



Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Siete provincias superan el 80% de conexión a su red energética, con Burgos al 100%, lo que condiciona nuevas empresas

Elcorreodeburgos.com, 26 septiembre de 2025



Siete provincias de Castilla y León, Ávila, Burgos, Palencia, Salamanca, Soria, Valladolid y Zamora superan el 80 por ciento de conexión a sus nudos energéticos, con Burgos con una ocupación del 100 por cien y Ávila del 97 por ciento, lo que limita y condiciona que se puedan aceptar nuevas conexiones de industrias o viviendas.

Según los datos a los que ha tenido acceso Europa Press en fuentes del sector, los mapas de capacidad que se han publicado muestran que la red de distribución de Castilla y León "está al límite", y en España, la media es de un 83,4 por ciento de ocupación, lo que condiciona nuevas demandas de proyectos industriales o nuevas viviendas.

En la Comunidad, por detrás de Burgos y Ávila se encuentra Salamanca, con una ocupación de sus nudos de conexión del 95 por ciento, seguida de Soria del 93 por ciento; Valladolid, con el 88 por ciento; Palencia, con el 83 por ciento; Zamora, con el 82 por ciento; León, con el 74 por ciento y Segovia, con el porcentaje de ocupación más bajo, el 44 por ciento.

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec) ya advirtió, tras la publicación de los mapas de ocupación de la red de distribución eléctrica, que esta "saturación refleja el incremento de solicitudes de acceso y conexión de demanda derivado del desarrollo y la aparición de nuevos agentes", por lo que reclama "reforzar y digitalizar la red de distribución", para aumentar su capacidad y poder dar respuesta a las nuevas demandas.

Igualmente, las empresas del sector piden un marco regulatorio que permita recuperar las inversiones, así como una planificación "ágil" y mecanismos "rápidos" que permitan reforzar la red donde la demanda lo requiera y evitar "cuellos de botella".

En Castilla y León las principales distribuidoras energéticas que operan son i-DE (Iberdrola), que es la que posee la mayor parte de la red de distribución de la Comunidad, con presencia en la práctica totalidad de las provincias, menos en Segovia, donde opera Unión Fenosa, que también tiene presencia en León.

El problema de la saturación de las redes energéticas se agrava ante el proceso de descarbonización de la economía impulsado en España, ya que este proceso conlleva un aumento de la demanda eléctrica.

Las eléctricas enfrían 5.000 millones en inversión en redes por falta de remuneración

Eleconomista.es, 27 septiembre de 2025

- Proponen elevar la TRF en España para que el país gane en competitividad
- Las eléctricas alertan de que el 83,4% de la red está saturada
- El Gobierno destinará casi 34.000 millones a la inversión en redes hasta 2030 para paliar el colapso

El colapso que mostraron los mapas de capacidad de conexión disponible hace dos semanas, junto con los esfuerzos del sector eléctrico por constatar la necesidad de **invertir en redes** para no perder el tren inversor que dé entrada a nueva demanda han dado sus frutos. Prácticamente no hay ningún actor involucrado que no sea consciente de la enorme **oportunidad** que supone para el país. Incluyendo al propio Gobierno, que **presentó recientemente medidas aplaudidas por las eléctricas** en este sentido. Sin

embargo, una buena parte de las inversiones prometidas en esta materia están en riesgo ante la falta de competitividad de la Tasa de Retribución Financiera (TRF) que existe en España respecto a otros países.

Iberdrola, que el pasado miércoles celebró su **Capital Markets Day 2025**, anunció en boca de su consejero delegado, Pedro Azagra, una inversión en redes en España hasta 2028 por valor de **4.000 millones de euros**. No obstante, añadió que dicha cantidad **podría variar en 1.000 millones de euros** "en función de las condiciones finales aprobadas". "Los riesgos para España dependen de las medidas regulatorias que se adopten, pero en nuestro caso, España es una pequeña parte de nuestro negocio en comparación con otros jugadores", Azagra en España. Con esta explicación, la energética dio a entender que no le importaría destinar esta cantidad a otros mercados más competitivos que ofrezcan un mayor rendimiento económico.



Algo similar pronunció José Bogas, consejero delegado de **Endesa**, **durante un desayuno informativo de Nueva Economía Fórum**. Concretamente, el dirigente señaló que, con la tasa de retribución financiera propuesta y con la metodología propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no podrá replicar su plan de inversión entre 2025 y 2027, en el que anunció una inversión de **otros 4.000 millones en redes**. "Con el borrador que hoy existe, Endesa no podría ser capaz de replicar ese plan, pero creo que llegaremos a un punto de acuerdo razonable para la función nacional de la competencia y las empresas", indicó.

