

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

España es el líder mundial en baterías junto a EEUU

Expansion.com, 2 octubre de 2025

- **Umbrella gana un contrato solar de 73 millones para un proyecto de producción y almacenamiento**
- **La china Hithium fabricará en Euskadi baterías para almacenar energía renovable**



El negocio de baterías para el sistema eléctrico (BESS) moverá más de 2.000 millones

España es, tras Estados Unidos, el país con más proyectos de almacenamiento con baterías para abastecer el sistema eléctrico. Así lo revela un informe de EY al que ha tenido acceso en exclusiva **EXPANSIÓN**.

En concreto, en España existen en estos momentos proyectos de baterías para el sector eléctrico (BESS, por sus siglas en inglés) que suman 16.000 megavatios hasta 2030, el 29% del total mundial.

El problema de las grandes baterías, como almacenamiento para abastecer el sistema eléctrico, es que **falta una regulación** que establezca precios que garanticen su viabilidad económica. El Gobierno está desarrollando los mecanismos, pero aún tienen que concretarse.

Las baterías no solo servirán de respaldo para la red eléctrica, y de amortiguadores para evitar problemas como el apagón de pasado 28 de abril. También podrían, con sus recargas, dar salida a los excedentes que ahora se están produciendo con las renovables.

Los próximos meses van a ser decisivos. El país cerró 2024 con una **generación renovable de 148.999 gigavatios/hora**, un 10,3% más que el año anterior, y una cifra que supone el 56,8% del total del mix energético. La actual hoja de ruta del Gobierno en energía (el denominado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, Pniec) aspira a **22.500 megavatios de almacenamiento para 2030**, combinando las baterías, el bombeo hidroeléctrico y las soluciones térmicas asociadas a la solar termoeléctrica.

La clave en renovables

Las baterías van a ser esenciales si se quieren seguir introduciendo renovables en el sistema, como parece ser la tendencia, dentro y fuera de España. Se prevé que las **renovables dominen la generación eléctrica** y alcancen el 62% del mix en 2050 a nivel global. El respaldo público es esencial. El **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico** ha lanzado un programa de 750 millones de euros para impulsar la fabricación nacional de baterías, a lo que se suman 699 millones procedentes de fondos europeos para desplegar hasta 3.500 megavatios de nueva capacidad de almacenamiento. Es solo una parte de las cifras millonarias que moverá el sector. El mercado BESS prevé duplicarse en España hasta superar los 2.000 millones de euros en 2029.

Endesa y la emiratí Masdar cierran el acuerdo sobre 446 MW de plantas fotovoltaicas en España

Cincodias.elpais.com, 2 octubre de 2025

El grupo árabe adquiere una participación del 49,99% por 184 millones de euros

Endesa, a través de su filial Enel Green Power España, ha cerrado la venta a la compañía de Abu Dabi Masdar de una participación minoritaria equivalente al 49,99% del capital social de EGPE Solar 2, titular de cuatro plantas fotovoltaicas en funcionamiento en España, con una capacidad total instalada alrededor de 446 megavatios (MW).

Conforme al acuerdo firmado el 24 de marzo de 2025, Masdar ha abonado 184 millones de euros por la adquisición de dicha participación, importe sujeto a los ajustes habituales en este tipo de transacciones. El 'enterprise value' del 100% del capital social de la cartera de renovables sería de aproximadamente 368 millones de euros, según han indicado este jueves ambas compañías en sendos comunicados.

Esta operación, que refuerza la colaboración entre Endesa y Masdar, se suma al acuerdo de colaboración que el Grupo Enel y Masdar cerraron en diciembre de 2024 y que se refería a una cartera de 2 GW de otros activos solares ya operativos en España.

La venta se enmarca en el modelo de negocio de "Partnership" de Endesa, incluido en su Plan Estratégico 2025-2027, que busca mantener el control de los activos estratégicos al tiempo que maximizar la productividad y el retorno del capital invertido.



La transacción se enmarca en una asociación a largo plazo con Masdar, que también prevé acuerdos de compraventa de energía (PPA) a 15 años, mediante los cuales se espera que Endesa, a través de una de sus filiales, adquiera la energía generada por los activos fotovoltaicos vinculados al acuerdo.

La operación se ha cerrado después del cumplimiento de una serie de condiciones precedentes, incluida la autorización del Gobierno de España en materia de inversiones extranjeras.

A principios de año, Masdar y el Grupo Enel firmaron un Memorando de Entendimiento (MoU) para explorar oportunidades en energías renovables en países como Italia, España y Alemania.

"Esta adquisición encaja en la estrategia global de Masdar para expandir nuestra capacidad en energías renovables y demuestra además nuestro compromiso a largo plazo con Europa. Estamos convencidos de que fortalecer nuestra colaboración con Endesa mediante este acuerdo será fundamental para el desarrollo del sector de energías renovables en España", ha destacado Mohamed Jameel Al Ramahi, consejero delegado de Masdar.

"Nos complace el cierre de esta operación, que marca otro paso importante en la colaboración a largo plazo entre Enel y Masdar. Será un placer seguir trabajando juntos en la aceleración de la transición energética", ha señalado, por su parte, Flavio Cattaneo, consejero delegado del Grupo Enel.

Masdar ha resaltado que esta operación consolida su plan de expansión en el sur de Europa. A finales de 2024, la compañía cerró, por 1.200 millones de euros, la adquisición de Saeta Yield, una de las principales plataformas de renovables de la península ibérica, con una cartera de 2,3 GW. Actualmente, Saeta es el principal centro de operaciones regional de Masdar en la península ibérica.

El Gobierno ignora la llamada de Iberdrola y Endesa para salvar el cierre in extremis de Almaraz

Vozpopuli.com, 2 octubre de 2025

Las compañías se pusieron en contacto hace dos semanas con el Ministerio de Transición y no han recibido respuesta

Nuevo capítulo entre **eléctricas** y **Gobierno a cuenta del cierre de las nucleares**. Cada día que pasa cuenta, y las distancias entre las distintas partes implicadas para intentar alargar la vida útil de las centrales **parecen insalvables**.

Pero, por falta de voluntad, no será. O, al menos, por parte de Iberdrola y Endesa. Según ha podido saber este periódico, las compañías se pusieron en contacto con el Ministerio de Transición Energética para volver a sentarse en una mesa y desbloquear una situación que lleva enquistada desde hace años. A pesar de que el Gobierno se abrió a negociar con los dueños de las centrales nucleares, las esperanzas se han ido diluyendo poco a poco.

