



Red Eléctrica España publica los mapas de demanda: solo el 25% de los nudos de transporte tiene capacidad disponible - Energía Estratégica

- La red de transporte eléctrica registra un 75% de ocupación nodal, con 129 GW de generación renovable, 16 GW de almacenamiento y 19 GW de consumo con permisos otorgados. El operador incorpora por primera vez la perspectiva del consumo al esquema oficial de acceso.



<https://www.energiaestrategica.com/red-electrica-espana-publica-los-mapas-de-demanda-solo-el-25-de-los-nu...>

Emilia Lardizabal

Lunes, 23 febrero 2026

Compartir:

España, Home Bloque 1, BESS, Energía Solar, Energías Renovables

Red Eléctrica de España publicó por primera vez los mapas de capacidad de acceso de la demanda en la red de transporte, incorporando formalmente la perspectiva del consumo al esquema de acceso y conexión. La fotografía resultante muestra una red altamente tensionada: **solo el 25% de los nudos dispone actualmente de capacidad para nueva demanda**, ya sea por prelación general o mediante concurso.

El operador del sistema detalla que en la red de transporte existen permisos de acceso y conexión otorgados por un volumen de **129 GW en instalaciones eólicas y fotovoltaicas**, a los que se suman **16 GW en almacenamiento** y **19 GW en instalaciones de demanda**. Este nivel de compromiso explica la elevada ocupación nodal que reflejan los nuevos mapas.

En el caso de la demanda, desde la aprobación de la planificación vigente en 2022 se han otorgado **11,8 GW de capacidad para nuevas cargas**, sin que hasta el momento ninguna de ellas haya entrado en operación. Estas instalaciones disponen de un plazo de cinco años desde la concesión del permiso para su puesta en servicio.

El volumen de demanda con permisos ya concedidos y pendiente de conexión exclusivamente a la red de transporte representaría, en términos agregados, un incremento cercano al **25% de la demanda eléctrica actual del país**, lo que introduce un elemento adicional de presión sobre la planificación y sobre la capacidad real de absorción del sistema.

Según los datos actualizados, el sistema presenta **38.646 MW disponibles para demanda con interfaz de electrónica de potencia (CEP) que cumple huecos de tensión**, valor calculado como el mínimo margen no ocupado bajo criterios WSCR, estático generación y dinámico 1. En paralelo, la capacidad disponible para almacenamiento CEP asciende a **92.887 MW**, correspondiente al mínimo de los márgenes no ocupados bajo criterios estático almacenamiento y dinámico.

El fichero oficial de la Dirección General de Operación desglosa la **capacidad de acceso ocupada por demanda y almacenamiento por posición de conexión**, diferenciando entre potencia en servicio y potencia pendiente de puesta en servicio. Además, identifica nivel de tensión, comunidad autónoma y tipo de red (transporte o distribución), permitiendo localizar la saturación efectiva: en numerosos nudos de **400 kV se observan más de 300 MW ya comprometidos**, e incluso posiciones que superan los **500 MW entre capacidad en servicio y pendiente**, lo que evidencia una elevada concentración de ocupación en determinadas zonas del sistema.

Hasta ahora, los promotores contaban únicamente con la fotografía de generación. Con esta publicación, el operador del sistema añade visibilidad sobre el margen disponible para nuevos consumos y almacenamiento, bajo los tres criterios técnicos aplicables: estático, dinámico y, cuando corresponde, potencia de cortocircuito.

A nivel territorial, Galicia concentra **9.309 MW disponibles para demanda CEP**, Castilla y León **7.855 MW** y Andalucía **7.434 MW**, posicionándose como las comunidades con mayor margen agregado. En almacenamiento, Castilla y León supera los **18.000 MW disponibles**, Aragón ronda los **11.000 MW**, y Andalucía y Galicia superan los **10.000 MW**, lo que convierte a estas regiones en polos potenciales para el desarrollo de flexibilidad.

Estos valores agregados, sin considerar binudos, constituyen una referencia clave para proyectos industriales, electrificación de procesos, centros de datos, hidrógeno y almacenamiento a gran escala. **Desde APPA Renovables destacan que se trata de “una referencia clave para el desarrollo de proyectos de demanda y almacenamiento”**.

La asociación advierte que “la capacidad puede verse condicionada por reservas para concursos, zonas de capacidad compartida o valores de referencia pendientes”, lo que exige un análisis detallado nodo por nodo. En ese sentido, los márgenes publicados reflejan la situación bajo los criterios técnico-regulatorios aplicables, pero no garantizan disponibilidad automática.

La nueva publicación incorpora además el volumen total de permisos otorgados de demanda firme y almacenamiento, el margen disponible aún otorgable y el criterio limitante en cada nudo, la diferenciación entre consumos CEP1 y CEP2, y la capacidad de acceso de la red de distribución cuando existe valor de referencia acordado. Este último punto resulta determinante en territorios donde la coordinación transporte-distribución condiciona la viabilidad real de los proyectos.

Durante el webinar sectorial posterior a la publicación se remarcó que la herramienta busca dotar al mercado de visibilidad anticipada para planificar inversiones, especialmente en un entorno con alta penetración renovable. Se subrayó que la lectura debe realizarse considerando que el valor publicado es siempre el mínimo técnico entre criterios, lo que puede hacer que un único factor —como la potencia de cortocircuito— limite completamente el desarrollo en un nudo concreto.

El movimiento llega en un contexto marcado por **vertidos renovables, precios negativos y elevada capacidad copada en numerosos nudos**, donde la demanda flexible se posiciona como herramienta estructural para equilibrar el sistema. En el webinar posterior a la publicación se remarcó que la incorporación de la perspectiva de la demanda permite alinear generación y consumo bajo una misma lógica de planificación.

Desde UNEF subrayan que permitir el acceso del almacenamiento como consumo flexible tiene impacto económico directo. Según datos del sector citados por la asociación, “un activo que no puede consumir de red percibe 20.653 euros/MW menos que si pudiera haber estado conectado”, lo que implica aproximadamente un **9% menos de ingresos anuales** en el escenario 2025. Asimismo, detallan que durante el segundo y tercer trimestre se registra una caída media cercana al 5%, mientras que a partir de octubre la brecha alcanza hasta el 14% en determinados meses.

Para la asociación fotovoltaica, esta diferencia demuestra la urgencia de acelerar las conexiones del almacenamiento como consumo flexible, en un contexto de creciente apetito por parte de la demanda y el almacenamiento.

Con esta actualización, Red Eléctrica amplía el nivel de detalle disponible para el análisis de acceso y conexión, incorporando formalmente la variable de demanda en la planificación nodal. A partir de ahora, generación, almacenamiento y consumo flexible quedan expuestos bajo un mismo esquema técnico, lo que modifica la forma en que se evalúa la viabilidad de nuevos desarrollos.

Para utilities, fondos de inversión, promotores de almacenamiento y grandes consumidores industriales, la nueva cartografía introduce un marco más preciso para la toma de decisiones sobre ubicación, potencia y calendario de proyectos. El siguiente paso dependerá de cómo evolucionen los procesos de acceso, las reservas para concurso y la coordinación regulatoria, factores que condicionarán la materialización real de los **38.646 MW de demanda y 92.887 MW de almacenamiento** identificados como margen disponible.