Naturgy, otro de los grandes involucrados en esta cuestión, ha mantenido un perfil bajo, limitándose a publicar los datos de capacidad correspondientes a sus nudos. Cabe señalar que **en el plan estratégico de la gasista**, presentado en febrero de 2025 con horizonte 2027, la compañía anunció una inversión de 3.200 millones para redes, incluyendo tanto redes de gas como de electricidad, y tanto España como Latinoamérica como destinos geográficos.

Por su parte, **EDP** coincide en el diagnóstico, aunque sin ofrecer detalle de las cifras que están en riesgo en cuanto a inversiones. "La elevación de los límites a la inversión que ha anunciado el Gobierno es, sin duda, una señal de que estamos en el buen camino. Ahora es necesario que la tasa de retribución de esas inversiones las haga atractivas para garantizar la necesaria inversión en redes y acelerar la transición energética. La propuesta que hay encima de la mesa, en este momento, no lo es", aclara a este medio **Pedro Vasconcelos**, consejero delegado de EDP en la región de Iberia. En su caso, el grupo portugués **anunció hace más de dos años** una inversión en redes de 3.750 millones de euros en todos sus mercados hasta 2026, si bien la compañía está actualmente revisando dicho plan.

Un TRF poco atractivo

Para afrontar este problema, el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miteco) anunció su Propuesta de planificación eléctrica a 2030, un conjunto de medidas entre las que se encuentra un proyecto de real decreto por el que se pretenden regular los planes de inversión de las redes de electricidad.

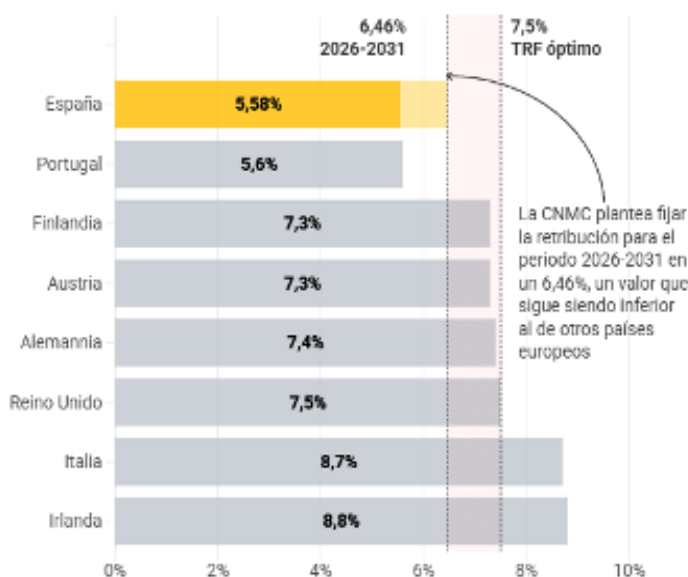
Así, el Gobierno pretende destinar más de **34.000 millones a redes** en los próximos cinco años para avanzar en el proceso de electrificación de la economía. Hasta 2030, el texto prevé un aumento de la inversión de 3.600 millones para las redes de transporte y de 7.700 millones para distribución, resultando en 13.590 millones para las redes de transporte y en alrededor de 20.000 millones en distribución, por encima de los niveles del 0,065% y 0,13% respecto al PIB.

Desde el sector, pese a que aplauden el paquete de medidas, advierten que por sí solas no serán suficientes, ya que falta la más importante: el establecimiento de un marco retributivo competitivo que verdaderamente incentive a la inversión para seguir desarrollando la red eléctrica.

A finales de julio, la CNMC propuso fijar el nivel de retribución (**TRF**) para el periodo 2026-2031 en el **6,46%**; un porcentaje que, si bien es superior a los 5,58 puntos porcentuales actuales, está muy alejado de la horquilla de entre 7 y 7,5 que reclaman desde el sector.

Tasa de Retribución Financiera (TRF) de las inversiones en redes de distribución

Datos de ocho países de Europa relativos a 2024, en porcentaje



Fuente: Aelec y Deloitte.

eE

Esta última cifra (7,5%) no es arbitraria. Según expuso aelec, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica que agrupa a empresas como Iberdrola, Endesa o EDP, durante un desayuno informativo celebrado recientemente, España y Portugal cuentan con una tasa de retribución muy por debajo de los niveles que ofrecen otros países del entorno, lo cual supone una clara desventaja de cara a atraer apetito inversor. Así, **Austria** y **Finlandia** sitúan este valor en el 7,3%, **Alemania** en el 7,4% y **Reino Unido** en el 7,5%. Como casos más alejados en términos retributivos, **Italia** concede un 8,7%, e **Irlanda** un 8,8%. Por tanto, la propuesta actual de la CNMC, consistente en aumentar 0,88 puntos la tasa, seguiría siendo inferior a la de otros países más atractivos.

