FUNDACIÓN RENOVABLES

REDES DE DISTRIBUCIÓN

De freno a motor de la electrificación

2026

Documento elaborado por la **Fundación Renovables**.

Equipo que lo ha desarrollado:
Gonzalo Gómez, Ismael Morales, Raquel Paule y Maribel Núñez.
Maquetación: Alexandra Llave.
Comunicación: Alejandro Tena y Andrés Actis.

La **Fundación Renovables** también agradece la colaboración del Patronato y de sus amigos y amigas.

PATRONATO DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES
Presidente: Fernando Ferrando.
Vicepresidentes: Llanos Mora, Juan Castro-Gil y Mariano Sidrach de Cardona.
Patronos: José Luis García Ortega, Assumpta Farran, Daniel Pérez, Javier García Breva, Sara Pizzinato, María José Márquez y Manel Ferri.

FUNDACIÓN RENOVABLES
(Declarada de utilidad pública)
Calle Santa Engracia 108, 5º Int. Izda.
28003 Madrid
www.fundacionrenovables.org

Esta publicación está bajo licencia Creative Commons. Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.

Tabla de CONTENIDO

El nuevo paradigma de las redes eléctricas 4

Contexto europeo y español 8

Diagnóstico de las redes de distribución 18

Consideraciones sobre el diagnóstico 57

Propuestas de mejora 59

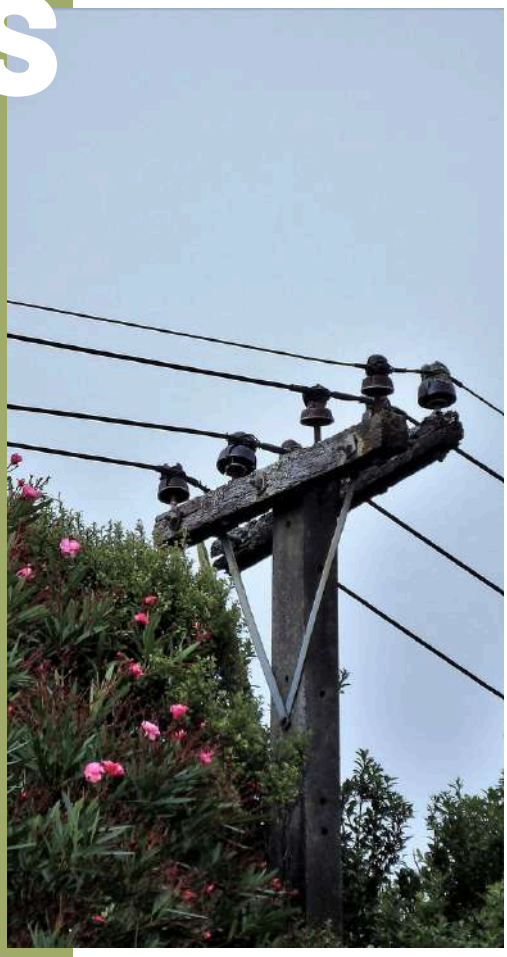
Conclusiones sobre las recomendaciones 69

Anexos 73

El nuevo paradigma de las REDES ELÉCTRICAS

Capítulo 01

El nuevo paradigma de las REDES ELÉCTRICAS



Una transformación necesaria y urgente

Es bien conocido que, a lo largo de los últimos años, en España se ha incrementado de forma notable la generación eléctrica con renovables.

Sin embargo, este crecimiento está encontrando un gran obstáculo para seguir avanzando hacia el objetivo de alcanzar una generación 100% renovable: **la red eléctrica.**

Esta infraestructura se ha convertido en un cuello de botella, incapaz de absorber, gestionar, distribuir y conectar toda la demanda eléctrica que está a la espera de obtener acceso. Otros problemas que destacar son la escasa modernización de la red, y el colapso en tramitación debido a las solicitudes de acceso cuyos proyectos no se han ejecutado aún. Sin embargo, el crecimiento de la generación eléctrica con renovables es necesario para descarbonizar la industria, la movilidad y la climatización y para desarrollar nuevos proyectos industriales o residenciales.

Las limitaciones de las redes eléctricas son una problemática y un reto compartido a escala global. Cualquier país que quiera alcanzar los escenarios de reducción de emisiones fijados para 2030 tiene que adaptar las redes eléctricas a través de su expansión, modernización y digitalización.

Éste es un ámbito en rápida evolución en el momento de publicación de este informe: desde el reciente anuncio del Gobierno de invertir más de 17.000 millones de euros en la red de transporte eléctrico hasta 2030, a la aprobación del Real Decreto 731/2026 del 16 de septiembre sobre inversiones estratégicas en el ámbito tecnológico y energético.

Esta transformación requerirá, según informes elaborados por Deloitte y Bloomberg NEF, 770.500 millones de euros anuales a escala mundial.

Sólo en Europa, la Comisión Europea (CE) estimó que es necesario invertir 730.000 millones de euros en el desarrollo de la red de distribución hasta 2040, con el fin de ampliar su capacidad y que ésta se alinee con los objetivos europeos de descarbonización.

A nivel nacional, si tenemos en cuenta que la última actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé una demanda de 353 TWh en 2030, frente a los 256 TWh de 2025, es evidente que ampliar la capacidad de las redes para añadir la conexión de 105 TWh nuevos es crucial para alcanzar los objetivos fijados. Además, los permisos concedidos para proyectos energéticos superan con creces los objetivos finales fijados, por ejemplo los 12 GW concedidos para conexiones de centros de datos, cuando la Estrategia de Inteligencia Artificial del Gobierno propuso solamente 2,5 GW.

INVERSIONES TOTALES ESTIMADAS EN EL PNIEC

308.000 M€
ENTRE 2021 Y 2030

52.360 M€
DESTINADO AL DESARROLLO Y RENOVACIÓN DE REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

De las inversiones totales estimadas en el PNIEC - 308.000 millones de euros entre 2021 y 2030- un 17 % se destinará al desarrollo y renovación de redes de transporte y distribución (52.360 millones de euros). Todas las inversiones contempladas en el PNIEC se cubrirán en un 82 % con financiación privada y el 18 % restante con pública. En paralelo a esta financiación, se están aprobando planes específicos de inversión en redes de distribución para adaptar la infraestructura local a la generación distribuida, el autoconsumo y nuevas demandas locales. Sin embargo, cabe mencionar el retraso con el que llegan estas medidas, ya que aunque el gobierno finalmente le concedió al MITECO la potestad de aumentar el porcentaje de retribución permitido respecto al PIB en julio de 2026, la consulta pública para esta normativa se había cerrado ya en octubre de 2025.

Respecto a la red de distribución, que es el objeto de este estudio, un porcentaje significativo de nudos presenta una saturación administrativa para la gestión de permisos de acceso (alrededor del 84 % según la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC)), lo que impide conectar nueva demanda en zonas cercanas. Esta saturación refleja el incremento de solicitudes de acceso y conexión de demanda derivado del desarrollo y la aparición de nuevos agentes y consumidores. No obstante, esto no se evidencia en las ratios físicas de la tasa de utilización real (la electricidad que circula por las redes), como analizaremos en los siguientes apartados. Esta realidad constata una saturación contractual (proliferación de permisos para proyectos que pueden no estar maduros y desarrollados) y no física. Evaluar esta distinción es esencial para proponer herramientas y medidas que aceleren la electrificación de nueva demanda, tanto de baja como de media tensión.

Objeto del estudio: la red de distribución

Ante la complejidad de la infraestructura de la red eléctrica y la falta de información, **el alcance de este estudio se limitará a analizar los principales retos de las redes de distribución en España**, excluyendo las de transporte. Es importante determinar hasta qué punto la red de distribución española actúa como factor limitante en la electrificación, clave para alcanzar los objetivos marcados en el PNIEC, que, a su vez, forman parte de la legislación elaborada para el cumplimiento del Acuerdo de París.

1

Este estudio pretende elaborar un **diagnóstico del estado de la red de distribución en España y su transparencia.** Se analiza su evolución desde que se dispone de datos abiertos del sector respecto a la capacidad libre, generación y escalones de tensión en los diferentes nodos de demanda. Es decir, se realiza un primer mapeo del estado de las redes de distribución en el territorio y sus condiciones técnicas, analizando la capacidad de acceso ocupada, la disponible y los tipos de tarifa.

2

Una vez identificadas las problemáticas resultantes, se proponen **una serie de medidas de mejora que permitan acelerar la electrificación en España.** Estas medidas se recopilarán tanto de las propuestas europeas incluidas en el ***Grid Package*** como de otras que se aplican en las redes de otros países de la Unión Europea (UE).

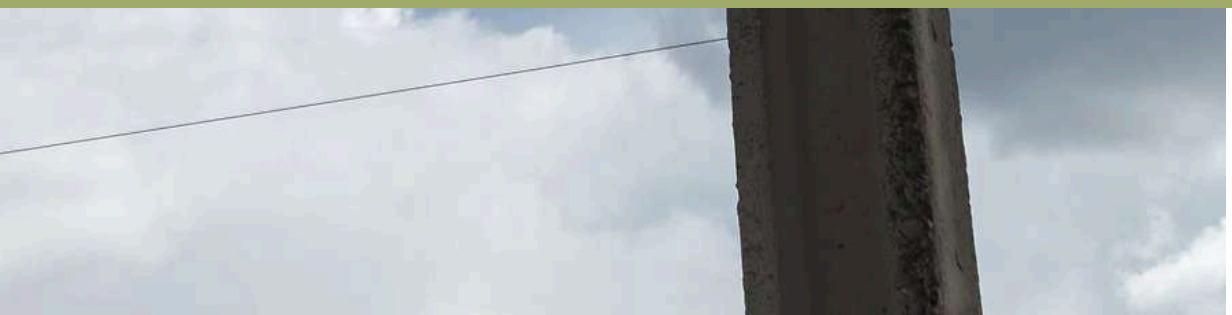
Los objetivos secundarios del estudio implican poner el foco en los problemas de conexión para las renovables y la demanda, en la falta de transparencia, en la gestión de permisos, en el retraso de la electrificación y en la flexibilidad de conexión. Para la obtención de los datos necesarios para la elaboración del diagnóstico, se analizarán los de fuentes públicas y en abierto como los de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), REE, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), empresas distribuidoras, operadores de red nacionales, legislación nacional, *Grid Pacakge* y organizaciones europeas, entre otras. Cabe mencionar que, al no disponer de acceso completo a los datos de las distribuidoras, existe un **factor limitante y crucial** para el desarrollo y alcance de este estudio desde el inicio, y es que se basa únicamente en los datos que son públicos.

En resumen, **el objetivo principal de este estudio es comprender cuales son las carencias y limitaciones actuales de la red de distribución** de cara a un aumento de la generación renovable y de aceleración de la electrificación, proponiendo una serie de medidas regulatorias y técnicas que desarrollar e implementar en el corto y medio plazo y que permitan solventarlas de una manera eficaz, costo eficiente y beneficiosa para los diferentes actores y consumidores.

Contexto europeo Y ESPAÑOL

Capítulo

02



Contexto europeo Y ESPAÑOL

Grid Package. El marco de la Unión Europea

Para modernizar, expandir y digitalizar las redes eléctricas la CE publicó el 10 de diciembre de 2025 el primer borrador del Paquete de Redes Europeo (**Grid Package**), texto que ha sido respaldado por el Consejo Europeo en junio de 2026, y que está actualmente en proceso de aprobación definitiva antes de finalizar 2026. Se trata de todo un plan legislativo en el que se incluyen modificaciones de reglamentos, directivas y recomendaciones prácticas, con el fin de integrar más energías renovables, fortalecer las infraestructuras energéticas transfronterizas y nacionales, maximizando el uso de las existentes y reduciendo tanto la dependencia como los precios de la electricidad.

European Commission

Grid Package

En esta línea se publicó una "**Guía sobre conexiones eficientes a la red**" dentro del paquete general. Su contenido incluye una serie de recomendaciones, buenas prácticas identificadas y aplicadas en Estados miembros, sin hacer vinculante su aplicación a nivel nacional. Entre las más destacadas y pioneras se incluyen las siguientes propuestas:

Planificación de la red basada en la cooperación.
Es necesario reforzar la cooperación estructurada entre el Operador del Sistema de Transporte (TSO por sus siglas en inglés), el Operador del Sistema de Distribución (DSO por sus siglas en inglés) y los usuarios de red (generadores, almacenamiento, industria, flujos de datos, transporte) con el objetivo de anticipar la ubicación de la demanda y generación futuras, evitando cuellos de botella. La guía propone la creación de zonas de aceleración a red, alineadas con las políticas energéticas, junto con planes de desarrollo de red que incluyan inversiones detalladas y mapas prospectivos de capacidad.

Transparencia total sobre la capacidad de la red.
Se han identificado como grandes problemas la falta de observabilidad en baja tensión, los retrasos de contadores inteligentes y el gran volumen de datos, puesto que suponen un freno para las renovables, la movilidad eléctrica y la electrificación en general. Entre las medidas principales se encuentran los mapas de capacidad para todos los niveles de tensión, actualizados mensualmente, de forma que incluyan parámetros como la capacidad actual, en cola y futura, junto con los refuerzos de red planificados.

Acuerdos de conexión flexible.
Es la herramienta principal para gestionar la escasez de capacidad de acceso en demanda en los nudos, tanto en media como baja tensión. Se permite limitar el acceso en momentos concretos, que pueden ser temporales (picos) o permanentes, y se pueden asociar a tarifas o peajes de red reducidos.

Gestión activa de las colas de conexión.
Cuestiona el clásico modelo de "primero en llegar, primero en ser atendido", causa de la actual saturación. En su lugar, se propone evolucionar hacia el "primero en estar listo, primero en ser atendido", priorizando hitos como permisos, financiación y suelo, dando así cabida a proyectos maduros y a eliminar la especulación.

También se incluyen modificaciones de **varias directivas clave para el desarrollo de las renovables y las redes (Directivas (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944, (EU) 2024/1788),** con el fin de acelerar la ejecución de los proyectos. Se revisan los largos trámites para los permisos, la falta de aceptación pública, los obstáculos financieros o las dificultades para compartir los costes entre los Estados miembros. Los siguientes puntos son los más destacados para nuestro estudio:

Planes decenales de red
Los planes de los TSO y DSO tienen que revisarse cada dos años, estar alineados con el PNIEC y priorizar la flexibilidad no fósil (respuesta a la demanda, almacenamiento). Además, se le da potestad al regulador, en caso de que el TSO y el DSO no ejecuten las inversiones clave para su desarrollo, para forzar licitaciones abiertas, obligando a aceptar capital externo y permitiendo la financiación por terceros actores interesados. Esta modificación es clave porque el regulador puede intervenir en el desarrollo de nuevas redes.

Beneficio local obligatorio para proyectos renovables mayores de 10 MW
Parte de los beneficios debe revertir en las comunidades locales (directa o indirectamente). Además, se crea la figura del facilitador independiente, financiado por el Estado (o vía tasa al promotor).

Se destaca el reiterado incumplimiento de los objetivos de interconexión europea, especialmente en el caso de España y Francia. El objetivo de interconexión entre países vecinos de la UE para 2030 debe alcanzar un 15% de la capacidad de generación eléctrica nacional. Se espera que la capacidad de interconexión entre España y Francia pase del 3% actual a un 5% cuando se termine el proyecto del Golfo de Bizkaia, valor que sigue muy lejos del objetivo incluso sumando las capacidades de conexión con Portugal y Marruecos, que porcentualmente son aún menores. Además, la forma en la que se calcula este valor implica que seguirá reduciéndose a medida que siga aumentando la capacidad de generación eléctrica nacional.

Para este trabajo se han analizado el contenido y las implicaciones de las diferentes modificaciones propuestas en el *Grid Package*, teniendo en cuenta las que impactan y refieren directamente a las redes de distribución y a la conexión de tecnologías de diferente generación y demanda. No obstante, el paquete es más amplio y aborda otros temas como el transporte de gas, el CO_2 o el hidrógeno, en los que no profundizamos porque no son materia de discusión en este estudio. En cuanto al resto de medidas, modificaciones y herramientas del *Grid Package*, serán detalladas para su aplicación en España más adelante.

Marco español

Para abastecer todos los puntos de consumo del país, las redes de distribución eléctrica se despliegan a lo largo del territorio nacional. En la última década han registrado un ligero crecimiento, pasando de los 28,9 millones de puntos de suministro en 2014 a los 30,28 millones en 2024. Este crecimiento es insuficiente, especialmente si se compara este crecimiento del 4,7% respecto al aumento del 5,6% de la población española, o el 54% de crecimiento del PIB en el mismo periodo.

PUNTOS DE SUMINISTRO

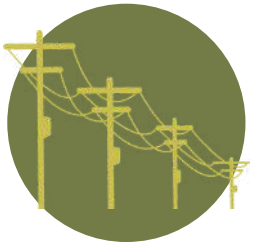
28,9 MILLONES

EN 2014

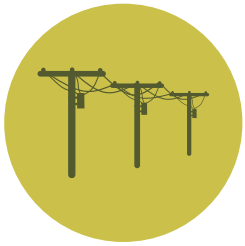
30,28 MILLONES

EN 2024

La red de distribución, cuyo acceso y conexión está regulado en el ordenamiento español por el **Real Decreto 1183/2020** y varias circulares de la CNMC, obedece a sus funciones de relación entre el consumidor y el nivel de tensión en el que trabajan. Estos niveles de tensión no son fijos porque atienden al tamaño del sistema eléctrico que diferencia los territorios peninsulares de los extrapeninsulares y el uso en función del consumo. Así, en España la distribución eléctrica emplea mayoritariamente dos niveles de tensión:



Media tensión.
Comprende tensiones superiores a 1 kV y hasta 36 kV (siendo 15 kV y 20 kV muy comunes en distribución aérea/subterránea). Se encarga de llevar la electricidad desde los centros de transformación hasta los puntos de consumo. Por encima de 36 kV se considera distribución en alta tensión.



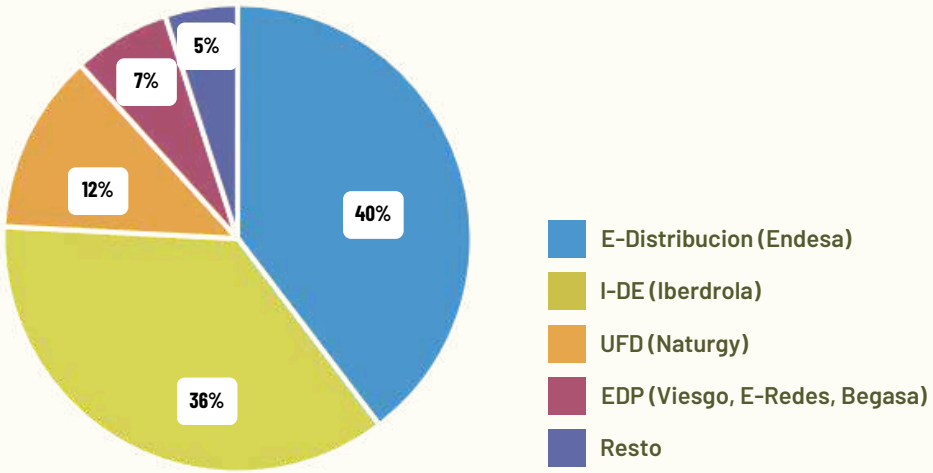
Baja tensión.
Son tensiones iguales o inferiores a 1 kV. El estándar residencial y comercial es 230 V (monofásico) y 400 V (trifásico).

Este último rango de tensión es fundamental para democratizar la energía y acelerar la electrificación. En él se encuentran las instalaciones de autoconsumo individual y colectivo, las comunidades energéticas y los puntos de recarga para los vehículos eléctricos como medio de desplazamiento urbano. Se trata, por tanto, de infraestructuras clave, por lo que su digitalización y flexibilización de acceso y respuesta es prioritaria, sea eléctrica o administrativa.

¿Quiénes son los propietarios de las redes?

La estructura empresarial que ostenta la propiedad de la distribución está concentrada en cuatro empresas privadas, que centralizan el 95% de los más de 30,28 millones de puntos de suministro del país, de acuerdo con los últimos datos de la CNMC. Entre ellas, Endesa e Iberdrola suman el 78 % del total a través de sus filiales, seguidas por Naturgy y EDP (que incluye a Viesgo, E-Redes y Begasa) con cuotas marcadamente inferiores. Desglosando la propiedad de estas compañías, destaca e-distribución Redes Digitales S.L.U. (Endesa) concentrando un 40 % (12,4 millones de puntos de suministro), seguida de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes (Iberdrola) con el 36 % (11,3 millones). A continuación, están UFD (Grupo Naturgy) con el 12 % (3,9 millones) y EDP con el 7 % (2,1 millones) de la propiedad, el 5 % restante se reparte entre varias pequeñas empresas.

PORCENTAJE DE LA PROPIEDAD DE LOS PUNTOS DE SUMINISTRO EN ESPAÑA



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com.

7.038 M€

ingresos por peajes de acceso y distribución

5.226M€

retribución total de las empresas distribuidoras

En 2024 se generaron unos ingresos por peajes de acceso y distribución de 7.038 millones de euros y la retribución total de las empresas distribuidoras fue 5.226 millones de euros.

El potencial impacto que este sistema rígido, concentrado y oligopólico, tanto físico como empresarial, pueda tener sobre los problemas y retos que afronta la red de distribución debe analizarse detenidamente. Posibles derivadas de esta situación son la escasa competencia, la dificultad de acceso de nuevos actores, la poca flexibilidad para la integración de autoconsumo y renovables distribuidas, así como en un reparto poco equitativo de costes y beneficios entre los diferentes usuarios y territorios. La concentración territorial es tan relevante que cada distribuidora ejerce como Operador de Referencia en grandes áreas del país, provocando que los usuarios no puedan elegir su empresa distribuidora, ya que esta viene determinada por su localización geográfica.

Retribución, flexibilidad y modernización

En este contexto, cabe analizar la relación entre la retribución por la propiedad y gestión de las redes y las futuras inversiones para la expansión y digitalización de esta. La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico exige a los operadores de redes de transporte y distribución que presenten planes de inversión anuales y plurianuales para su aprobación por parte del Ministerio. Este marco se aplica mediante el Real Decreto 1048/2013, que establece un volumen máximo de inversión anual para las redes de distribución, expresado como porcentaje de la previsión del Producto Interior Bruto (PIB) de España, concretamente el 0,13 %. **No existe un proceso de consulta pública estructurado, participativo y abierto** previo a la publicación de los planes de desarrollo de los DSO.

El marco de remuneración de la distribución de la CNMC para el periodo regulatorio 2026-2031 (Circular 8/2025) orienta explícitamente el modelo regulatorio hacia una trayectoria plurianual de TOTEX (gastos de inversión (CAPEX) y gastos de operación y mantenimiento (OPEX) combinada con un sistema de incentivos y reparto de beneficios.

La posición de las empresas de distribución eléctrica, expresada a través de su patronal, AELEC, no comparte la propuesta de la CNMC. El aumento de retribución propuesto por la CNMC, no recogido en el RD, establece una tasa de retribución financiera para las redes de energía eléctrica del 6,58 %, frente al 5,58 % del periodo anterior. Sin embargo, AELEC la consideró insuficiente y propone aumentarla hasta el 7,5 %. Entre sus principales argumentos destacan que está por debajo de la Tasa de Retribución Financiera (TRF) de diferentes países europeos (Italia, Alemania Reino Unido, Suecia o Irlanda).

Alemania es un ejemplo paradigmático: si bien tiene una TRF del 7,4 % para inversiones, dispone de más de 800 empresas por todo el territorio. En España hay 331 empresas propietarias de redes de distribución eléctrica, pero recordemos que sólo 4 compañías concentran el 95 % de la red de distribución. Por lo tanto, es importante considerar este contexto a la hora de evaluar la normativa nacional más apropiada.

La disputa entre la CNMC y las distribuidoras no se limita al ámbito retributivo, sino que **también se ha trasladado a la propuesta de conexiones flexibles** como estrategia para liberar nueva capacidad de demanda en la red. Las conexiones flexibles son un formato de contrato de suministro que ofrece una alternativa a la capacidad contratada fija, liberando potencia de los nudos al adaptar la capacidad reservada al consumo real del punto de suministro. La respuesta regulatoria ante este escenario de congestión, tras la aprobación de mapas de capacidad, fue la publicación de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, por parte de la CNMC. Esta circular establece la metodología y las condiciones de acceso y conexión para las instalaciones de demanda, introduciendo innovaciones que pretenden maximizar el aprovechamiento de los activos existentes sin comprometer la seguridad del suministro. Sin embargo, como se verá más adelante, la regulación sobre conexiones flexibles no fue formalmente aprobada hasta julio de 2026, tras varios procesos de consulta pública y tramitaciones.

TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA PARA LAS REDES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CNMC	AELEC
6,5 %	7,5 %

El pilar fundamental de esta regulación es la distinción entre **dos modalidades de capacidad de acceso.**

CAPACIDAD FIRME

La **capacidad firme** se define como la **potencia activa máxima** que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año, bajo los criterios de seguridad N-1 (regla de diseño y operación que garantiza que una red eléctrica siga funcionando con **normalidad** a pesar de la desconexión o fallo imprevisto de un único elemento principal).

CAPACIDAD FLEXIBLE

La **capacidad flexible** es aquella en la que **el suministro no está garantizado de forma ininterrumpida**, permitiendo al gestor de la red realizar **reducciones de consumo** en momentos de congestión. Esta modalidad es de carácter **voluntario** para el solicitante y se postula como la solución óptima para grandes instalaciones con perfiles de consumo modulables, como plantas de hidrógeno verde (electrolizadores) o sistemas de almacenamiento que pueden desplazar su carga a horas de baja tensión en la red.

Un aspecto crítico de la nueva normativa es la **exigencia de transparencia.** Las plataformas web de los gestores de transporte y distribución deben publicar el grado de saturación de las redes y mapas de capacidad detallados. Además, la CNMC ha homogenizado los criterios de cálculos de capacidad de acceso flexible para todos los gestores. En un plazo de 6 meses desde la aprobación de esta regulación el 31 de julio de 2026, los gestores de redes deberán proponer procedimientos para flexibilizar la red y reducir las congestiones de forma efectiva.

¿POR QUÉ SON TAN RELEVANTES LAS CONEXIONES FLEXIBLES?

La CNMC abrió a consulta pública una propuesta de conexiones flexibles para demanda por última vez entre el 10 y el 22 de julio de 2026. Como se ha mencionado previamente, las conexiones flexibles representan un formato de suministro que ofrece una alternativa a la capacidad contratada fija, liberando capacidad en los nodos mediante el ajuste de la potencia reservada para adaptarla al consumo real en el punto de suministro. Esta nueva propuesta, aprobada el 31 de julio de 2026, que será de aplicación en nudos sin potencia fija disponible, define diferentes tipos de conexiones flexibles en función del tipo de consumo:

0

TIPO 0. PATRONES HORARIOS.
Aplica a red de distribución (<36kV). El mecanismo es mediante un patrón fijo, por el que el usuario no puede consumir fuera de ciertas horas definidas por la empresa o gestor de la red de distribución. En este caso, de 0:00 a 07:59 y de 11:00 a 17:59. Es decir, un 62,5 % de horas al año. Dentro de estos intervalos, la absorción de energía de la red se realizará en los mismos términos que si el acceso fuese firme. Tiene requisitos de control local para >1 kV y requiere relé inteligente.

1

TIPO 1. CONTINGENCIA N-1.
Aplica a red de distribución (<36kV) en las posiciones de cada subestación. Es un mecanismo de teledisparo para desconectar, de manera remota y automática, de manera preventiva o correctiva ante un fallo N-1, hasta que se pueda reestablecer el consumo en condiciones de seguridad. Se prevé que el consumo esté disponible, aproximadamente, un 90 % de las horas anuales, estando restringido el 10 % restante.

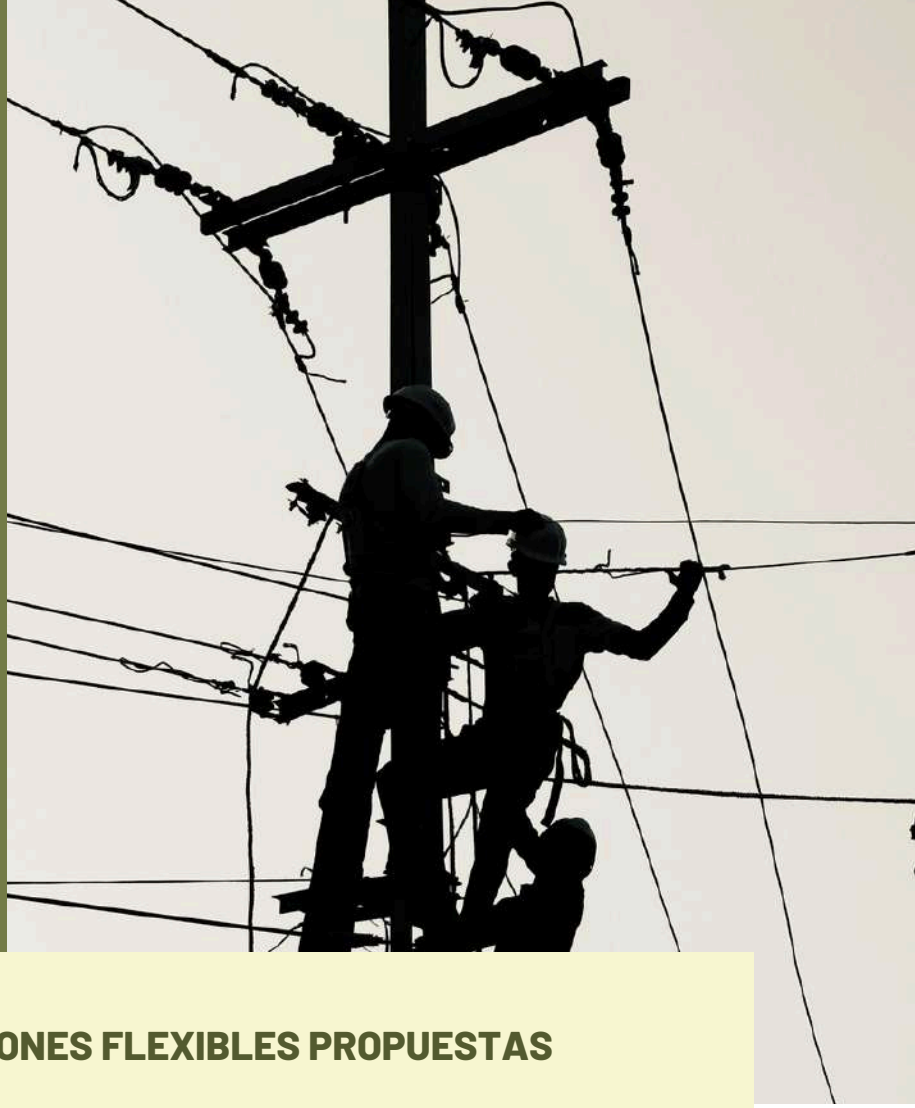
2

TIPO 2. GESTIÓN ACTIVA DE POTENCIA.
Aplica a red de distribución (>36kV y > 1 MW de potencia flexible), con condiciones adicionales. Es un mecanismo de limitación dinámica, por el que la distribuidora envía una consigna de potencia máxima a flexibilizar (respecto al 100 % previamente pactado y permitido). Además, fija un tiempo de respuesta menor a 30 minutos como instrucción preventiva y menor a 3 minutos como instrucción correctiva o de emergencia. Si no se cumple la reducción de potencia, se ejecuta una desconexión total. Se espera que estas indisponibilidades supongan, aproximadamente, el 10 % de las horas de consumo del año.