Fue hace dos semanas cuando las empresas eléctricas que son dueñas de Almaraz se pusieron en **contacto con Sara Aagesen**. Tanto Iberdrola como Endesa pidieron un encuentro con el equipo negociador para volver a replantear un replanteamiento del calendario. Pero, según apuntan fuentes del sector, el Ministerio, por ahora, prefiere guardar silencio e “imposibilita que se restablezcan las conversaciones”.



“El Miteco ha recibido una carta relativa a la prolongación de la vida útil de varias centrales nucleares de Endesa e Iberdrola, **que no firman ni Naturgy ni EDP**, las otras dos compañías firmantes del Protocolo de cierre de 2019. En varias centrales, **Almaraz entre ellas**, hay una comunidad de bienes que obliga a la unanimidad de los partícipes, con independencia de su porcentaje de participación”, justifican desde el Ministerio de Transición Ecológica.

La última llamada a la desesperada de Iberdrola y Endesa coincide con el ultimátum de **Almaraz**. El próximo 1 de noviembre está programado que comience de manera oficial el cierre del reactor

Almaraz I, y en esa misma fecha, las dueñas del emplazamiento (las dos eléctricas y Naturgy) deben presentar al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la petición de cierre definitivo. Es decir, Gobierno y compañías tienen un mes para resolver este entuerto.

Según lo previsto, el reactor I cesará su actividad el 1 de noviembre de 2027, mientras que el reactor II **lo hará el 31 de octubre de 2028**. Esta no es la primera vez que las dueñas de la central se abren a alargar la vida útil.

Esta extensión, de aprobarse, permitiría ganar margen en el suministro eléctrico en un momento de transición energética, pero también choca con los compromisos adquiridos en el plan de cierre nuclear.

Condiciones para prorrogar las nucleares

Como se mencionó anteriormente, Moncloa se abrió a poder llegar a un acuerdo para que las centrales nucleares puedan seguir operando y dar servicio al sistema eléctrico. No obstante, ha reiterado que se deben cumplir escrupulosamente varios puntos de forma obligada. En primer lugar, que la extensión no implique costes extra para los consumidores, **de modo que el recibo de la luz no se encarezca** por ese motivo. En segundo lugar, que se garantice la seguridad nuclear, según los criterios del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), lo que incluye tanto las medidas técnicas de funcionamiento como el mantenimiento y las revisiones obligatorias.

Y en tercer lugar, que se asegure el suministro eléctrico, atendiendo a las exigencias del sistema eléctrico (por ejemplo, Red Eléctrica de España), **para que estas plantas puedan operar** cuando sea necesario para mantener la estabilidad del sistema.

Además, desde el Gobierno se subraya que la decisión de alargar la vida útil también debe respetar los compromisos institucionales previos: el calendario pactado en 2019 y el acuerdo de coalición vigente que establece **un cierre escalonado entre 2027 y 2035**.

Iberdrola da por perdido el debate

Bajo estas condiciones, una de las dueñas de Almaraz es consciente de la dificultad para revertir la situación y asume su cierre. Iberdrola presentó la semana pasada su plan estratégico, **en el que se centra en Estados Unidos y Reino Unido**. En él se da por hecho que no estará operativa en los próximos años.

En el documento presentado ante sus inversores, **la mayor eléctrica de Europa prevé un impacto negativo** de 550 megavatios (MW) que se restará a su cartera de generación para el final de ese periodo. Corresponden a los reactores Almaraz I y Almaraz II, que, como se ha mencionado anteriormente, deben cerrarse antes de que finalice 2028.

Enel estudia el posible relevo de Bogas como CEO de Endesa en el año 2026

Theobjective.com, 3 octubre de 2025

Cumplirá en ese momento 12 años como consejero delegado de la empresa y 44 años dentro de la compañía

Suenan tambores de cambio en Roma para liderar Endesa. La matriz italiana de la compañía española busca un nuevo CEO que sustituya a José Bogas, **que en 2026 cumplirá 12 años como consejero delegado**. Según ha podido saber [THE OBJECTIVE](#), el Grupo Enel, que controla el 70% de la empresa, quiere al frente un ejecutivo joven para liderar la nueva etapa de su filial, que tiene grandes retos como el desarrollo de la electrificación, la estrategia con las redes eléctricas, la negociación sobre el fin de la [energía nuclear](#), las inversiones en renovables y la competencia cada vez más feroz en el mercado de las comercializadoras.

En algunos círculos financieros de España e Italia este movimiento corporativo no pilla por sorpresa. Bogas –que cumplirá 71 años en 2026– lleva más de una década como CEO, lo que está considerado, según fuentes internas de Enel, como un mandato suficiente. Las mismas fuentes **elogian su trabajo al frente de la empresa** en los últimos años, en los que ha convertido a la filial en la gallina de los huevos de oro de Regina Margherita, disparando el dividendo y pulverizando objetivos.

Ahora, el equipo interno de la matriz comenzará a monitorizar un perfil que pueda sustituir a Bogas sin descartar que se apueste por alguien de la casa, como ha ocurrido de forma exitosa con **el actual CEO, que cumplirá 44 años trabajando dentro de la energética en 2026**. El ejecutivo español ascendió en 2014 a lo más alto de la empresa en un momento de incertidumbre porque su predecesor, **Andrea Brentan** (que había llegado en 2009), dimitió en pleno proceso de venta de activos. Además, un tiempo después (en 2019), el presidente de la compañía de ese momento, **Borja Prado** –que también llegó de la mano de los italianos una década antes–, salió de la empresa.

Meloni y Bogas



Pero a finales de 2022 surgió un nuevo capítulo en Endesa. Bogas –con un ojo puesto en lo que ocurre en la política italiana por la participación del Estado en su matriz, Enel– vio *in situ* cómo en septiembre de 2022 ganó las elecciones una líder política *anti establishment* llamada Giorgia Meloni. Desde ese momento, los ojos de Endesa se centraron en el Palacio Chigi, que sería clave en las futuras decisiones corporativas y estratégicas. Unos meses después, **la victoria de Meloni se tradujo en la llegada de un hombre de su confianza al frente de la matriz de Endesa, Flavio Cattaneo**.

