

Cáceres, Zaragoza, La Coruña y Cuenca: las provincias con más congestión de red de España, un tapón para más renovables

Exceso de **renovables**, lejanía a los centros de **demanda**, insuficiente **infraestructura** de red eléctrica... La congestión de los **nudos del sistema** se ha multiplicado en los últimos años y, si nadie lo remedia, seguirá aumentando en los próximos ejercicios.

Un problema que tiene una consecuencia directa sobre la rentabilidad de los proyectos renovables, ya que no se puede utilizar y, por tanto, retribuir toda la energía que se genera porque hay que tirarla. El motivo, que no cabe más en la red. Es lo que se conoce como *curtailments*. Y conocer el riesgo de restricción es **un factor en las decisiones de inversión de nuevos proyectos**.

Son las principales conclusiones del último informe de la consultora especializada en energía **Aurora Energy Research**, que señala que su modelo de flujo de energía nodal prevé un fuerte aumento de la restricción para 2030, especialmente en **Cáceres, Cuenca, La Coruña, Soria y Zaragoza**.



Invertia

"Es revelador ver qué áreas se espera que tengan una mayor restricción, incluso teniendo en cuenta los futuros desarrollos de la red. Se prevé que Cáceres, Cuenca, La Coruña, Soria y Zaragoza aumenten considerablemente las restricciones para 2030", señala **Ángel Plaza**, analista energético de Aurora en redes sociales.

La restricción de la red ha aumentado en España en los últimos años, alcanzando los **1,7 TWh en 2024**, un aumento del **13%** respecto a 2023. Este fenómeno es localizado, dependiendo en gran medida de la capacidad de generación instalada, la demanda y la topología de la red.

En cualquier caso, los costes de gestión de la congestión se han disparado, de una media anual de **390 millones de euros en el periodo 2017-2020 a 1.700 millones de euros en 2023 y 2.500 millones en 2024**, [lo que añade presión financiera a los participantes del mercado](#).

Con la expansión del hidrógeno y el rápido desarrollo de la energía eólica, estos riesgos seguirán aumentando si no se abordan adecuadamente, dice Aurora. Incluso con **los refuerzos planificados de la red, persisten las limitaciones de transmisión**, ya que la capacidad renovable crece a un ritmo mayor que las mejoras de infraestructura.

