



Alemania puede conectar 150 GW solares más en 1.313 subestaciones rurales con baterías, según Fraunhofer IEE

- Fraunhofer IEE cifra en 150 GW la fotovoltaica adicional conectable en 1.313 subestaciones alemanas si 60 GW de baterías absorben los picos.



<https://www.moncloa.com/2026/09/21/150-gw-solares-alemania-baterias-3435342/>

Elena Ríos

Lunes, 21 septiembre 2026

Alemania podría sumar **150 GW solares** sin apenas construir red nueva: **Fraunhofer IEE** calcula que 1.313 subestaciones rurales admiten esa potencia extra si 60 GW de baterías absorben los picos de generación.

El potencial que duerme bajo 1.313 subestaciones rurales

El estudio lo firma el **Fraunhofer IEE**, el instituto alemán de economía energética y análisis de sistemas, por encargo de **BSW-Solar**, la patronal fotovoltaica del país. Sobre una muestra de 1.313 subestaciones rurales con alta cuota renovable, el cálculo arroja un potencial teórico de expansión de unos 150 GW de fotovoltaica adicional y **60 GW de almacenamiento en baterías**.

La base del trabajo no es una simulación a escala nacional. Los investigadores partieron de **datos reales de operación de 20 transformadores repartidos en 13 subestaciones** y extrapolaron su comportamiento al conjunto mediante análisis de similitud. El foco está puesto en la capacidad de transformación que hoy se queda infrautilizada.

Publicidad

Porque los transformadores no se saturan las 24 horas. Alcanzan su límite de forma intermitente, en las horas de máxima producción solar, y después vuelven a operar muy por debajo de su tope. Una batería gestionada con inteligencia absorbe ese pico y devuelve la electricidad a la red horas más

tarde, una aplicación directa del almacenamiento de energía junto al nudo. El detalle que lo hace viable es la **monitorización dinámica** : los flujos de potencia se miden y se limitan en tiempo real, y el almacenamiento ajusta su operación al estado real de la subestación.

El escenario de referencia que manejan los autores es contundente: la suma de las renovables ya instaladas y de la nueva fotovoltaica puede llegar al **200% de la capacidad nominal del transformador** . Con baterías dimensionadas para ese escenario, el recorte de producción, el **curtailment** , se quedaría en torno al **1% de media** en los transformadores analizados.

Un 1% de energía vertida es un peaje barato frente al coste de no conectar la planta y quedarse sin generarla.

Conviene leer la cifra con la letra pequeña delante. Los propios autores advierten de que esos 150 GW no son capacidad de conexión verificada ni disponible de inmediato: el trabajo no calcula cuellos de botella concretos ni evalúa el estado de los tramos de red aguas arriba y aguas abajo. Lo que mide es el potencial adicional que se abriría al explotar mejor, a lo largo del tiempo, la

capacidad de transformación que ya existe.

La red que ya está pagada puede rendir mucho más si la batería deja de ser un añadido y pasa a ser parte del sistema.

Y hay un sesgo metodológico que conviene no perder de vista: la mayoría de los transformadores analizados trabaja muy por debajo de su tope la mayor parte del año, lo que empuja la estimación hacia arriba. La cifra es un techo de laboratorio, no un plan de negocio.

El pulso político: lo que BSW-Solar pide en el paquete de red

BSW-Solar no ha encargado el estudio por curiosidad académica. Lo usa como munición en el debate sobre el **paquete de red** que prepara el Gobierno federal alemán. La patronal rechaza que amplias zonas se designen de forma permanente como 'zonas de cuello de botella', donde el despliegue renovable quedaría limitado por una nueva provisión de redespacho.

Sus propuestas se resumen en tres frentes:

Publicidad

- Más digitalización de las redes de media y alta tensión, para saber en tiempo real dónde hay capacidad libre.
- Despliegue de baterías de apoyo a la red en los nudos críticos, en lugar de cerrar la puerta a nueva generación.
- Permitir que, durante cuellos de botella temporales, el almacenamiento situado detrás del punto de conexión cargue con electricidad solar sin restricciones adicionales.

La asociación remite además a los procedimientos de subasta previstos en el artículo 11a de la Ley de Industria Energética (EnWG), el marco alemán para contratar almacenamiento y flexibilidad en

nudos congestionados. Es la vía que ya existe para pagar por servicios que la red necesita, y la patronal quiere que se use antes de prohibir nueva potencia.

Impacto ecológico en cifras

- **Potencial fotovoltaico adicional:** 150 GW teóricos en las 1.313 subestaciones rurales analizadas.
- **Almacenamiento asociado:** 60 GW de baterías para absorber los picos de generación.
- **Energía vertida:** en torno al 1% de media en el escenario de referencia del estudio.
- **CO2 evitado e inversión:** no detallados en la fuente oficial; el trabajo no calcula toneladas ni costes.

Lo que este modelo empuja en la cadena de suministro

El precedente importa tanto como la cifra. Alemania lleva años resolviendo su transición a golpe de obra: nuevas líneas, nuevos nudos, trámites que se cuentan en años. Este estudio propone el camino inverso, exprimir primero lo construido, y con ese giro el cuello de botella deja de ser el cobre para pasar a ser el software de control y la electrónica de potencia.

En España, Red Eléctrica y los operadores de distribución afrontan el mismo problema de nudos saturados en zonas de alta densidad solar, y la respuesta regulatoria apunta también a la flexibilidad y al almacenamiento en el punto de conexión. La diferencia es de escala y de urgencia.

La conexión europea no es casual. El paquete Fit for 55 y el plan de acción para las redes de la Comisión Europea repiten desde hace dos años que la flexibilidad y la digitalización deben ir antes que la obra nueva. Cada gigavatio que se conecta sin nueva infraestructura abarata la factura de la transición en el conjunto del mercado interior. La **Taxonomía Verde** mira de reojo estos proyectos: la inversión en almacenamiento y en digitalización de red computa como elegible, mientras que ampliar capacidad fósil no.

El efecto dominó llega hasta abajo. Si la capacidad de conexión se libera sin tender líneas nuevas, el fabricante de baterías encuentra un mercado en el nudo rural y no solo en el hogar; el instalador deja de esperar un permiso de años; y el consumidor industrial, que hoy paga la congestión en su factura, ve una vía para bajar costes. Vamos a los datos: sin esa palanca, la transición se encarece.

El Impacto Real para el Futuro

- **Beneficio medible:** hasta 150 GW de fotovoltaica y 60 GW de baterías adicionales aprovechando transformadores existentes, con un vertido estimado del 1%.
- **Modelo que cambia:** sustituye la lógica de ampliar la red antes de conectar por la de gestionar con inteligencia la capacidad ya instalada.
- **Para las próximas generaciones:** cada gigavatio conectado sin nueva infraestructura reduce el coste de la transición, el uso de suelo y el consumo de cobre.