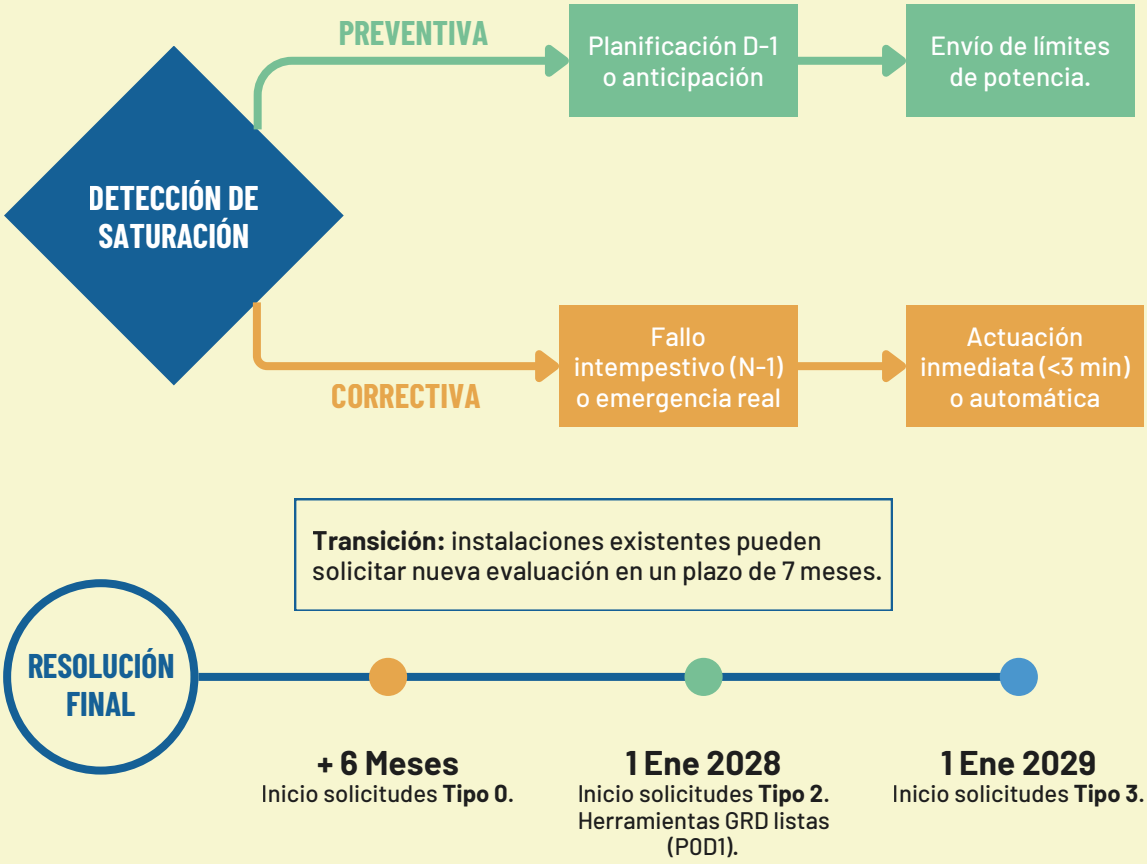
3

TIPO 3. CONSUMIDORES DE RED DE TRANSPORTE.
Conexión directa a la red de transporte (> 1 MW). Se integra en el sistema SRAP, sistema de reducción automática de potencia, en el que hay una participación obligatoria en servicios de ajuste con la totalidad de la potencia flexible.

El mecanismo de control es común a todos los tipos. La empresa distribuidora envía instrucciones o aplica el patrón de consumo a los diferentes clientes habilitados con conexiones flexibles. El documento destaca que el almacenamiento conectado a red también se debe regir por estas especificaciones. Los clientes reciben y ajustan carga en función del balance asignado. Si hay incumplimiento se aplica un teledisparo para su desconexión. Los sistemas de telemedida envían en tiempo real los datos al centro de control que verifica el grado de cumplimiento.



TIPOS DE CONEXIONES FLEXIBLES PROPUESTAS

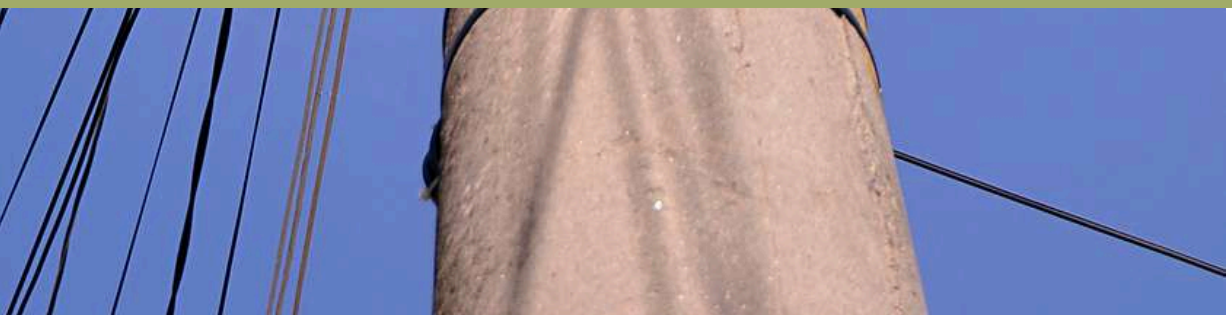


Fuente: elaboración propia con base en la CNMC.

Diagnóstico de las redes de DISTRIBUCIÓN

Capítulo

03



Diagnóstico de las redes de DISTRIBUCIÓN

Evolución de generación y demanda

Demanda energía primaria y demanda de electricidad

En España, el consumo de energía primaria y la demanda eléctrica han presentado tendencias similares en los últimos diez años. Actualmente, la demanda eléctrica supone en torno al **18 % del consumo de energía primaria**, que incluye todas las importaciones de hidrocarburos además de la energía producida de forma autóctona a nivel nacional. Midiendo el consumo eléctrico sobre la energía que finalmente se consume en todo el país, se alcanza **un 24 % de electrificación de la demanda energética**, que también incluye transporte, industria y climatización. Dicho de otro modo, **la electricidad hoy representa la cuarta parte de la energía total que se consume en España.**

DEMANDA ELÉCTRICA DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

18 %

ELECTRIFICACIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

24 %

Los efectos de la pandemia causada por el Covid-19 provocaron, respecto a valores de 2019, una caída del 13 % de energía primaria, desde los 1.403 TWh (121 Mtep) a los 1.221 TWh (105 Mtep), mientras que la reducción de la demanda eléctrica fue de un 5 %, de 249 TWh a 237 TWh. Esta mayor disminución de la energía primaria se debió a las restricciones en la movilidad y a un menor consumo de gasolina y gasóleo. Tras la pandemia, el consumo de energía primaria volvió a crecer, aunque sin llegar a recuperar los valores previos a 2020, situándose en 2024 en 1.307 TWh (112 Mtep). En el caso de la demanda eléctrica, las cifras en 2024 son aún menores a las de 2020 (234 TWh).

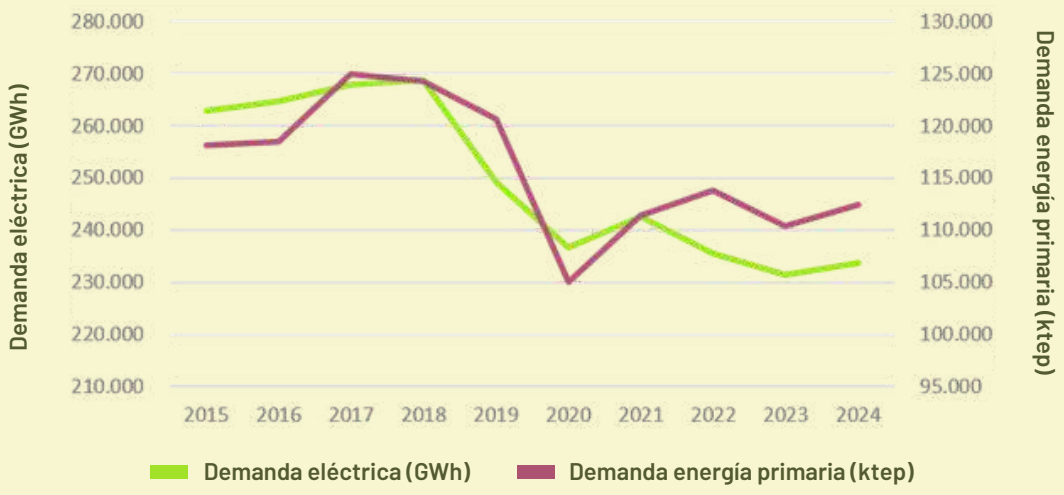
ELECTRICIDAD GENERADA POR AUTOCONSUMO

5%

DE LA DEMANDA ELÉCTRICA TOTAL

Es decir, actualmente el sistema eléctrico transporta y distribuye menos electricidad que en 2019 y años anteriores, estando lejos de los valores correspondientes a máximos históricos. Este efecto se puede atribuir a los avances en implementación de sistemas, equipos y medidas de eficiencia energética de los últimos años y al despliegue de más de 9 GW de autoconsumo, ya que la electricidad generada por esta tecnología no se muestra en datos del sistema eléctrico, pero que en 2025 representó **un 5 % de la demanda eléctrica total**. Otra tendencia creciente es el desplazamiento de la demanda eléctrica de invierno a verano, como consecuencia de las crecientes necesidades de refrigeración en los meses estivales debida al aumento de la temperatura y mayor frecuencia de las olas de calor.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA Y ELECTRICIDAD



Fuentes: elaboración propia con base en www.ree.es, www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/balances.html

Evolución de la generación eléctrica nacional

Trazada la evolución de la demanda, a continuación, se analiza cómo ha variado la generación eléctrica con las diferentes tecnologías disponibles. En los últimos diez años la composición del mix eléctrico de generación en España se ha modificado considerablemente:

Entre 2015 y 2025 el **carbón** ha pasado de ser la segunda fuente más empleada, sólo por detrás de la nuclear, con 52,6 TWh de generación, a tener un rol marginal, casi inexistente actualmente, con una generación de 1,5 TWh en 2025 (-97 % respecto a 2015).

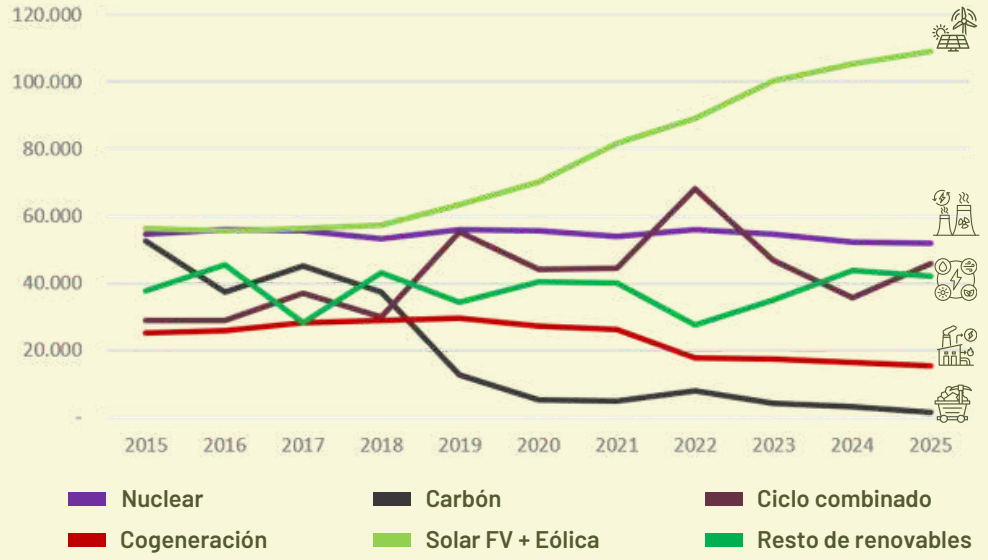
La **nuclear** presenta un perfil de generación estable, que apenas ha variado en la última década, con una generación promedio anual de 54,5 TWh.

La **eólica** y la **solar fotovoltaica** presentan el mayor crecimiento, duplicando su producción eléctrica conjunta en la última década: en 2015 se produjeron 48,1 TWh eólicos y 8,2 TWh fotovoltaicos, que aumentaron respectivamente hasta 58,8 TWh y 50,2 TWh en 2025 (crecimiento del 22,2 % para la eólica y 512,2% para la fotovoltaica).

El resto de **renovables**, incluyendo **hidroeléctrica, termosolar y biomasa**, también presentan una ligera tendencia al alza en este periodo, pasando de 37,7 TWh en 2015 a 42,0 TWh en 2025 (aumento del 11,4 %).

Los **ciclos combinados** y la **cogeneración**, que utilizan principalmente gas fósil como combustible, presentan tendencias diferentes: descendente en el caso de la cogeneración, (pasando de 25,2 TWh a 15,5 TWh, un -38,5 %), y errática, con varios picos y valles, en el de los ciclos combinados. El resultado en este periodo es un aumento neto de generación, pasando de 29,0 TWh en 2015 a 45,7 TWh en 2025 (57,6%).

ESTRUCTURA ANUAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (GWh)



Fuente:elaboración propia con base en www.ree.es

VERTIDOS Y CURTAILMENTS A LAS RENOVABLES

El aumento de producción de energía solar y eólica en años recientes, unido a un bajo crecimiento de la demanda eléctrica, está generando crecientes vertidos de generación renovable: una gran parte de la producción solar y eólica se desperdicia, lo que se conoce como *Energía Renovable No Integrable en el sistema* (ERNI). A este desaprovechamiento por exceso de generación respecto a la demanda se suman otros dos factores que incrementan la ERNI:

Los ***curtailments técnicos***, que son vertidos de renovables causados por las limitaciones físicas de las infraestructuras de red para transportar grandes volúmenes de electricidad.

Los ***curtailments económicos***, que son causados por las pérdidas de rentabilidad en el mercado, derivadas del bajo precio de la generación que causa una alta penetración renovable. Esto se debe a los bajos precios de casación de la solar y la eólica en el mercado mayorista.

La ERNI se reparte de forma desigual en el tiempo y el territorio. En 2025 el máximo se dio en **julio**, alcanzando los 1.630 GWh de vertidos renovables (más de un 10 % de la generación renovable mensual), debido, en parte, a las restricciones técnicas de red implementadas tras el apagón mediante el "sistema de refuerzo". A nivel geográfico, se concentran principalmente en **Aragón, Castilla - La Mancha y Extremadura.** En estas comunidades autónomas (CCAA) se han registrado curtailments que han superado el 30 % de la generación renovable. Algunas de estas CCAA presentan, además, una mayor generación eléctrica respecto a su consumo. Específicamente, en 2025 Aragón generó 2 veces su consumo eléctrico, Castilla - La Mancha 2,4 y Extremadura 6,3 (REE).

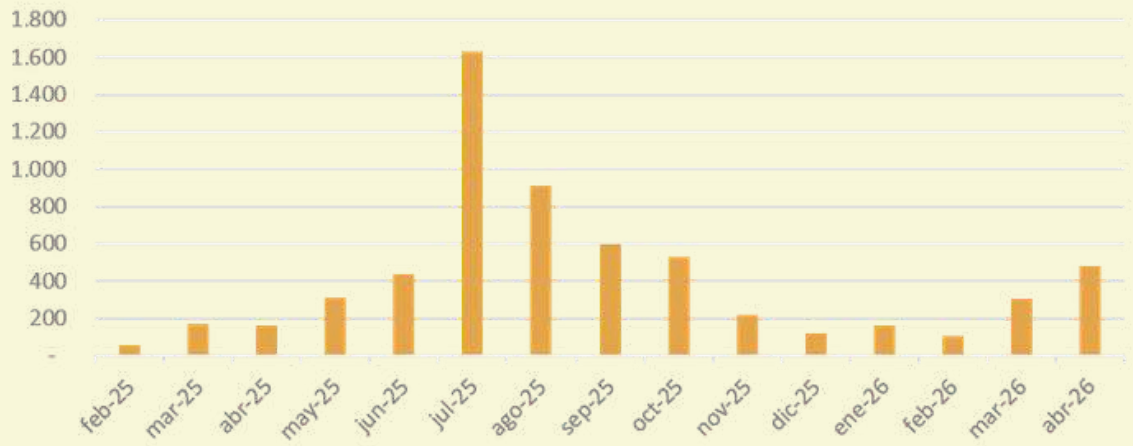
VERTIDOS RENOVABLES

1.630 GWH

EN JULIO DE 2025

Considerando los datos publicados por ESIOS (el sistema oficial de información y portal de transparencia de REE) entre febrero de 2025 y abril de 2026, se han vertido 6.195 GWh de generación renovable debido a restricciones técnicas, lo que se corresponde con el 2,9 % de la generación renovable nacional total.

ENERGÍA RENOVABLE NO INTEGRABLE POR RAZONES TÉCNICAS (GWh)



Fuente: elaboración propia con base en ESIOS.

La necesidad de exportar grandes flujos eléctricos desde las plantas generadoras hasta los polos de consumo causa situaciones de congestión en los nudos de la red, especialmente cuando son el punto de acceso a la red de grandes centrales eléctricas. Sin embargo, las recientes limitaciones en la capacidad de acceso a la demanda eléctrica parecen indicar que parte de esta electricidad 'sobrante' podría ser consumida si no fuera por las restricciones a las nuevas conexiones de demanda eléctrica en las redes de distribución, como se analiza en la siguiente sección.

¿CÓMO AFECTA LA REGULACIÓN DE TENSIÓN CON RENOVABLES A LOS PRECIOS?

VEAMOS UN EJEMPLO

COSTES DE RESTRICCIÓN

30,13 €/MWH

EL 1 DE MARZO
(ANTES DEL P.O.7.4)

COSTES DE RESTRICCIÓN

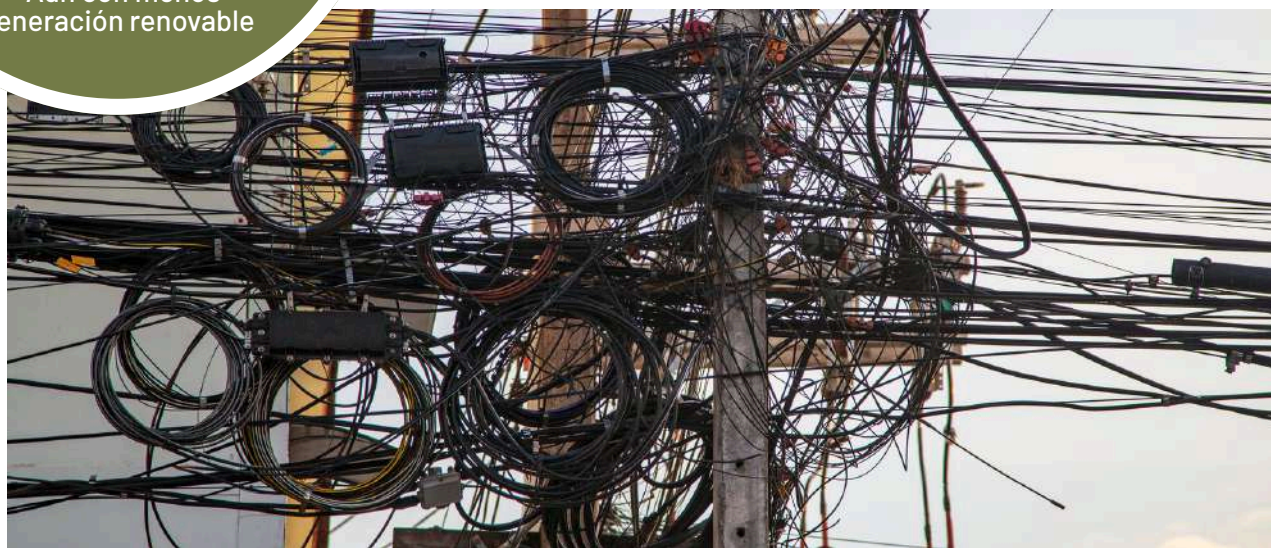
17,13 €/MWH

EL 20 DE ABRIL
(TRAS DEL P.O.7.4)

*Aún con menos generación renovable

Por otro lado, cabe mencionar que, hasta el 17 de marzo de 2026 (fecha de inicio efectivo de la aplicación del Procedimiento de Operación (P.O) 7.4 de la CNMC), a las tecnologías fotovoltaica y eólica no se les permitía ofrecer servicios de regulación de tensión de red, lo que limitaba aún más su aprovechamiento. La aprobación de este P.O ha marcado una diferencia que ya se puede apreciar en el precio final de la energía a través de los costes de restricciones técnicas de generación publicados por ESIOS. Tomando los días 1 de marzo y 20 de abril de 2026, que presentaron, prácticamente, la misma generación mediante ciclos combinados (~100 GWh), se aprecia que en fecha posterior al inicio de control de tensión con renovables los costes de restricción fueron de 17,13 €/MWh, frente a los 30,13 €/MWh previos a la prestación de este servicio. Esta reducción del 43 % tuvo lugar a pesar de que el 20 de abril presentó una menor generación renovable que el 1 de marzo (370 GWh frente a 400 GWh, respectivamente).

Aunque no es el objetivo de este estudio, resulta interesante continuar monitoreando el efecto del control de tensión con renovables sobre los valores de *curtailment* en los próximos meses, y las causas de la caída del factor de potencia de la eólica y fotovoltaica, entre otros. Al control de tensión se suman los efectos de otros servicios de estabilización de red que pueden ofrecer las tecnologías renovables, como el *gridforming*, que permite regular la frecuencia del sistema y reducir vertidos. Otra medida regulatoria con el potencial de aliviar una parte de este problema es promover la inclusión de almacenamiento energético en los nudos más congestionados del sistema.



Capacidad de acceso

Capacidad de acceso a nudos por provincia y nivel de tensión

La capacidad de acceso y conexión a las redes de distribución, tanto para demanda como para generación eléctrica, es un problema general en todo el territorio nacional. Una dificultad que está reduciendo la velocidad de la electrificación -y, por tanto, la descarbonización- e impidiendo la aparición de nuevos actores y nichos empresariales.

Para analizar este fenómeno es necesario tener en cuenta las siguientes características de las redes de distribución españolas:

CAPACIDAD OCUPADA:
Se refiere a la franja de potencia reservada para el consumo o inyección de electricidad en los puntos de acceso y conexión de las redes de distribución. Dependiendo del tipo de conexión, la capacidad ocupada puede ser:

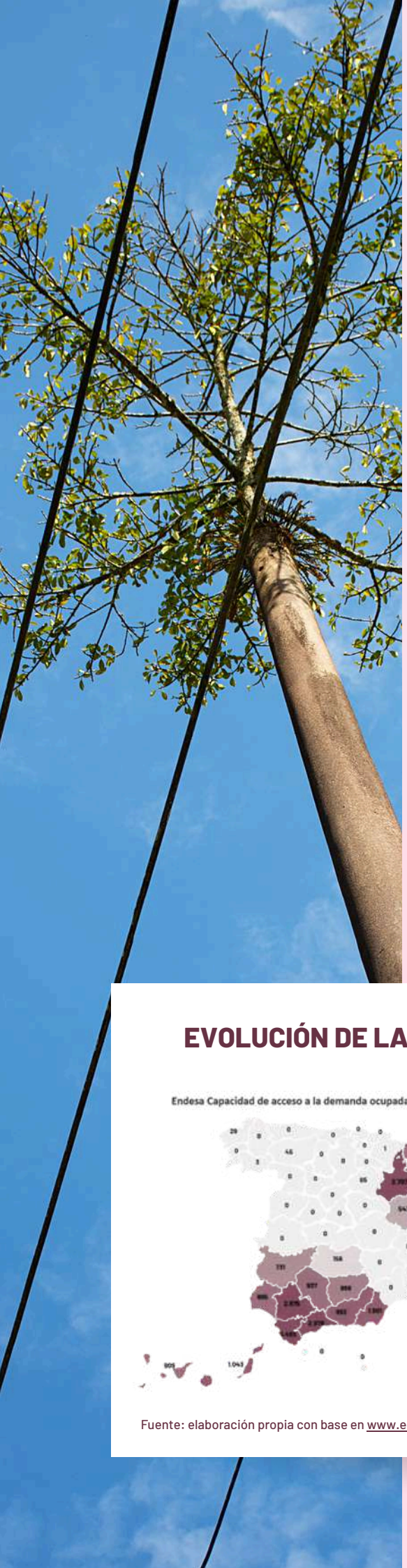
- Para demanda, en caso de que la potencia reservada esté habilitada para consumo eléctrico de la red de distribución.
- Para generación, si la potencia reservada está habilitada para la inyección de potencia eléctrica a la red de distribución.

CAPACIDAD CONCEDIDA:
Es la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad o absorberse de la red por una instalación de demanda de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato técnico de acceso.

CAPACIDAD DISPONIBLE:
Es la franja de potencia existente en los puntos de acceso y conexión de las redes de distribución que se encuentra libre para su adjudicación a nuevos usuarios para el consumo o inyección de electricidad. Dependiendo del tipo de conexión, la capacidad disponible puede ser:

- Para demanda, en caso de que la capacidad de conexión vacante esté reservada para consumo eléctrico de la red de distribución.
- Para generación, si la capacidad de conexión vacante esté reservada para la inyección de potencia eléctrica a la red de distribución.

En España, las magnitudes de las capacidades previamente enumeradas presentan una gran variabilidad dependiendo de la compañía propietaria de la red de distribución y de la región en cuestión, además de la ubicación de los nudos y de los diferentes niveles de tensión de red. Estas categorías se desglosan y analizan a continuación, con el objetivo de obtener un mapeo de las zonas en las que resulta prioritario actuar para lograr su descongestión. Los datos desglosados por nivel de tensión, tanto en demanda como en generación, se recogen en el Anexo *Desglose de capacidad de acceso por distribuidora*.



CAPACIDAD DE ACCESO PARA DEMANDA

La capacidad de acceso a la demanda eléctrica por nudo se publica de forma mensual desde septiembre de 2025, cuando entró en vigor la resolución de la CNMC (RDC/DE/002/25) que obliga a las distribuidoras a publicar los mapas de capacidad disponible para demanda firme en la red de distribución. A continuación, se recoge la evolución de la capacidad de acceso ocupada y disponible por provincia para cada distribuidora, desde septiembre de 2025 a marzo de 2026. Desde abril de 2026, la CNMC publica mapas de capacidad para demanda y generación abiertos al público que se actualizan mensualmente.

e-distribución

La empresa e-distribución (Endesa) concentra el grueso de su actividad de distribución eléctrica en Andalucía, Aragón, Cataluña, Baleares, Canarias y Extremadura.

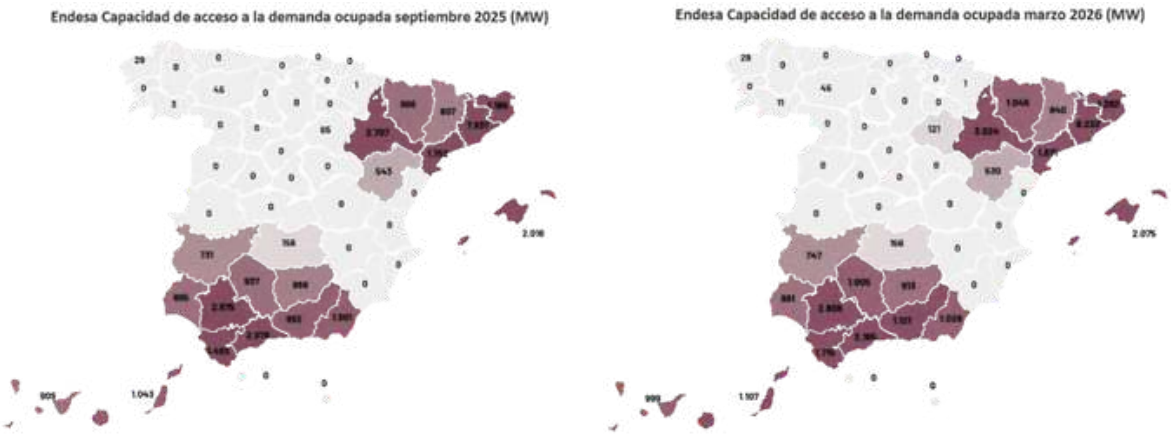
La evolución de la capacidad de demanda ocupada y disponible de e-distribución se muestra, respectivamente, en las siguientes figuras.

En septiembre de 2025, la capacidad ocupada para demanda en e-distribución era de **31.835 MW**. Esta cifra creció un 6,4 % hasta los **33.881 MW** en marzo de 2026.

En este mismo periodo, la capacidad disponible cayó un 71,9 %, de **3.483 MW a 980 MW**, estando concentrada principalmente en Barcelona, Baleares, Canarias, Badajoz, Granada y Soria.

Si sumamos ambos datos, la capacidad total de e-distribución (ocupada más disponible), ronda los **34.900 MW**, estando ocupada en un 97 %.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA POR E-DISTRIBUCIÓN



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com

e-distribución

La **capacidad gestionada por e-distribución** se encuentra en los siguientes niveles de tensión:

25 KV

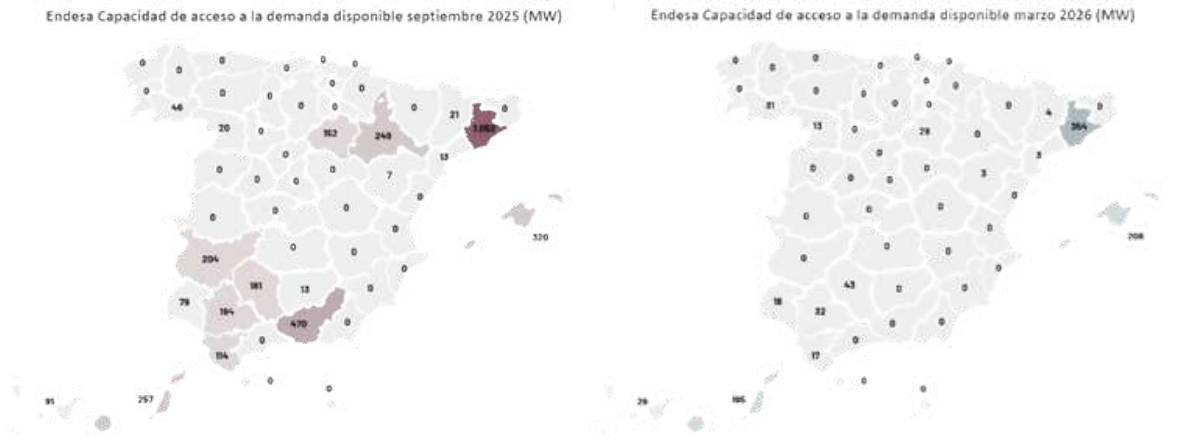
Esta tensión representa el 34,4 % de la demanda ocupada en marzo de 2026.

66 KV

Recientemente, la mayor pérdida de potencia disponible ha sido esta franja, pasando de los 998 MW disponibles en septiembre de 2025 a los 94 MW en marzo de 2026 (-90,6 %).

La evolución de la demanda total ocupada y disponible por nivel de tensión se recoge en el Anexo Capacidad de acceso para demanda.

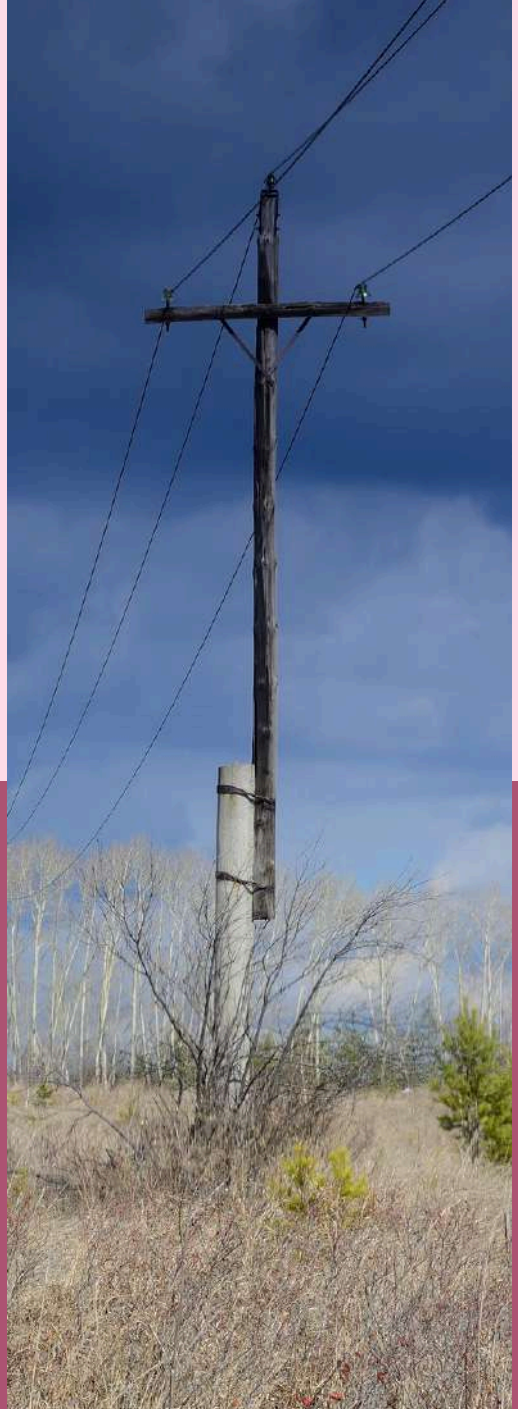
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE POR E-DISTRIBUCIÓN



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com

e-distribución

El análisis realizado evidencia una clara **falta de capacidad de conexión disponible en demanda** respecto a la capacidad ocupada en redes propiedad de e-distribución, con una capacidad disponible de **solo un 2,9 %** respecto a la ocupada, en marzo de 2026. Además, en los últimos meses se observa la drástica reducción de la capacidad disponible existente, que **cayó un 71,9 %** entre septiembre de 2025 y marzo de 2026.



i-DE

La mayor parte del negocio de i-DE (Iberdrola) se ubica en la Comunidad Valenciana, Comunidad de Madrid, Murcia, Navarra, País Vasco, la Rioja, Castilla y León, Castilla - La Mancha y Extremadura.