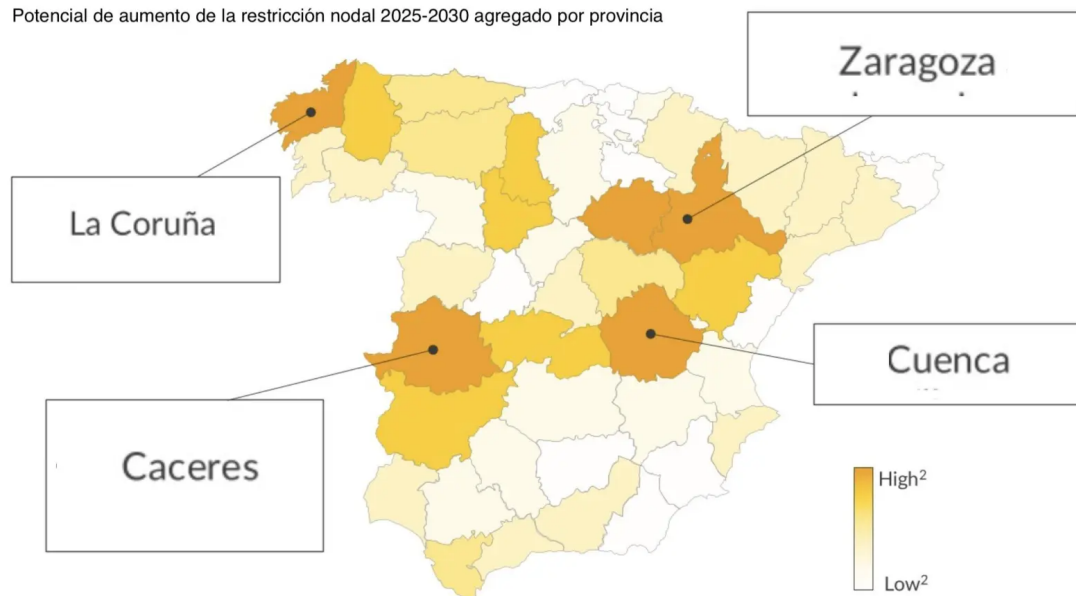
Vertidos económicos

No hay duda. España enfrenta problemas de transmisión, ya que las líneas eléctricas tienen una capacidad insuficiente para transportar la electricidad desde los puntos de generación hasta los centros de demanda. Las **energías renovables están situadas lejos de dichos centros**, lo que genera presión sobre la red y desincentiva la construcción de nueva capacidad.

De hecho, **el 25% de la demanda se concentra en Barcelona (32 TWh) y Madrid (27 TWh)**, mientras que casi la mitad de las provincias españolas representan en conjunto solo alrededor del **15% del consumo total**.

El modelo de flujo de energía nodal de Aurora prevé un alto aumento de las restricciones para 2030 en Cáceres, Cuenca, La Coruña, Soria y Zaragoza

Potencial de aumento de la restricción nodal 2025-2030 agregado por provincia



1) Measured as the increase of forecasted curtailment percentage between 2025 and 2030. 2) High/low curtailment percentage increase.

Sources: Aurora Energy Research

El modelo de flujo de energía nodal de Aurora prevé un fuerte aumento de la restricción para 2030 en Cáceres, Cuenca, La Coruña, Soria y Zaragoza. Aurora Energy Research

Hay ciertas provincias con alta generación renovable que exportan a otras regiones y sufren y sufrirán congestiones y vertidos de red, señalan los expertos de Aurora a EL ESPAÑOL-Invertia.

La **energía solar fotovoltaica** se encuentra principalmente en el suroeste del país, con **Badajoz** como la provincia con mayor capacidad instalada. Por su parte, la **eólica terrestre** está concentrada principalmente en **Aragón y Galicia**. En cuanto al caso específico de La Coruña, estiman que **su capacidad eólica se duplicará para 2030**, pasando de **2,2 GW a 4,1 GW**, lo que generará un **incremento en los vertidos de red**.

"La inversión en infraestructura eléctrica se vuelve cada vez más urgente ante el crecimiento de la demanda", concluyen los expertos.

"Proyectamos que **la demanda industrial crecerá a una tasa del 1,9% interanual**, alcanzando **los 119 TWh en 2050**. Esta falta de inversión en la red se puede observar en que se han empezado a **rechazar proyectos de centros de datos en Aragón**, por ejemplo", añaden.

Problemas por provincias

Los flujos de energía evolucionan [en función de los cambios en la generación, la demanda y la capacidad de transmisión](#), pero según el informe, en el caso de **La Coruña**, este territorio experimenta un importante despliegue de **energía eólica** con una **infraestructura limitada**, lo que incrementa la restricción.

Para Aurora, la amplia cartera actual de renovables provocará una mayor restricción en **Cáceres**, donde los flujos de energía también se verán afectados por **el cierre de la central nuclear de Almaraz**.

Además, la expansión proyectada de la **red** en **Zaragoza y Soria** va por detrás del despliegue de **renovables** planificado, lo que aumenta la probabilidad de que aumenten las restricciones.

Y por último, la expansión de la energía **solar fotovoltaica** en **Cuenca** sobrecargará la infraestructura de la **red**, lo que incrementará las restricciones.

Las restricciones en un nodo se deben a restricciones técnicas en esa zona de la red, es decir, que responden a que hay una capacidad de transmisión limitada para transferir flujos de energía entre nodos. Por consiguiente, los cambios en los flujos de energía pueden provocar variaciones en las restricciones, y [las restricciones aumentan si los nuevos flujos de energía introducen más restricciones que antes](#).

Además, la capacidad de transmisión limitada en una zona específica contribuye a las restricciones, de igual manera que el exceso de generación en una zona también puede impulsar las restricciones.