Este movimiento desató una mar de especulaciones sobre si habría también movimientos en la cúpula de Endesa que afectasen a Bogas. Finalmente, **el ejecutivo español fue ratificado en su puesto hasta 2026**, aunque Cattaneo desembarcó como vicepresidente de la empresa. De esta forma se completaba la dirección junto con Bogas y el presidente no ejecutivo, Juan Sánchez-Calero (que lleva desde 2019). Un año antes de la victoria de Meloni, la junta general de accionistas reeligió a Bogas como consejero delegado para los siguientes cuatro años.

La Endesa de Bogas

Durante su mandato al frente de la empresa, Bogas se ha encontrado con el debate sobre el desmantelamiento de la energía nuclear. Él, en círculos privados, la defiende como una tecnología clave para la transición energética, lo que choca contra la estrategia del Gobierno, que busca ponerle fin definitivo en 2035. Este escenario tampoco parece alterar los planes de la energética, que está centrada en la electrificación y con una fuerte apuesta por las renovables, al tiempo que se desliga de sus activos

menos limpios, uno de ellos el carbón. A mediados de 2022, anunció que tenía previsto **el cierre de todas las plantas de carbón tres años antes de lo esperado, en 2027.**

En estos últimos años, Bogas ha sabido **alzar la voz contra decisiones del Gobierno**, como ocurrió con el impuesto extraordinario sobre las eléctricas, que, en su opinión, «afectaba a la capacidad de las empresas de invertir para alcanzar los objetivos de la transición energética y era una desventaja comparativa y competitiva bajo la ley europea». Recientemente, criticó la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la retribución de las redes eléctricas con la advertencia de que **invertirían menos en España.**

Por último, durante su etapa como CEO de Endesa, Bogas ha conseguido situar a la energética como referente en España junto con Iberdrola. Entre los acuerdos más importantes destaca precisamente el firmado a finales del pasado año con el gigante emiratí Masdar, que se hizo con el 49,99 % del capital social de la empresa fotovoltaica de Endesa, EGPE Solar, por **850 millones de euros.**

El sistema eléctrico vuelve a sufrir "anomalías de tensión" en septiembre pese al 'escudo antiapagones' de Red Eléctrica

Elmundo.es, 6 octubre de 2025

Cinco meses después del cero energético, los técnicos de la empresa que preside Beatriz Corredor han vuelto a capear episodios de fuerte inestabilidad que han desatado el nerviosismo en la plantilla



En las últimas semanas, los técnicos de **Red Eléctrica** han revivido la presión que se respiraba en su centro de control la mañana del 28 de abril, antes de que toda España se fundiera a negro. En varios días de finales de septiembre, **el sistema eléctrico español volvió a sufrir «fuertes anomalías» de tensión**, según distintas fuentes conocedoras consultadas por EL MUNDO. Esos picos no llegaron a los niveles alcanzados el día del apagón, pero sí han puesto en guardia a los técnicos de la compañía que preside Beatriz Corredor. Sobre todo, porque los desequilibrios se han producido a pesar de que llevan cinco meses operando el sistema en «modo reforzado»,

es decir, quemando más toneladas de gas para prevenir otro *blackout*.

«Está habiendo un **comportamiento anómalo** de tensiones en las últimas semanas». «A finales de septiembre ha habido **sobresaltos** de tensión». Hasta tres fuentes con acceso a los datos de los centros de control que funcionan como los marcapasos de las redes eléctricas confirman a este diario la existencia de esos nuevos desfases. Estos desequilibrios y las medidas que los técnicos del operador estatal han tenido que adoptar para aplacarlos desataron un clima de **«nerviosismo» en la plantilla de la empresa semipública.** Fuentes oficiales de Red Eléctrica (REE) niegan que se hayan producido estas anomalías.

La inquietud de los técnicos de Red Eléctrica tiene mucho que ver con ese **«modo seguro»** que arrancó como una medida temporal, pero que, a día de hoy, nadie en la compañía que preside Corredor se atreve a desactivar. El operador, que tiene al Estado como primer accionista, lleva meses bajo presión. Forzado a cambiar los criterios con los que gestionaba el sistema antes de abril, ha pasado de priorizar un mix lo más barato y verde posible, a confiar la garantía de suministro a un escudo a base de gas y restricciones a las renovables. Todo ello encarece el recibo del consumidor.

Esto está teniendo lugar mientras se alarga el cruce de acusaciones entre las eléctricas privadas - principalmente **Iberdrola, Endesa y Naturgy**- y el operador estatal. La defensa de Red Eléctrica es que no cometió ningún error de programación ni llevó al sistema a una sobreexposición a las **renovables variables** (eólica y solar), sino que fueron los generadores los que no respondieron como debían. A pesar de ello, su primer movimiento fue cambiar su *modus operandi*: topar las renovables y devolver un papel

protagonista a las centrales de ciclo combinado, que queman gas para producir electricidad. En este contexto, cualquier anomalía tiene el efecto de una grieta en un búnker.

Varias fuentes vinculan los últimos sustos de tensión con las «pruebas» que centenares de generadores renovables están haciendo en sus equipos para adaptarlos a las reformas del mercado eléctrico que el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) impulsaron después del *blackout*. La principal fue la revisión del llamado Procedimiento de Operación 7.4 (PO 7.4). Se trata de la norma técnica clave para regular el equilibrio en la red eléctrica. Se remonta al año 2000 y, a pesar de las advertencias de la propia Red Eléctrica, su revisión llevaba más de cinco años bloqueada. El apagón empujó a la CNMC a actualizarla.

La reforma, que se acabará de implementar en 2026, busca que la eólica y la solar colaboren activamente en el control de tensión del sistema. Hasta ahora, esto recaía casi en exclusiva en las centrales convencionales de las grandes eléctricas, que cobran por este servicio. Aunque esta época del año se asemeja a abril en cuanto a los niveles de demanda, las fuentes ven improbable otro apagón si persiste el modo reforzado. Si bien, ven en las recientes anomalías evidencias de que «ese control de tensión vía renovables puede ser más complicado de lo que se pensaba».