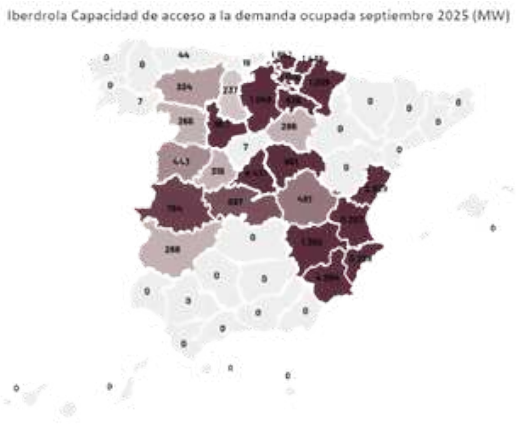
La evolución de su capacidad de demanda ocupada y disponible se muestra en las siguientes figuras, respectivamente.

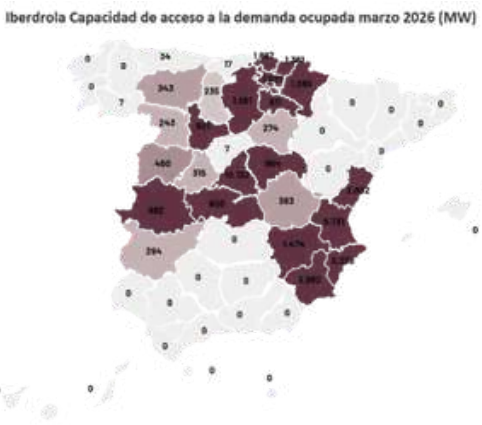
La capacidad ocupada para demanda en i-DE en septiembre de 2025 fue de **40.694 MW.** Esta cifra aumentó un 3,4 % hasta los **42.062 MW** en marzo de 2026.

En este mismo periodo, la capacidad disponible aumentó un 5,4 %, de **2.832 MW a 2.984 MW**, estando concentrada, principalmente, en Valencia, Navarra, Comunidad de Madrid, Murcia, Zamora y Alicante. Se trata de la única distribuidora que ha aumentado su capacidad de acceso disponible durante el periodo analizado.

Es decir, la capacidad total gestionada por i-DE (ocupada más disponible), es de, aproximadamente, **45.000 MW**, estando ocupada en un 93 %.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA POR I-DE





Fuente: elaboración propia con base en www.i-de.es

i-DE

La **distribución de la potencia por niveles de tensión en i-DE** es la siguiente:

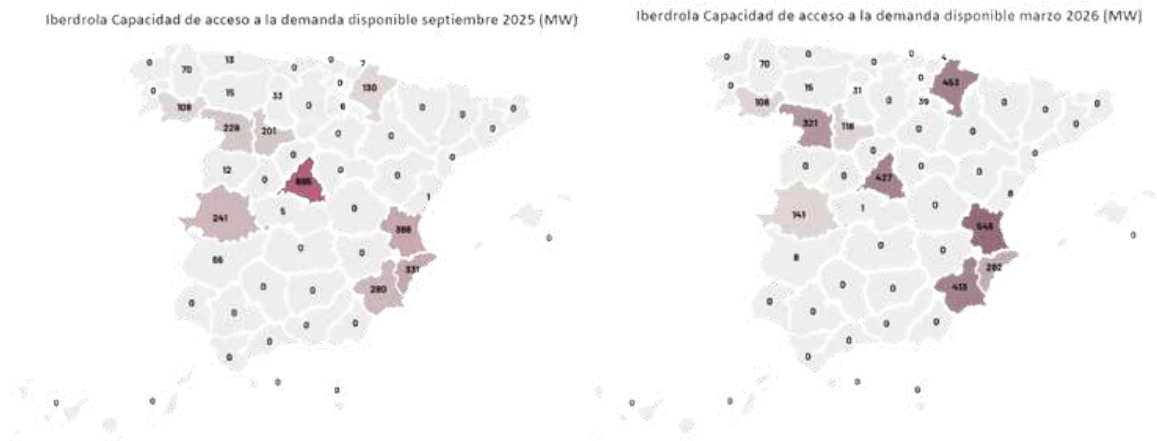
20 KV

La mayor parte de la capacidad de demanda ocupada por i-DE está en esta franja con un 48,0 % sobre su total en marzo de 2026. Es también la que ha sufrido la mayor reducción de potencia disponible entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, pasando de 664 MW a los 307 MW (-53,8 %).

66 KV Y 132 KV

El aumento neto de la capacidad disponible de i-DE se debe, principalmente, a estos dos niveles, que han crecido un 187,3 % y 39,9 %, respectivamente.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE POR I-DE



Fuente: elaboración propia con base en www.i-de.es

En definitiva, el análisis realizado muestra un **aumento neto en la capacidad de acceso disponible de i-DE** en los últimos meses. Sin embargo, la capacidad disponible sigue siendo muy escasa, ya que representa solo un 7,1 % de la demanda ocupada por esta distribuidora en marzo de 2026.

UFD (Naturgy) concentra su actividad de distribución eléctrica principalmente en la Comunidad de Madrid, Galicia, Castilla - La Mancha y Castilla y León.

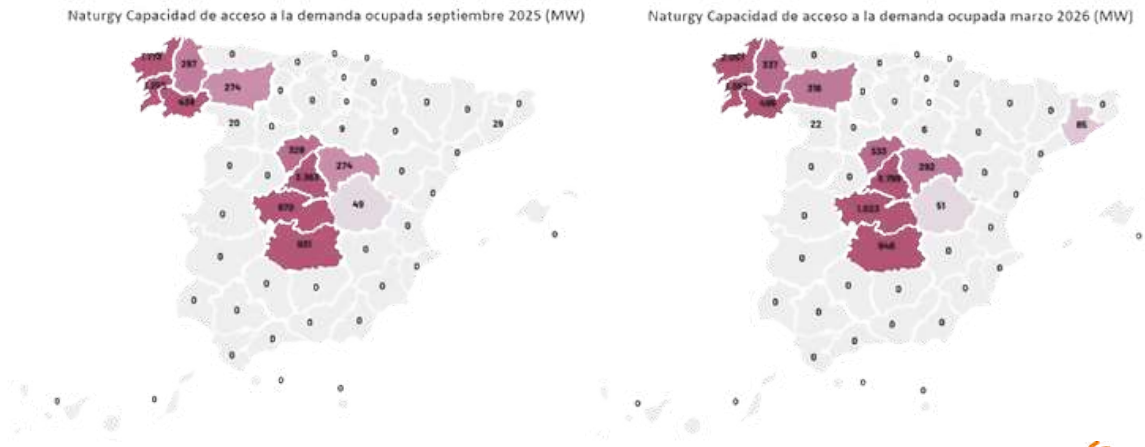
Los cambios recientes en la capacidad de demanda ocupada y disponible de UFD se muestran, respectivamente, en las siguientes figuras.

En septiembre de 2025, la capacidad ocupada de demanda en UFD era de **9.910 MW**. Esta cifra creció un 12,5 % hasta los **11.145 MW** en marzo de 2026.

En este mismo periodo, la capacidad disponible cayó un 60,3 %, de **734 MW** a **292 MW**, estando principalmente concentrada en A Coruña y Pontevedra.

Es decir, la capacidad total de UFD (ocupada más disponible), ronda los **11.400 MW**, estando ocupada en un 97 %.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA POR UFD



Fuente: elaboración propia con base en www.ufd.es

La **capacidad gestionada por UFD** se encuentra en los siguientes niveles de tensión:

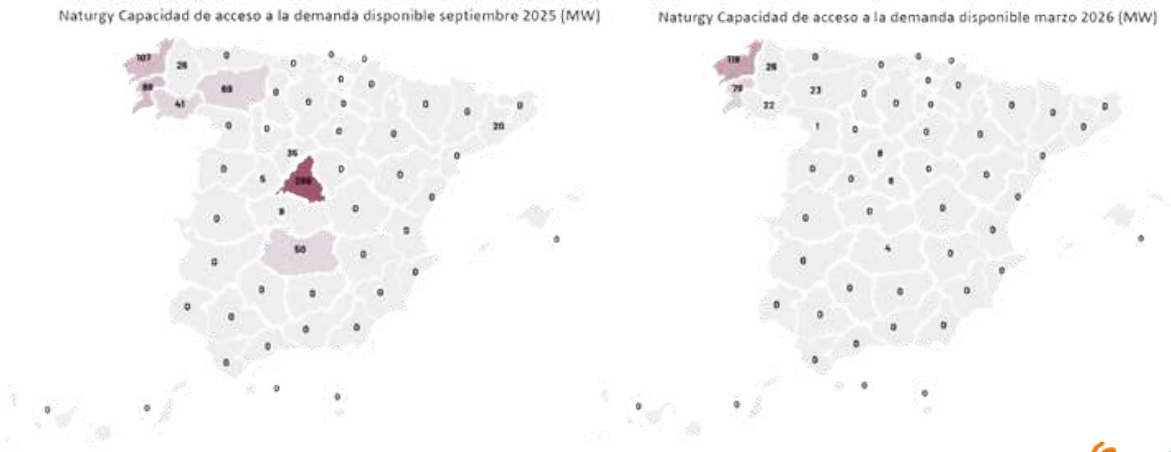
15 KV

El grueso de la capacidad de demanda ocupada se da a este nivel de tensión, con un 72,0 % sobre su total en marzo de 2026.

45 KV

Recientemente, la mayor pérdida de potencia disponible ha sido en los 45 kV, pasando de los 271 MW en septiembre de 2025 a los 30 MW en marzo de 2026 (-89,0 %).

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE POR UFD



Fuente: elaboración propia con base en www.ufd.es

De nuevo, el análisis realizado para UFD indica una **falta de capacidad de conexión disponible respecto a la ocupada** de la demanda, representando solo un 2,6 % respecto a la ocupada en marzo de 2026.

EDP, incluyendo a las distribuidoras Viesgo, Begasa y E-Redes, concentra la mayor parte de su servicio de distribución eléctrica en España en Asturias, Lugo, Cantabria y Valencia.

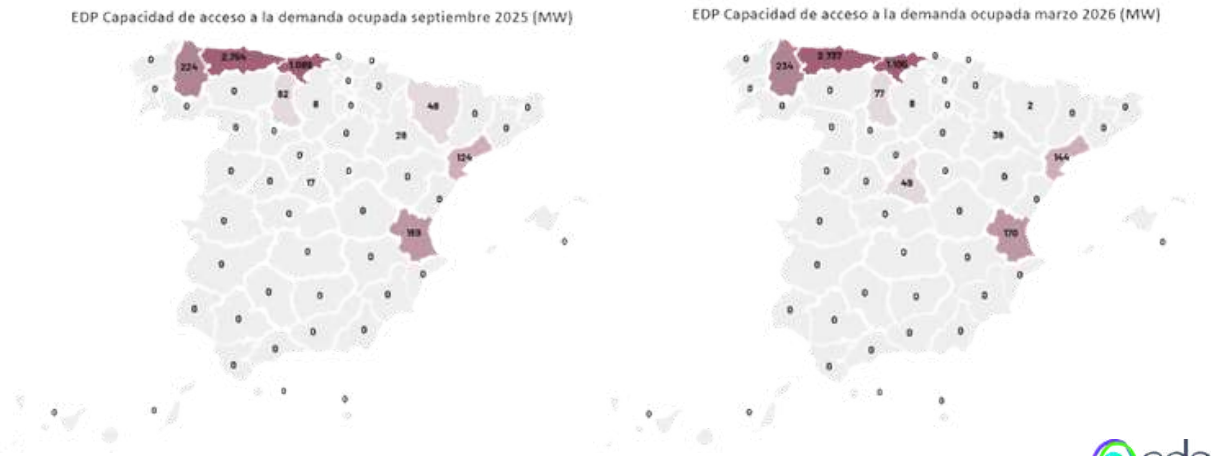
La evolución de su capacidad de demanda ocupada y disponible se muestra en las siguientes figuras, respectivamente.

La capacidad ocupada de demanda en EDP en septiembre de 2025 fue de **4.568 MW**. Esta cifra aumentó ligeramente hasta los **4.620 MW** en marzo de 2026.

Durante el mismo periodo, la capacidad disponible cayó un 24,3 %, de **2.289 MW a 1.733 MW**, estando concentrada principalmente en Asturias, Lugo y Cantabria.

En definitiva, la capacidad total actual de EDP (ocupada más disponible), ronda los **6.400 MW**, estando ocupada en un 72 %.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA POR EDP



Fuente: elaboración propia con base en www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

La **capacidad gestionada por EDP** se encuentra en los siguientes niveles de tensión:

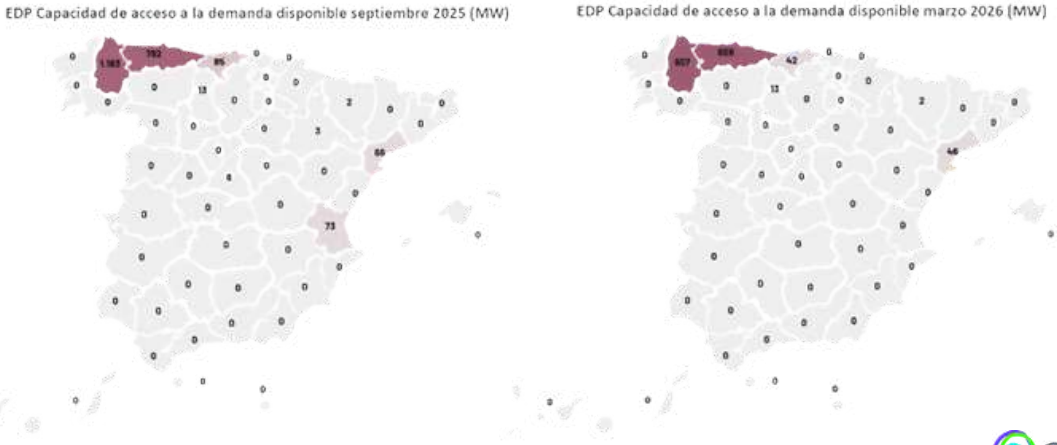
22 KV

La mayor parte de la capacidad de demanda ocupada en marzo de 2026 está en este nivel de tensión, representando un 24,4 % de su total.

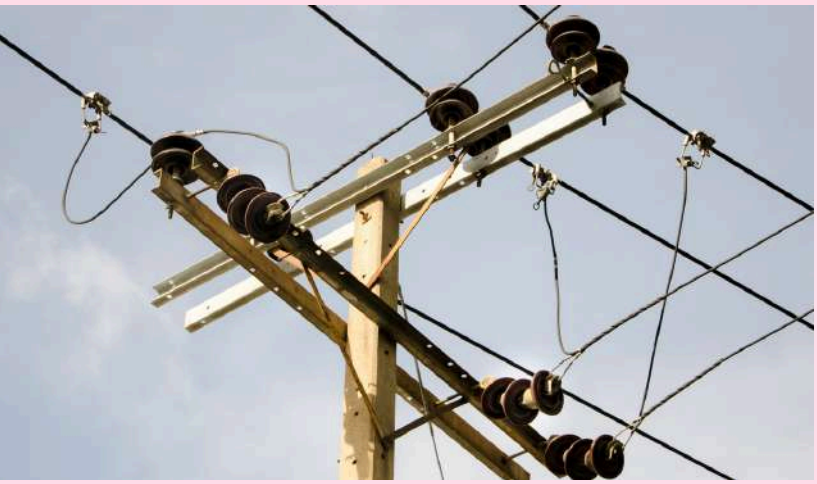
132 KV

Aquí se encuentra un 23,4 % sobre el total ocupado. La franja de tensión de 132 kV también representa la mayor pérdida de potencia de acceso disponible recientemente, pasando de los 1.384 MW en septiembre de 2025 a los 1.179 MW en marzo de 2026 (-14,8 %).

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE POR EDP



Fuente: elaboración propia con base en www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com



El análisis realizado para EDP refleja la **mayor capacidad de conexión disponible respecto a la capacidad ocupada** de la demanda en redes de todas las distribuidoras que operan en España, representando un 37,5 % respecto a la ocupada en marzo de 2026.

COMPARATIVA DE TODAS LAS DISTRIBUIDORAS

Hasta ahora se ha analizado por separado las principales compañías distribuidoras en España. A continuación, en la Tabla 1, se agrupan los datos de demanda ocupada y disponible de todas las distribuidoras entre septiembre de 2025 y marzo de 2026.

Distribuidora	Capacidad de demanda ocupada (GW)			Capacidad de demanda disponible (GW)		
	Sep 2025	Mar 2026	Cambio (%)	Sep 2025	Mar 2026	Cambio (%)
e-distribución	31.835	33.881	6,4 %	3.483	980	-71,9 %
i-DE	40.694	42.062	3,4 %	2.832	2.984	5,4 %
UFD	9.910	11.145	12,5 %	734	292	-60,3 %
EDP	4.568	4.620	1,1 %	2.289	1.733	-24,3 %,
Total	87.010	91.710	5,4 %	9.340	5.990	-35,9 %

Tabla 1: Comparativa de las capacidades de demanda ocupada y disponible para las principales distribuidoras en España. Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y, www.viesgodistribucion.com.

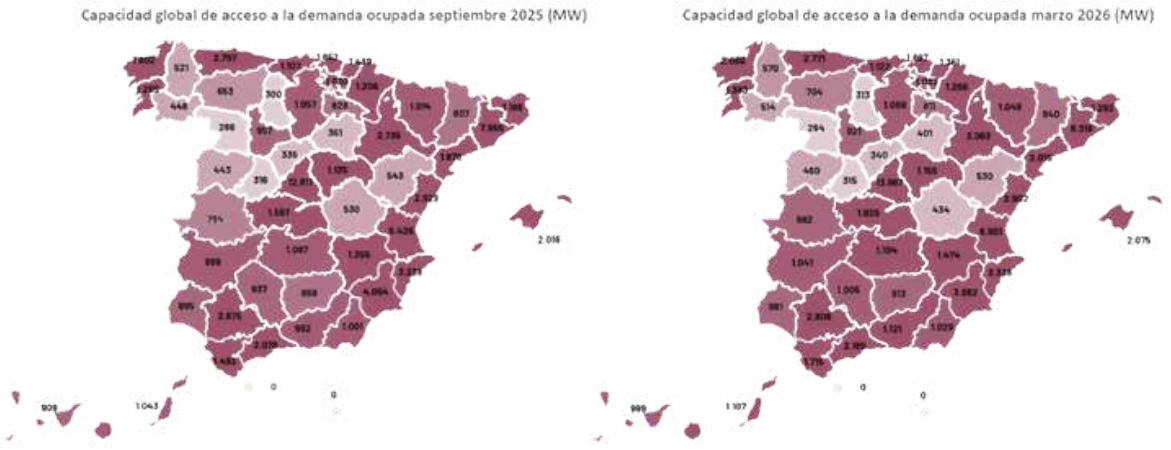
Combinando los mapas de capacidad de demanda ocupada y disponible de cada distribuidora para todo el territorio nacional se obtiene la evolución total de capacidad de demanda desde que las empresas propietarias tuvieron que comenzar a publicar estos datos por normativa, recogida en las siguientes figuras.

Entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, la capacidad ocupada total pasa de **87,0 GW a 91,7 GW**, creciendo un 5,4 %.

En ese mismo periodo, la capacidad de demanda disponible se redujo de **9,3 GW a 6,0 GW**, cayendo un 35,9 %, principalmente debido a reducciones de disponibilidad de redes de e-distribución.

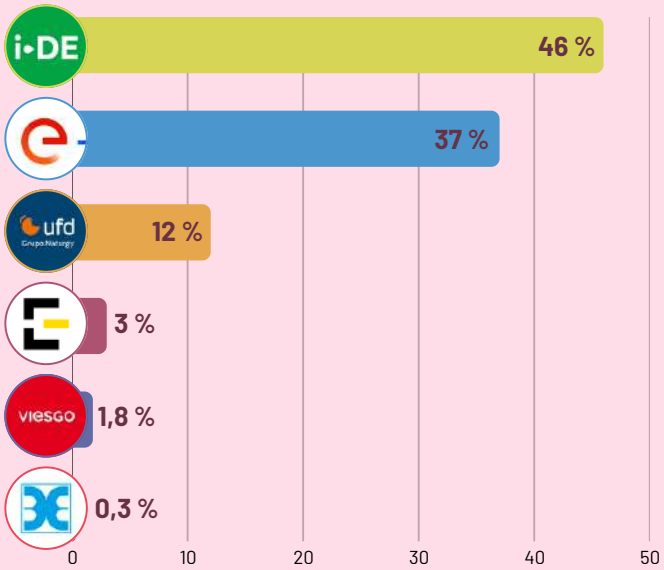
En total, la potencia controlada por las principales distribuidoras en España en marzo de 2026 es, aproximadamente, de **97,7 GW,** contando potencia ocupada y disponible. Este dato ha crecido ligeramente (+1,4 %) desde septiembre de 2025, cuando el total era de **96,3 GW.**

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA TOTAL



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

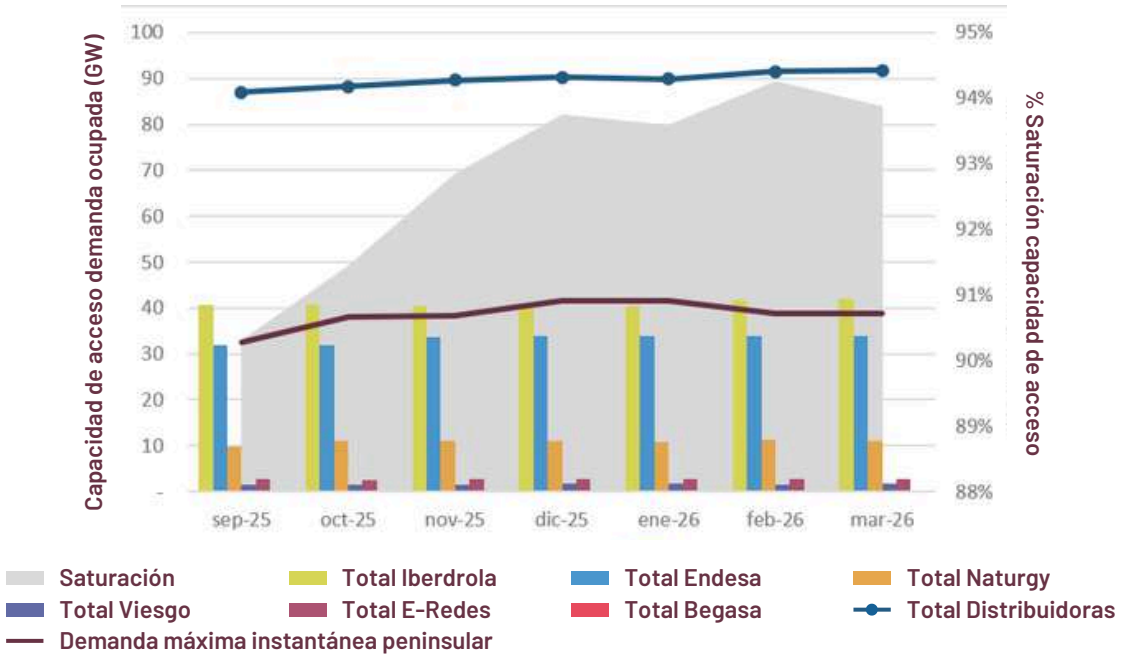
La mayor parte de la capacidad de demanda ocupada está gestionada por Iberdrola (i-DE) con, aproximadamente, un 46 % del total. En segundo lugar, está Endesa (e-distribución) con el 37 %, seguida de Naturgy (UFD) con el 12 %. El porcentaje restante corresponde a Viesgo (1,8 %), E-Redes (3,0 %) y Begasa (0,3 %), que son propiedad de EDP, como ya se ha señalado.



La saturación de los accesos de demanda mide la fracción de capacidad ocupada frente a la total de la red de distribución (ocupada + disponible). Esta magnitud ha ido en aumento en los últimos meses, creciendo del **90,3** % de saturación en septiembre de 2025 al **93,9** % en marzo de 2026, como se recoge en la siguiente figura.

A modo de referencia, la figura también muestra la **evolución de la potencia eléctrica instantánea máxima demandada** a nivel peninsular. Se da la paradoja de que la escasez de capacidad disponible que se observa en las redes de distribución (~6 GW) se produce a la vez que la capacidad de distribución ocupada total (~90 GW) es más del doble de la demanda instantánea máxima del conjunto de España y Portugal (~ 40 GW). Esta referencia es un primer indicador global del **sobredimensionamiento de la capacidad ocupada** en las redes de distribución españolas. Se ha reservado una potencia que supera con creces el escenario de máxima demanda en distribución, una demanda ficticia porque nunca se producirá.

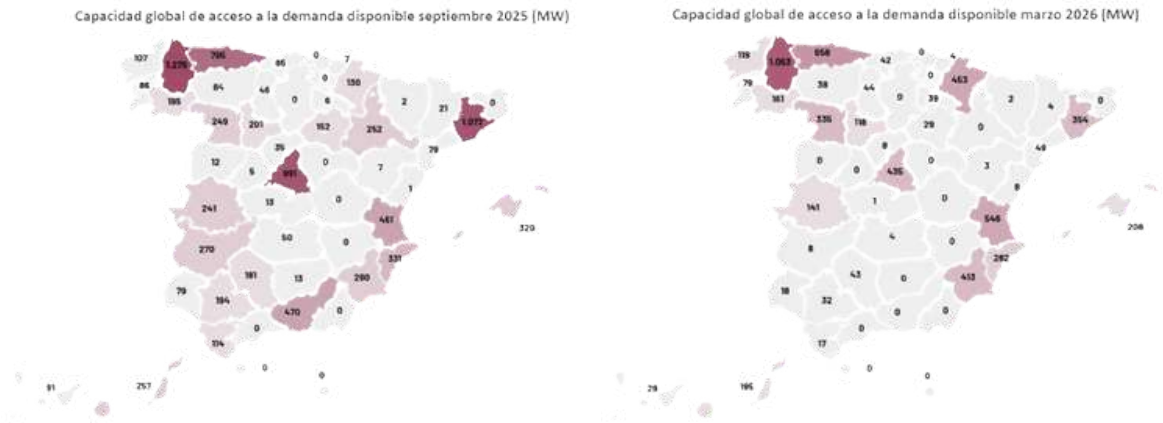
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA OCUPADA Y SATURACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO A LA DEMANDA



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

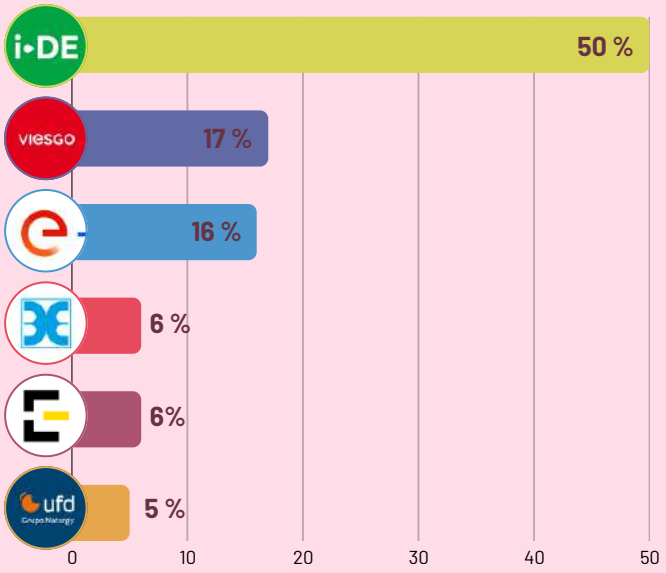
Como se ha mencionado anteriormente, **la capacidad de acceso a la demanda disponible total se redujo un 35,9 % entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, pasando de 9,3 GW a 6,0 GW.** Esta capacidad disponible no se encuentra homogéneamente repartida por el territorio, estando principalmente concentrada en Lugo (1.053 MW), Asturias (658 MW), Valencia (546 MW), Navarra (453 MW), la Comunidad de Madrid (435 MW) y Murcia (413 MW).

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE TOTAL

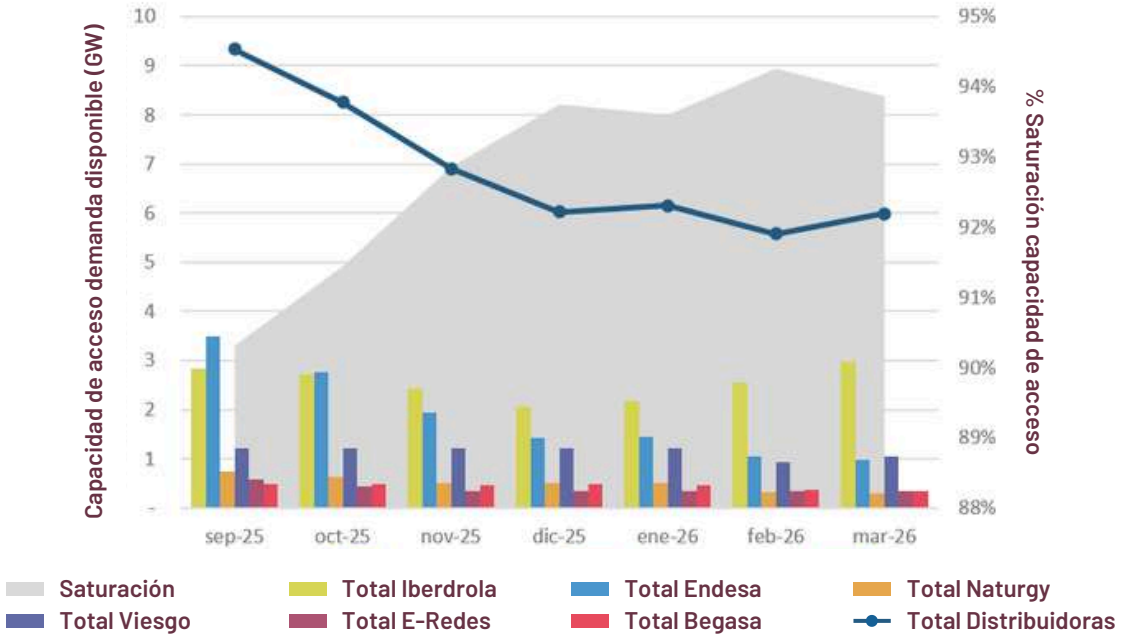


Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

La mayoría de la capacidad de demanda disponible se encuentra en redes de i-DE, con, aproximadamente, un 50 % del total, seguida de Viesgo con un 17 %, e-distribución con un 16 %, Begasa con un 6 %, E-Redes con otro 6 % y Naturgy con el 5 % restante.

