

El nuevo retraso en la interconexión obliga a acelerar en baterías para evitar vertidos masivos

5:53 Estimated 1234 Words ES Language

ENERGÍA

El Gobierno reconoce que los dos nuevos cables con Francia no estarán listos hasta 2035. Sin almacenamiento, el desperdicio de energía limpia se multiplicará

Ignacio Fariza

Madrid - 03 OCT 2024 - 05:15 CEST

España tira la toalla definitivamente: los proyectos de interconexión eléctrica entre Aragón y los Pirineos Atlánticos y entre Navarra y las Landas, vitales para exportar el excedente eléctrico diurno e inicialmente previstos para 2030, no estarán listos hasta cinco años más tarde. Como pronto. Este nuevo retraso, incluido en la última versión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que el Gobierno remitió la semana pasada a Bruselas, aboca a España a aceler...

Suscríbete 1 año por ~~132~~ 29 €

¡Solo con Google!

Seguir leyendo

Ya soy suscriptor

—

ar el paso en almacenamiento para evitar un desperdicio ingente de energía en las horas solares y estabilizar la curva de precios.

Hasta ahora, las autoridades españolas contaban con ambos cables pirenaicos para elevar la capacidad de intercambio con el resto de Europa en cuatro gigavatios (GW) en 2030, dos por interconexión. Sumados a los 2,8 actuales y los 2,2 previstos para el tramo final de la presente década, cuando entrará en funcionamiento el del golfo de Vizcaya, el saldo disponible a principios de la próxima década iba a quedar, así, en ocho gigas. Finalmente serán cuatro. Con otros cuatro pendientes para un lustro después.

Las implicaciones de esta demora, la enésima en las interconexiones con el resto del continente europeo, son básicamente dos: un sobrante de energía cada vez mayor en la muy soleada península Ibérica y unos precios cada vez más deprimidos en las horas centrales de la jornada, en las que los valores cero (y negativos) son y serán una realidad cada vez más recurrente. El antídoto, solo uno: ampliar las hoy escasas opciones de almacenamiento —y, sobre todo, baterías— para poder utilizar toda esa energía excedentaria

cuando se pone sol. Eso elevaría ligeramente los precios mayoristas de la luz en las horas centrales de la jornada y los reduciría por las noches.

“No había tiempo material para llegar a 2030: nunca tuvieron sentido estas fechas”, apunta Javier Revuelta, senior principal de la consultora energética Afry. “Francia, de hecho, no solo no tiene esas dos interconexiones nuevas en su PNIEC sino que ya pone en duda que pueda tener sentido desde el punto de vista de coste y beneficio”. Si no se quiere frenar la inversión en fotovoltaica al sur de Pirineos, añade, “la única forma posible es aumentar el almacenamiento o el consumo: más centros de datos, más vehículos eléctricos, más hidrógeno... Son las únicas formas de que cuadre”.

Consciente de esta encrucijada, en el mismo documento en el que reconoce este retraso en una interconexión que nunca gustó en París, el propio Gobierno español eleva tanto sus previsiones de demanda de electricidad como —sobre todo— las de almacenamiento, que contrastan con un tajo sustancial en las exportaciones. En el primer caso, pasa de proyectar un aumento en el consumo del 5% en 2030 respecto a los niveles de 2019 a un alza del 34%. En el segundo, el salto es de 20 a 22,5 gigavatios (GW), con un papel cada vez más predominante de las baterías.

“Técnicamente es perfectamente posible: la tecnología está ahí y es, de hecho, y lo que hace falta es mejorar los ingresos que reciben las baterías únicamente. Solo con el arbitraje de precios aún no da”, constata Revuelta. “Urgía antes y urge aún más ahora: es la única forma de poder integrar todas las renovables que vienen”. Sin una solución, el riesgo para los desarrolladores fotovoltaicos es máximo, con la rentabilidad de sus proyectos cada vez más en tela de juicio.