Ayer, *El Periódico de la Energía* avanzó que Red Eléctrica ha ordenado a las renovables ralentizar a 15 minutos (frente a los dos actuales) sus rampas de subida y bajada -tiempo que tarda la producción de una planta en pasar de cero a cien-. Con ello, aseguran fuentes técnicas, **«Red Eléctrica gana tiempo de respuesta a las fluctuaciones de tensión»** que causan las variaciones de rampa de potencia, pues consigue que la red vaya más lenta, lo que es más fácil de controlar en un momento en el que sigue habiendo problemas porque la tensión es un tema local». Es decir, una herramienta para gestionar mejor las sobretensiones en zonas con mucha renovable, como Extremadura o Andalucía.

Por su parte, fuentes de Red Eléctrica niegan que la medida esté vinculada al control de tensión. «El objetivo es reducir dinámicas rápidas, no sobretensiones, que se originan cuando cambia muy deprisa la producción de plantas basadas en electrónica de potencia», defienden. Apuntan que la medida no es nueva, «se aplicó en noviembre de 2024», y que no se puede vincular al apagón.

Naturgy pone a la venta otro 3,5% de su capital social mediante colocación acelerada

Eleconomista.es, 6 octubre de 2025

- **La compañía busca fomentar la liquidez de la acción e incrementar su 'free float'**
- **Naturgy culmina su auto-opa con una aceptación del 86% del capital**



Naturgy acaba de poner a la venta **34.100.000 acciones ordinarias propias** que mantiene en autocartera y que representan aproximadamente el 3,5% de su capital social, mediante un proceso de colocación acelerada o *accelerated bookbuilt offering* dirigido exclusivamente a inversores cualificados.

Así lo dio a conocer la energética a través de un comunicado publicado a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) durante la tarde del lunes, en el que indicó que **J.P. Morgan** está participando en la operación como entidad coordinadora única. "El Proceso de Colocación Acelerada comenzará inmediatamente tras la publicación de esta comunicación", añadió.

Este proceso, según explica la compañía, tiene como objetivo retornar al mercado parte de las acciones que adquirió a través de la oferta pública de adquisición voluntaria (**auto-opa**), autorizada por la CNMV el

pasado 28 de mayo, y cuya misión perseguía fomentar la liquidez de la acción de Naturgy e incrementar el capital flotante (*free float*) de la compañía.

Esta venta del 3,5% sucede a la que la compañía ejecutó **el pasado mes de agosto, correspondiente al 5,5% de su capital**. En aquella ocasión, puso a la venta 53,4 millones de acciones mediante dos fórmulas: una venta en bloque y una compraventa bilateral. Cabe señalar que, tras aquel anuncio, la compañía **cayó un 7% en bolsa**, hasta equiparar su valor a los 25,90 euros por acción por mediante los que se ejecutaron tanto la venta en bloque como la compra bilateral. Al cierre de este lunes, la energética subía en bolsa un 0,22%, situándose en **26,94 euros por acción**.

Una vez arrancado el proceso actual, la compañía de servicios financieros explorará la demanda existente para hacerse con estas acciones. Del mismo modo, el proceso concluirá "sin previo aviso" cuando estas hayan sido colocadas o por imposibilidad de colocarlas. Y hasta que no llegue dicho momento, Naturgy no anunciará los términos definitivos del acuerdo, incluyendo el precio de venta.

Tras el proceso de colocación acelerada, Naturgy anticipa mantener acciones en autocartera representativas de aproximadamente el **1% del capital social** de la sociedad.

Red Eléctrica reducirá la carga de renovables ante nuevos episodios de sobretensión en el sistema eléctrico

Elperiodicodelaenergia.com, 6 octubre de 2025

El sector, sorprendido por el anuncio, prevé importantes pérdidas de ingresos además de quedarse fuera de la participación en algunos mercados de ajuste

La sobretensión sigue campando a sus anchas en la red eléctrica española cinco meses después del apagón y a pesar de estar en modo operativo seguro o reforzado.



El pasado día 1 de octubre, **Red Eléctrica** como Operador del Sistema, envió un comunicado a todos los centros de control de España, a través del **CECRE (Centro de Control de Energías Renovables)**, en el que anunciaba una serie de cambios importantes en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, "con el objetivo de reducir las variaciones bruscas de tensión".

Concretamente, la medida que va a llevar a cabo Red Eléctrica es limitar las rampas de subida o bajada de la producción de tecnologías renovables, conforme a lo establecido en el artículo 5.9

de la Orden TED/749/2020.

Aproximadamente hace un año, en noviembre de 2024, el límite de esa rampa de subida y bajada, (el tiempo que pasa de 0 a 100% de producción una instalación y viceversa) era de dos minutos, unos 120 segundos. De esta manera, la solar y la eólica podrían participar en mercados de ajustes y ayudar a la casación de oferta y demanda en todo momento.

Pero tras el apagón del 28 de abril, y a pesar del modo operativo de Red Eléctrica solicitando mayor trabajo a los ciclos combinados, la situación de sobretensión en la red no se ha conseguido parar.

Fuentes de Red Eléctrica aseguran este lunes que se están dando fuertes variaciones en la tensión, pero que "en ningún caso hay sobretensión en la red".

Sin embargo, otras fuentes del sector aseguran que unos días atrás, a finales de septiembre se han vuelto a ver episodios de fuertes variaciones de tensión, cercanos a los límites de tensión que han llevado a Red Eléctrica a tomar esta decisión.

"No llegan a lo que vimos en los días del apagón, pero no está tan mal", fueron las palabras de un profesional del sector con acceso a estos datos.

Ahora Red Eléctrica ha dado la orden a aquellas instalaciones eólicas o fotovoltaicas mayores de 5 MW conectadas a la red de transporte desde 2018 en adelante de limitar esa subida y bajada a 15 minutos.

¿Qué sucede con ello? Se supone que el operador del sistema tendrá más margen de maniobra a la hora de gestionar la red, pero será a costa de las instalaciones de renovables. No del resto.

Caída de ingresos

Fuentes del mercado han señalado a El Periódico de la Energía que esta medida, además de ser una salvajada que se lleve a cabo en una semana sin previo aviso a las miles de instalaciones que hay de renovables en España, supondrá un importante impacto económico a las ya de por sí maltrechas cajas de los desarrolladores.

Pasar de dos a 15 minutos supone que tardarás trece minutos más en estar al 100% y por tanto son 13 minutos que dejas de producir y cobrar ese dinero cada vez que tienes que encenderte y apagarte.

"Pero lo peor de todo es que nos saca de algunos mercados de ajuste", explica un inversor renovable a este diario. El hecho de pasar de dos a 15 minutos hace que tu tiempo de respuesta en los mercados de ajuste no sea competitivo respecto a otras tecnologías de respaldo como pueden ser los ciclos combinados.