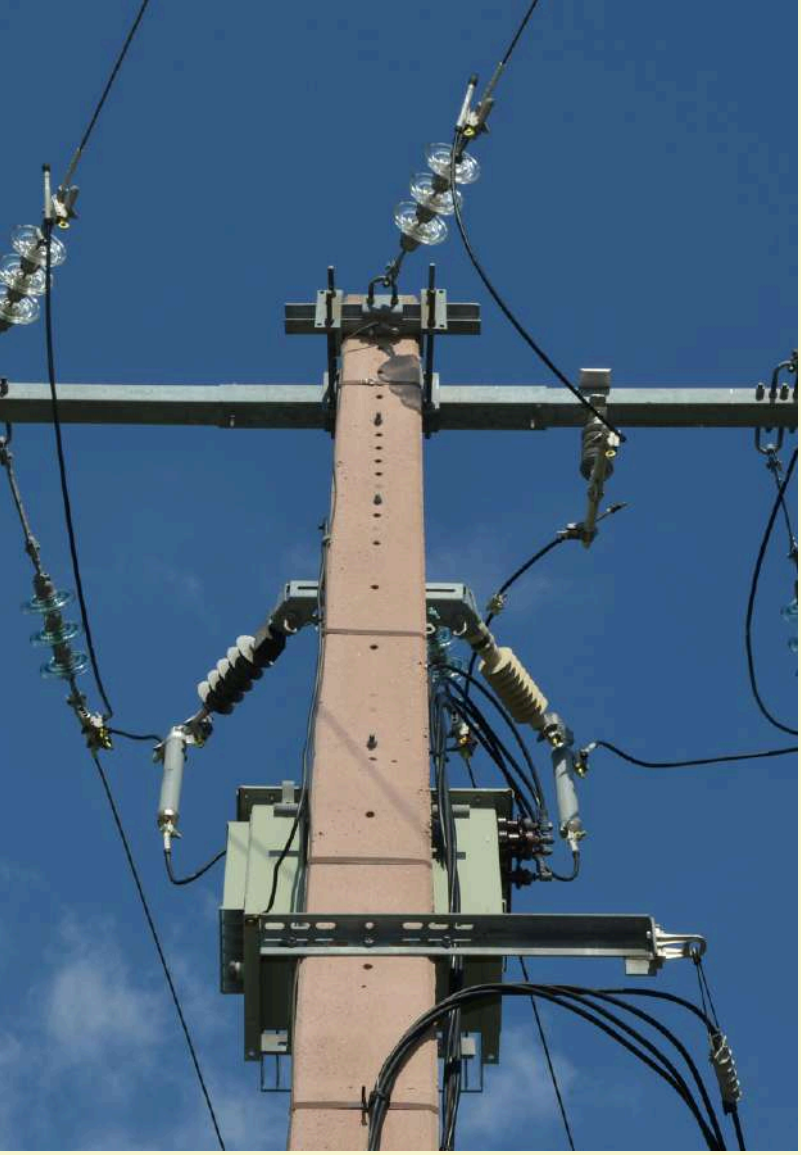


EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA DISPONIBLE Y SATURACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO A LA DEMANDA



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

Analizando **globalmente las anteriores gráficas se observa un claro estancamiento de la capacidad ocupada por la demanda eléctrica en los últimos meses** para todas las distribuidoras, a pesar de los intentos de conceder nuevos permisos de conexión.



CAPACIDAD DE ACCESO PARA GENERACIÓN

La metodología establecida por la CNMC para la capacidad de generación goza de una mayor flexibilidad que la de la demanda, debido a que la generación, especialmente mediante fuentes renovables, se ajusta a patrones predecibles de disponibilidad de recurso eólico y solar, restringiendo en ocasiones esta capacidad mediante los *curtailments* que se analizan en la sección *Vertidos y curtailments a las renovables*. Esta situación explica que la demanda eléctrica se encuentra estancada a nivel nacional, ya que el acceso en oferta es flexible y en demanda es rígido.

A continuación, se agrupan los datos de generación ocupada y disponible para cada distribuidora entre septiembre de 2025 y marzo de 2026. Desde abril de 2026, la CNMC publica mapas de capacidad para demanda y generación abiertos al público que se actualizan mensualmente.

Distribuidora	Capacidad de generación ocupada (GW)			Capacidad de generación disponible (GW)		
	Sep 2025	Mar 2026	Cambio (%)	Sep 2025	Mar 2026	Cambio (%)
e-distribución	29.102	28.467	-2,2 %	21.099	23.063	9,3 %
i-DE	21.149	19.409	-8,2 %	18.803	19.836	5,5 %
UFD	7.031	6.554	-6,8 %	4.236	4.215	-0,5 %
EDP	5.840	5.736	-1,8 %	1.008	965	-4,3 %
Total	63.122	60.166	-4,7 %	45.146	48.079	6,5 %

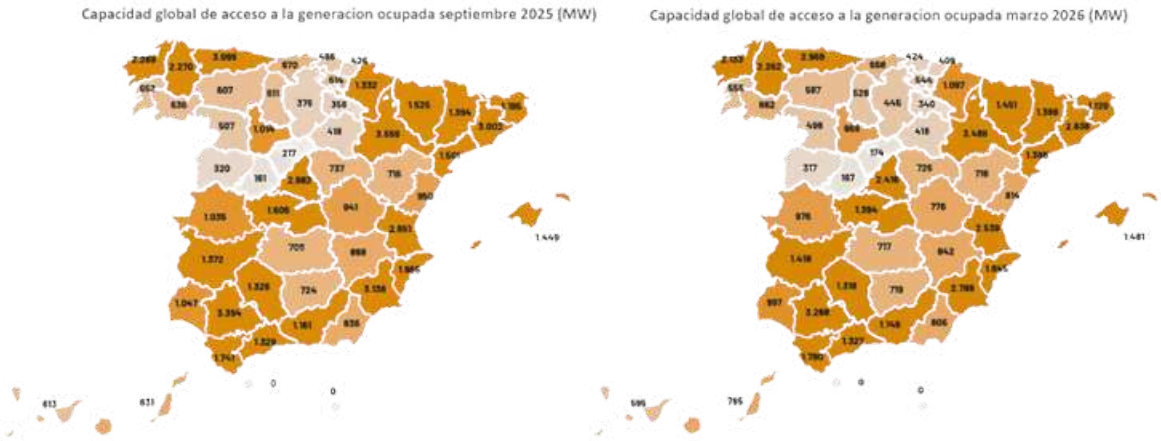
Tabla 2: Comparativa de las capacidades de generación ocupada y disponible para las principales distribuidoras en España. Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com.

Combinando los mapas de capacidad de generación ocupada y disponible de cada distribuidora para todo el territorio nacional se obtiene la evolución total de capacidad de generación, recogida en las siguientes figuras.

Entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, la capacidad de acceso a generación ocupada total pasa de **63,12 GW a 60,17 GW**, con una reducción del 4,7 %.

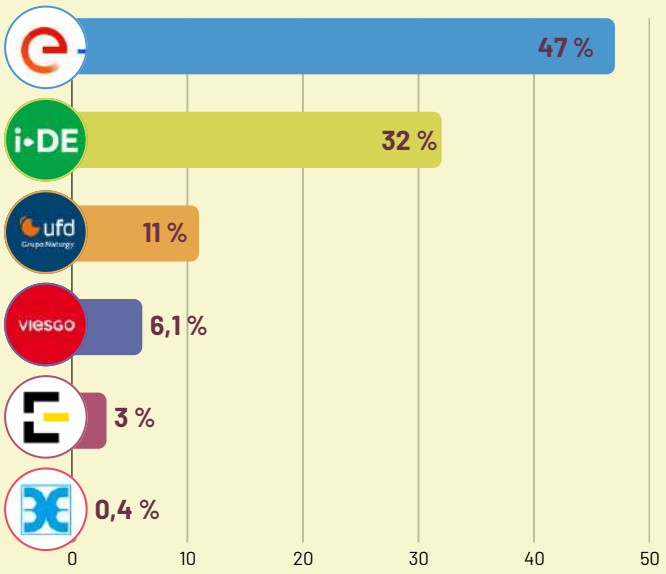
En ese mismo periodo, la capacidad disponible para el acceso de nueva generación pasó de **45,1 GW a 48,1 GW**, incrementándose un 6,5 %.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN OCUPADA TOTAL



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

La mayor parte de la capacidad de generación ocupada está gestionada por Endesa (e-distribución), con, aproximadamente, un 47 % del total. El segundo lugar lo ocupa Iberdrola (i-DE) con un 32 %, seguida de Naturgy (UFD, con un 11 %. El porcentaje restante corresponde a Viesgo (6,1 %), E-Redes (3,0 %) y Begasa (0,4 %).

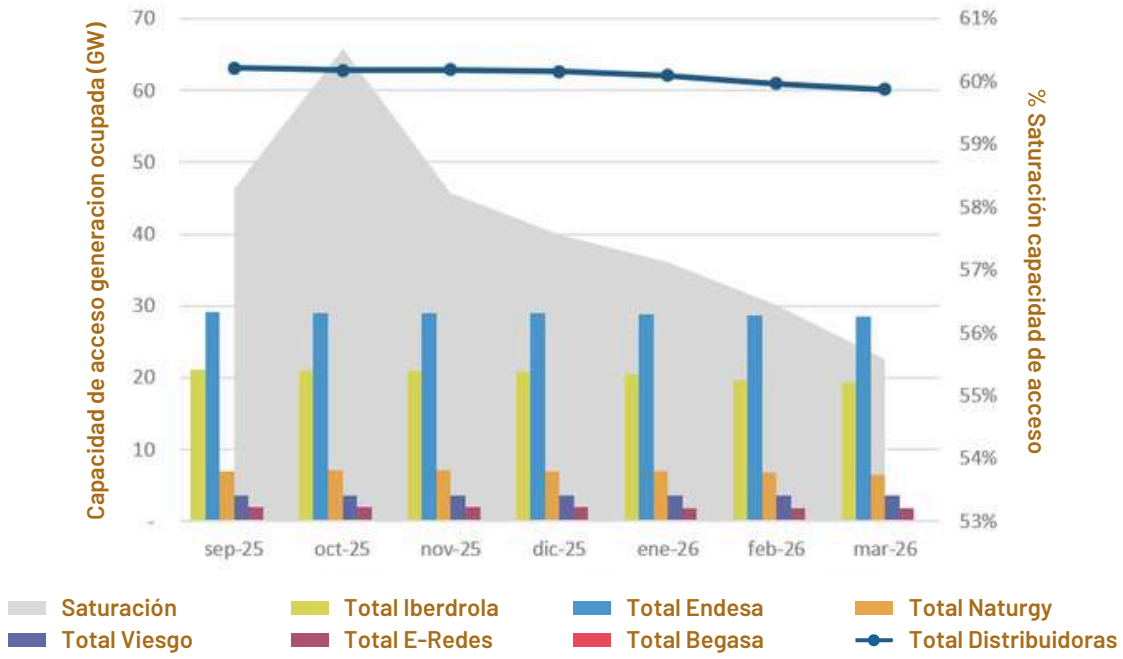


55,6 %

SATURACIÓN DE LOS ACCESOS DE GENERACIÓN EN MARZO 2026

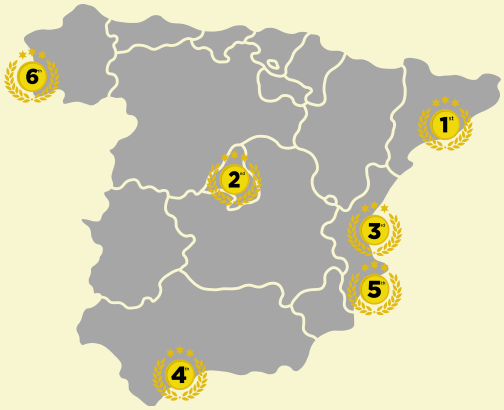
La saturación de los accesos de generación mide la fracción de capacidad ocupada frente a la total de la red de distribución (ocupada + disponible). Esta magnitud ha sufrido altibajos en los últimos meses, con un ligero descenso neto entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, pasando del **58,3 % de saturación al 55,6 %.**

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN OCUPADA Y SATURACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO A GENERACIÓN



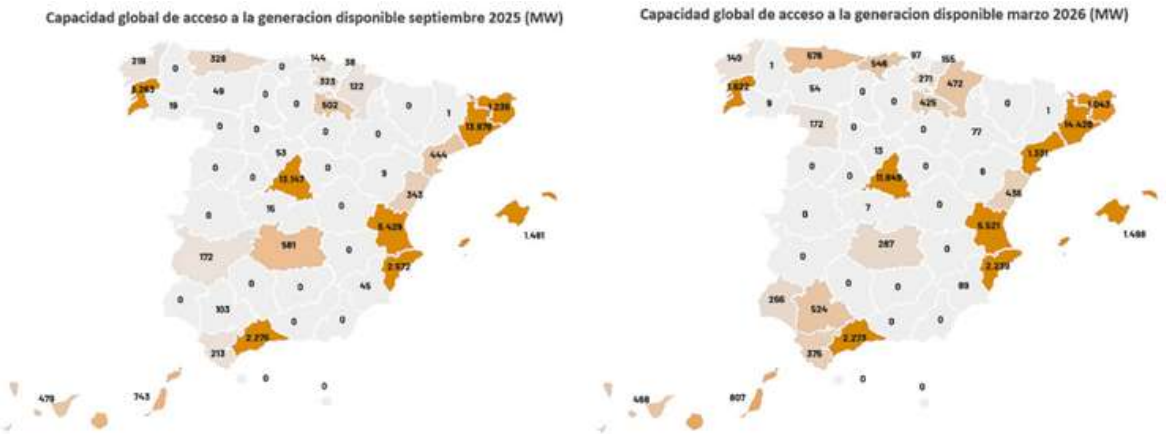
Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com

La capacidad de acceso de generación disponible en marzo de 2026 se situaba en 48,1 GW, pero no se encuentra homogéneamente repartida por el territorio. El grueso de esta potencia disponible está en **Barcelona (14.428 MW), la Comunidad de Madrid (11.849 MW), Valencia (5.521 MW), Málaga (2.273 MW), Alicante (2.239 MW), Pontevedra (1.622 MW), Baleares (1.498 MW) y Tarragona (1.331 MW).** El resto de las provincias cuentan con menor capacidad de acceso disponible, siendo prácticamente nula en muchas de ellas.



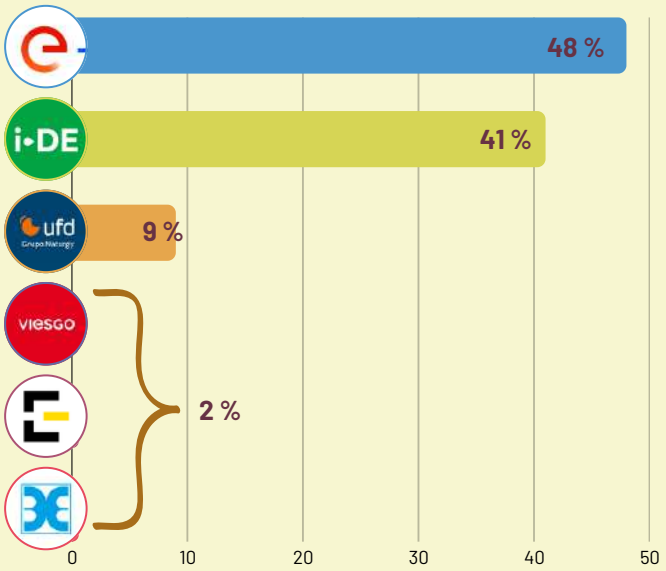
Esta situación de falta de capacidad para nueva generación a nivel de distribución en muchas provincias explica, en parte, la incapacidad de integrar nueva generación en nodos del sistema, como se expone en la Sección *Vertidos y curtailments a renovables*. A esto se suma **el escaso almacenamiento eléctrico que existe actualmente,** porque éste podría almacenar la energía que no se ha podido generar por el *curtailments* para luego verterla a la red, en momentos en los que, tanto la red como la demanda de electricidad, lo admitieran, aumentando así el porcentaje de renovables en el sistema eléctrico.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISPONIBLE TOTAL

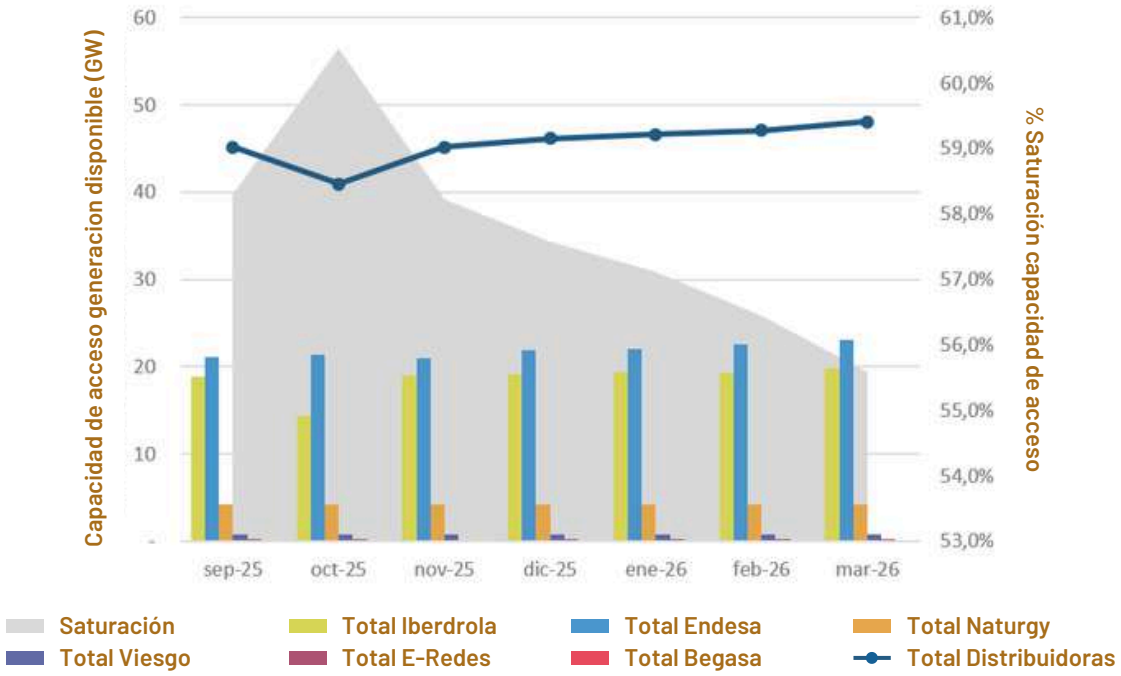


Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com.

La mayoría de la capacidad de generación disponible se encuentra en redes de e-distribución, con, aproximadamente, un 48 % del total, seguida de i-DE con un 41 %, UFD con un 9 % y el 2 % restante en Viesgo, Begasa y E-Redes.

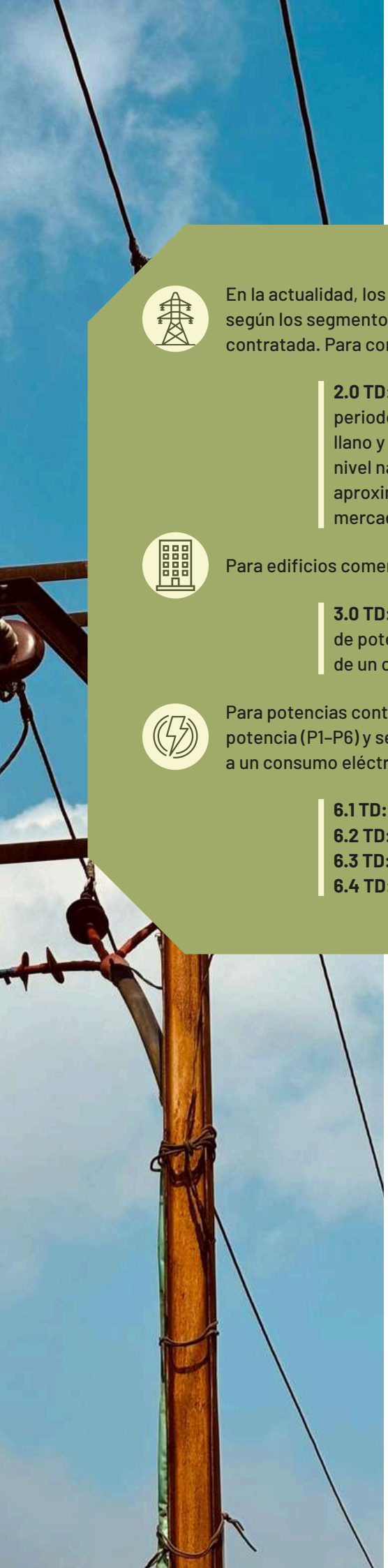


EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISPONIBLE Y SATURACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO A GENERACIÓN



Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com.

Las anteriores figuras denotan un **estancamiento también en la capacidad ocupada por la generación eléctrica en los últimos meses** para todas las distribuidoras. La capacidad disponible muestra una tendencia al alza, creciendo un 6,5 % desde que las distribuidoras tuvieron que comenzar a publicar esta información en septiembre de 2025.



Solicitudes de acceso y conexión: evolución de las contrataciones por tarifa

En la actualidad, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se clasifican según los segmentos tarifarios, las características y condiciones de tensión y la potencia contratada. Para consumidores residenciales y pequeños comercios:

> **2.0 TD:** baja tensión y menos de 15 kW de potencia contratada. Incluye dos periodos de potencia (P1 punta y P2 valle) y tres periodos de energía (P1 punta, P2 llano y P3 valle). En 2025 esta tarifa se empleó para el consumo de 74,8 TWh a nivel nacional, siendo la mayoritaria con un amplio margen. De este consumo, aproximadamente 17 TWh se corresponde a tarifas reguladas (PVPC), y 58 TWh al mercado libre (CNMC).

Para edificios comerciales y servicios:

> **3.0 TD:** baja tensión y más de 15 kW de potencia contratada. Incluye seis periodos de potencia (P1–P6) y seis periodos de energía (P1–P6). Esta tarifa fue responsable de un consumo de 34,1 TWh en 2025.

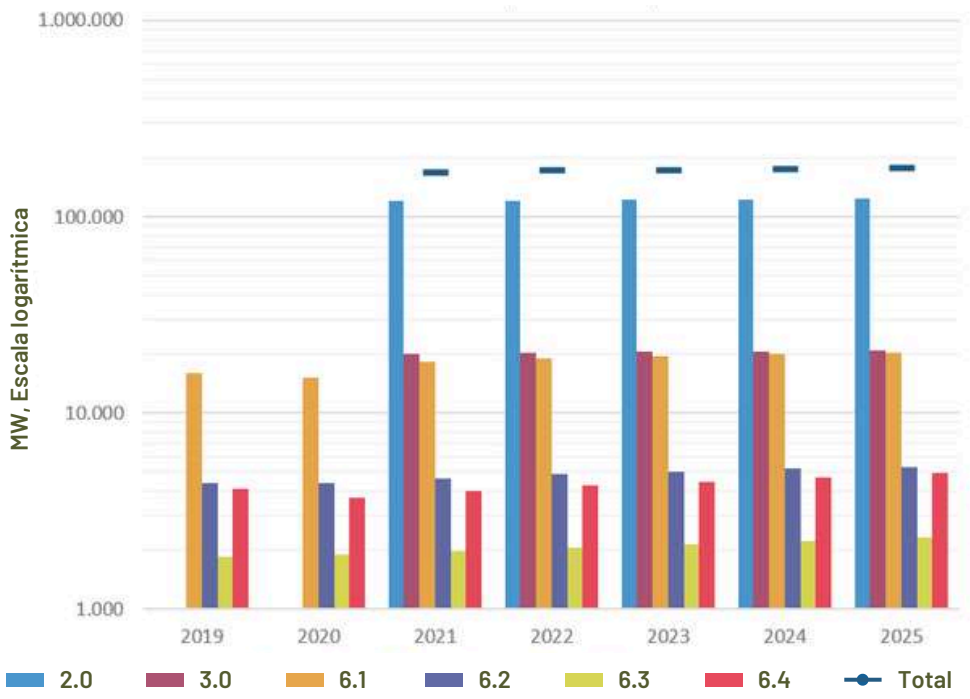
Para potencias contratadas elevadas y consumidores industriales. Incluyen seis periodos de potencia (P1–P6) y seis periodos de energía (P1–P6). En 2025, estas tarifas estuvieron asociadas a un consumo eléctrico de 116,4 TWh:

> **6.1 TD:** media tensión, entre 1 kV y 30 kV.
> **6.2 TD:** alta tensión, entre 30 kV y 72,5 kV.
> **6.3 TD:** alta tensión, entre 72,5 kV y 145 kV.
> **6.4 TD:** alta tensión, superior a 145 kV.

A continuación, se analiza la evolución de la tendencia de la potencia contratada y el número de consumidores de los últimos años para cada una de estas tarifas. Por un lado, a pesar de que las solicitudes de acceso y conexión crecen notablemente, la potencia total contratada por tarifa apenas ha aumentado en los últimos años. En la siguiente figura se plasma cómo, respecto a los 169,2 GW contratados en 2021 como promedio de todas las tarifas, en 2025 sólo ascendió a 177,0 GW, suponiendo un crecimiento del 4,6 %. Dado que la CNMC cambió su metodología de contabilización de potencia contratada en 2021 para las tarifas 2.0 y 3.0, se desconoce la evolución del promedio de todas las tarifas previa a este año. Sin embargo, el registro de las tarifas 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 se recoge desde el año 2019, lo que permite apreciar que este estancamiento comienza antes del año 2021.

Un efecto similar se observa para el número de consumidores, reflejado en la siguiente figura. En los últimos cinco años el número total de usuarios sólo ha crecido un 4,6 %, pasando de 28,3 millones de conexiones en 2019 a 29,6 millones en 2024.

POTENCIA CONTRATADA POR TARIFA, PROMEDIO DE TODOS LOS PERIODOS DE CONSUMO

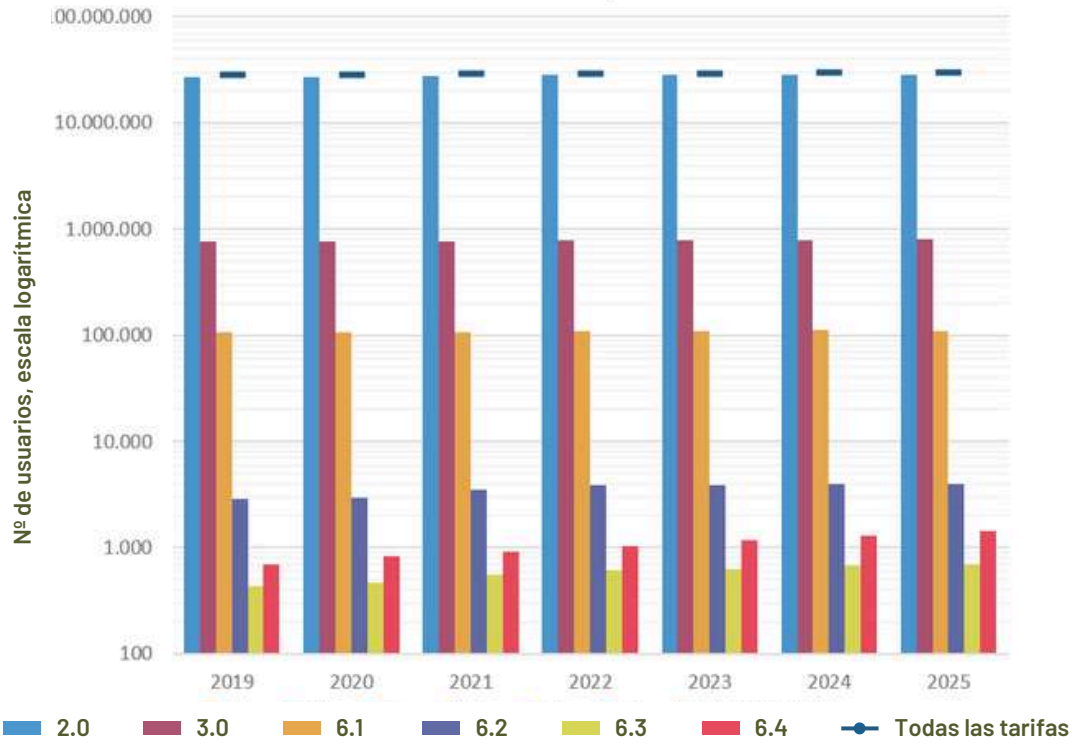


*Cambio de metodología de contabilización de potencia contratada de la CNMC en 2021.
Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

Potencia contratada promedio (MW)							
Tarifa TD	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
2.0	-	-	120.371	120.941	121.743	122.597	123.242
3.0	-	-	19.967	20.375	20.485	20.548	20.780
6.1	15.879	15.177	18.286	19.038	19.560	20.060	20.404
6.2	4.372	4.416	4.638	4.916	5.042	5.209	5.315
6.3	1.865	1.903	1.974	2.056	2.155	2.239	2.331
6.4	4.118	3.714	4.001	4.293	4.444	4.724	4.943
Total	**-**	**-**	**169.238**	**171.620**	**173.429**	**175.376**	**177.015**

Tabla 3: Potencia contratada por tarifa, promedio de todos los periodos de consumo. Cambio de metodología de contabilización de potencia contratada de la CNMC en 2021. Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

NÚMERO DE USUARIOS POR TARIFA ENTRE 2019 Y 2025



Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

Potencia contratada promedio (MW)							
Tarifa TD	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
2.0	26.677.274	26.802.415	27.816.399	28.106.851	28.384.203	28.542.465	28.683.870
3.0	757.574	765.312	767.807	783.822	788.940	791.357	802.322
6.1	105.553	106.697	107.226	108.280	109.771	112.197	110.389
6.2	2.887	2.933	3.496	3.840	3.882	3.962	3.971
6.3	431	472	560	608	637	675	691
6.4	695	819	912	1.037	1.166	1.305	1.431
Todas las tarifas	**28.331.252**	**28.442.780**	**28.696.466**	**29.005.511**	**29.291.086**	**29.455.992**	**29.608.156**

Tabla 4: Número de usuarios por tarifa entre 2019 y 2025. Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026

Sobrepotencia contratada

POTENCIA CONTRATADA

POTENCIA FACTURADA

En este apartado se analiza el uso de la potencia contratada y facturada en las redes de distribución españolas.

La **potencia contratada** es aquella acordada contractualmente con las compañías distribuidoras y que determina el término fijo de la factura eléctrica.

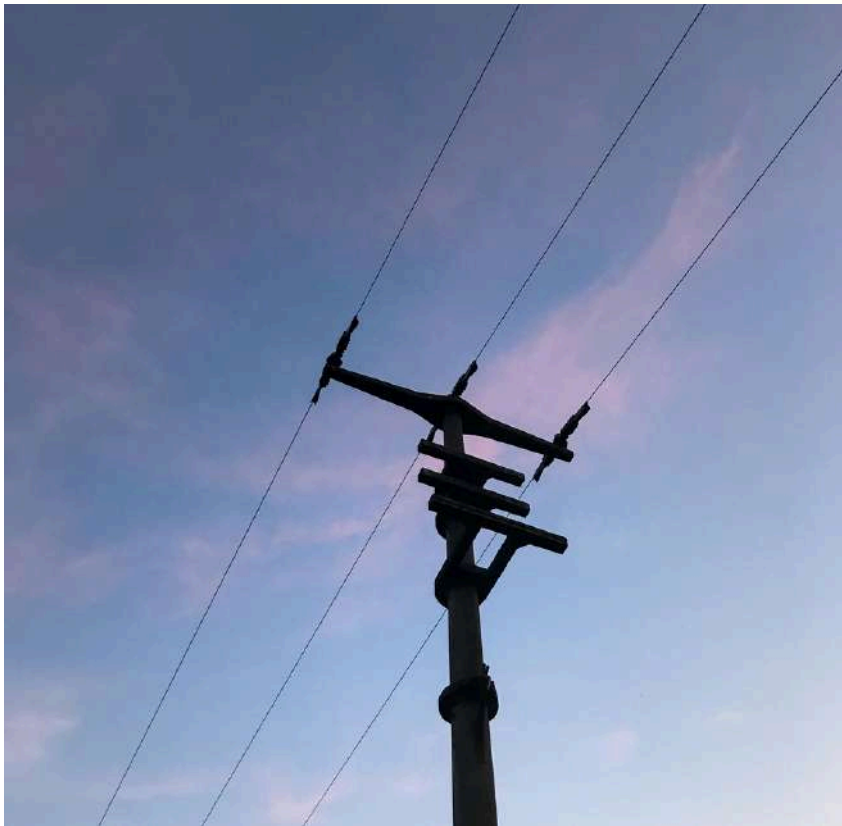
La **potencia facturada** es la que el consumidor finalmente paga, teniendo en cuenta si la potencia que realmente se ha consumido supera a la contratada y las horas equivalentes de consumo.