Las cifras son claras: “Un cable nuevo de interconexión te da dos gigas en 10 años, mientras que las baterías te pueden dar 10 gigas en dos años”, ilustra el consultor de Afry. “Que no vayamos a tener más capacidad de intercambio no es un drama si somos capaces de compensarlo con más baterías, que son incluso más efectivas desde el punto de vista del coste”. La clave, dice, es destinar los aproximadamente 2.000 millones que iba a tener que pagar España por la ampliación de la capacidad de intercambio con el resto de Europa vía Francia a ayudas baterías. “Por lo que iba a costar los dos gigas de la interconexión, se pueden incentivar 10 gigas de baterías. Y mucho más rápido”.

“Necesitamos tanto instalar baterías como aumentar la flexibilidad de la demanda para llevarla a las horas solares. Junto con la electrificación, donde el nuevo PNIEC sí es mucho más ambicioso, deben ser las prioridades”, urge Luis Atienza, exministro y expresidente de Red Eléctrica de España (REE). “El coste de incurrir en una posible sobreinversión, también en redes, es menor que el de no llegar o tener vertidos masivos en determinadas horas del día”. La hoja de ruta recién salida del horno, recuerda, ya eleva los desperdicios de energía hasta el entorno del 7% en 2030, prácticamente el doble que hoy. Una cifra que podría multiplicarse exponencialmente si la ambición en esos ámbitos no es la necesaria.

“Ya está bastante claro que vamos a tener el *mix* eléctrico más limpio y más barato de Europa, pero a cambio nos exige unos pagos por capacidad para almacenamiento y para hacer que la demanda sea más flexible. Incluso así seríamos más competitivos, pero hay que ponerse a ello para evitar vertidos masivos

de electricidad”, desarrolla Atienza. Una exigencia que procede del propio sector renovable: “Seguimos a la espera de una regulación específica que atraiga inversiones y desarrolle el almacenamiento en España, que será fundamental para integrar la potencia renovable prevista para los próximos años”, zanja desde la patronal APPA.

La foto fija de las principales potencias mundiales en energía solar fotovoltaica deja a España en mal lugar en el capítulo de baterías. Mientras que Alemania, Australia, Chile o California ya tienen conectado a la red un volumen creciente —y ya importante— de pequeñas y grandes baterías, aquí la actividad prácticamente se limita a instalaciones domésticas e industriales y a proyectos piloto.

Tu suscripción se está usando en otro dispositivo

¿Quieres añadir otro usuario a tu suscripción?

Añadir usuarioContinuar leyendo aquí

Si continúas leyendo en este dispositivo, no se podrá leer en el otro.

¿Por qué estás viendo esto?

Flecha

Tu suscripción se está usando en otro dispositivo y solo puedes acceder a EL PAÍS desde un dispositivo a la vez.

Si quieres compartir tu cuenta, cambia tu suscripción a la modalidad Premium, así podrás añadir otro usuario. Cada uno accederá con su propia cuenta de email, lo que os permitirá personalizar vuestra experiencia en EL PAÍS.

En el caso de no saber quién está usando tu cuenta, te recomendamos cambiar tu contraseña aquí.

Si decides continuar compartiendo tu cuenta, este mensaje se mostrará en tu dispositivo y en el de la otra persona que está usando tu cuenta de forma indefinida, afectando a tu experiencia de lectura. Puedes consultar aquí los términos y condiciones de la suscripción digital.

Sobre la firma

Ignacio Fariza

Es redactor de la sección de Economía de EL PAÍS. Ha trabajado en las delegaciones del diario en Bruselas y Ciudad de México. Estudió Económicas y Periodismo en la Universidad Carlos III, y el Máster de Periodismo de EL PAÍS y la Universidad Autónoma de Madrid.

Tu comentario se publicará con nombre y apellido

[Normas](#)

Rellena tu **nombre y apellido** para comentar[completar datos](#)

[Suscríbete en El País para participar](#)[Ya tengo una suscripción](#)

Más información



[El sector solar apremia a instalar baterías para evitar un frenazo en renovables](#)

[Ignacio Fariza](#) | Madrid

Archivado En

- [Economía](#)
- [Energía](#)
- [Energía eléctrica](#)
- [Energía solar](#)
- [Solar fotovoltaica](#)
- [España](#)
- [Francia](#)