De esta manera, al no poder ofrecer tiempo de respuesta rápido, se quedan fuera de algunos mercados y por tanto pierden la oportunidad de obtener mayores ingresos en el mercado eléctrico.

Fuentes de Red Eléctrica aseguran que pueden participar en algunos mercados de ajuste y que pueden competir frente a otras tecnologías, algo que desde el propio sector ponen en duda.

Hay que tener en cuenta que ya la situación económica, sobre todo de las instalaciones fotovoltaicas es maltrecha ante las continuas restricciones técnicas que padecen, los curtailments también económicos y la cantidad de horas con precios bajos o negativos que hacen inviables a muchas plantas. Si a ello ahora le sumas esto, la situación económico-financiera se agrava.

Reuniones

Según pudo saber este diario, ese mismo viernes la dirección de APPA Renovables tuvo un encuentro con sus asociados para tratar este asunto. El Periódico de la Energía también se puso en contacto con la patronal de renovables que prefirió no realizar declaraciones al respecto.

En definitiva, todas estas instalaciones de solar fotovoltaica y eólica (generación basada en electrónica de potencia) conectadas aproximadamente desde 2018 en adelante tendrán que prepararse tecnológicamente para llevar a cabo esta medida a partir del miércoles día 8.

Además, Red Eléctrica ya avisa que cualquier nueva instalación que se conecte tendrá que llevar a cabo esta nueva función de rampas de 15 minutos.

El operador del sistema afirma que se están reuniendo con el sector para aplicar esta medida de la mejor manera posible.

Naturgy vende autocartera y volverá a los índices MSCI

Expansion.com, 6 octubre de 2025

- **Naturgy coloca el 5,5% de su capital para elevar el 'free float'**
- **Naturgy revienta su plan: adelanta dos años beneficios y dispara dividendos un 20%**

Naturgy completa la venta de la autocartera conseguida con la auto-opa para volver en tiempo récord a los índices de Morgan Stanley.

Naturgy lanzó este lunes una colocación acelerada para la **venta de un 3,5% de su capital social**, que todavía mantenía en autocartera tras la auto-opa que completó la energética el pasado mes de junio, y que le hizo incrementar las acciones propias hasta el 10%.

En agosto, ya completó una operación similar de colocación exprés de autocartera, en ese caso del 5,5%. Con la de este lunes, **suma ventas por el 9%**, es decir, prácticamente **el porcentaje por el que lanzó la auto-opa**.



Tras las colocaciones exprés, **Naturgy mantendrá apenas un 1% de autocartera**. Es decir, lo que tenía antes de la auto-opa, con lo que habrá cerrado el círculo de esta operación.

La auto-opa estaba destinada precisamente adquirir acciones, fundamentalmente a los cuatro grandes accionistas (grupo La Caixa, BlackRock-GIP, CVC e IFM) para luego devolverlas al mercado y de esta manera **incrementar el free-float del grupo**, es decir, las acciones que cotizan libremente.

Al incrementar el *free-float*, **Naturgy intenta volver a los índices bursátiles de Morgan Stanley**, los denominados índices MSCI. La empresa fue eliminada de estos índices en febrero de 2024 por su escaso capital flotante. Al no estar en los índices -que son replicados por los fondos de inversión en sus carteras bursátiles- Naturgy ha sufrido un castigo bursátil.

Llegar a tiempo

Fuentes financieras explican que **los índices MSCI tienen su próxima revisión el próximo mes de noviembre**. Naturgy aspira a volver a los índices en esa revisión. De hecho, una de las razones de acelerar al máximo la venta de la autocartera era precisamente llegar a tiempo para esa revisión.

Tras las colocaciones aceleradas, **el free-float del grupo superará el 18% de nuevo**. Con la nueva colocación acelerada, la energética habrá vendido 34,1 millones de acciones ordinarias. A los actuales precios de mercado, esta participación tiene **un valor de unos 918 millones de euros**. Aún se desconoce el descuento aplicado, habitual en este tipo de transacciones.

Los títulos de la empresa presidida por **Francisco Reynés** cerraron este lunes en Bolsa a un precio de 26,94 euros por acción, con una subida del 0,22%. Ese precio es superior al de la auto-opa, que quedó fijado en 26,5 euros.

Descuento

Las operaciones de venta de autocartera del pasado mes de agosto se cerraron finalmente a 25,9 euros por acción. Era un descuento del 7% al valor de mercado del día anterior. Pero era un precio equivalente al mismo al que se llevó a cabo la auto-opa, descontado el primer dividendo a cuenta del año 2025 de 0,60 euros por acción pagado por Naturgy el 30 de julio.

JPMorgan, coordinador

El nuevo proceso de colocación acelerada de acciones de la autocartera de Naturgy ha estado dirigido exclusivamente a inversores cualificados. **JPMorgan** ha participado en esta operación como **entidad coordinadora única**. La operación del pasado agosto fue coordinada por **Morgan Stanley**.

En relación con el proceso de colocación acelerada, la compañía indicó que "ha asumido ciertos compromisos de no disposición (lock-up) habituales en este tipo de operaciones, incluyendo el compromiso de no disponer de sus acciones remanentes en autocartera y de no llevar a cabo cualquier operación dirigida a reducir su exposición económica bajo la permuta financiera (total return swap) suscrita con una entidad financiera internacional [Morgan Stanley] el pasado 4 de agosto, durante un periodo de 60 días desde la finalización del proceso de colocación acelerada, sujeto a excepciones habituales para este tipo de operaciones".

La operación de agosto, a diferencia de la de ahora, **se realizó en dos tramos**. Hubo una colocación acelerada de cerca 19,3 millones de acciones propias, equivalentes a un 2%, por 500 millones de euros, y una venta bilateral del 3,5% (34,1 millones de acciones) a Morgan Stanley por un importe total de 883 millones de euros.

La potencia instalada de energía eólica y solar crece más de un 12% en 2024, con 7.278 MW más

Elperiodicodelaenergia.com, 7 octubre de 2025

El estudio de Informa señala que Castilla-La Mancha es la principal comunidad en términos de número de plantas y capacidad eólica y solar instalada

La potencia instalada de energía eólica y solar creció más de un 12% en 2024, con un aumento de 7.278 megavatios (MW), según el Observatorio Sectorial DBK de Informa.