"Sin un marco regulatorio estable y atractivo que incentive la inversión, nuestro país corre el riesgo de perder una oportunidad histórica de reindustrialización. La electrificación de la economía, la atracción de nuevas industrias y la creación de empleo dependen de que seamos capaces de desplegar infraestructuras modernas, resilientes y digitalizadas. No actuar ahora supondría frenar la transición energética y limitar el desarrollo industrial de las próximas décadas", subrayó durante el desayuno informativo **Marta Castro**, directora de Regulación de aelec.

España deberá dedicar más de 4.000 millones al año en redes eléctricas para satisfacer la creciente demanda

Eleconomista.es, 27 septiembre de 2025

- Los límites propuestos en el RD solo serían compatibles con la previsión menos optimista
- El Gobierno destinará casi 34.000 millones a la inversión en redes hasta 2030 para paliar el colapso
- *La falta de capacidad en la red eléctrica impide la inversión de 60.000 millones procedentes del sector industrial*

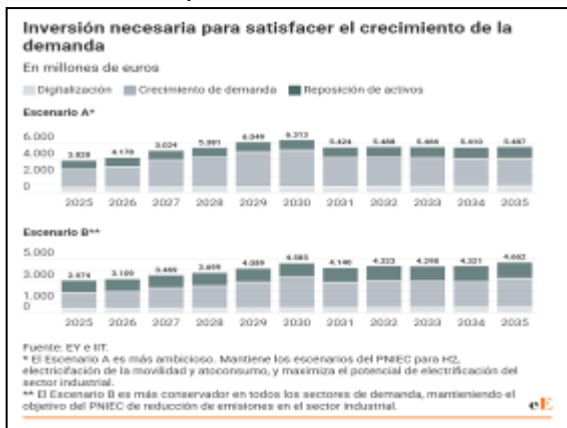
España debería invertir **entre 3.969 y 5.277 millones de euros de media anualmente** si quiere satisfacer la creciente demanda eléctrica hasta el año 2035. Así lo estima un informe elaborado por la consultora **EY** en colaboración con el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), en el que analiza la necesidad de incrementar las inversiones en redes ante el potencial de crecimiento de la demanda eléctrica.



"El crecimiento de la demanda eléctrica es clave para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El modelo de análisis seguido en este estudio permite anticipar el potencial crecimiento de la demanda, lo que permitirá a las compañías distribuidoras anticipar las inversiones en la red y a las administraciones y reguladores a impulsar los cambios normativos y las políticas de ayuda necesarias para impulsar la transformación de la industria y la atracción de nueva demanda", indicó durante la presentación del documento **Marta Sánchez**, socia responsable de Energía en EY España.

Para dar con estas cifras, el estudio ha modelizado el comportamiento a futuro de diversos sectores de consumo, como el desarrollo de **hidrógeno**, la instalación de **centros de datos**, el impulso a la **electrificación en la movilidad**, el **autoconsumo** y las **bombas de calor**, el **biogás** o la reducción de emisiones. En base a la demanda energética que requerirían estos sectores, ha calculado qué inversiones serían necesarias para satisfacerla. Para ello, además, ha contemplado dos escenarios de demanda eléctrica: uno optimista –Escenario A– y otro más conservador –Escenario B–.

Partiendo de los 2030 teravatios-hora (TWh) que se prevén consumir en 2025, el estudio estima que, para 2030, la demanda aumentará hasta una horquilla de **entre 306 y 361 TWh** –en línea con los 329,6 TWh que calcula el PNIEC–. Del mismo modo, el informe pronostica que, para 2035, la demanda podría ser de **entre 377 y 480 TWh**. "El segmento industrial, así como el hidrógeno verde, los data centers y la electrificación de las carreteras son los vectores que provocarán un mayor impacto en el incremento de la demanda", expresa el informe.



En base a estas demandas, el estudio estima necesaria una inversión media anual de 5.277 millones de euros en el escenario más optimista o de 3.969 millones en el más conservador. Para ambos casos, el grueso de las inversiones deberían ir dedicadas a financiar el **crecimiento de la demanda**. Este apartado sería además el que más variará al cabo de los años, alcanzando sus valores máximos hacia el final de la década presente. Por su parte, los recursos financieros para la digitalización y la reposición de activos permanecerían más estables al cabo de todo el periodo analizado.

