.

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 contraincendios, 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.



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**.

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.

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.

Red Eléctrica comienza a 'tirar cable' hasta Ceuta para integrar a la ciudad autónoma en el sistema peninsular

elEconomista 26 de agosto de 2025

- *El operador extenderá línea con un submarino a lo largo de 58 kilómetros y hasta a 900 metros de profundidad*
- *Ceuta se enganchará al sistema eléctrico peninsular en 2025*
- *Red Eléctrica arranca las obras de interconexión de Ceuta con la península*

Red Eléctrica (REE) acaba de iniciar los trabajos para **unir el sistema eléctrico de Ceuta con el peninsular** mediante un tendido eléctrico submarino. Este "cordón umbilical" —como lo tildan desde el operador de red— será la primera de las dos infraestructuras previstas con una inversión total de **221 millones de euros**, y permitirán dotar a la ciudad autónoma de un suministro eléctrico equiparable al de la península, así como reducir considerablemente su dependencia de los combustibles fósiles.

Según consta en el último informe anual de REE, "en 2024 Ceuta fue un año más el único territorio español sin casi renovables, mientras que en la península esta cuota ha alcanzado casi el 60% de producción". De hecho, al cierre del año, la potencia de generación ceutí se limitaba a 91 megavatios (MW), de los cuales **el 85% emanaba de motores diésel y el 15% restante de turbinas de gas**.

"Al tratarse de un sistema aislado, la cantidad de electricidad que se genera es igual a la que se demanda. Así, la energía generada y consumida en Ceuta durante 2024 fue de 186.515 MWh —megavatios-hora—, de los que casi la totalidad provinieron de motores diésel (99,7%) y de turbinas de gas (0,3%), ambas tecnologías basadas en combustibles fósiles", especificó REE en su informe.

Con el nuevo enlace, Ceuta podrá beneficiarse de una cuota récord de generación renovable, lo que reducirá su dependencia de los combustibles fósiles, disminuirá las emisiones de gases de efecto invernadero y repercutirá en una mejora en la calidad del aire.

Para empalmar ambos sistemas, **Endesa**, responsable de la distribución de energía eléctrica en la ciudad autónoma a través de su filial Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, recibió la semana pasada dos transformadores de la nueva **subestación Virgen de África**, actualmente en construcción. Con una inversión de 9,5 millones de euros, la subestación se conectará a través de la subestación de transporte de REE de España al mencionado cable submarino, **en el marco del protocolo de Planificación de la Red de Transporte H2026**.

El Giulio Verne comienza a extender cable desde La Línea de la Concepción. / REE

Para tender cable hasta Ceuta, REE desarrollará trabajos hasta, previsiblemente, las primeras semanas de septiembre. El operador comenzará extendiendo cable desde la costa peninsular, frente al litoral de La Línea de la Concepción, y continuará por el fondo marino y a lo largo de **58 kilómetros** hasta alcanzar la costa ceutí.

Se trata, según explican sus responsables, de una operación "de gran complejidad técnica, tanto por la colocación y protección del cable, a profundidades de hasta 900 metros, como por las acciones destinadas a la protección del fondo marino y su biodiversidad". Para llevarlas a cabo, REE contará con maquinaria de vanguardia, como los equipos de enterramiento del cable y maquinaria para el soterramiento posterior al tendido.



El Giulio Verne comienza a extender cable desde La Línea de la Concepción. / REE

Para estos trabajos la compañía cuenta con uno de los pocos barcos en el mundo dotados de la tecnología necesaria para la operación. Se trata del buque cablero Giulio Verne, de la empresa **Prysmian**, líder mundial en cables submarinos. Se trata de un buque diseñado para afrontar operaciones submarinas complejas en cualquier parte del mundo. Tiene una capacidad de carrete de 7.000 toneladas y puede instalar cables a profundidades de hasta 1.600 metros.

El retraso de la CNMC en aprobar una norma antiapagones garantiza pagos

elDiario.es 26 de agosto de 2025

- El coste de las “restricciones técnicas” que cobran sobre todo centrales de gas bate un récord de 2.500 millones hasta agosto, en parte por el colchón extra de seguridad tras el apagón; el nuevo servicio de control de tensión reducirá estos pagos pero tardará en estar operativo
- **— Competencia anuncia el nuevo servicio de control de tensión tras los informes del Gobierno y Red Eléctrica sobre el apagón**

El retraso de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en actualizar una norma obsoleta para controlar la tensión eléctrica y evitar apagones ha permitido a las eléctricas recibir pagos multimillonarios a través del único mecanismo que en la actualidad permite asegurar una cantidad mínima de control de tensión en el sistema, las denominadas “restricciones técnicas”.