En concreto, dicho análisis detalla que el conjunto de la potencia instalada de las energías eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica se situó en 66.756 MW en 2024, tras registrar un aumento del 12,2% respecto al año anterior, es decir, 7.278 MW más.

Este crecimiento fue impulsado principalmente por la energía solar fotovoltaica, que añadió 6.000 MW nuevos, marcando un aumento del 22,8%, hasta los 32.350 MW, superando por vez primera la capacidad instalada de la energía eólica.

Esta última experimentó un crecimiento del 4,1%, superando los 32.100 MW, tras añadir 1.275 en 2024. En contraste, la capacidad solar termoeléctrica se mantuvo estable en 2.302 MW.

Las plantas eólica y solar

En cuanto a la distribución geográfica de las plantas, Informa señala que **Castilla-La Mancha** es la principal comunidad en términos de número de plantas y capacidad eólica y solar instalada, con unas 12.100 instalaciones y cerca de 12.600 MW. Le sigue **Andalucía**, con más de 8.200 instalaciones y 12.500 MW, destacando por su mayor potencia media.

Castilla y León ocupa el tercer lugar, con unas 6.100 instalaciones y 10.100 MW. Por otra parte, en cuanto a las ventas de energía eólica, estas experimentaron un "retroceso moderado" en 2024, del 3,2%, hasta situarse en 59.935 gigavatios-hora.

A su vez, la solar **termoeléctrica** generó 4.128 gigavatios- hora, un 12,2% menos que el año anterior. Por el contrario, el volumen vendido de energía fotovoltaica se incrementó hasta los 43.181 gigavatios-hora (+17,8%), en un contexto de "notable incremento de la capacidad instalada".

En este sentido, el documento explica que el pasado año continuó observándose una "gran volatilidad y un desequilibrio entre oferta y demanda", provocando un nuevo descenso de los ingresos generados por la venta de las energías eólica y solar, cuya cifra total se situó en este año en 8.505 millones de euros, un 23,3% menos que en el año anterior.

Asimismo, Informa ha resaltado que el sector presenta una "alta concentración" de la oferta, con las diez primeras empresas controlando casi la mitad de la potencia instalada total (49,5% en 2024).

"Este grado de concentración es más pronunciado en el segmento de energía solar termoeléctrica, donde las diez principales compañías controlan cerca del 90% de la capacidad, situándose en el 64,5% en el caso de la energía eólica y en el 49,7% en el de la solar fotovoltaica", concluye el texto.

Ignacio Galán e Iberdrola reciben los premios a Mejor Primer Ejecutivo y Mejor Energética Europea de Extel

Elperiodicodelaenergía.com, 7 octubre de 2025

Según la energética, estos premios consolidan a la compañía como "líder en transparencia, comunicación financiera y compromiso con sus accionistas"

El presidente de **Iberdrola**, Ignacio Galán, ha sido reconocido como Mejor Primer Ejecutivo de las 'utilities' europeas en los Extel Europe & Emerging EMEA Equities Awards 2025.



Este reconocimiento, cuya ceremonia de entrega se celebró en Londres con más de 250 expertos del ámbito financiero, se une a los otros seis recibidos por la compañía: Mejor equipo de relación con inversores de todas las empresas energéticas, y Mejor CFO, Mejor Consejo de Administración, Mejor Programa ESG, Mejor Programa de Relación con Inversores, y Mejor Capital Markets Day, del sector utilities.

Según la eléctrica, estos premios consolidan a la compañía como "líder en transparencia, comunicación financiera y compromiso con sus accionistas", y avalan "su excelencia en la gestión empresarial".

Estos premios, concedidos por Extel, compañía de análisis de relaciones con inversores, se basan en encuestas independientes realizadas a 110 firmas de inversión y análisis y cuentan con la participación de 156 profesionales del sector.

El plan de Iberdrola

El grupo celebró recientemente su Capital Markets Day en Londres, donde, ante la comunidad financiera e inversora, presentó su **Plan Estratégico 2025-2028**, que pretende transformar el perfil de Iberdrola hacia una empresa "más regulada", con las redes como vector de crecimiento.

Iberdrola anunció unas inversiones para impulsar la electrificación de la economía y las nuevas necesidades de las redes eléctricas de 58.000 millones de euros, de los cuales dos terceras partes irán destinadas a redes de transporte y distribución, fundamentalmente en el Reino Unido y los Estados Unidos.

Desde la presentación del Plan Estratégico, Iberdrola ha incrementado su capitalización en más de 3.000 millones de euros hasta superar los 108.000 millones y rondar los máximos históricos.

Aagesen, sobre la nueva medida antiapagones de Red Eléctrica: "Siempre, por encima de todo, está la seguridad de suministro"

Elperiodicodelaenergia.com, 7 octubre de 2025

El operador del sistema va a reducir la carga de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica ante las bruscas variaciones de tensión en la red española

Este lunes El Periódico de la Energía contaba en exclusiva que **Red Eléctrica ha aplicado una nueva medida para contener la inestabilidad del sistema eléctrico**. Se trataba de reducir la carga o producción de tecnologías renovables como la solar y la eólica ya que se estaban generando de nuevo bruscas variaciones de tensión en la red eléctrica española.

Han vuelto a sonar las alarmas. Es por una cuestión de seguridad, ni más ni menos. Así se lo ha hecho saber el operador del sistema a los distintos agentes implicados, pero también lo ha comentado la vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica, **Sara Aagesen**.



Mayor seguridad al sistema

La ministra ha explicado que "el establecimiento de esas rampas tiene que ver con dotar al sistema eléctrico de mayor seguridad".

Según Aagesen, "lo más importante es que los agentes puedan reaccionar rápido", (Red Eléctrica sólo les ha dado una semana para cambiar sus rampas de subida y bajada de 2 a 15 minutos),

"y por supuesto queremos la mayor integración de renovables", dijo.

"Pero siempre, por encima de todo, está la seguridad de suministro", recalcó la vicepresidenta a los medios.

Tras el apagón del 28 de abril las prioridades han cambiado. España se creía en posesión del mejor sistema eléctrico del mundo, pero se vino abajo por completo siendo el mayor incidente de estas características de Europa en lo que va de siglo.