Al dividir el consumo eléctrico de cada tarifa entre la potencia facturada se obtienen **las horas de uso equivalentes para cada tipo de tarifa.**

A partir de este dato se puede obtener **el factor de utilización de cada tarifa respecto a su potencial máximo anual**, que representa la energía realmente consumida en un año respecto al máximo consumo reservado en cada caso.

La potencia facturada puede coincidir con la contratada o ser mayor si hay excesos. Específicamente, si la potencia utilizada supera el valor contratado en tarifas tipo 2.0, el suministro eléctrico se corta automáticamente. Para las demás tarifas, se permite este consumo extra, estando asociado a un recargo económico.

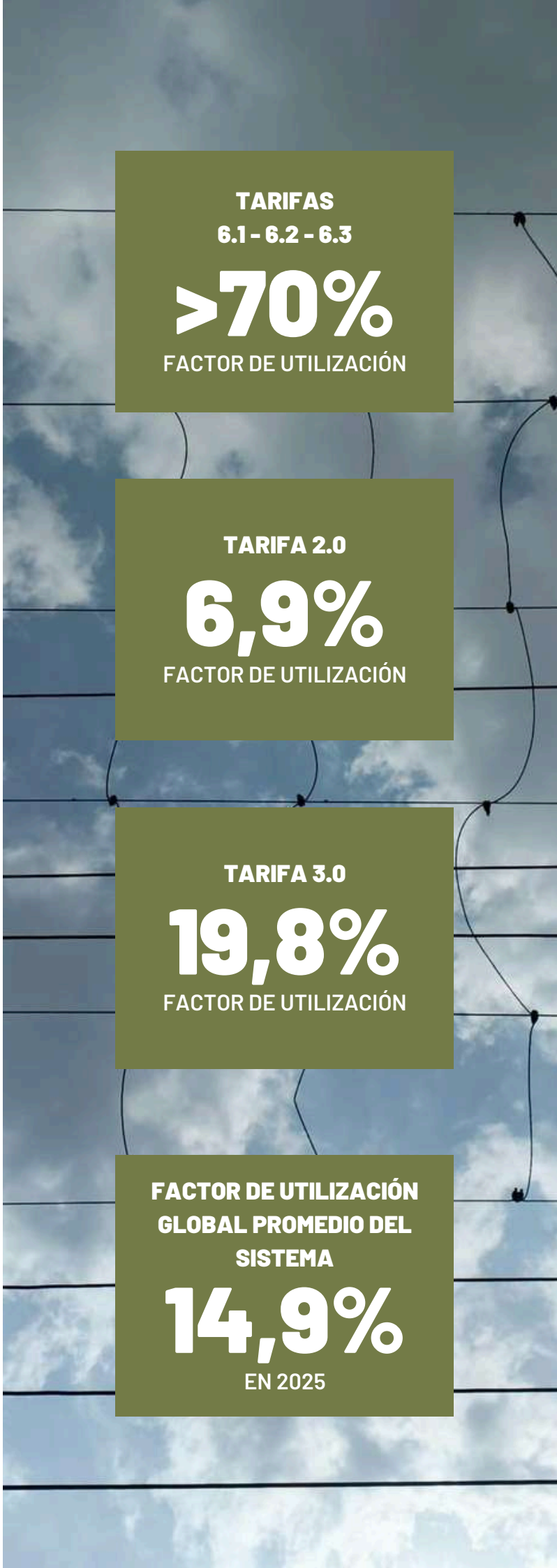
Para cada tipo de tarifa se concede una capacidad de acceso y conexión específica. Dado que estas franjas de potencia no pueden variar de forma dinámica por la normativa actual, su máximo aprovechamiento posible se correspondería con un consumo energético constante e igual a la potencia contratada anualmente, multiplicada por las 8.760 horas del año.



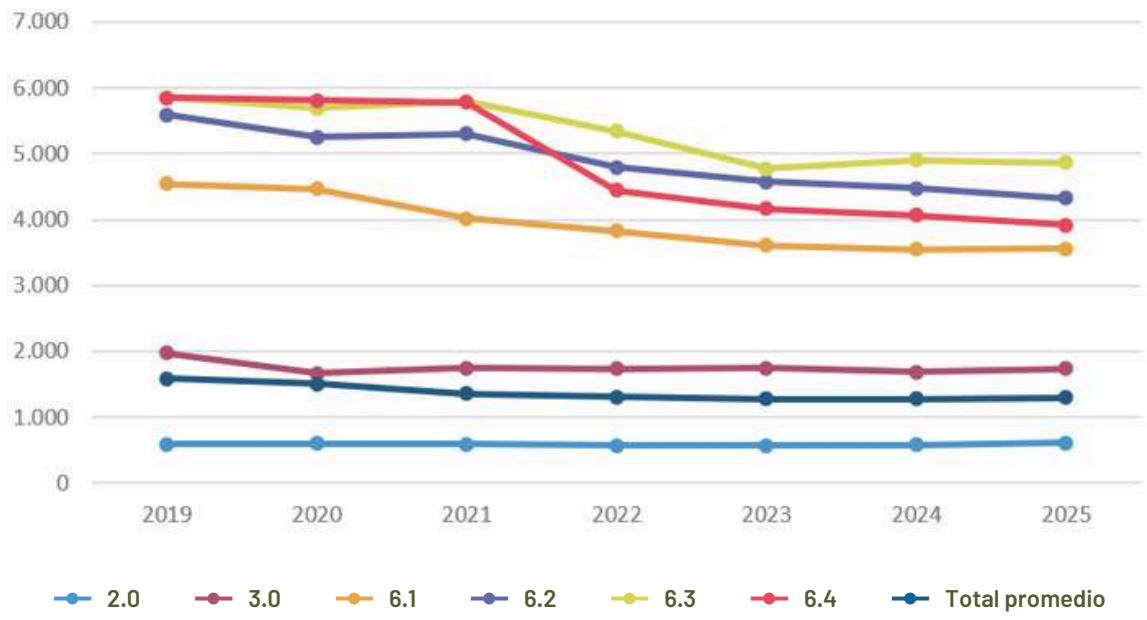
Según las siguientes figuras, **las potencias a las que se le da un mayor uso son aquellas ligadas a grandes demandas eléctricas y consumos industriales (tarifas 6.1, 6.2 y 6.3) por el importante número de horas de operación anuales.** A pesar de representar la potencia contratada mejor aprovechada del sistema, **su factor de utilización sigue encontrándose por debajo del 70** % en todos los casos, con una marcada tendencia descendiente en los últimos cinco años, llegando a caer a un mínimo del 40 % para la tarifa 6.1 en 2025.

Por otro lado, las tarifas ligadas a pequeños consumos presentan las potencias peor aprovechadas del sistema. En 2025, **las tarifas 2.0 y 3.0 presentan, respectivamente, factores de utilización del 6,9 % y del 19,8 %**, manteniéndose estancadas en torno a estos valores desde hace años. Estas tarifas, correspondientes a la mayor parte de la demanda eléctrica residencial y comercial del país, representan la mayor parte del consumo de la red. Por lo tanto, **el factor de utilización global promedio del sistema** se aproxima a estos valores, **alcanzando un 14,9 % en 2025.** Es decir, **en 2025 una media del 85,1 % de potencia facturada no se utilizó**, estando bloqueada debido a este sobredimensionamiento de la potencia concedida en cada punto de acceso respecto al consumo real.

Este desaprovechamiento es debido a que, durante años, **el dimensionamiento de la potencia contratada para un punto de conexión se ha hecho en base a la reserva de la máxima demanda puntual posible**. Aunque este método conservador permite garantizar que en **un nudo nunca se requerirá más potencia que la reservada,** no se contempla que durante la mayor parte del tiempo la potencia necesaria para cubrir el consumo es mucho menor. Esto resulta en **una capacidad de acceso y conexión reservada que no se puede aprovechar para conectar otros consumos.** En definitiva, **una causa evidente de la saturación de los permisos de acceso y conexión es la infrautilización de la potencia contratada ya concedida en los nudos de las redes de distribución.**

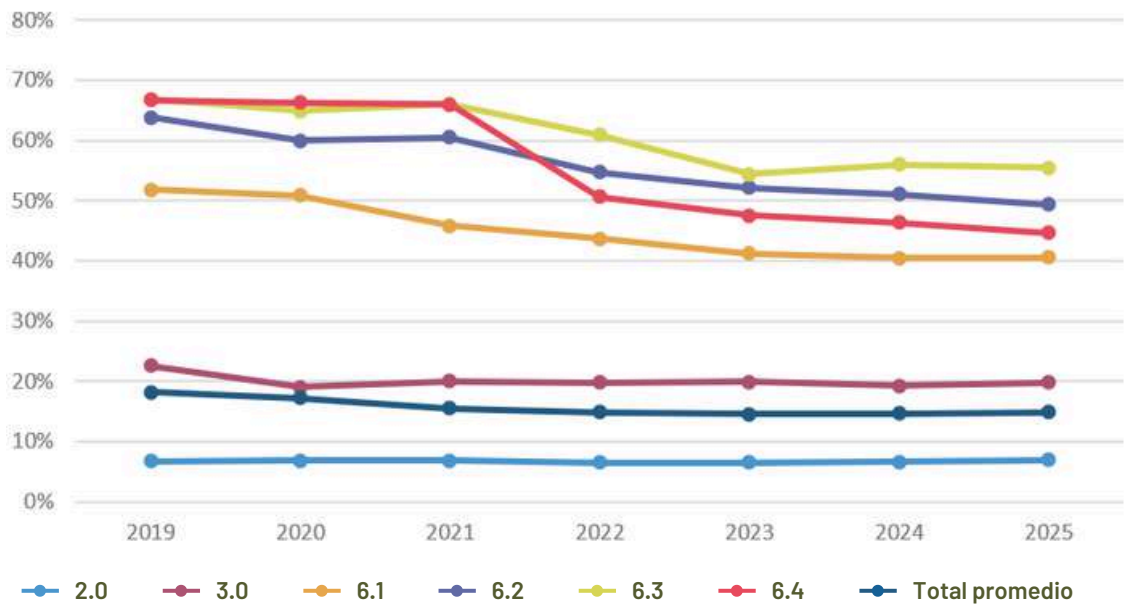


UTILIZACIÓN MEDIA DE LA POTENCIA FACTURADA



Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

FACTOR DE UTILIZACIÓN DE POTENCIA FACTURADA FRENTE A SU POTENCIAL USO MÁXIMO (%)



Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

EL CASO DE LA TARIFA 2.0

La tarifa 2.0 es la que tiene más usuarios, por lo que cabe analizarla en mayor detalle. Las dos modalidades posibles para utilizar esta tarifa son contratar el consumo eléctrico a través del mercado libre o del mercado regulado (COR). En el mercado libre, son las comercializadoras las que marcan el precio de la luz, pudiendo adaptarlo a las ofertas que consideren. En contraste, la tarifa regulada establece el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), que divide la tarifa horaria en tres periodos a lo largo del día, valle, llano y punta, y su precio está regulado por el mercado eléctrico con el consentimiento del Gobierno.

En el caso de la tarifa 2.0. se observa que la opción de mercado libre prevalece frente a la del COR, tanto en potencia facturada como en energía consumida por cliente: solo el 27,4% de los consumidores domésticos se acogen al PVPC, representando unos 8,2 millones de usuarios. Cabe señalar aquí que las distribuidoras forman parte de la misma estructura empresarial que comercializa la electricidad tanto en el mercado libre como en el regulado. Esta falta de separación genera un evidente conflicto de intereses, en la medida en que las empresas pertenecientes al mismo grupo puedan tener incentivos económicos para animar a los consumidores del PVPC a cambiarse a contratos del mercado libre. Esta práctica se lleva a cabo mediante ofertas comerciales que, en determinados casos, no proporcionan a los consumidores toda la información relevante de forma que puedan tomar una decisión informada, como el hecho de que el acceso a la tarifa social está condicionado a permanecer en el PVPC.

En 2025, el **factor de utilización** para las tarifas regulada y libre resultó muy similar, rondando el **6,2 % para el mercado regulado y el 7,1 % para el mercado libre**, lo que denota que **el sobredimensionamiento de la potencia es un problema muy prevalente y generalizado para las ofertas en ambas modalidades.**

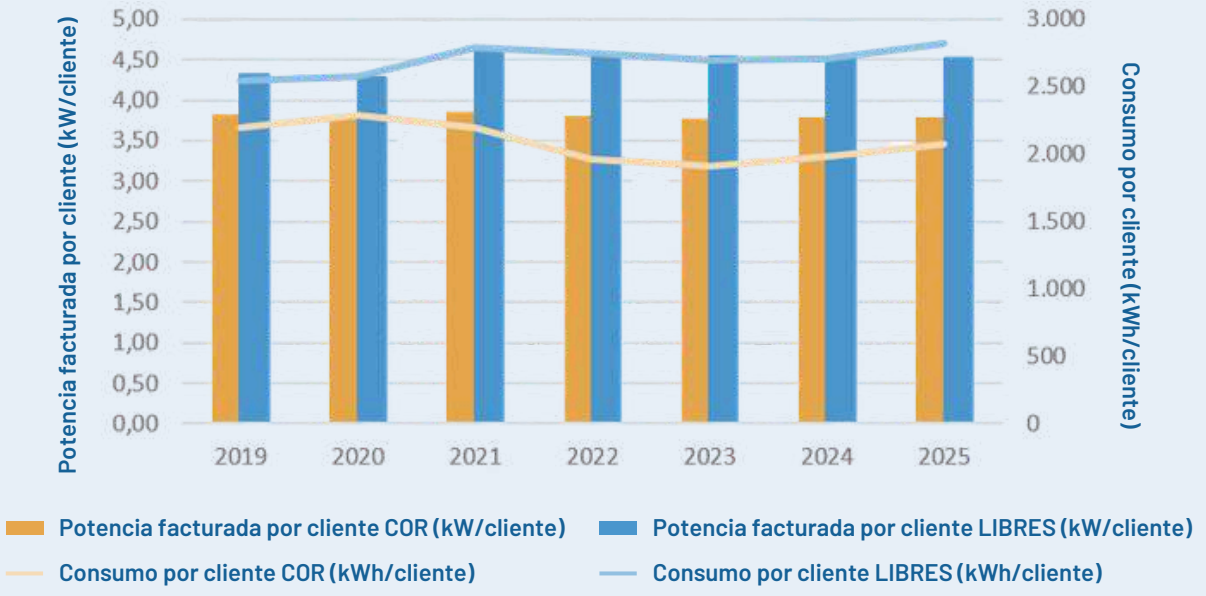
FACTOR DE UTILIZACIÓN PARA EL MERCADO REGULADO

6,2 %

FACTOR DE UTILIZACIÓN PARA EL MERCADO LIBRE

7,1 %

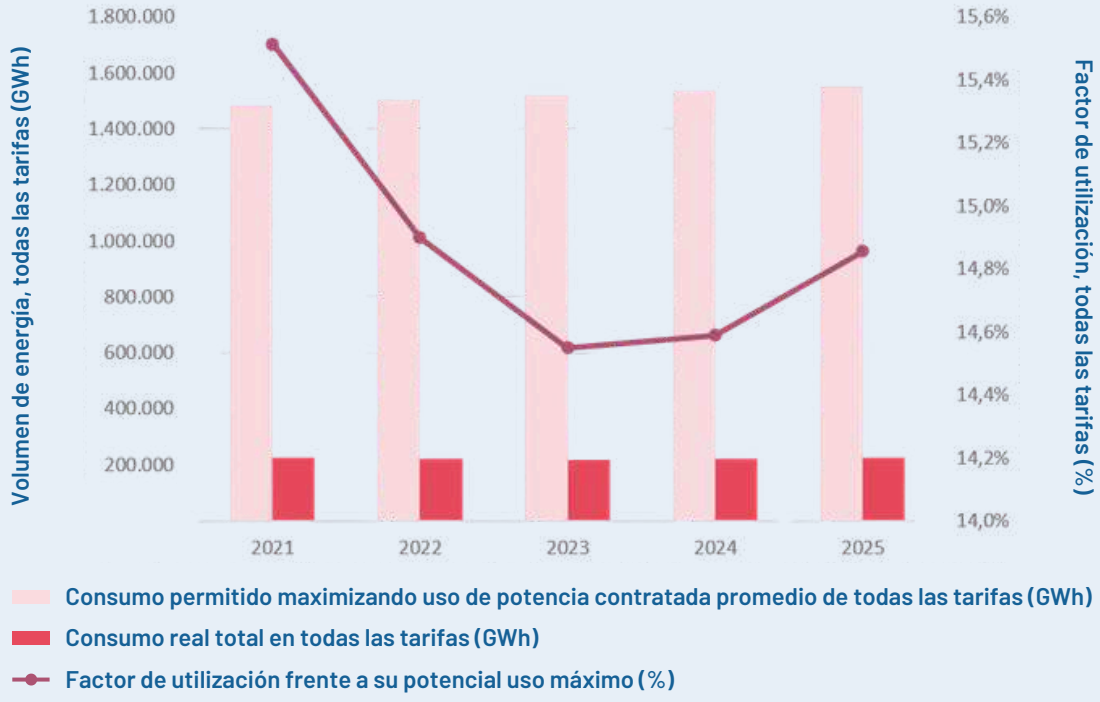
MERCADO REGULADO Y LIBRE PARA LA TARIFA 2.0



Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

Hasta ahora, el análisis mostrado con relación al problema de la sobre potencia contratada se ha desglosado por tarifa eléctrica para reflejar sus diferencias. Otra manera de exponer el sobredimensionamiento de la potencia contratada a nivel nacional se presenta en la siguiente figura. En este caso, se contrasta el volumen de energía consumido por el conjunto de todas las tarifas, con la máxima demanda admisible que resultaría de utilizar la totalidad de la franja de potencia que actualmente se reserva para todas las tarifas. El resultado que se obtiene es un **factor de utilización promedio inferior al 16** % en los últimos cinco años para el consumo eléctrico nacional.

FACTOR DE UTILIZACIÓN PROMEDIO PARA EL CONSUMO ELÉCTRICO NACIONAL



Fuente: elaboración propia con base en Boletín eléctrico CNMC marzo 2026.

Este desaprovechamiento de potencia contratada, especialmente para los consumidores residenciales, implica que, a nivel doméstico, **se podrían electrificar todos los consumos energéticos del hogar** (calefacción y transporte), **sin necesidad de ampliar su potencia contratada** actual, simplemente utilizando mejor la capacidad que ya pagan en la factura de la luz. Por otro lado, en la mayoría de los hogares se podría reducir la potencia contratada a un valor que refleje mejor el consumo eléctrico real, liberando capacidad de acceso y conexión y abaratando el término de potencia de la factura eléctrica.

La conclusión que se deriva del anterior análisis es que es **necesario implementar tarifas de potencia flexibles para usuarios tipo 2.0, que permitan reservar a cada consumidor una potencia que se adapte a su consumo eléctrico real.** Este tipo de modelo ya se implementa en algunos países y se denomina tarifa dinámica. Esto permitiría liberar potencia en nudos actualmente reservada de forma permanente para consumos que rara vez requieren una capacidad de acceso tan amplia, posibilitando nuevas conexiones que puedan utilizar esta potencia liberada.

Urgencia regulatoria, técnica y económica

¿Brecha entre las inversiones actuales y las necesarias?

Como ya se ha comentado, la retribución de las empresas de distribución eléctrica en España la fija la CNMC de forma administrativa, con actualizaciones metodológicas cada 4 años, en función de los costes de inversión, operación, mantenimiento y gestión de las redes. Se calcula para cubrir gastos necesarios y asegurar una rentabilidad razonable, financiándose a través de los peajes regulados que pagan los consumidores en la factura de la luz.

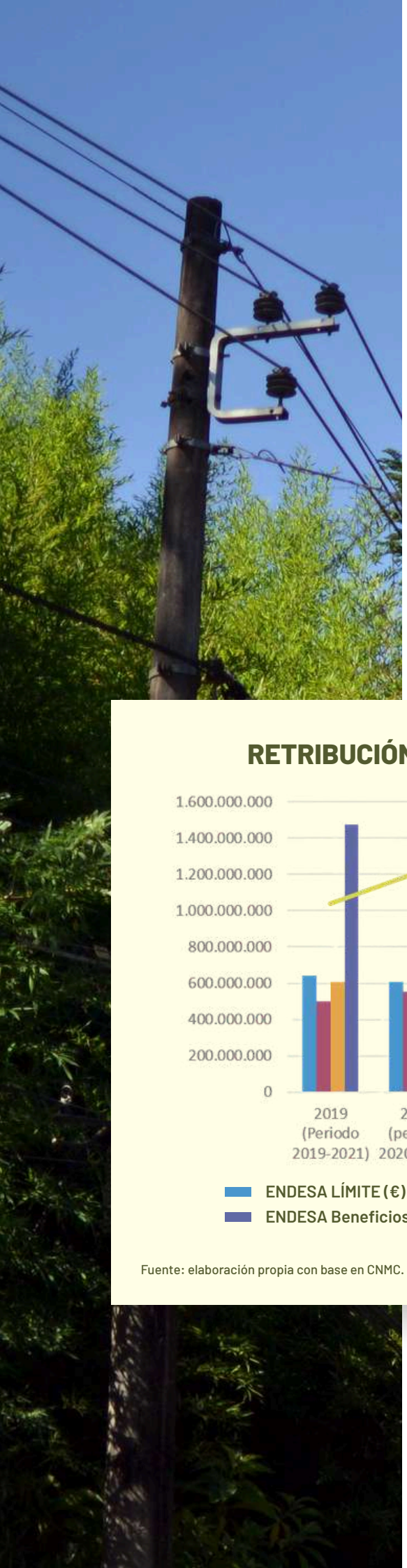
El 29 de julio de 2026, se aprobó el **Real Decreto 640/2026,** por el que se regulan los planes de inversión en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Entre lo más destacado de su articulado, está el permiso para realizar inversión adicional de 10.200 millones de euros en distribución hasta el año 2030, siguiendo una senda creciente y acotando su destino, y el establecimiento de los procedimientos para la elaboración, tramitación y justificación de los planes de inversión de las empresas distribuidoras. Además, las compañías distribuidoras tendrán que someter sus planes de inversión a consulta previa; los agentes y las administraciones podrán remitir sus propuestas y planes, que serán públicos y accesibles por Internet.

Al analizar la retribución económica y los planes de inversión de las empresas distribuidoras desde 2019 hasta la actualidad, encontramos diferentes patrones en las estrategias seguidas por cada una respecto a la metodología de inversión. En estos informes anuales, realizados en base a las resoluciones de la CNMC, se analizan diversas **variables técnicas y económicas** para evaluar y supervisar las inversiones de las empresas distribuidoras eléctricas que hay que definir previamente. Son las siguientes:

VOLUMEN DE INVERSIÓN PREVISTO (VIP)
Se refiere al valor económico de las instalaciones que se prevé poner en servicio en un año determinado. El análisis se basa en si esas inversiones pueden recibir retribución con cargo al sistema eléctrico.

LÍMITE MÁXIMO SECTORIAL
El Real Decreto 1048/2013 establece que el volumen anual de inversión no puede superar un porcentaje del PIB nacional. Para el periodo analizado (2020-2022), ese límite se fijó excepcionalmente en hasta el 0,14 % del PIB. Este límite permite controlar el crecimiento del gasto del sistema eléctrico.

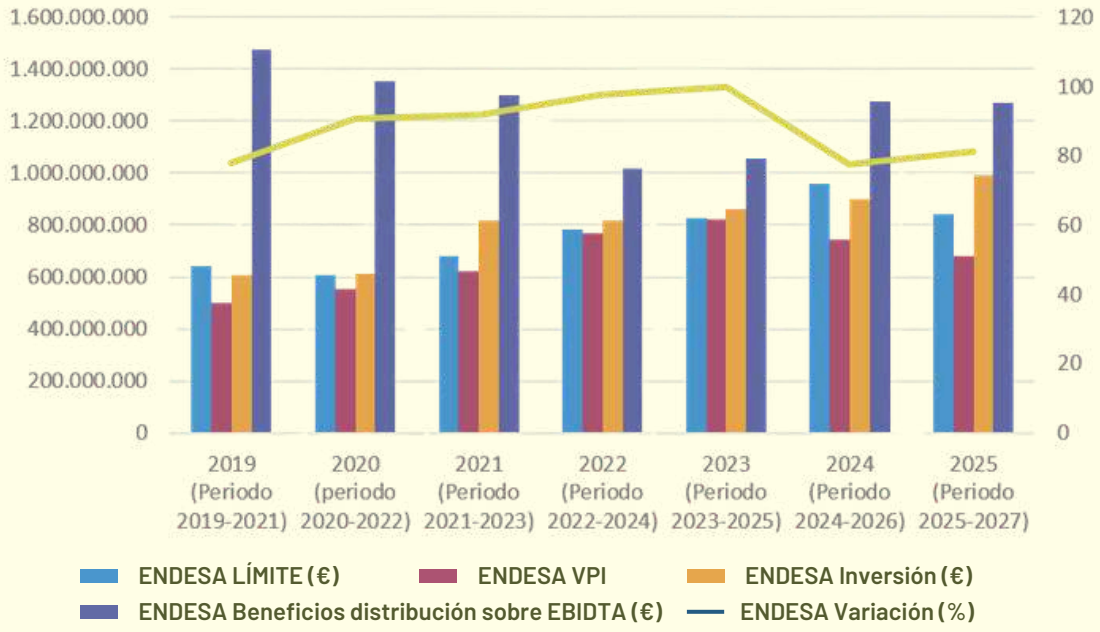
RETRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
Se utiliza como base para calcular qué proporción del límite sectorial corresponde a cada empresa por la actividad de distribución.



e-distribución

En la siguiente figura, se observa el caso de e-distribución, empresa del grupo Enel. El límite de inversión sujeta a retribución no ha sido superado en ninguno de los años analizados desde 2019. Por el contrario, se quedaron por debajo del límite en 2019 (-22 %), 2020 (-9 %), 2021 (-8 %), 2022 (-2 %), 2023 (-1 %), 2024 (-22 %) y 2025 (-19 %). Examinando los datos de los informes financieros, no en todos los años se invirtió en redes de distribución volúmenes superiores al límite, ya que en 2019 fueron 34 M€ menos del límite y 57 M€ en 2024. Además, es interesante analizar los resultados de explotación de distribución (EBIT). En el año 2019 los beneficios fueron de 1.473 M€, siendo ligeramente menores en años consecutivos, hasta los últimos resultados de 1.269 M€ obtenidos en 2025.

RETRIBUCIÓN DE E-DISTRIBUCIÓN DE 2019 A 2025

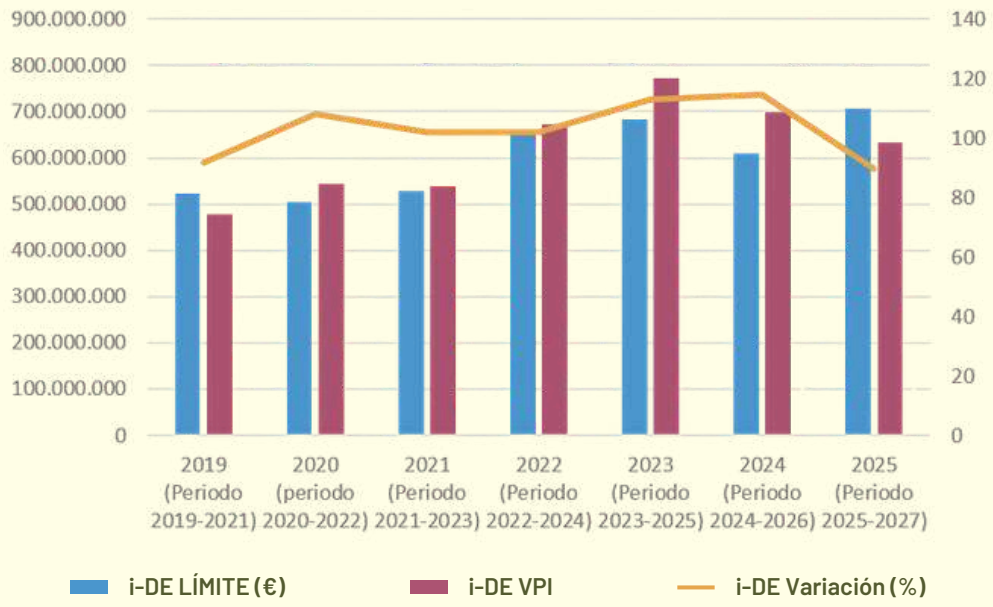


Fuente: elaboración propia con base en CNMC.

i-DE

En el caso de i-DE, del grupo Iberdrola, el límite de inversión sujeta a retribución ha sido superado en los años 2020 (+8 %), en 2021 (+2 %), 2022 (+2 %), 2023 (+13 %) y 2024 (15 %). En cambio, se quedaron por debajo en 2019 (-8 %) y 2025 (-10 %). No obstante, en los resultados financieros se podría comprobar qué inversión se ha ejecutado realmente cada año, pero Iberdrola ofrece los datos financieros de sus diferentes negocios agregados por lo que no se puede conocer al detalle cuánto han destinado para las redes de distribución en el mercado español.

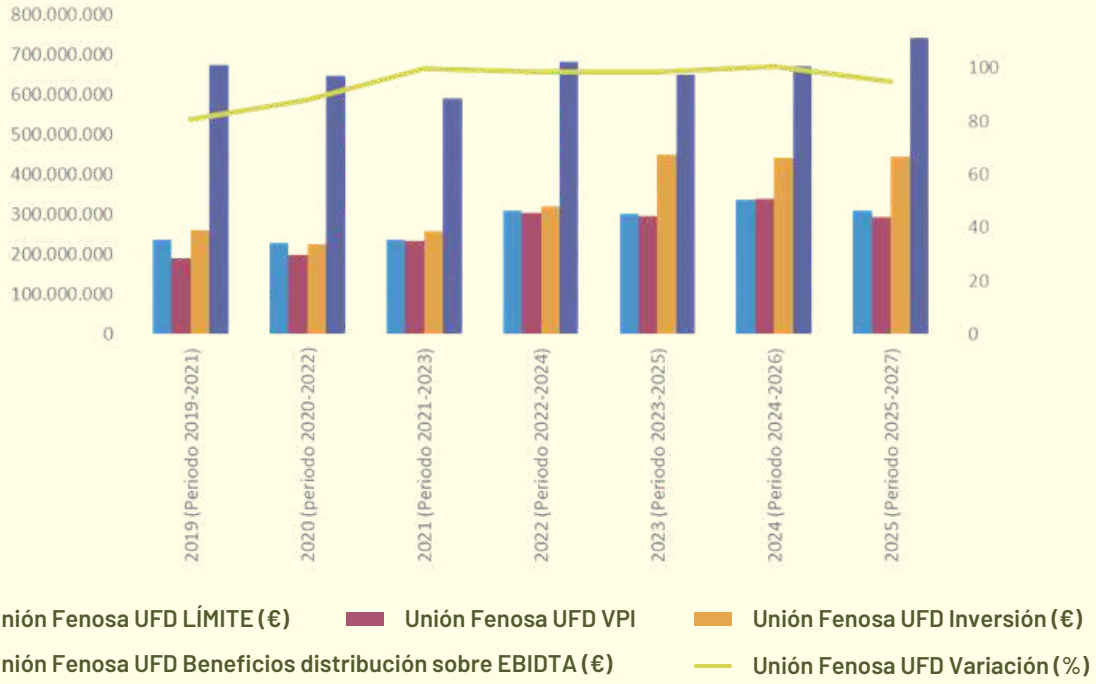
RETRIBUCIÓN DE I-DE DE 2019 A 2025



Fuente: elaboración propia con base en CNMC.

Respecto a UFD, del grupo Naturgy, el límite de la inversión sujeta a retribución ha sido superado **solo en el año 2024 (+1 %).** Por el contrario, se quedaron por debajo del límite en 2019 (-19 %), 2020 (-12 %), 2021 (-1 %), 2022, (-2 %), 2023 (-2 %) y 2025 (-5 %). Examinando los datos disponibles de los informes financieros, en todos los años se invirtió en redes de distribución volúmenes superiores al límite, excepto en 2020, cuando la cuantía fue inferior en 2 millones de euros. Respecto a los resultados de explotación de distribución (EBIT), en el año 2019 los beneficios fueron de 675 M€, siendo similares en años consecutivos, hasta los últimos resultados de 741 M€ obtenidos en 2025.

