

nes. Ese cambio operativo se tradujo en una gestión más conservadora del sistema, con mayor presencia de generación síncrona, de los ciclos combinados de gas en particular, y un control más estricto de determinados parámetros relacionados con la estabilidad, la tensión y la inercia de la red.

Desde el punto de vista de la seguridad del suministro, la decisión resulta perfectamente comprensible. Ningún operador eléctrico puede permitirse asumir riesgos adicionales después de un episodio de esa magnitud. Sin embargo, ese refuerzo operativo tiene efectos colaterales.

Cuanto mayores son las exigencias para mantener la estabilidad de la red, menor margen existe para integrar toda la generación renovable disponible en determinadas horas del día.

Pero no toda la culpa del aumento del ERNI se puede atribuir únicamente al apagón. La realidad es bastante más compleja. España ha conectado en pocos años decenas de gigavatios de nueva poten-

Tres parones a la industria en lo que va de año para blindar el sistema

► La estabilidad del sistema eléctrico español volvió a depender el miércoles pasado de la capacidad de la gran industria, que se vio forzada a detener temporalmente su consumo para estabilizar el sistema. Red Eléctrica activó por segunda vez en una semana el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), un mecanismo extraordinario por el que las industrias adheridas reducen o interrumpen su actividad por una compensación económica cuando el operador del sistema detecta que la oferta de generación resulta insuficiente para cubrir la demanda

prevista con los márgenes de seguridad exigidos. La última activación se produjo el miércoles a las 22:18 horas y se prolongó hasta la medianoche. Apenas una semana antes, durante la semifinal mundialista entre Inglaterra y Argentina del pasado 15 de julio, el operador había recurrido al mismo procedimiento por motivos idénticos. Coincidió una demanda eléctrica superior a la prevista y una producción eólica inferior a la esperada debido a la ausencia de viento. Ya son tres las activaciones del SRAD en lo que va de año.

cia renovable, especialmente solar fotovoltaica, mientras el desarrollo de las redes de transporte, el almacenamiento y la demanda flexible avanza a un ritmo considerablemente inferior.

A ello se añade una fuerte concentración territorial de nuevos parques en determinadas zonas donde las infraestructuras eléctricas empiezan a mostrar síntomas de saturación.

El resultado es un fenómeno que hasta hace muy poco apenas ocupaba unas líneas en los informes técnicos y que hoy se ha convertido en uno de los principales indicadores para inversores, comercializadoras, productores independientes y operadores de mercado.

Porque el aumento del ERNI no solo implica que parte de la electricidad limpia deja de producirse. Tiene consecuencias económicas mucho más amplias.

Cada megavatio hora limitado reduce los ingresos esperados por las instalaciones afectadas, incrementa el riesgo de volumen para quienes financian nuevos proyectos y modifica la valoración de los contratos de compraventa de energía a largo plazo.

También aumenta el valor estratégico del almacenamiento mediante baterías, de la gestión flexible de la demanda y de tecnologías capaces de desplazar consumo hacia las horas de mayor producción renovable, las diurnas.

De hecho, el precio medio capturado (el ingreso promedio real que recibe una central eléctrica en el mercado mayorista) de energía fotovoltaica rondó los 29 euros en junio y los 19 euros en el conjunto del año, con diferencia el más económico. De esta manera, la fotovoltaica es la renovable con un factor de apuntamiento inferior, según los datos recabados por APPA Renovables.

El factor de apuntamiento es el cociente entre el precio capturado de una tecnología concreta y el precio medio general. Si el coeficiente es inferior a 1, indica que esa tecnología está vendiendo su energía por debajo de la media del mercado por producir en horas de menor demanda o mayor satura-

ción de oferta. En el caso de la fotovoltaica está en 0,43 en junio pasado y en 0,38 en lo que va de año, más de la mitad que el de la eólica.

Señales del mercado

El mercado eléctrico lleva meses enviando señales en esa misma dirección. Las horas con precios cercanos a cero o incluso negativos se han multiplicado. Los ingresos capturados por la energía fotovoltaica se deterioran progresivamente durante las horas centrales del día.

Los servicios de ajuste adquieren cada vez mayor peso en la operación del sistema y la volatilidad intradiaria aumenta conforme crece la penetración renovable.

No son fenómenos independientes. Todos responden a una misma realidad: España produce mucha electricidad limpia al mismo tiempo y todavía no dispone de suficiente capacidad para aprovecharla plenamente.

Y ahí reside la verdadera paradoja. El incremento del ERNI no demuestra que sobren renovables. Demuestra precisamente lo contrario. España continúa siendo uno de los países europeos con mayor dependencia energética del exterior, cercana al 68% en 2024, pese

al extraordinario crecimiento de la generación renovable.

El reto no pasa por frenar la instalación de nuevos parques eólicos o fotovoltaicos, sino por acelerar aquello que durante años permaneció en un segundo plano: redes de transporte y distribución más robustas, almacenamiento a gran escala, interconexiones internacionales, electrificación industrial, centros de datos, producción de hidrógeno renovable y una demanda mucho más flexible.

Durante la última década el cuello de botella de la transición energética era generar electricidad limpia. Los datos de 2026 sugieren que ese obstáculo empieza a desplazarse.

El nuevo desafío ya no consiste únicamente en producir más energía renovable, sino en conseguir que el sistema sea capaz de integrarla sin sufrir oscilaciones que lo pongan en riesgo.