Los últimos días de abril se dieron episodios con fuertes variaciones de tensión en la red y han llevado a Red Eléctrica a tomar cartas en el asunto de manera urgente.

Comunicado urgente

El pasado día 1 de octubre, **Red Eléctrica** como Operador del Sistema, envió un comunicado a todos los centros de control de España, a través del **CECRE (Centro de Control de Energías Renovables)**, en el que anunciaba una serie de cambios importantes en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, "con el objetivo de reducir las variaciones bruscas de tensión".

Concretamente, la medida que va a llevar a cabo Red Eléctrica es limitar las rampas de subida o bajada de la producción de tecnologías renovables, conforme a lo establecido en el artículo 5.9 de la Orden TED/749/2020.

Aproximadamente hace un año, en noviembre de 2024, el límite de esa rampa de subida y bajada, (el tiempo que pasa de 0 a 100% de producción una instalación y viceversa) era de dos minutos, unos 120 segundos. De esta manera, la solar y la eólica podrían participar en mercados de ajustes y ayudar a la casación de oferta y demanda en todo momento.

Ahora Red Eléctrica ha dado la orden a aquellas instalaciones eólicas o fotovoltaicas mayores de 5 MW conectadas a la red de transporte desde 2018 en adelante de limitar esa subida y bajada a 15 minutos.

Red Eléctrica alerta a la CNMC del riesgo de apagones por los problemas de control de tensión

Eleconomista.es, 8 octubre de 2025

- *El operador ha detectado las dos últimas semanas nuevas oscilaciones que suponen un riesgo para el sistema*
- *La CNMC ha lanzado una modificación urgente de la normativa para afrontar esta nueva situación de riesgo*
- *Transición Ecológica sigue de cerca el problema y ha alentado a REE y CNMC a tomar medidas*



Red Eléctrica ha lanzado una insólita y preocupante advertencia. El operador del sistema, presidido por Beatriz Corredor, ha enviado a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia una carta en la que reclama medidas urgentes frente a los problemas de control de la tensión en la red y reconoce, por fin, que esta situación puede provocar apagones, como ya sucediera el 28 de abril.

El operador del sistema pone de manifiesto en su escrito que "en las últimas dos semanas se han producido, de nuevo, variaciones bruscas de tensión en el sistema

eléctrico peninsular español, tales que pueden tener impacto en la seguridad del suministro si no son implementados los cambios propuestos".

Al contrario que antes del apagón, Red Eléctrica ha querido ahora ponerse la venda antes de la herida y ha lanzado un SOS claro al organismo que preside Cani Fernández de que los retrasos en implementar unos cambios regulatorios que venían reclamándose más de cinco años pueden volver a tener un desenlace fatal.

Tras recibir esta carta, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha decidido someter a audiencia pública una propuesta de resolución con medidas excepcionales y temporales para estabilizar la tensión en el sistema eléctrico peninsular.

La propuesta abre un periodo abreviado de alegaciones de cinco días hábiles y ha sido remitida al Ministerio de Transición Ecológica para sus observaciones técnicas. El documento plantea modificar de forma temporal cuatro Procedimientos de Operación: PO 3.1 (programación), PO 3.2 (restricciones técnicas), PO 7.2 (regulación secundaria) y PO 7.4 (servicio de control de tensión) con los que poder hacer frente a esta nueva situación de riesgo pese a la operación reforzada que está aplicando la compañía.

La situación demuestra que un cóctel de baja demanda y de elevada producción renovable, los problemas en la red vuelven a producirse.

La CNMC justifica la urgencia por la combinación de factores que aceleran las dinámicas de tensión: la fuerte penetración de generación con electrónica de potencia capaz de variar su output prácticamente en escalón, su participación activa en mercados que multiplica los cambios de programa, la respuesta lenta de parte de la generación con control continuo de tensión, el notable crecimiento del autoconsumo conectado en baja tensión sin plena observabilidad desde el transporte y la consecuente reducción de demanda neta en horas solares que "descarga" la red de transporte y amplifica la sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia activa, es decir, gran parte del diagnóstico presentado la semana pasada por Entso-E para explicar el apagón del 28 de abril.

Ante esta situación además tanto el regulador como el operador del sistema no puede defender el desconocimiento de la situación puesto que había informes y se estaba intentando adoptar medidas para paliar la situación.

El Ministerio de Transición Ecológica ha pedido al operador que actúe según sus funciones y a la CNMC que refuerce la supervisión y tome las medidas necesarias para asegurar que todos los agentes cumplen con sus obligaciones para el buen funcionamiento del sistema.

En las propuestas que ha puesto sobre la mesa la CNMC se incluyen una amplia serie de modificaciones de carácter técnico.

En programación, se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional a las 14:45 o, en su defecto, dentro de los 75 minutos posteriores al PDBF cuando se anule la primera subasta intradiaria europea por retrasos en la comunicación del mercado diario, con el objetivo de evitar trasladar redespachos a tiempo real y reducir activaciones de balance. En restricciones técnicas, se incorpora la gestión de la "reserva a subir" ya en el proceso posterior al PDBF —hoy mayoritariamente resuelta en tiempo real—, se obliga a que las unidades redespachadas mantengan íntegra su capacidad disponible para los mercados de balance en los periodos afectados y se excluye de la fase 2 de reequilibrio a las unidades de venta a través de las interconexiones con Marruecos y Andorra ante un previsible aumento del volumen de restricciones. Además, se articula un criterio de arranque de grupos térmicos adicionales cuando la reserva a subir sea insuficiente, ponderando tiempo de preaviso, potencia disponible y coste de programación, con codificación específica para identificar y contabilizar esos redespachos.

En regulación secundaria, se impone el seguimiento del PTR (rampas preestablecidas) a todas las instalaciones habilitadas para el servicio, participen o no con ofertas de energía en cada periodo, con el fin de suavizar saltos en escalón en su aportación de potencia. En el servicio complementario de control de tensión (PO 7.4), se endurece la validación: cualquier ausencia de medida en tiempo real invalida la muestra; se eleva del 75% al 90% el porcentaje mínimo de muestras en cumplimiento por hora; se especifica que, para la modalidad básica fuera del RD 413/2014, ese 90% se calcula solo sobre las muestras con tensión fuera de los rangos por defecto, y se incrementa el muestreo a 60 valores por periodo. También se detallan tolerancias de reactiva y de tensión y se publicarán penalizaciones por proveedor cuando proceda. Las medidas tendrán carácter excepcional y acotado en el tiempo. Entrarán en

vigor al día siguiente de su publicación en el BOE, regirán durante 30 días naturales y podrán prorrogarse, a petición del Operador del Sistema, por periodos adicionales máximos de 15 días.