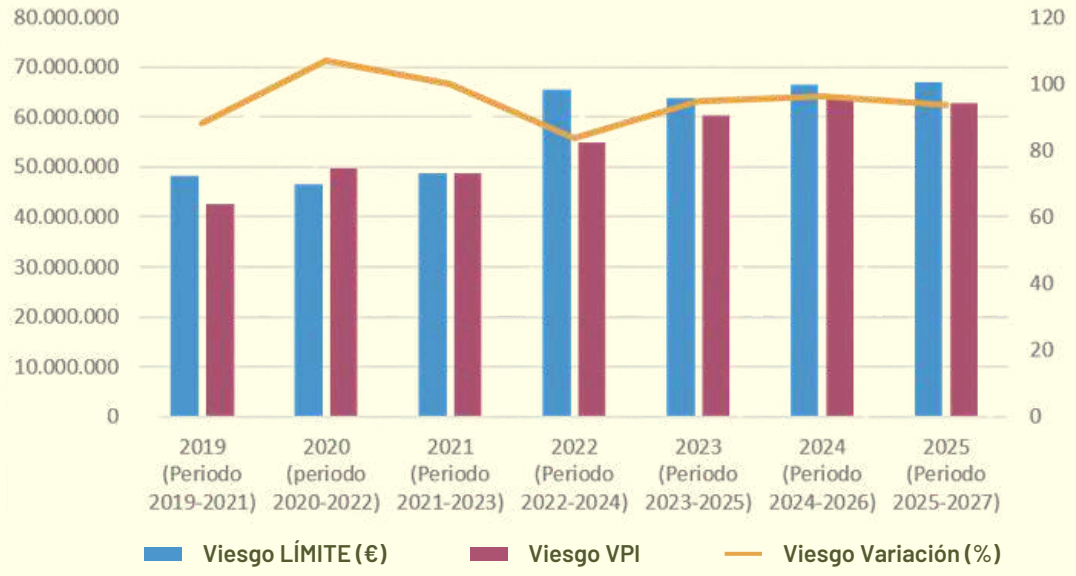
RETRIBUCIÓN DE UFD DE 2019 A 2025



Fuente: elaboración propia con base en CNMC.

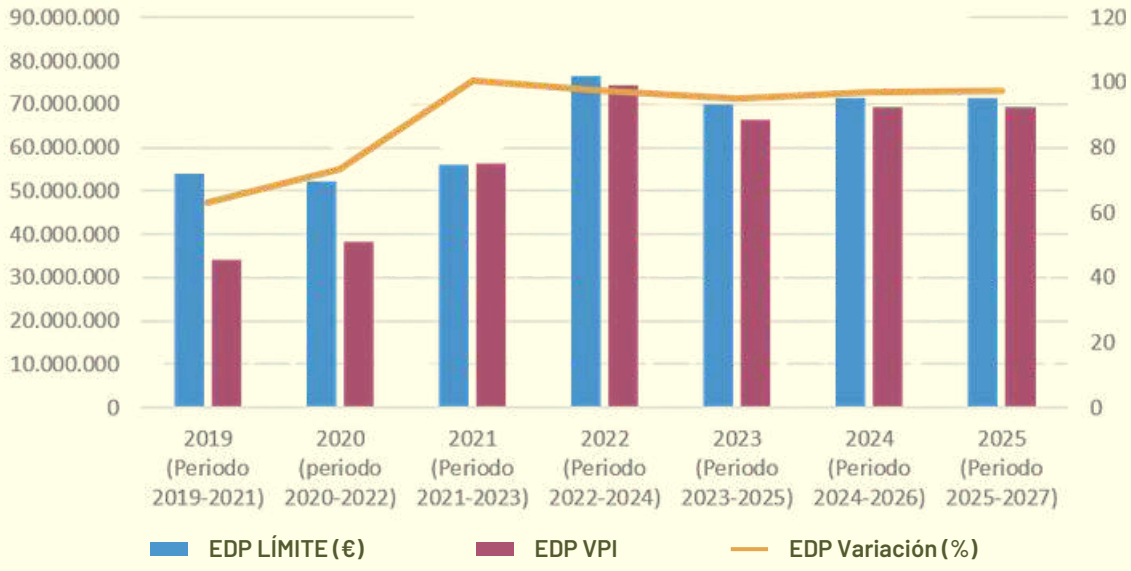
Viesgo y E-Redes (antes Hidrocantábrico), ambas distribuidoras eléctricas pertenecientes al grupo EDP, están separadas a nivel de retribución en los análisis de la CNMC. Respecto a Viesgo, solo en 2020 (+7 %) y 2021 (similar) se superó el límite. En cambio, estuvieron por debajo en 2019 (-12 %), 2022 (-16 %), 2023 (-5 %), 2024 (-4 %) y 2025 (-6 %). No hemos podido incluir los datos de los informes financieros anuales porque el grupo EDP no incluye la información de la inversión en redes de distribución. En este sentido, la situación de E-Redes es similar; solo superó el límite de inversión en 2021 (+1 %). El resto de los años siempre ha estado por debajo: en 2019 (-37 %), 2020 (-27 %), 2022 (-3 %), 2023 (-5 %), 2024 (-3 %) y 2025 (-3 %).

RETRIBUCIÓN DE VIESGO DE 2019 A 2025



Fuente: elaboración propia con base en CNMC.

RETRIBUCIÓN DE E-REDES DE 2019 A 2025



Fuente: elaboración propia con base en CNMC.

La comparativa de los resultados de las distribuidoras analizadas se resume en la Tabla 6, resaltando las ocasiones en las que el VIP anual supera el límite permitido en inversiones:

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
e-distribución	VIP respecto al límite (%)	78 %	91 %	92 %	98 %	100 %	78 %	81 %
	Resultado de explotación EBIT (M€) de distribución	1.473	1.354	1.298	1.018	1.056	1.277	1.269
i-DE	VIP respecto al límite (%)	92 %	108 %	102 %	102 %	113 %	115 %	90 %
UFD	VIP respecto al límite (%)	81 %	88 %	100 %	98 %	98 %	100 %	95 %
	Resultado de explotación EBIT (M€) de distribución	675	647	591	683	650	670	741
EDP (Viesgo)	VIP respecto al límite (%)	88 %	107 %	100 %	84 %	95 %	96 %	94 %
EDP (e-Redes)	VIP respecto al límite (%)	63 %	73 %	101 %	97 %	95 %	97 %	97 %

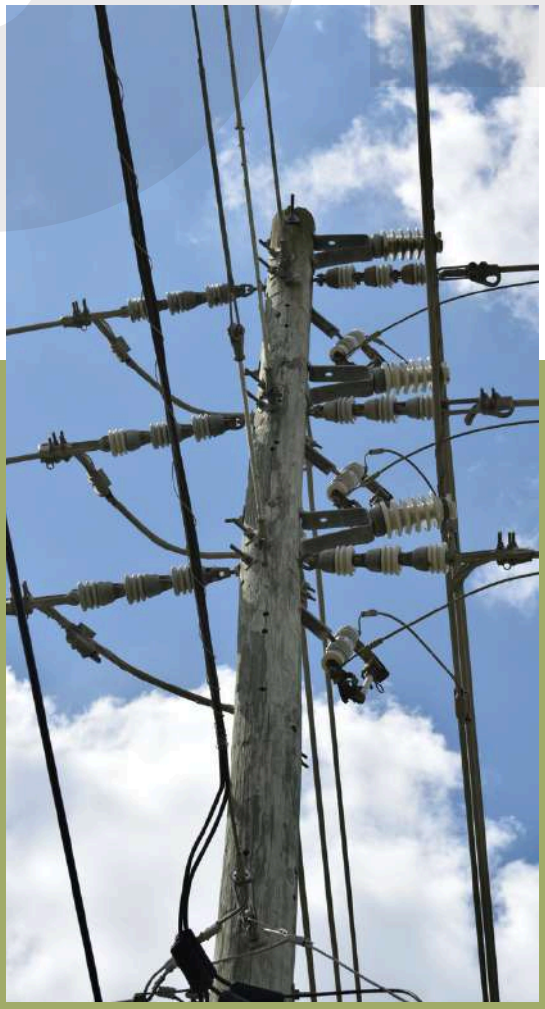
Tabla 5: VIP respecto al límite permitido para las principales distribuidoras en España. Fuente: elaboración propia con base en www.edistribucion.com, www.i-de.es, www.ufd.es, www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es y www.viesgodistribucion.com.

Consideraciones sobre el DIAGNÓSTICO

Capítulo

04

Consideraciones sobre el DIAGNÓSTICO



CUATRO EMPRESAS CONTROLAN EL

95 %

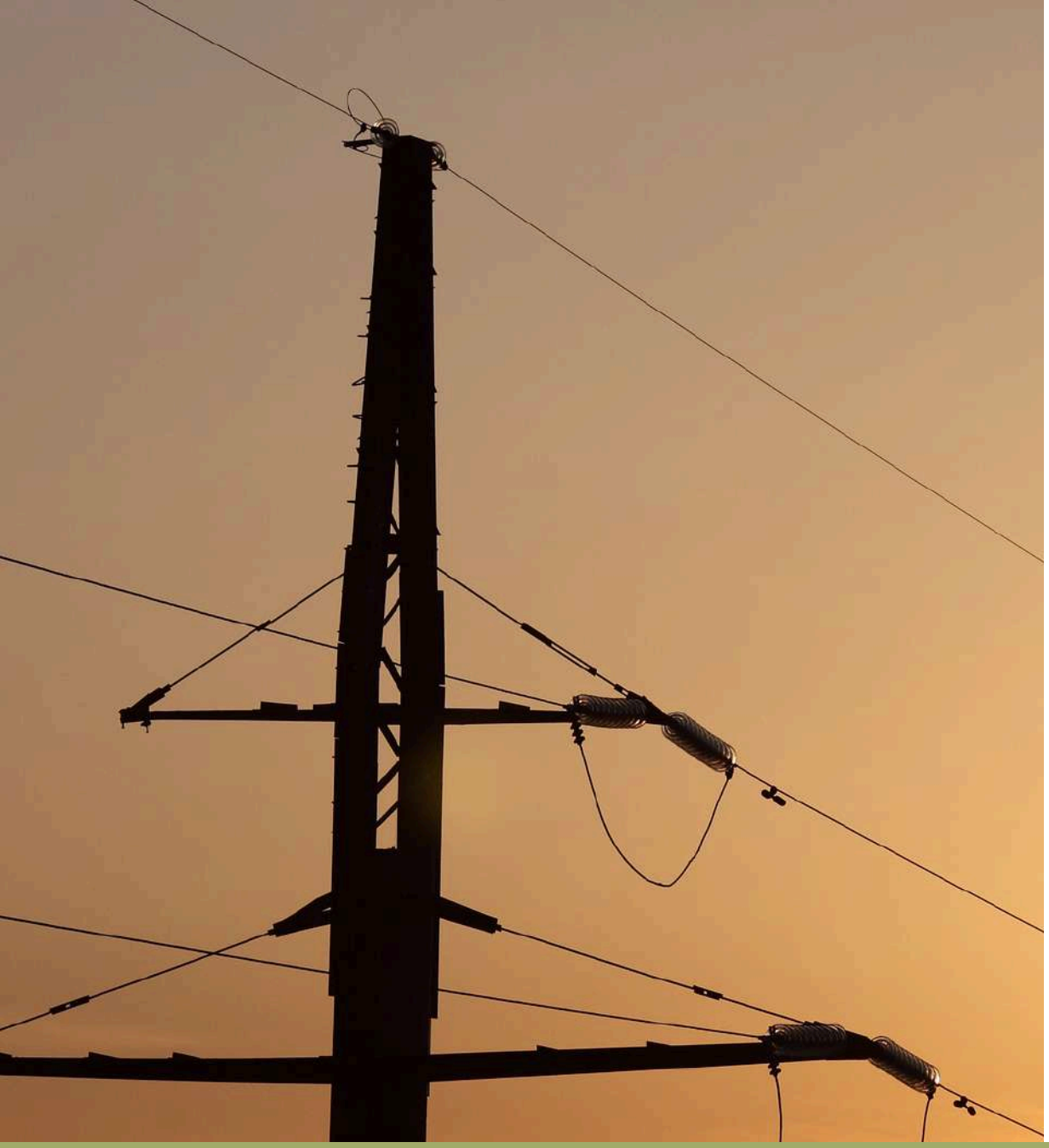
DE LA PROPIEDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA

Desde el punto de vista de **la propiedad de las redes de distribución** en España, solo cuatro empresas controlan el 95 % de todos los puntos de suministro del país, pese a que existen más de 300 empresas de distribución. La concentración territorial y física de los DSO, que abarcan además actividades de generación y comercialización, es tan relevante que el grado de acción de los consumidores se ve gravemente limitado, y además viene determinado por su localización geográfica.

Esta situación ocasiona que la red de distribución sea una **estructura rígida, concentrada y oligopólica**, tanto física como empresarialmente. La integración vertical y conflicto de intereses, como se ha evidenciado en el diagnóstico, **generan dificultades para la electrificación de la demanda y el acceso de nuevos actores, poca flexibilidad** para la integración de autoconsumo y renovables distribuidas, así como un **reparto poco equitativo** de costes y beneficios entre los diferentes usuarios y territorios.

Asimismo, este diagnóstico se ha puesto de manifiesto el **estado de saturación** de las redes de distribución para los principales DSO que operan en el país. Se evidencia que liberar capacidad de red para conexión de nueva demanda **no requiere necesariamente el despliegue de nueva infraestructura,** sólo una **optimización** del uso y gestión del sistema existente, así como una revisión de los permisos actualmente concedidos y evitar que se conviertan en un activo transaccionable. Por otro lado, **la cantidad de datos abiertos y públicos es muy limitada,** existiendo también problemas derivados de una **gobernanza deficiente.**

En definitiva, de este diagnóstico se concluye que el monopolio natural que supone la gestión de la red de distribución se ha convertido en un duopolio empresarial, habiéndose integrado además actividades reguladas con las liberalizadas, abarcando toda la cadena de valor eléctrica. Además, es evidente que la congestión de las redes es contractual, de permisos, y no física.



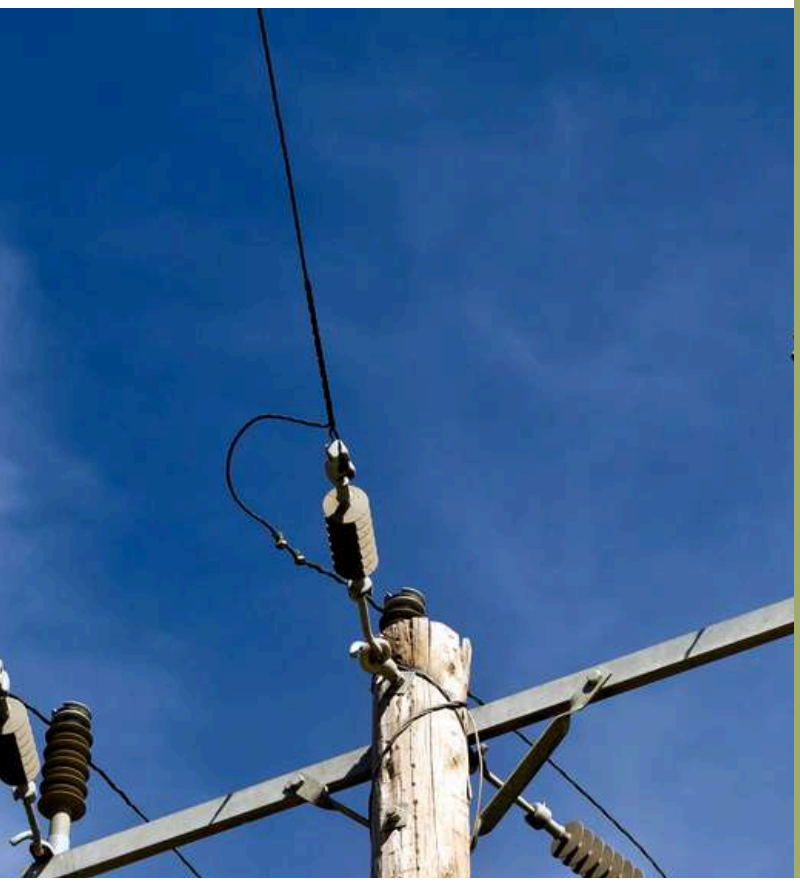
Propuestas de MEJORA

Capítulo

05

Propuestas de MEJORA

Del diagnóstico realizado se identifican los principales problemas que afectan a la red de distribución eléctrica en España, que suponen **uno de los principales cuellos de botella para el aumento de la demanda eléctrica y la electrificación de los consumos energéticos a nivel nacional.** Tras este análisis, se propone un conjunto de medidas que permita solventar la actual situación de bloqueo de la red de distribución de España.



Los principales problemas derivados de la distribución se pueden achacar a componentes de gestión y operación de la red más que a sus limitaciones físicas, junto con la mercantilización de los permisos de acceso. Es decir, muchas de las barreras existentes se pueden solventar sin necesidad de modificar la infraestructura actual de la red, simplemente reformando las normas y protocolos de operación que permitan ejecutar los proyectos con permisos de acceso otorgados, limpieza de colas de conexión, evitar transacción de permisos y limitar tiempos de respuesta, entre otros. Esto permite aplicar soluciones que ya han demostrado su eficacia en otros países y contextos para mitigar la congestión de la red de forma viable y ágil.

Para facilitar la presentación e implantación de las medidas sugeridas, se han clasificado en función de la problemática y el contexto energético actual. Por tanto, proponemos la aplicación de esta batería de propuestas en función de las necesidades más inmediatas de la red y sus puntos críticos, lo que garantizaría un mayor beneficio para los consumidores y la rápida electrificación de la demanda.

Planificación de inversiones en desarrollo y refuerzo de la red

La red eléctrica, hasta ahora, se ha ido planificando de forma reactiva, ampliando capacidad, líneas o subestaciones donde la demanda y la generación habían crecido con anterioridad. Esto ha provocado un desacople entre el ritmo de instalación de la red y las diferentes tecnologías de demanda y generación, lo que supone pasar de un modelo pasivo, esperando a la llegada de nuevas solicitudes de conexión, a otro "activo" para preparar la red anticipando las necesidades futuras de electrificación de procesos industriales, conexión de puntos de generación y consumo, etc.

En esta línea, cabe mencionar que el proceso de nueva planificación de la red de transporte, coordinado entre REE y MITERD, se replica a nivel de distribución. Como ya se ha mencionado, los planes de inversión de las empresas distribuidoras no están sometidos a consulta pública ni son accesibles, lo que no permite a las partes interesadas conocer en detalle los refuerzos previstos, los costes asociados, los criterios de designación, la priorización de unas zonas frente a otras o los plazos para resolver las congestiones locales. Por tanto, las distribuidoras generan una incertidumbre inversora y un control que, en muchos casos, suponen un freno a los planes de electrificación sectoriales. En este punto, es importante destacar que, desde Fundación Renovables, defendemos la asunción del Estado de la función de modernización de las redes cuando sus propietarios rehúsen y no cumplan con su deber.

A nivel europeo, se recomienda que los planes sean transparentes y coordinados entre distintos niveles de tensión, con una fuerte planificación de los diferentes actores implicados, alineados con los PNIEC nacionales, y de actualización regular. En esta dirección, los planes de inversión de las empresas distribuidoras deben cambiar hacia un modelo donde se incluyan:

Publicación temprana de hipótesis de nueva demanda y escenarios

con mapas de necesidad de capacidad y los proyectos candidatos a refuerzo.

Calendarios estimados de consecución y ejecución de las inversiones

junto con una consulta pública con el periodo temporal suficiente para que los agentes interesados puedan participar y hacer aportaciones (industria, promotores renovables, comunidades autónomas, puertos, operadores de recarga, centros de datos, comunidades energéticas, etc.).

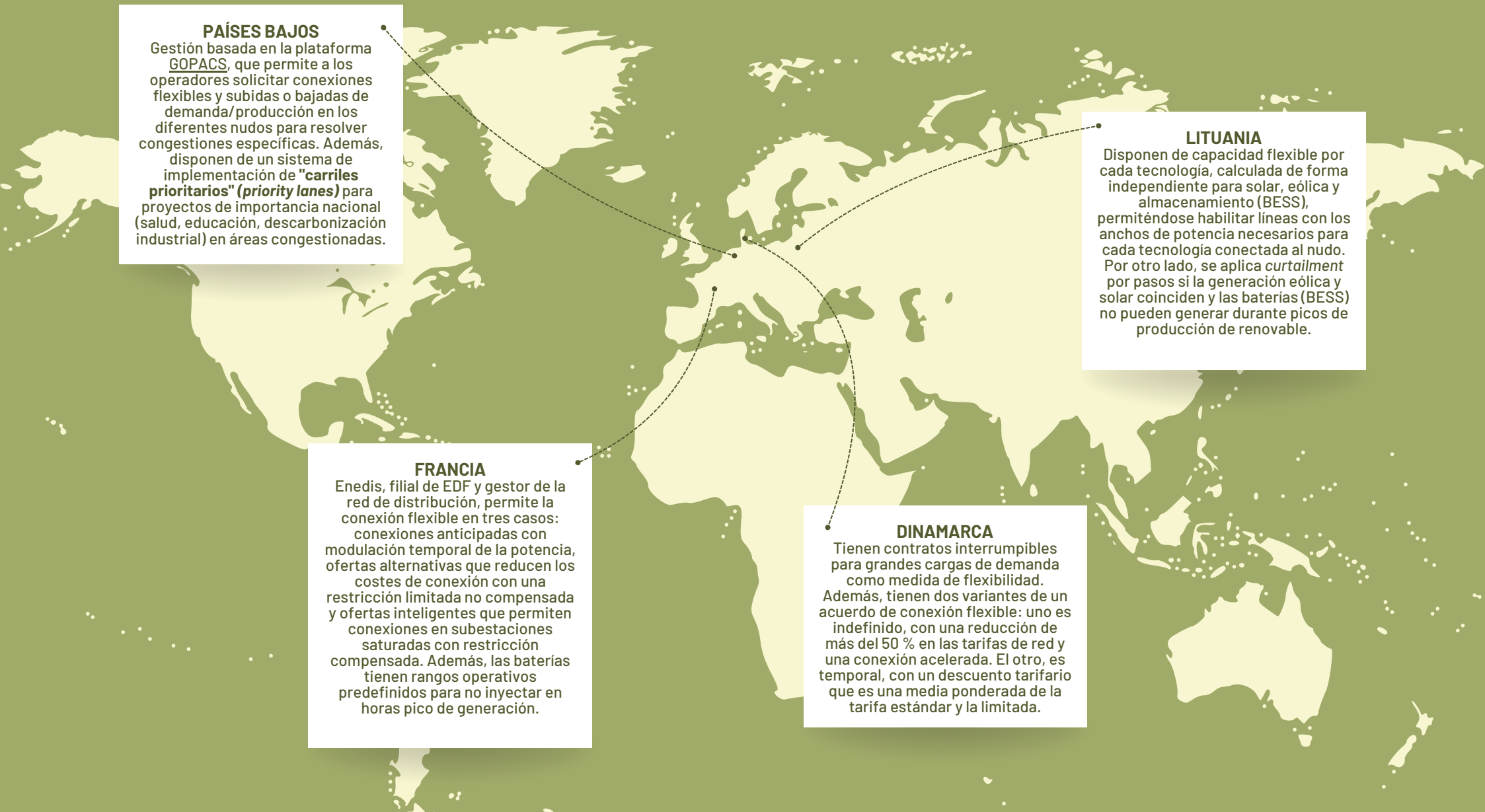
De manera complementaria, las inversiones anticipatorias han ganado un papel relevante en los últimos años. Su relevancia está justificada porque, antes de que exista una inversión firme para crear e instalar nueva demanda eléctrica en una zona concreta, la distribuidora tiene que realizar unas previsiones razonables de crecimiento y desarrollo para un periodo de tiempo indeterminado. Esto es así porque los plazos de ejecución y desarrollo de la red son más elevados que los de la demanda que se genera. Este desacople ha generado que el 29 de julio de 2026, se aprobase el Real Decreto 640/2026, por el que se regulan los planes de inversión para redes. Esta nueva regulación contempla que hasta un 20 % de [DF1] la inversión adicional anual en redes de distribución se destine a actuaciones anticipatorias. No obstante, la propuesta carece de detalle al no aplicar criterios claros de selección, metodologías coste/beneficio, incentivos regulatorios más fuertes o transparencia sobre donde se aplicarían. Otra medida regulatoria con el potencial de aliviar una parte de este problema es promover la inclusión de almacenamiento energético en los nudos más congestionados del sistema.

A nivel europeo, la CE publicó una guía para el desarrollo de inversiones anticipatorias de manera eficiente, con el fin de evitar derroches y endeudamientos futuros en infraestructuras sobredimensionadas que repercutan en un aumento en el coste de la factura eléctrica de los consumidores. En línea de las recomendaciones, las propuestas para España deberían alinearse con los siguientes objetivos:

- **Ampliar el límite de inversión del 20% hasta el 25% en zonas estratégicas** y claramente evaluadas mediante escenarios futuros de electrificación, como pueden ser corredores industriales, hubs logísticos, puertos, zonas de aceleración renovable, etc.
- **Criterios definidos de inversión anticipatoria,** que estén basados en planes de inversión definidos que contengan las demandas proyectadas, señales territoriales definidas, planes urbanísticos, solicitudes preliminares, y electrificación industrial y residencial prevista.
- **Los regímenes reguladores deben garantizar la estabilidad y la seguridad de las inversiones realizadas,** al tiempo que deben introducirse incentivos para animar a los gestores de redes a hacer todo lo posible para mitigar la incertidumbre (como el refuerzo de la participación de las partes interesadas en la elaboración de escenarios).
- **Consulta pública obligatoria.** Cada proyecto debe publicarse con una antelación suficiente, y someterse a comentarios de las partes interesadas y afectadas en la zona de ubicación.

Conexiones flexibles

Como se ha descrito en la sección Retribución, flexibilidad y modernización, la regulación relativa a la metodología y la capacidad flexible en los diferentes nudos de la red española ha sido finalmente aprobada en julio de 2026. Para nuevas líneas y nudos proyectados en los planes de inversión de las distribuidoras, proponemos que toda la nueva demanda se habilite con conexiones flexibles, siguiendo el modelo designado por la CNMC que ya ha sido adoptado. A nivel europeo, las conexiones flexibles se han destacado como una de las herramientas regulatorias y técnicas más rápidas a la hora de liberar capacidad de red para conexión de nueva demanda, siguiendo el ejemplo de algunos de los siguientes países que ya aplican esta tipología de conexión:



PAÍSES BAJOS
Gestión basada en la plataforma GOPACS, que permite a los operadores solicitar conexiones flexibles y subidas o bajadas de demanda/producción en los diferentes nudos para resolver congestiones específicas. Además, disponen de un sistema de implementación de **"carriles prioritarios" *(priority lanes)*** para proyectos de importancia nacional (salud, educación, descarbonización industrial) en áreas congestionadas.

LITUANIA
Disponen de capacidad flexible por cada tecnología, calculada de forma independiente para solar, eólica y almacenamiento (BESS), permiténdose habilitar líneas con los anchos de potencia necesarios para cada tecnología conectada al nudo. Por otro lado, se aplica *curtailment* por pasos si la generación eólica y solar coinciden y las baterías (BESS) no pueden generar durante picos de producción de renovable.

FRANCIA
Enedis, filial de EDF y gestor de la red de distribución, permite la conexión flexible en tres casos: conexiones anticipadas con modulación temporal de la potencia, ofertas alternativas que reducen los costes de conexión con una restricción limitada no compensada y ofertas inteligentes que permiten conexiones en subestaciones saturadas con restricción compensada. Además, las baterías tienen rangos operativos predefinidos para no inyectar en horas pico de generación.

DINAMARCA
Tienen contratos interrumpibles para grandes cargas de demanda como medida de flexibilidad. Además, tienen dos variantes de un acuerdo de conexión flexible: uno es indefinido, con una reducción de más del 50 % en las tarifas de red y una conexión acelerada. El otro, es temporal, con un descuento tarifario que es una media ponderada de la tarifa estándar y la limitada.

Gestión de la diferencia entre sobrepotencia contratada y facturada

Como se ha evidenciado en el diagnóstico, los datos nacionales de potencia contratada y facturada muestran un **sobredimensionamiento entre la potencia que los consumidores tienen contratada y la que usan realmente,** principalmente en los niveles más bajos de tensión y tarifario. Los consumidores (hogares, industrias, servicios) contratan potencia en previsión de picos máximos que rara vez ocurren, lo que infla el dimensionamiento físico de la red de distribución (transformadores, cables, subestaciones) sin que esa capacidad se use la mayor parte del tiempo.

Esta es una de las causas por la que la red está infrautilizada, pues no puede dar acceso a nuevas demandas (electrificación industrial, cargadores para vehículos eléctricos, bombas de calor) porque esta reserva de potencia no utilizada bloquea la capacidad disponible.

Para remediar este problema, se proponen diferentes medidas que ya existen en otros países europeos:

1

MEJORAR LA TRANSPARENCIA DEL POTENCIAL MÁXIMO EN LA FACTURA ELÉCTRICA
Explicitar en un apartado la comparativa del total del consumo mensual respecto al máximo posible con la potencia contratada, para dar a conocer a los consumidores el % total del uso real de su potencia. Puede establecerse a nivel horario o diario. De esta manera, se permite dar mayor visibilidad al potencial de electrificación que tienen los diferentes consumos del hogar al sacar el máximo rendimiento a la potencia contratada.

2

TARIFAS DINÁMICAS
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) ha identificado como acciones para acelerar la respuesta de la demanda residencial las señales de precio más fuertes mediante tarifas dinámicas y de tiempo de uso, la simplificación del acceso a los mercados para los agregadores y la mayor penetración de contadores inteligentes. Se busca que el hogar no pague preventivamente por una reserva de potencia en el contrato, sino por la potencia máxima que realmente usa en sus horas de mayor demanda, basándose en los hábitos de consumo específicos de cada hogar, como ya se aplica en el modelo noruego desde 2022.

3

CONEXIONES FLEXIBLES.
Como se ha mencionado con anterioridad, la habilitación de conexiones para consumos agregados en el sector residencial, a través de agregadores de demanda, permitirá liberar capacidad para el uso de las redes en baja tensión. Además, los consumidores residenciales podrían ser retribuidos por habilitar la modalidad y añadirse a ella en horas de congestión de la red, a través de la comercializadora.

Transparencia de la red

La mejora de la transparencia en la red y su observabilidad, siendo abierta y pública en los diferentes escalones de tensión, debe avanzar desde la rigidez y opacidad actual hasta lograr su actualización, una amplia disponibilidad y la gestión en tiempo real. Algunos países ya han avanzado en este sentido, como se recoge en la Guía de Conexiones del *Grid Package*. Este nuevo paquete legislativo anima a las diferentes distribuidoras a que homogenicen sus mapas de acceso a nivel nacional, demuestren sus datos, capacidad de conexión, demanda que conectar y tipología de conexión. Por tanto, para complementar el marco de una mayor transparencia, proponemos las siguientes medidas:

OBSERVATORIO NACIONAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.
Se debe facilitar el acceso de la ciudadanía a la información disponible sobre los nudos de la red, ya que explorar y visualizar estos datos puede resultar un proceso engorroso y confuso, aunque se publiquen de forma abierta. Por lo tanto, el Gobierno y la CNMC deben plantear la exigencia de una plataforma digital única que armonice y homogenice las metodologías de evaluación de capacidad entre REE y las distribuidoras, mejorando la experiencia del usuario para el acceso a datos abiertos. Dentro de esta plataforma única, se deberían albergar las siguientes herramientas:

Mapas de capacidad.
Aumento de la granularidad de la información, número de variables visibles (capacidad disponible por subestación, capacidad flexible, capacidad reservada y realmente utilizada, refuerzos previos y fechas, tiempos estimados de conexión) y frecuencia de actualización de todos los niveles de tensión, idealmente semanal o quincenal.
Además, los mapas no solo deben indicar el estado actual de la red, sino el desarrollo planificado de esta y, en consecuencia, las capacidades prospectivas que estarán disponibles en el futuro próximo con el fin de asegurar y mejorar la previsión de inversiones. La CNMC ya publicó un nuevo mapa que unifica los datos de las distribuidoras, pero no tiene todas las demandas propuestas ni las variables necesarias.