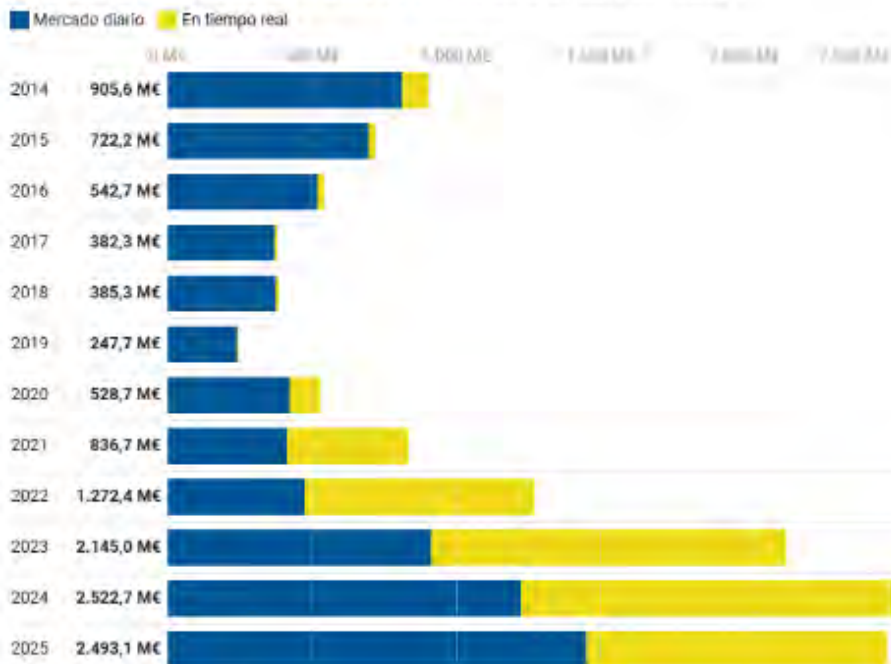
Desde enero hasta este 26 de agosto, el coste de los mercados de restricciones técnicas que gestiona el operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), ha batido un récord de 2.493 millones de euros. Ha subido más de un 50% en un año y en unos días superará los 2.522 millones que costó este mecanismo en todo 2024. El año pasado se alcanzó el anterior máximo anual (hasta ahora) para estos costes, que las comercializadoras de electricidad deben abonar a las generadoras que prestan este servicio, sobre todo, centrales de gas.



Vista de varios postes eléctricos, en una imagen de archivo. EFE/PATRICK SEEGER

Así ha aumentado el coste de las restricciones técnicas

Coste anual de resolución de las restricciones técnicas. Datos en millones de euros



* Datos de 2025 hasta agosto.
Fuente: REE + Creado con Datawrapper

Aunque la tendencia viene de atrás, uno de los vectores del nuevo incremento de este año ha sido el modo de “operación reforzada” con el que lleva funcionando el sistema eléctrico desde el histórico apagón del pasado 28 de abril. Ese colchón extra de seguridad se basa en estas restricciones, con más gas y momentos puntuales en los que REE ordena limitar la entrada de generación renovable. Solo entre mayo y agosto, el coste total de las restricciones técnicas ha sido de unos 1.311 millones, aunque no todo corresponde a esa operación reforzada. Pero la “operación reforzada”, indican fuentes del sector, están relacionadas con las restricciones que se aplican en el mercado diario (con un día de antelación), que desde mayo suman casi 940 millones.

Las restricciones técnicas no solo se utilizan para controlar tensión. También sirven para resolver congestiones en determinadas zonas, por ejemplo. Cuando REE necesita estabilizar la tensión de forma dinámica, en el propio día, recurre principalmente a los ciclos combinados a través de ellas. Pueden aplicarse en tiempo real o fijarse la víspera de cada jornada.

En junio, en una entrevista con elDiario.es, el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, **explicó** que en torno a un tercio de las restricciones técnicas de mayo serían atribuibles a esa “operación reforzada”. Extrapolando esa estimación, un tercio de esos 940 millones equivaldría a más de 300 millones. De esos 2.493 millones de costes acumulados entre enero y agosto, 1.452 millones son por restricciones aplicadas en el mercado diario, que solo en mayo se dispararon a un máximo mensual de casi 405 millones.

Groizard explicó en esa entrevista que “el operador del sistema decidió, con un criterio de prudencia que tiene sentido, operar con ese modo reforzado, incrementando algo que ya existía, las restricciones técnicas. El operador del sistema nos traslada que en mayo dos tercios de las restricciones técnicas se habrían llevado a cabo igualmente y no serían achacables a este modo reforzado”.

El coste de las restricciones técnicas en lo que va de 2025

Coste mensual de resolución de las restricciones técnicas. Datos en millones de euros

■ Mercado diario ■ En tiempo real



Fuente: REE + Creado con Datawrapper

En este tipo de restricciones técnicas, además de las centrales de gas, también pueden participar las nucleares, aunque solo cuando la consigna de REE para controlar la tensión dura muchas horas, porque

estas plantas modifican su carga muy lentamente. La nuclear tiene muy difícil participar en las restricciones técnicas que se aplican en tiempo real y ahí los grandes beneficiados son los ciclos combinados. Como explican fuentes del sector, hay centrales de gas que obtienen más del 80% de sus ingresos de este mecanismo.