Red Eléctrica deberá informar diariamente a la CNMC sobre la implementación, el seguimiento y los efectos de las medidas. La resolución se notificará a REE y a OMIE. La propia propuesta advierte de posibles impactos en mercados y servicios: un endurecimiento de condiciones podría reducir oferta efectiva y competitividad y/o elevar costes trasladados a la demanda. Por eso subraya su temporalidad mientras se completan los trabajos estructurales ya en curso tras la aprobación del PO 7.4 el 12 de junio de 2025, que habilita a más instalaciones a regular tensión dinámicamente bajo consignas del Operador del Sistema, con la expectativa de mejorar la rapidez de respuesta y la seguridad global.

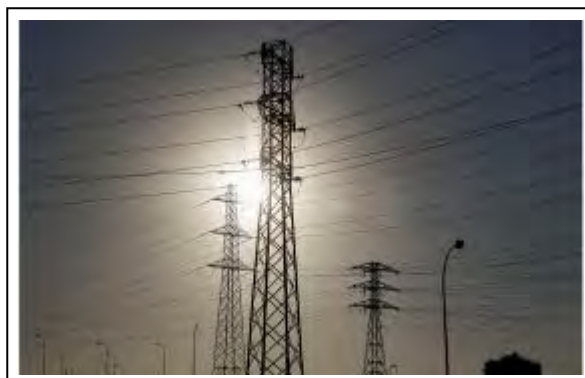
Red Eléctrica espera poder activar que las renovables controlen la tensión a partir del primer trimestre de 2026

Elperiodicodelaenergía.com, 8 octubre de 2025

El operador del sistema comenzará a lo largo de este mismo mes a hacer pruebas para la habilitación de instalaciones

Red Eléctrica de España (REE) espera que las energías renovables puedan comenzar a controlar la tensión del sistema eléctrico español **a partir del primer trimestre de 2026**, cuando entre en vigor el nuevo Procedimiento de Operación 7.4, recientemente aprobado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Así lo ha comunicado la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) durante la presentación de su informe anual, aludiendo a las previsiones de REE, y confirmado el propio operador de sistema a El Periódico de la Energía.



Además, el operador del sistema ha confirmado que la fase operativa para la puesta en marcha está a punto de arrancar. **“A lo largo de este mismo mes se van a empezar a hacer pruebas para la habilitación de instalaciones”** detalla REE a este medio. Este proceso es crucial, ya que implica que cada planta renovable debe superar pruebas eléctricas y de comunicaciones para que su sistema de control se integre con la gestión centralizada de REE.

Medidas

Hasta la plena generalización del P.O. 7.4, REE mantendrá una serie de medidas transitorias para asegurar la estabilidad del sistema. **“No es conveniente aventurarse ahora mismo a decisiones futuras”** señala Red Eléctrica.

Entre estas medidas se incluyen la aplicación de rampas de potencia —que son límites temporales en la rapidez de entrada y salida de potencia de las instalaciones— y el uso de la “operación segura”. Este modo operativo implica una mayor participación de las centrales térmicas para mantener los márgenes de control de tensión necesarios durante la fase de transición.

El operador asimismo enfatizó en la **naturaleza dinámica de la gestión de la red**, que debe **adaptarse a la realidad del sistema**. “La operación se va adaptando a la propia evolución del sistema” señala. En este sentido, la utilización de las capacidades de las instalaciones para limitar sus rampas de variación de potencia “va ligada a como está evolucionando el sistema y del comportamiento de los agentes que se conectan,” siendo la “efectiva puesta en marcha del nuevo PO” uno de los **factores clave** que influirá en el futuro de estas medidas.

La implementación efectiva del P.O. 7.4 requiere un proceso de habilitación individualizado. Cada planta de generación debe superar rigurosas pruebas eléctricas y de comunicaciones. El Power Plant Controller

(PPC) de cada instalación —el sistema que coordina los inversores— debe integrarse con los centros de control que gestionan el servicio.

Apagón

La urgencia de modernizar la gestión de la tensión se ha visto dramáticamente subrayada por el apagón del pasado 28 de abril. Este evento no solo puso en evidencia diversas deficiencias en la gestión, sino que también coincidió con un periodo de alta tensión en el sistema.

Según la información conocida hasta el momento, en los días e incluso minutos previos al suceso, **se registraron oscilaciones de más de 15 kV en apenas un segundo en varios puntos críticos de la red**. De hecho, el informe fáctico de ENTSO-E (la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión) conocido la semana pasada detalla la secuencia de inestabilidad. “A partir de las 12:32:57 CET y en los 20 segundos siguientes, se registraron presuntamente una serie de cortes de suministro en el sur de España, con una potencia estimada inicialmente de 2.200 MW. Como consecuencia de estos eventos, la frecuencia disminuyó y se observó un aumento de la tensión en España y Portugal” reza el informe.

Actualización de la gestión de la tensión

La necesidad de esta actualización no es nueva. El Procedimiento de Operación 7.4, que regula el servicio complementario de control de tensión en la red de transporte, llevaba sin actualizarse desde el año 2000. Ya en septiembre de 2020, **REE advertía en sus Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad sobre los riesgos de estabilidad de la frecuencia y la aparición de problemas de sobretensión** en periodos valle y llano debido a la entrada masiva de renovables, instando a adaptar la normativa técnica a un sistema cada vez más variable y capacitivo.

nuevo servicio basado en mecanismos de mercado, remitiendo la propuesta definitiva a la CNMC en 2021. La CNMC lanzó en 2022 su primer "sandbox" regulatorio (proyecto demostrativo) para validar el nuevo procedimiento en condiciones reales, poniendo a prueba la capacidad técnica de la generación renovable para prestar el servicio de forma dinámica.

En 2023, se lanzó un segundo proyecto para constatar la capacidad de respuesta de la demanda frente a incentivos económicos. A partir de las conclusiones de estos proyectos, REE remitió en marzo de 2024 una nueva propuesta que incorporaba incentivos económicos para la prestación dinámica, la cual finalmente ha sido aprobada por la CNMC en junio.

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

Unidos somos más fuertes