Colas de conexión.
Para reducir la incertidumbre, los mapas no solo deben mostrar la capacidad física, sino también la capacidad bloqueada por solicitudes pendientes, estando identificadas con la tipología de proyectos, empresas promotoras y los plazos previstos para su activación.

Digitalización del proceso de solicitud.
Implementar procesos de solicitud totalmente digitales (como en Italia o Alemania) que permitan cálculos automáticos de capacidad, ya que pueden reducir los tiempos de procesamiento hasta en un 90 %. Se pueden aplicar a través de gemelos digitales e Inteligencia Artificial (IA) en sistemas de procesamiento de los registros y aplicaciones rutinarias que optimizan y permiten una gestión más eficiente de las solicitudes, así como el cumplimiento de hitos de los proyectos.

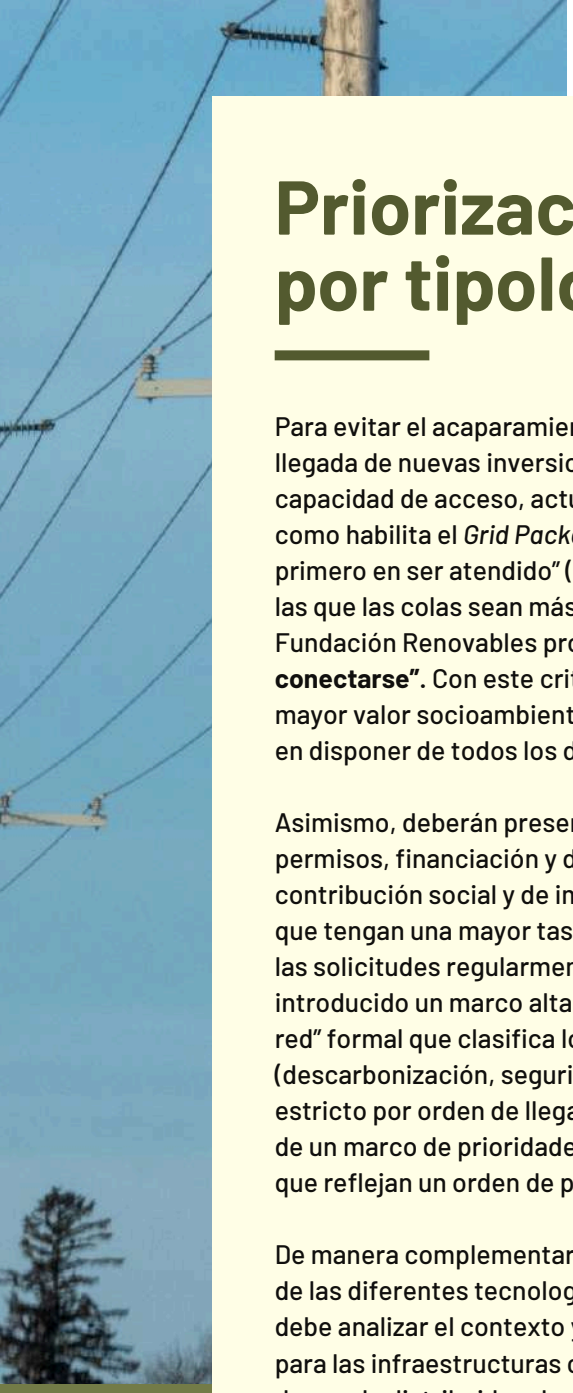
Auditorías de capacidad reservada, indisponible y ejecución de permisos concedidos

Se ha observado que una gran cantidad de nuevos actores o promotores reservan potencia en nudos de la red de distribución, pero no la usan, favoreciendo procesos especulativos de compra y venta de permisos de acceso. Esto provoca que una gran parte de capacidad sin utilizar esté bloqueada durante años, provocando la parálisis de proyectos, tanto de generación como de demanda (renovables distribuidas, autoconsumo, almacenamiento, electrolizadores, electrificación de viviendas,...).

En otros países como Irlanda, Alemania y Francia se aplican diferentes herramientas para evitar esa congestión de accesos:

- **Revisiones periódicas** del progreso del proyecto y cumplimiento de hitos, pudiendo retirarse prioridad y capacidad *(Eirgrid)*.
- **Cláusulas de eficiencia** que se revisan en caso de no utilizarse la capacidad conectada.
- **Depuración continua** de expedientes de proyectos inactivos.

En España es necesario que la autoridad competente (CNMC) realice **auditorias anuales a escala nacional** a las principales empresas distribuidoras. Para la realización de estas auditorías hay que demandar toda la información relativa al uso real físico de la red, los expedientes de conexión, las aplicaciones de cláusulas para los proyectos de *"use it or lose it"* y la reasignación rápida a los siguientes proyectos en cola.



Priorización y gestión de colas por tipología de demanda

Para evitar el acaparamiento de los permisos de acceso, el bloqueo de proyectos maduros y la llegada de nuevas inversiones, la autoridad reguladora debe cambiar el criterio de concesión de capacidad de acceso, actualmente conocido como "Primero en llegar, primero en ser atendido", tal como habilita el *Grid Package*. En su lugar, hay que comenzar a aplicar "Primero en estar listo, primero en ser atendido" (como se está haciendo en Reino Unido, por ejemplo), para las zonas en las que las colas sean más largas y exista un mayor número de proyectos en espera. Desde la Fundación Renovables proponemos una evolución de este concepto; **"Mejor proyecto, primero en conectarse"**. Con este criterio, la prioridad de acceso sería para el proyecto que presente un mayor valor socioambiental y territorial para la zona en la que se ubica y no para el primer proyecto en disponer de todos los documentos administrativos y permisos.

Asimismo, deberán presentarse hitos obligatorios para corroborar el desarrollo del proyecto como permisos, financiación y disponibilidad de suelo, además de estudios de ingeniería, de contribución social y de impacto ambiental. La gestión de las colas debe comenzar en las CCAA que tengan una mayor tasa de congestión, (Madrid, Cataluña y Valencia), monitorizando y filtrando las solicitudes regularmente, según recomienda la CE. Un ejemplo que seguir es Grecia, que ha introducido un marco altamente estructurado. Incluye un "Régimen de prioridad de conexión a la red" formal que clasifica los proyectos según los objetivos marcados por las políticas (descarbonización, seguridad energética, industria y cohesión territorial). En lugar de un enfoque estricto por orden de llegada, las solicitudes de conexión se agrupan, clasifican y evalúan dentro de un marco de prioridades definido y las ofertas se publican a través de listas de acceso público que reflejan un orden de prioridad mensual estable.

De manera complementaria a la gestión de las colas, hay que realizar una **selección y priorización** de las diferentes tecnologías que conectar en los accesos de demanda. En los diferentes nodos se debe analizar el contexto y las nuevas inversiones tecnológicas de la zona local, priorizar el acceso para las infraestructuras críticas y las iniciativas que garanticen la rápida electrificación de la demanda distribuida: electrificación del transporte público con electrolineras y para particulares, climatización de hogares y servicios públicos. Estas acciones deben favorecerse siempre frente a actividades no prioritarias y con emisiones asociadas (centros de datos, industria con emisiones asociadas o captura de carbono, industria militar, etc.). Este fin se podría alcanzar mediante la aplicación de **cupos de reserva en los nudos para nueva demanda distribuida.**

Digitalización y observabilidad

Si bien es cierto que España tiene un despliegue de más de 28 millones de contadores inteligentes en la red de distribución, su rendimiento y potencial no son los esperados porque la observabilidad en baja tensión es muy limitada. Es necesario, por tanto, fomentar las inversiones en transformadores, líneas y subestaciones que incorporen sensores, telemedidas, sistemas de IA predictiva y *digital twins*, con el fin de mejorar y optimizar rendimientos y flujos bidireccionales. De hecho, más allá de los planes de inversión, debería plantearse el debate sobre si la CNMC tendría que remunerar a las distribuidoras por la aplicación de estas herramientas de digitalización y automatización, con el fin de incentivar estas inversiones.

Una nueva gobernanza

Las anteriores recomendaciones se han planteado con el objetivo de subsanar las problemáticas y limitaciones derivadas de la gestión de las redes de suministro, sin alterar significativamente la propiedad de las mismas. La aplicación de estas recomendaciones debería derivar en la mejora de la gobernanza de las redes de distribución en España, en particular en lo relativo a:

- Transparencia en decisiones
- Competencia en capacidad de actuación
- Cumplimiento de normas, tiempos de respuesta, y exigencias técnicas
- No integración de actividades, para evitar conflicto de intereses
- Minimización de costes en inversiones de carácter social y estratégico
- Garantía de inversión planificada
- Pago por uso

Sin embargo, en caso de que estas propuestas no sean aplicadas de manera efectiva, existe otra manera de lograr estos objetivos, que requiere un cambio sistémico más profundo: que las **redes de distribución sean públicas.** Ésta es una opción para garantizar una verdadera democratización, ya que permiten recuperar progresivamente la propiedad pública de los activos y de las funciones de la distribución, sobre todo la ligada a los municipios y ciudades. En distintos países, fundamentalmente de la UE, han sido los municipios los que han asumido la propiedad de las líneas eléctricas urbanas. Además, se separarían totalmente las empresas distribuidoras de sus matrices, incluidas en toda la cadena de valor, para evitar conflictos de intereses y posición de dominio y control.

En España ya tenemos cooperativas de propiedad municipal, o que actúan en el entorno municipal, como en Crevillente o Catral, que son ejemplos de cómo los estamentos públicos pueden asumir el suministro de electricidad y llevar a cabo actuaciones que van tomando forma dentro de iniciativas ciudadanas. Como ya se ha mencionado previamente, este tipo de entidad gestiona menos del 5 % de la red de distribución española en la actualidad, estando el otro 95 % en manos de cuatro empresas. En otros países como Alemania, varias localidades han constituido empresas de electricidad municipales, como Schönau, Hamburgo o Stuttgart. Estos ejemplos incluyen la creación de un organismo público independiente para realizar una planificación integrada en todo el sistema, tanto a nivel de transporte (TSO) como de distribución (DSO).

En España, un ejemplo relevante que seguir es el de la *Associació de Municipis i Entitats per l'Energia Pública (AMEP),* que aglomera a más de 110 municipios, representando a 3,5 millones de personas, por la titularidad pública de las redes de distribución que utilizan.

Otra propuesta a considerar es la creación de **organismos públicos independientes** que actúen como planificadores y operadores independientes del sistema eléctrico, como ocurre en Reino Unido y Australia, para encargarse de la planificación y el funcionamiento de la red y llevar a cabo evaluaciones rigurosas de las necesidades de la transición energética respecto a la distribución.

Conclusiones sobre las RECOMENDACIONES

Capítulo

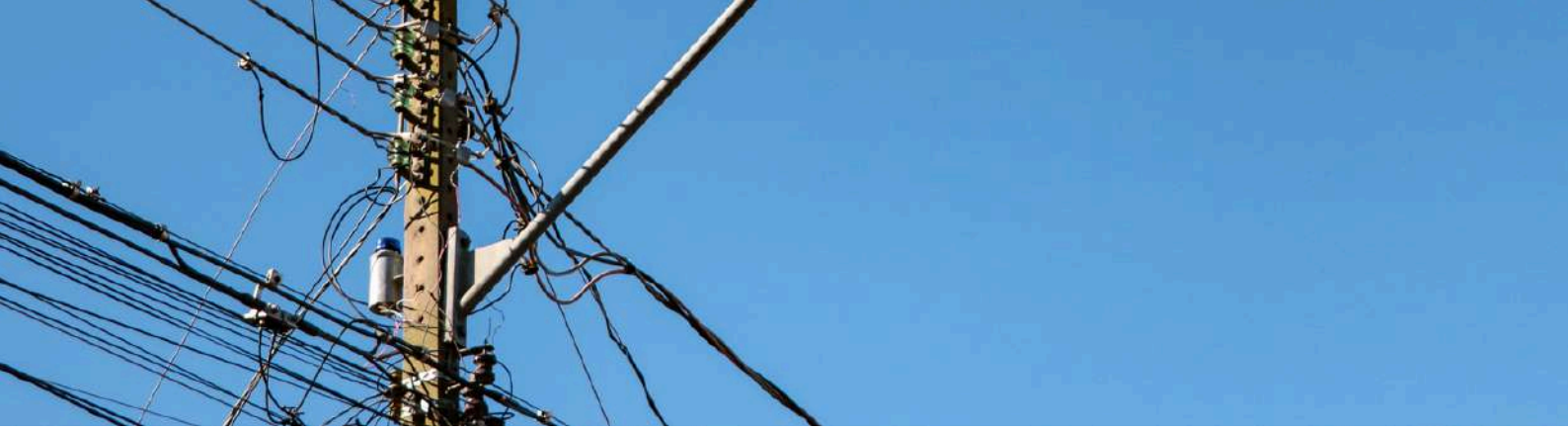
06

Conclusiones sobre las RECOMENDACIONES

A continuación, se sintetizan las principales medidas recomendadas para la reforma y mejor funcionamiento de la gestión de las redes de distribución en España, con el objetivo de subsanar la problemática diagnosticada a lo largo del documento:

La **regulación de los ingresos** de los gestores de redes de distribución es clave para que las inversiones en la red se realicen a tiempo y al ritmo que marcan las necesidades del sistema eléctrico. No obstante, como señala ACER, se debe evitar un exceso de retribución, puesto que puede acarrear un aumento de la factura de los consumidores.

Las **inversiones anticipadas y una planificación sólida** de la red a largo plazo, acciones estrechamente relacionadas, son vitales en este aspecto. Es fundamental, por tanto, una mayor cooperación entre los DSO, el regulador y los consumidores. También es esencial una regulación estable que proporcione una rentabilidad adecuada que recompense la innovación y permita tomar decisiones de inversión anticipadas. En este informe se ha puesto de manifiesto el estado de saturación de las redes de distribución para los principales DSO que operan en el país. Por lo tanto, es necesaria una planificación efectiva de las inversiones en infraestructura de red a largo plazo, coordinada a nivel nacional, para mitigar esta situación.



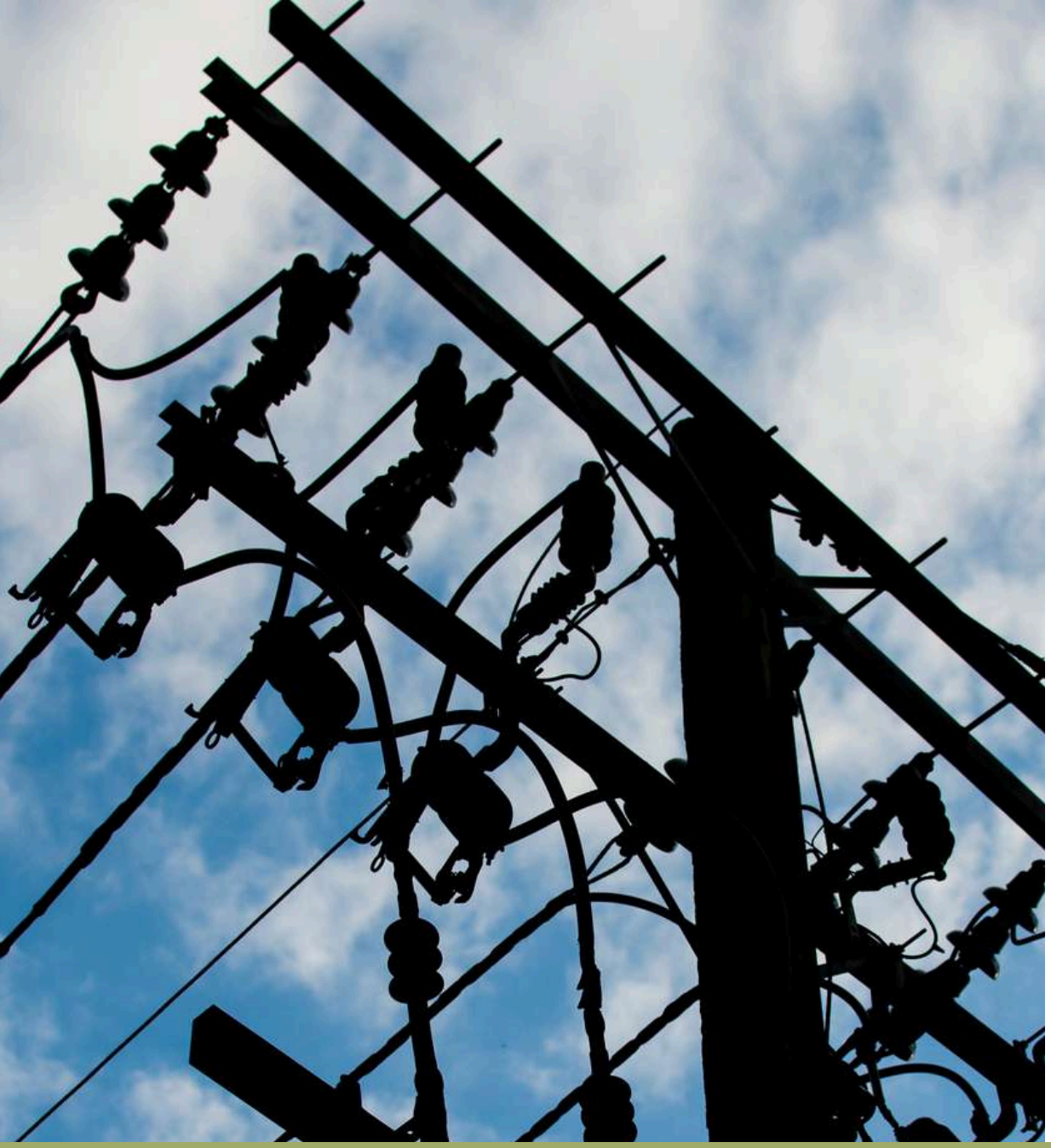
Las **conexiones flexibles** han demostrado ser una de las herramientas regulatorias y técnicas más rápidas a la hora de liberar capacidad de red para conexión de nueva demanda, ya que no requiere el despliegue de nueva infraestructura, sólo una optimización del uso del sistema existente. Países como Francia, Dinamarca, Lituania y Países Bajos ya han demostrado la efectividad de estas medidas a través de diferentes enfoques: conexiones anticipadas con modulación temporal de potencia, contratos interrumpibles para grandes demandas, capacidad flexible diferenciada por tecnología, permisos para que los operadores puedan solicitar subidas o bajadas de demanda en diferentes nudos para resolver congestiones específicas o disponer de un sistema de implementación de "carriles prioritarios" *(priority lanes)* para proyectos de importancia nacional.

En el caso de España es recomendable seguir avanzando en la dirección que ha comenzado a marcar la metodología en conexiones flexibles que la CNMC ha desarrollado e implementado recientemente, con la máxima ambición posible. La implementación efectiva de una normativa eficiente permitiría mitigar notablemente el problema de sobrepotencia contratada y de bloqueo de capacidad de acceso, a lo que se suma el objetivo de que toda la nueva demanda se habilite con conexiones flexibles para nuevas líneas y nudos en los planes de inversión de las distribuidoras.

La cantidad de datos abiertos y públicos es muy limitada. Siguiendo la línea propuesta por la CE en el *Grid Package*, debe instarse a las diferentes distribuidoras a mejorar **la transparencia y a homogenizar** sus mapas de acceso a nivel nacional, para superar la situación de opacidad actual y lograr una amplia disponibilidad y gestión en tiempo real de sus datos. Para ello, se recomienda la creación de un observatorio nacional de la red de distribución eléctrica por parte del Gobierno y la CNMC. Es necesaria una plataforma digital única que armonice y homogenice la información disponible mediante mapas de capacidad y permita la digitalización del proceso de solicitud y de las colas de conexión de manera accesible.

Otro problema que solucionar es el de la **gobernanza**, puesto que la estructura empresarial actual que posee y gestiona las redes eléctricas de distribución supone un gran cuello de botella para impulsar la electrificación. Hacer frente a las consecuencias negativas derivadas de la situación oligopolística actual en redes de distribución requiere recuperar progresivamente la propiedad pública de los activos y aumentar el gran potencial que las redes pueden ofrecer a la transición energética local. Por ello, se deben tomar como referencia los casos de éxito en democratización y participación pública documentados en otros países de la UE y las cooperativas de propiedad municipal que ya existen en España. No podemos dejar en pocas manos un activo que es un bien común para toda la sociedad y determinante en el impuso de la transición energética.

En resumen, y evidenciada la disposición de herramientas e iniciativas para subsanar los problemas actuales, se puede concluir que **la red de distribución sufre un cuello de botella porque las empresas propietarias así lo quieren**, con el fin de obtener un aumento en el margen de la rentabilidad de las inversiones y sus beneficios. Por tanto, la urgencia es máxima si no queremos seguir lastrando la electrificación de la economía española en los próximos años.



ANEXOS

Capítulo

07

ANEXOS

Glosario

- **CAPACIDAD OCUPADA**:

Se refiere a la franja de potencia reservada para el consumo o inyección de electricidad en los puntos de acceso y conexión de las redes de distribución. Dependiendo del tipo de conexión, la capacidad ocupada puede ser:

  - Para **demanda**, en caso de que la potencia reservada esté habilitada para consumo eléctrico de la red de distribución.

  - Para **generación**, si la potencia reservada está habilitada para la inyección de potencia eléctrica a la red de distribución.

- **CAPACIDAD CONCEDIDA:**

Es la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad o absorberse de la red por una instalación de demanda de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato técnico de acceso.

- **CAPACIDAD DISPONIBLE**

Es la franja de potencia existente en los puntos de acceso y conexión de las redes de distribución que se encuentra libre para su adjudicación a nuevos usuarios para el consumo o inyección de electricidad. Dependiendo del tipo de conexión, la capacidad disponible puede ser:

  - Para **demanda**, en caso de que la capacidad de conexión vacante esté reservada para consumo eléctrico de la red de distribución.

  - Para **generación**, si la capacidad de conexión vacante esté reservada para la inyección de potencia eléctrica a la red de distribución.

- **SATURACIÓN DE LA RED:**

Parámetro que mide el grado de ocupación de la red de distribución respecto a la máxima ocupación posible de la misma. Se obtiene dividiendo la capacidad ocupada total respecto a la suma de las capacidades ocupada y disponible. Una saturación elevada implica una escasez de capacidad disponible en la red de distribución.

- **POTENCIA CONTRATADA:**

Es la capacidad de consumo eléctrico que el usuario acuerda con su comercializadora, la cual se corresponde con una concesión de potencia en un nudo de la red de distribución.

- **POTENCIA UTILIZADA:**

Es la capacidad de consumo eléctrico que realmente se ha consumido para abastecer el suministro eléctrico asociado a una tarifa.

- **POTENCIA FACTURADA:**

Es la capacidad de consumo eléctrico que el consumidor finalmente paga. La potencia facturada puede coincidir con la contratada o ser mayor si hay excesos en la potencia utilizada. Específicamente, si la potencia utilizada supera el valor contratado en tarifas tipo 2.0, el suministro eléctrico se corta automáticamente. Para las demás tarifas, se permite este consumo extra, estando asociado a un recargo económico.

- **CONEXIÓN FIRME:**

Es la potencia activa máxima que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año, bajo los criterios de seguridad N-1 (regla de diseño y operación que garantiza que una red eléctrica siga funcionando con normalidad a pesar de la desconexión o fallo imprevisto de un único elemento principal). Hace referencia a una potencia contratada de valor fijo, y se corresponde con una concesión de potencia de valor constante en un nudo de la red de distribución.

- **CONEXIÓN FLEXIBLE:**

Hace referencia a una potencia contratada mediante una tarifa en la que el suministro no está garantizado de forma ininterrumpida, permitiendo al gestor de la red realizar reducciones de consumo en momentos de congestión. Esta modalidad es de carácter voluntario para el solicitante y se postula como la solución óptima para grandes instalaciones con perfiles de consumo modulables. Esta modalidad permite adaptar la potencia contratada a aquella realmente utilizada por un usuario para su suministro eléctrico. Se corresponde a una concesión de potencia de valor fluctuante en un nudo de la red de distribución, que permite la conexión de consumidores adicionales asociados a este tipo de tarifa. Las tipologías propuestas actualmente para la aplicación de esta metodología son las siguientes:

  - **Permiso Tipo 0:** aplicable en redes de distribución. Se fundamenta en patrones horarios de consumo, autorizando la potencia flexible únicamente dentro de los intervalos de tiempo previstos.

  - **Permiso Tipo 1:** aplicable en redes de distribución del sistema peninsular. Diseñado para instalaciones que cumplen criterios de acceso firme en condiciones normales, pero sufren restricciones ante la indisponibilidad de elementos de la red. Se opera mediante la desconexión remota de la posición dedicada en la subestación cuando se requiere garantizar la seguridad.

  - **Permiso Tipo 2:** aplicable en redes de distribución del sistema peninsular para instalaciones con potencia flexible superior a 1 MW. Se basa en la gestión activa mediante instrucciones del gestor de la red de distribución para limitar total o parcialmente la potencia flexible (ya sea de forma programada o en tiempo real).

- **FACTOR DE UTILIZACIÓN:**

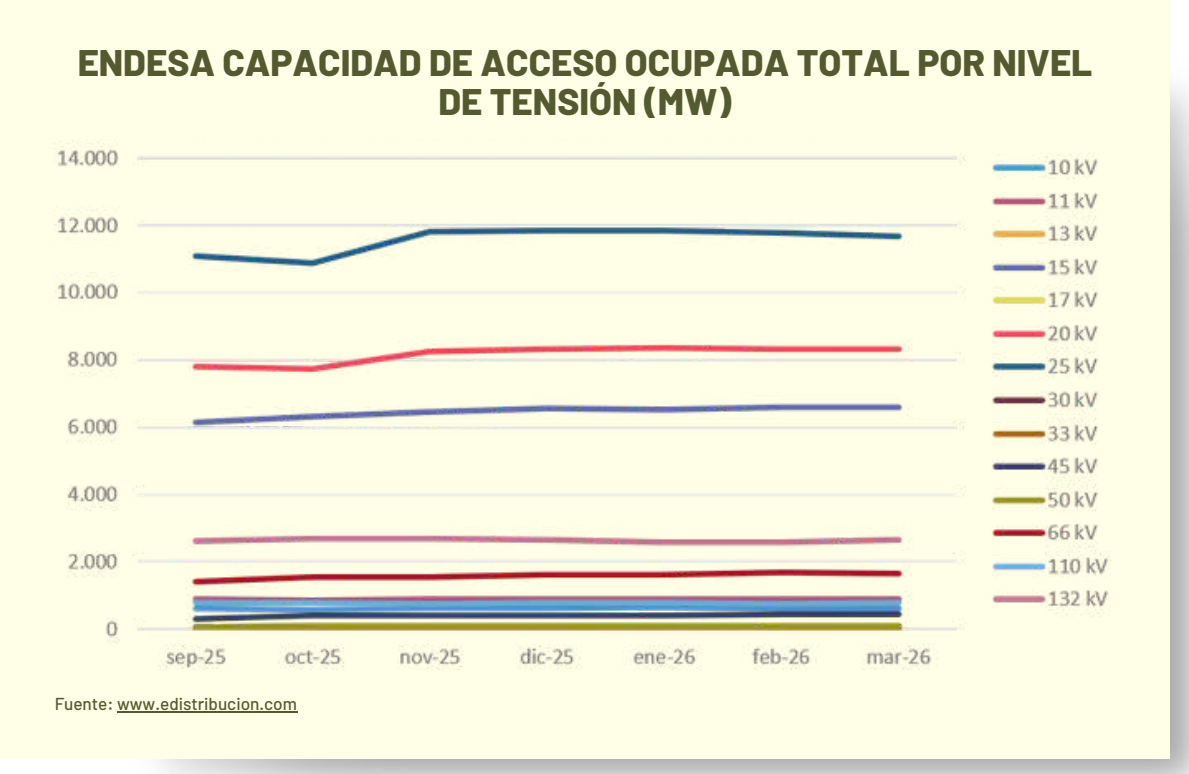
Parámetro que mide el grado de aprovechamiento de la potencia contratada en una tarifa respecto al máximo consumo posible permitido por la misma. Mediante la división del consumo eléctrico real de un usuario durante un periodo de tiempo respecto a su potencia contratada se obtienen las horas equivalentes de consumo eléctrico. La fracción de las horas equivalentes respecto a la extensión de tiempo considerada representa el factor de utilización. Un factor de utilización reducido implica un desaprovechamiento de la potencia contratada de una tarifa eléctrica.

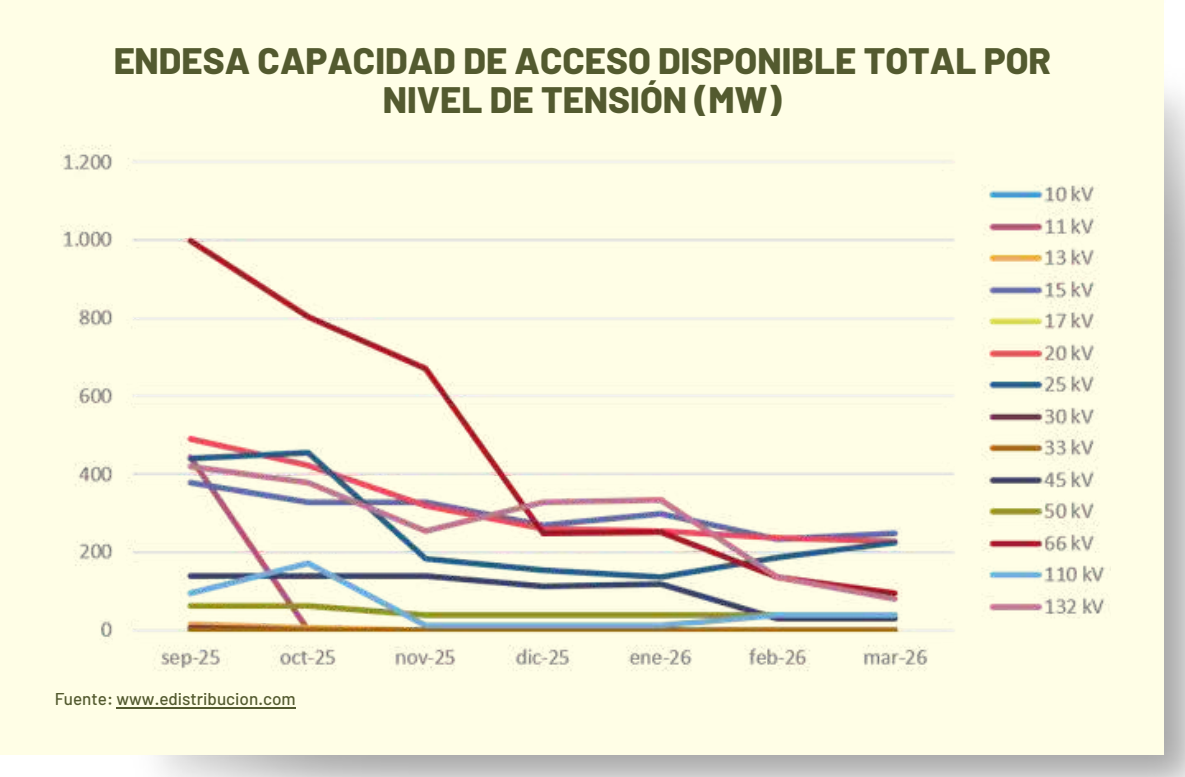
Desglose de capacidad de acceso por distribuidora

Este anexo recoge los datos de capacidad de acceso ocupada y disponible por nivel de tensión entre septiembre de 2025 y marzo de 2026, tanto en demanda como generación, para cada empresa distribuidora en España.