El Ministerio para la Transición Ecológica subraya que los consumidores en el mercado libre, con precio fijo de revisión anual, no se ven afectados por el sobre coste de la operación reforzada puesto que “ya ha recordado la CNMC que no se pueden cambiar los contratos”.

Este coste sí se traslada a los consumidores con una tarifa indexada, como la tarifa regulada del precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC). Transición Ecológica argumenta que estos clientes verán el “seguro” de la operación reforzada compensado por el bajo coste de la energía y porque parte de su precio ya toma otras referencias –un 40% de los mercados de futuros–, de acuerdo con las medidas que adoptó el Gobierno para reducir la volatilidad durante la crisis de precios que provocó la guerra de Ucrania.

La semana pasada, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, insistió en una **entrevista** en elDiario.es en que esta operación reforzada, “para un país como España, que tiene grandes recursos renovables, no está significando un incremento sustancial en las facturas. Lo que sí es cierto es que la decisión sobre si tiene que ser o no reforzada está en manos del operador del sistema. Estaremos muy pendientes”.

A finales de julio, durante la presentación de los resultados semestrales de Redeia (matriz de REE), su consejero delegado, Roberto García Merino, defendió la necesidad de continuar con este refuerzo extra: “Es una medida que está compartida con el ministerio y con la CNMC”. Mientras “no haya medidas que aseguren el cumplimiento de la normativa necesaria para una operación segura del sistema, se ha optado por esta alternativa de manera segura, con un impacto razonablemente acotado en términos de impacto para el sistema”, defendió, **días después de que el Congreso tumbase el decreto con medidas antiapagón**.

Independientemente del apagón, el análisis de los datos de REE refleja cómo el coste de los mercados de restricciones técnicas ha explotado desde 2020. Ese año el operador del sistema planteó por primera vez actualizar el obsoleto servicio de control de tensión, cuya revisión la CNMC no ha aprobado hasta ahora, aunque tardará en estar operativo.

El retraso en darle luz verde, apuntan fuentes del sector, “ha supuesto un importante incremento de ingresos y beneficios para los ciclos combinados”. Si en 2019 el coste total de las restricciones fue de 247 millones, en 2020 escaló hasta 528 millones y este año puede irse cerca de los 3.000 millones. En el sector creen que con un servicio de control de tensión de este siglo, este derroche habría sido innecesario.

La CNMC anunció en junio la aprobación del nuevo servicio de control de tensión, que permitirá participar en él a las renovables (ahora solo pueden hacerlo de forma muy limitada) y que entre otras novedades incluirá penalizaciones para todas las tecnologías, también a las tradicionales, por incumplimientos en el control de tensión. El procedimiento supondrá una nueva vía de ingresos para la fotovoltaica, y no solo en horas solares, ya que hay inversores que tienen una modalidad (‘Q-night mode’) que les permite regular energía reactiva por la noche.

La CNMC anunció la aprobación de esa norma un día después de que los informes del Gobierno y el operador del sistema sobre el apagón urgieran a ponerla en marcha, tras destaparse fallos en el control de tensión que debían hacer las centrales de generación térmica. Los informes del Ejecutivo y el operador del sistema discreparon en algunos puntos (fundamentalmente, la responsabilidad de REE en ese colapso energético a la hora de planificar potencia de reserva), pero coincidieron en la urgencia de actualizar ese procedimiento.

Como recordó REE en su informe, ese servicio “está pendiente de aprobación desde el año 2021”. Sin embargo, su aplicación no será inmediata. Aunque la CNMC anunció su aprobación en junio, solo empezará a aplicarse en el primer trimestre del año que viene, según dijo unos días antes la directora de Operación de REE, Concha Sánchez.

Responsabilidad compartida

El informe del Gobierno apuntó a una responsabilidad compartida de todo el sector en el apagón. REE la ha negado, culpando a instalaciones de las grandes eléctricas obligadas por ley a controlar la tensión que ese día no lo hicieron correctamente y a la desconexión irregular de algunas plantas de renovables antes de que la sobretensión llegara al máximo establecido.

La propia CNMC planteó cambiar la regulación de tensión en 2019 y en 2022, tras reconocer “**problemas continuos de control de tensión**”, pero decidió lanzar dos proyectos pilotos para ensayar ese nuevo sistema, que permitirá a las renovables (casi toda la fotovoltaica y la eólica más moderna) regular tensión de manera masiva con menos coste para el consumidor. Según dijo tras el apagón la presidenta del súperregulador, Cani Fernández, lanzaron esos pilotos porque la UE les obligó a hacerlo.

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

Siempre adelante

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

Unidos somos más fuertes