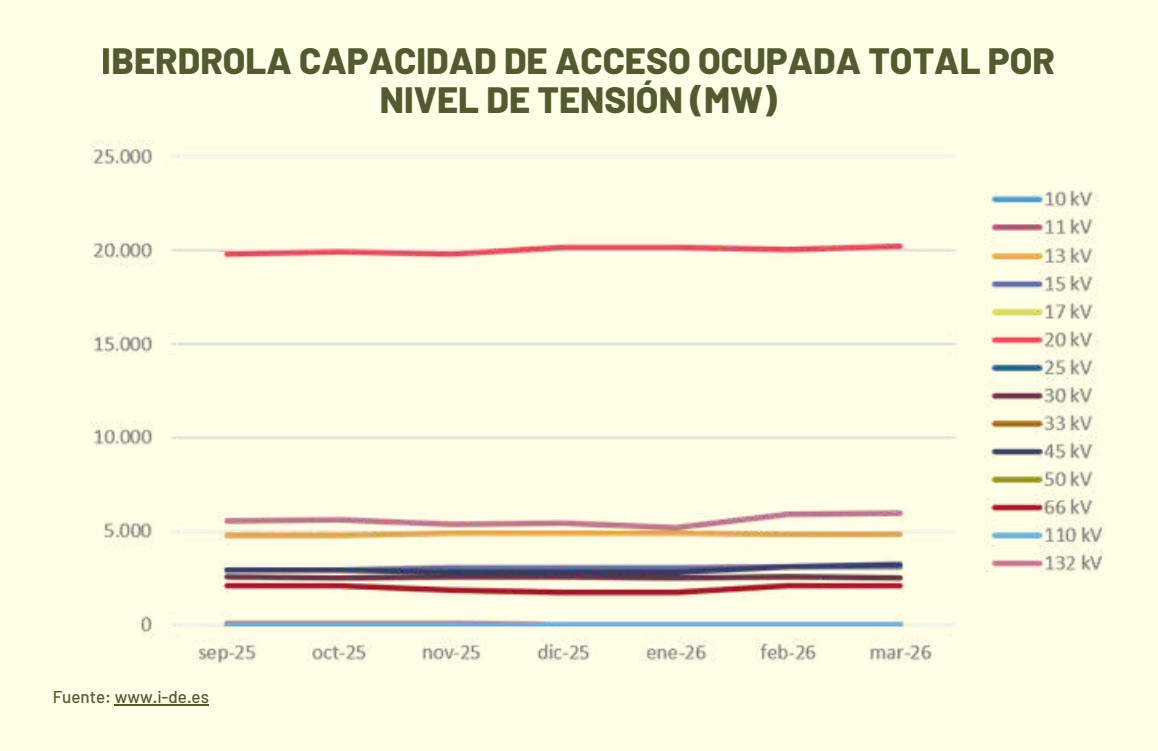
Capacidad de acceso para demanda

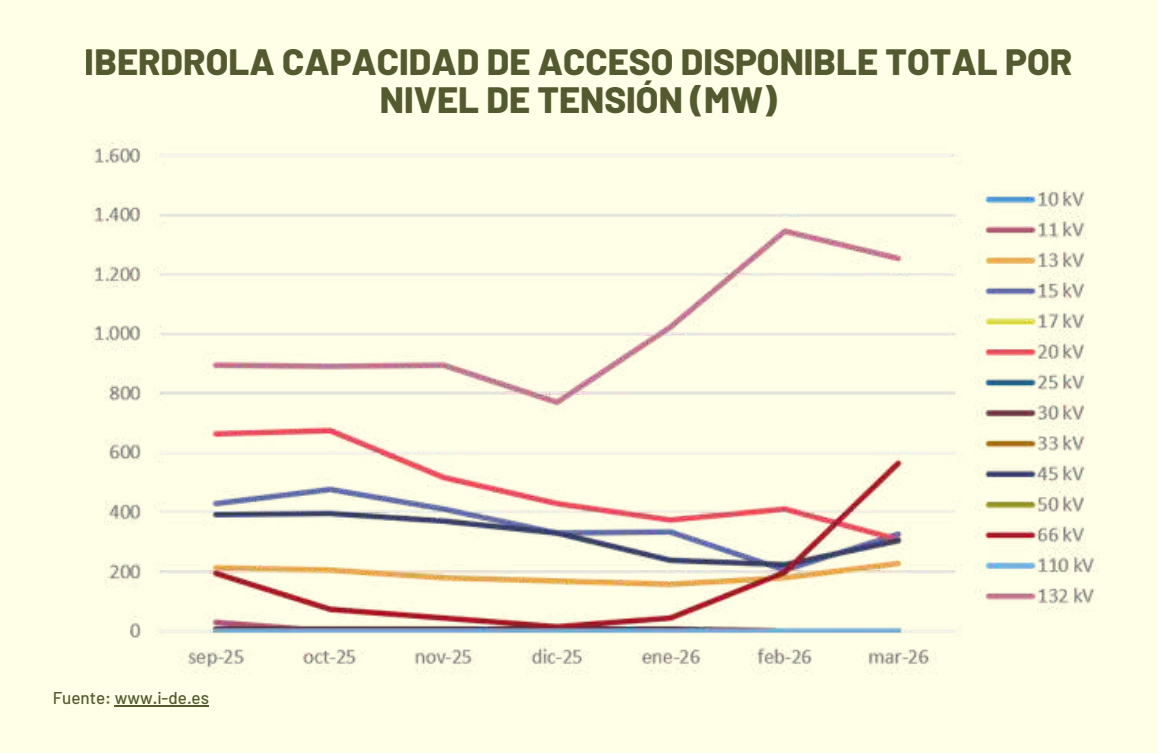
E-DISTRIBUCIÓN DEMANDA



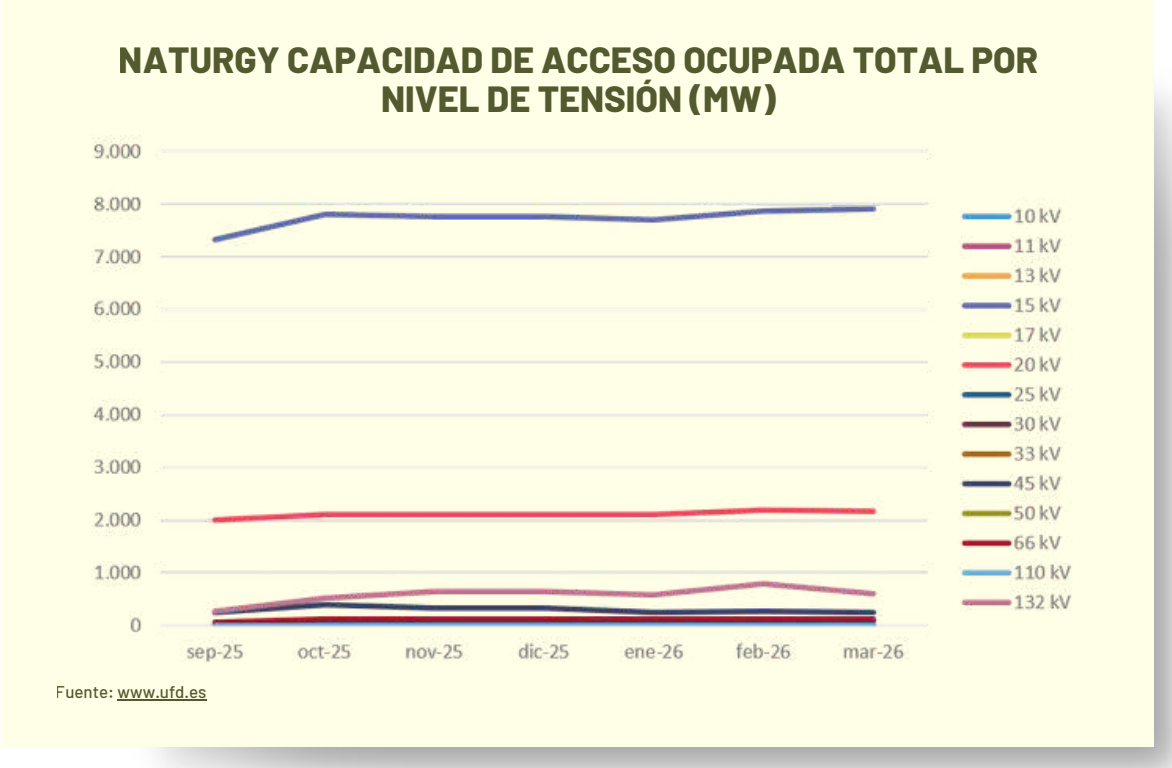


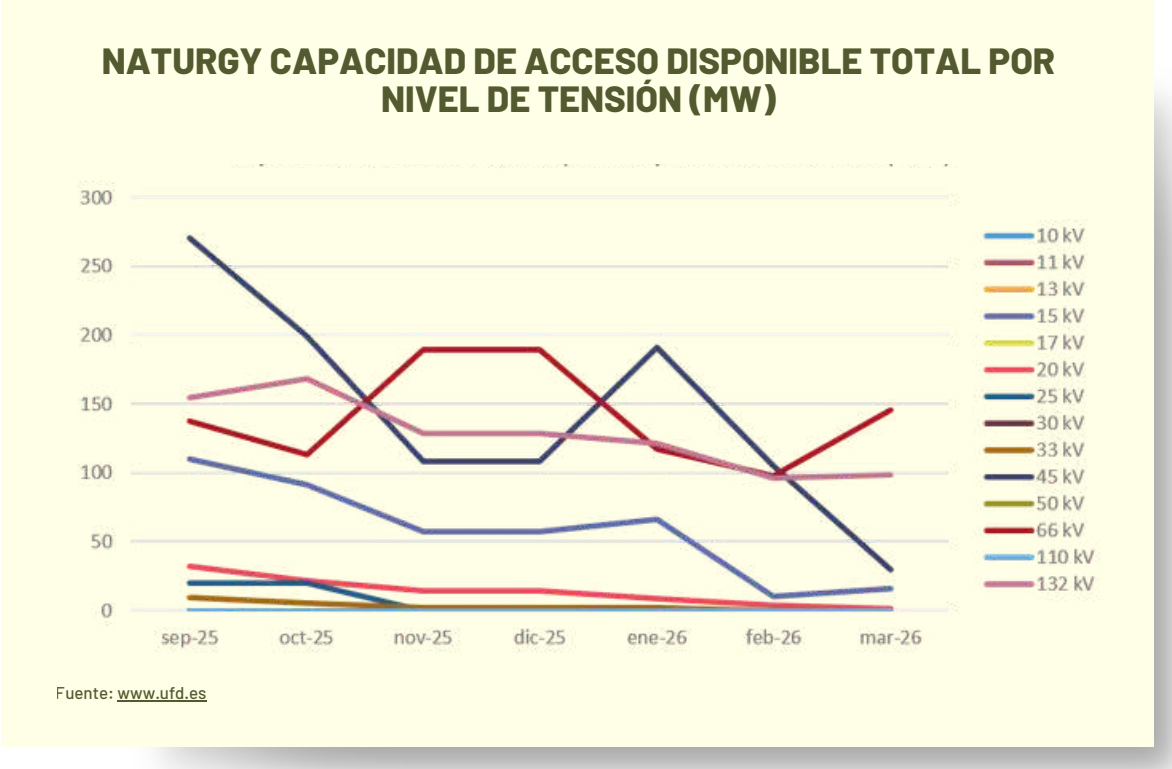
I-DE DEMANDA


IBERDROLA CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)
25.000
20.000
15.000
10.000
5.000
0
sep-25
oct-25
nov-25
dic-25
ene-26
feb-26
mar-26
10 kV
11 kV
13 kV
15 kV
17 kV
20 kV
25 kV
30 kV
33 kV
45 kV
50 kV
66 kV
110 kV
132 kV
Fuente: www.i-de.es


IBERDROLA CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)
1.600
1.400
1.200
1.000
800
600
400
200
0
sep-25
oct-25
nov-25
dic-25
ene-26
feb-26
mar-26
10 kV
11 kV
13 kV
15 kV
17 kV
20 kV
25 kV
30 kV
33 kV
45 kV
50 kV
66 kV
110 kV
132 kV
Fuente: www.i-de.es

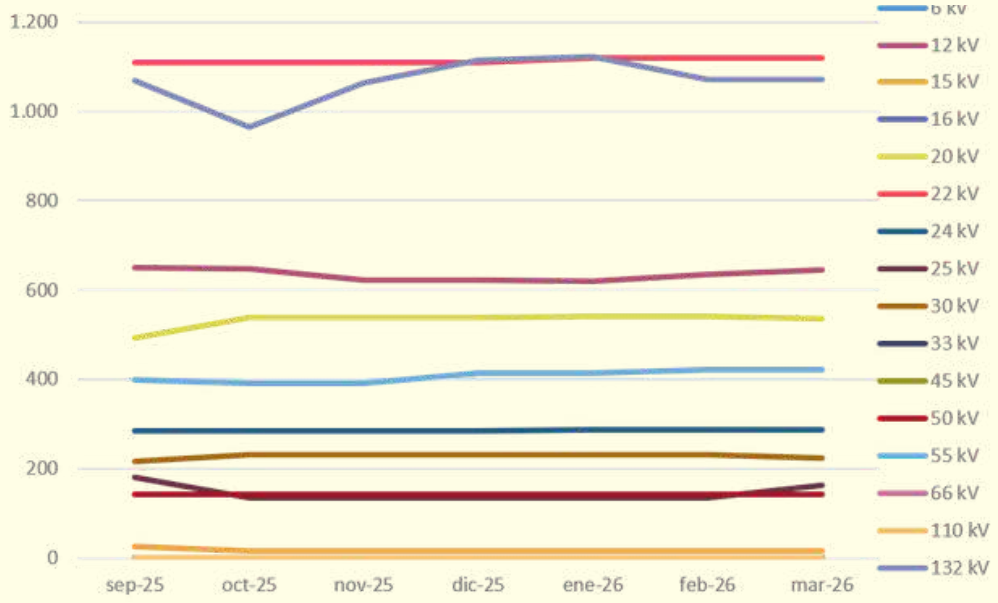
UFD DEMANDA


NATURGY CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)
9.000
8.000
7.000
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
sep-25
oct-25
nov-25
dic-25
ene-26
feb-26
mar-26
10 kV
11 kV
13 kV
15 kV
17 kV
20 kV
25 kV
30 kV
33 kV
45 kV
50 kV
66 kV
110 kV
132 kV
Fuente: www.ufd.es


NATURGY CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)
300
250
200
150
100
50
0
sep-25
oct-25
nov-25
dic-25
ene-26
feb-26
mar-26
10 kV
11 kV
13 kV
15 kV
17 kV
20 kV
25 kV
30 kV
33 kV
45 kV
50 kV
66 kV
110 kV
132 kV
Fuente: www.ufd.es

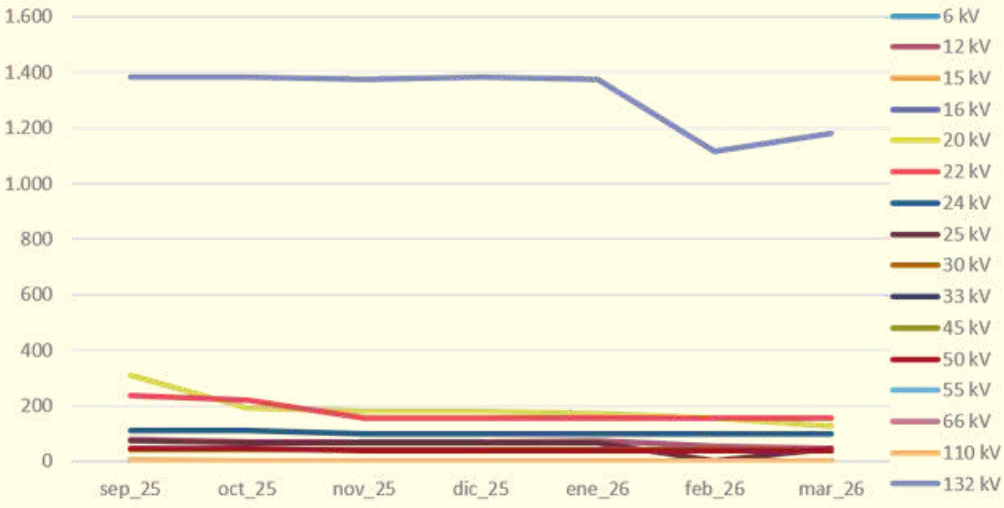
EDP DEMANDA (VIESGO, E-REDES Y BEGASA)

EDP CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es, www.viesgodistribucion.com

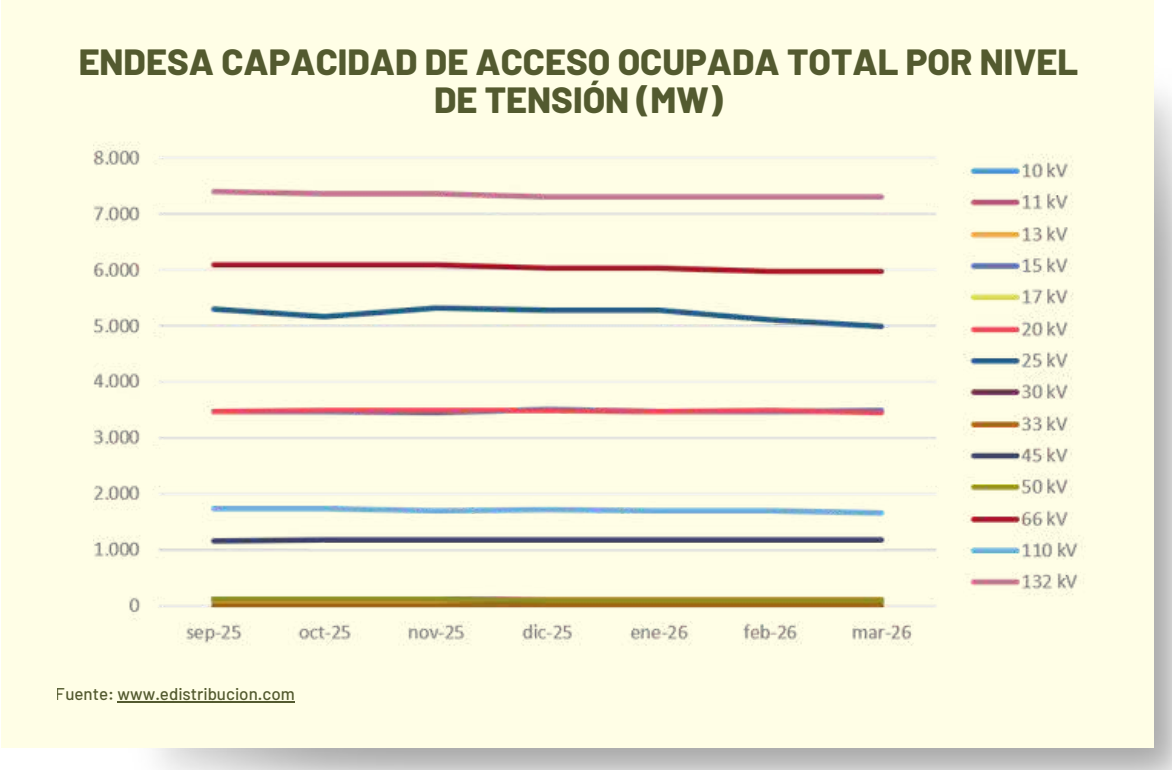
EDP CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



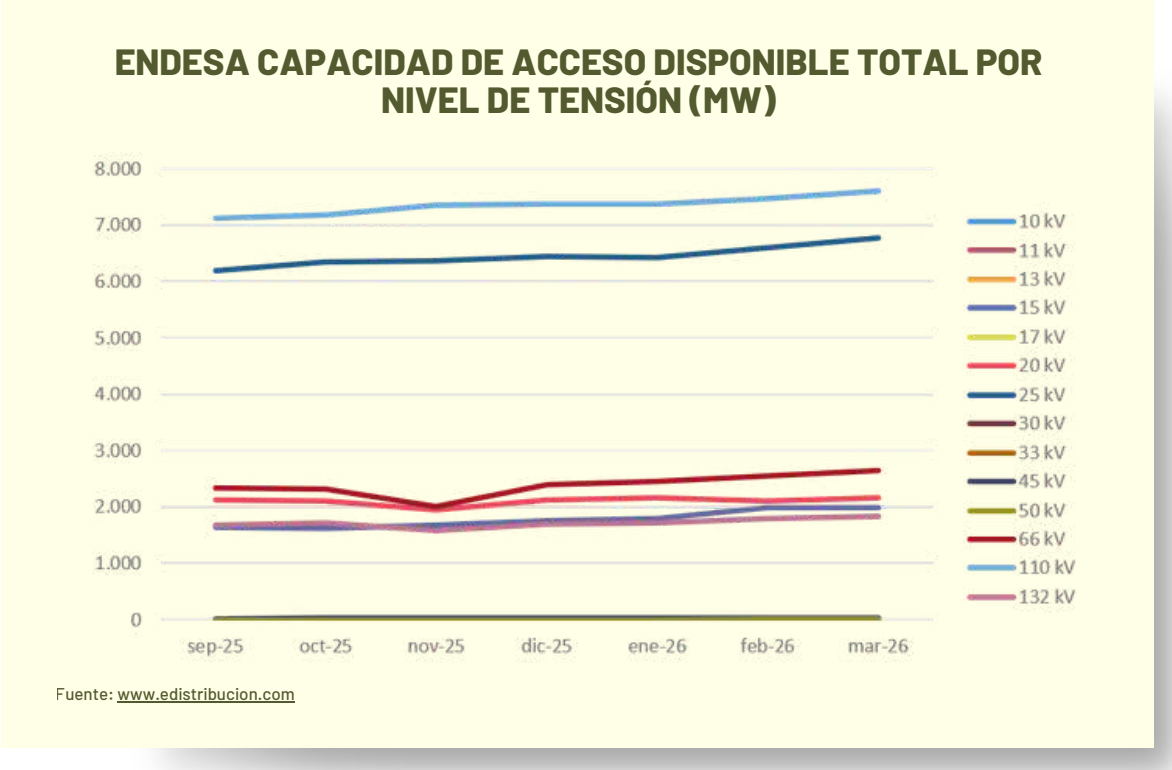
Fuente: www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es, www.viesgodistribucion.com

Capacidad de acceso para generación

E-DISTRIBUCIÓN DEMANDA



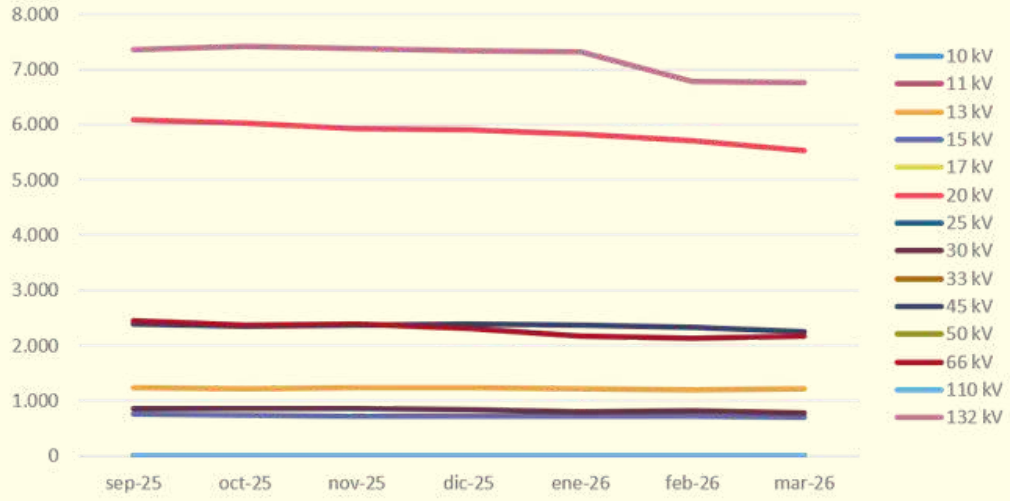
Fuente: www.edistribucion.com



Fuente: www.edistribucion.com

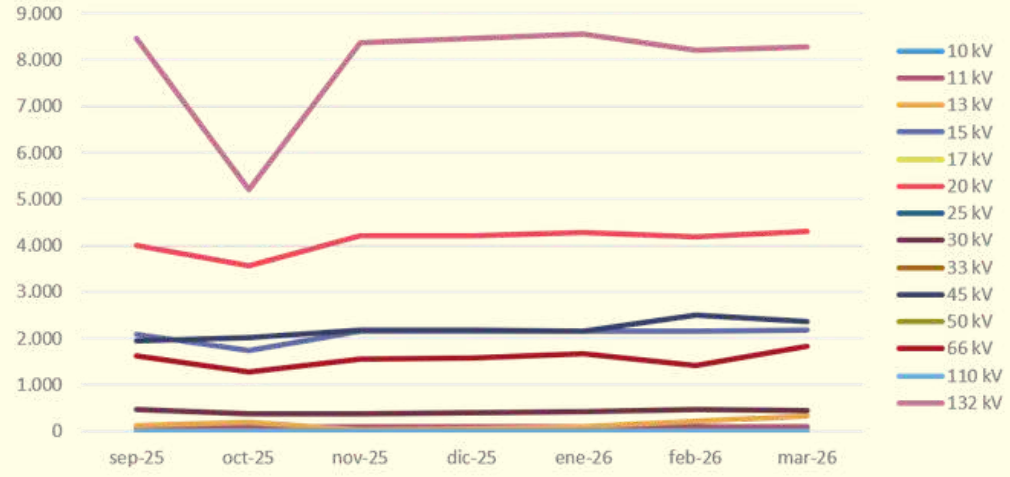
I-DE GENERACIÓN

IBERDROLA CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.i-de.es

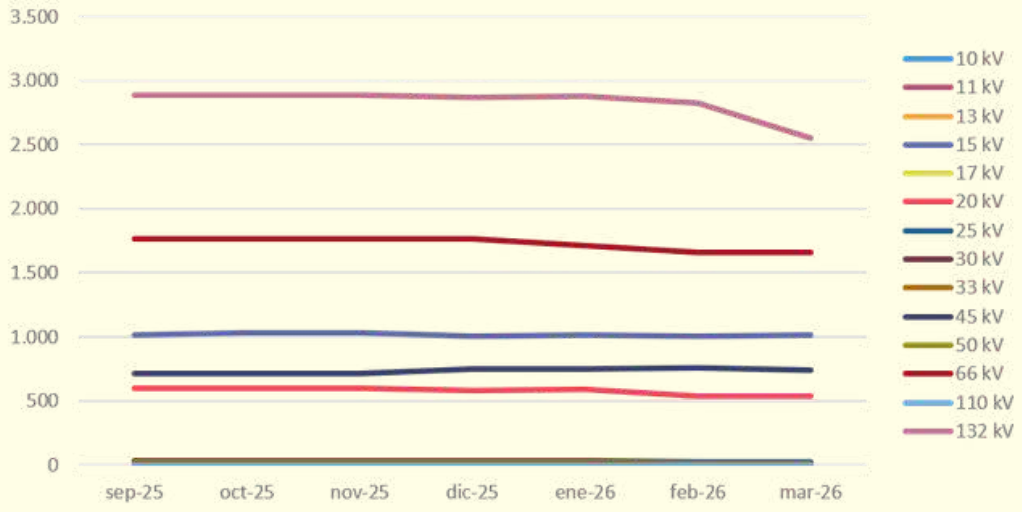
IBERDROLA CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.i-de.es

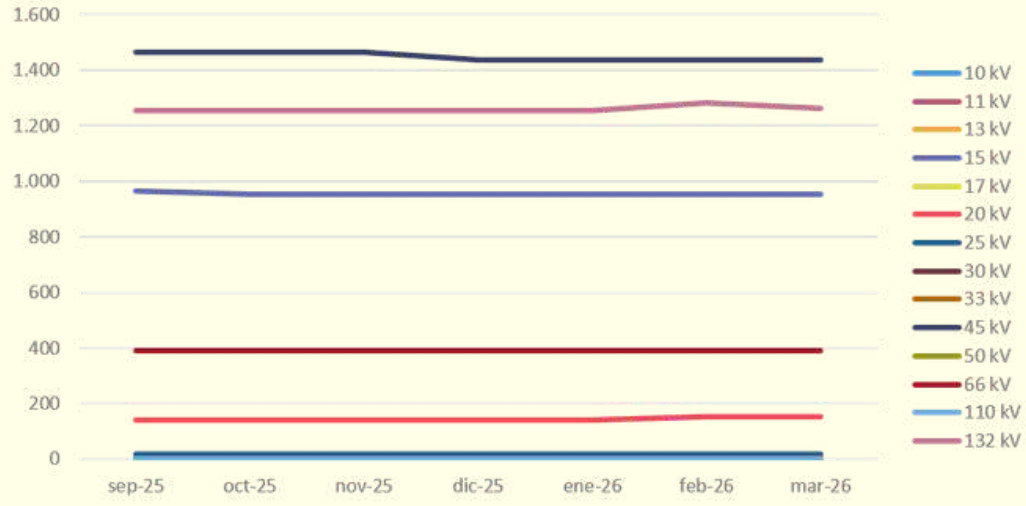
UFD GENERACIÓN

NATURGY CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.ufd.es

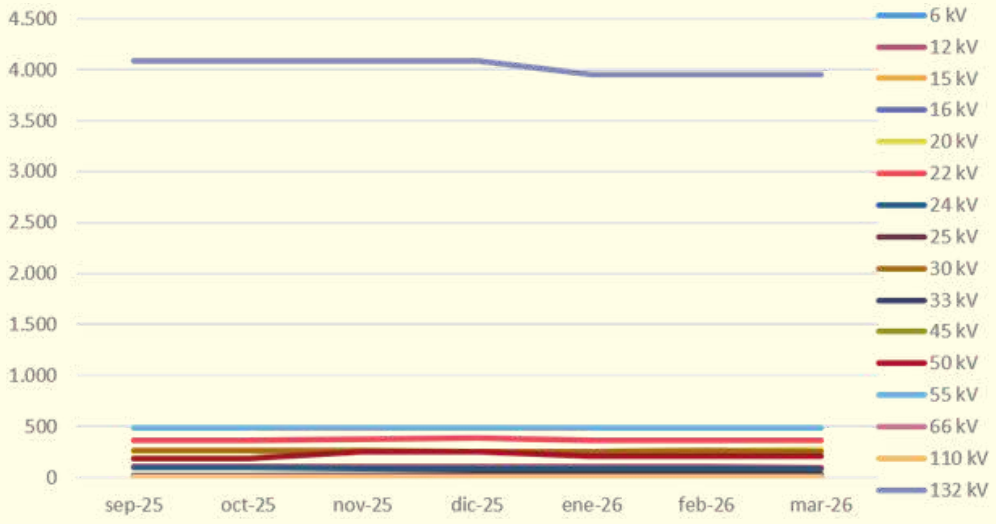
NATURGY CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.ufd.es

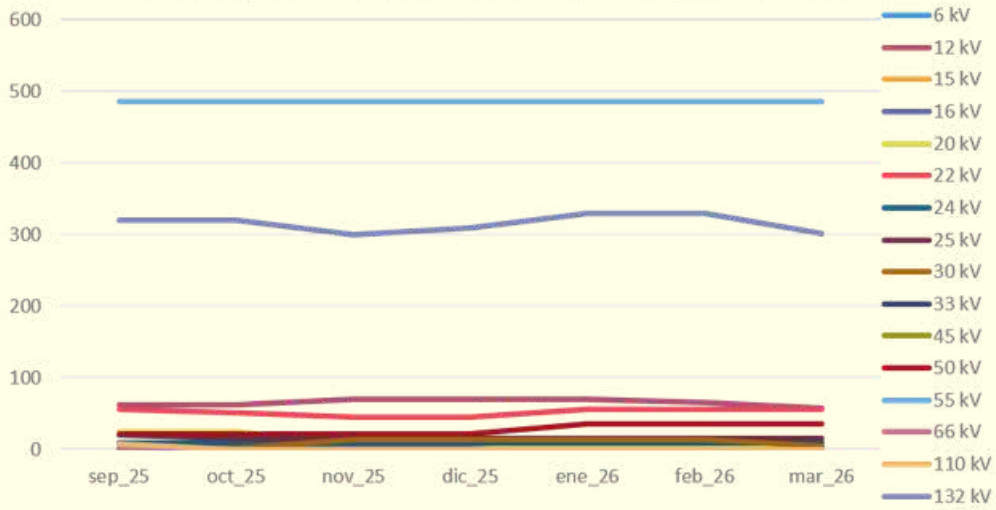
EDP GENERACIÓN (VIESGO, E-REDES Y BEGASA)

EDP CAPACIDAD DE ACCESO OCUPADA TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es, www.viesgodistribucion.com

EDP CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN (MW)



Fuente: www.begasa.es, www.eredesdistribucion.es, www.viesgodistribucion.com

FUNDACIÓN RENOVABLES

REDES DE DISTRIBUCIÓN

—

De freno a motor de la electrificación

2026

www.fundacionrenovables.org