Al contraponer estas cifras, desglosadas en el gráfico, con los límites a la inversión propuestos por el Gobierno, el escenario A **no podría materializarse**. Algo que, en cambio, sí podría suceder en el escenario conservador hasta el 2029.

"En el escenario B, las necesidades de inversión derivadas del crecimiento de la demanda, la digitalización y la reposición de activos a 2030 podrían ser compatibles con el planteamiento de ampliación de los límites establecidos en el proyecto de Real Decreto publicado el 12 de septiembre", aclara el informe.

Urge mejorar la retribución en redes

Eleconomista.es, 27 septiembre de 2025

- El Gobierno debe elevar solo 200 millones al año el pago para que no fracase un plan de inversiones de 60.000 millones

El apagón de abril y la adecuada presión del sector, como quedó patente en el reciente X Foro de Energía de elEconomista.es, convenció al Gobierno de la necesidad de elevar la inversión en redes eléctricas.

Incrementos que ya refleja el borrador de Planificación Energética hasta 2030, **con un alza del 62% de las inversiones** para evitar la saturación de la infraestructura eléctrica.



Sin duda, el aumento de los límites de inversión es positivo, pero tan solo es un primer paso para acometer la mejora de las redes. Lo difícil será atraer el capital necesario para llevar a cabo el plan de inversión de más de 60.000 millones que el gobierno propone. **Una cifra que está en el aire tras la propuesta de retribución de la CNMC** para el periodo 2026-2031, situada en el 6,46%. Un porcentaje que deja una rentabilidad escasa para las empresas, lo que constituye un claro desincentivo a la hora de elevar las necesarias inversiones en la infraestructura. De hecho, las eléctricas ya han asegurado que congelarán desembolsos por 5.000 millones mientras la remuneración no alcance el 7%, como mínimo

La diferencia entre lo que propone Competencia y lo que pide el sector **supondría un incremento anual de la retribución entre 205 y 455 millones**. En ambos casos se antojan cantidades asumibles para ejecutar un plan que puede marcar el desarrollo industrial del país.

Empecinarse en mantener la propuesta actual carece, por tanto, de sentido. De hecho, lo único que el Gobierno conseguiría con ello sería mantener la situación actual de colapso de la red. Esto elevaría el riesgo de sufrir apagones en el futuro por la dificultad de integrar las renovables en el sistema. Además, mantendría la imposibilidad de conectar a las industrias que lo solicitan, como los centros de datos.

Comillas apunta a Red Eléctrica en el 'inédito' apagón del 28 de abril

Eleconomista.es, 28 septiembre de 2025

- La baja inercia y la conexión de líneas para amortiguar las oscilaciones aceleró el colapso del sistema
- El viernes se dará a conocer el informe de los técnicos de Entso-E

Entso-e presentará el **viernes su informe sobre el apagón del 28 de abril**, pero justo antes de darse a conocer, el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas -uno de los más prestigiosos de Europa- ha presentado un análisis en el que apunta a la gestión de Red Eléctrica.



Durante la semana anterior y la mañana del 28 de abril, se detectaron fenómenos de inestabilidad de tensión en la red, especialmente en Andalucía y Extremadura, caracterizados por elevadas rampas de subida y de bajada de la tensión. Estas variaciones de tensión llegaron a tener gran amplitud, lo que activó protecciones de sobretensión y desconectó generación renovable en cascada. El adecuado funcionamiento de las protecciones permitió que los equipos no sufriesen daños y que el restablecimiento del suministro se llevara a cabo de forma satisfactoria.

El análisis revela que la generación síncrona (principalmente ciclos combinados y nucleares) en las zonas sur y centro era inusualmente baja, con solo un grupo de gas en Andalucía y uno nuclear en el centro. Además, más de un tercio de la red de 400 kV estaba desconectada por mantenimiento o control de tensión, lo que condujo a oscilaciones poco amortiguadas, que fueron observadas en toda en Europa. El informe introduce el concepto de "colapso por sobretensión", un fenómeno inédito en Europa, donde la tensión aumenta de forma incontrolada al desconectarse las renovables controlada por factor de potencia constante.

El margen de seguridad calculado era insuficiente: en la red de 220 kV, el margen era de 1019 MW, pero se produjeron desconexiones de 1615 MW. La baja inercia y la debilidad de la red generaron un efecto dominó con desconexión masiva de generación renovable, que dejó sin suministro a millones de usuarios en cuestión de segundos.

Asimismo, el informe enfatiza que las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 — conexión de líneas para intentar amortiguar las oscilaciones— redujeron aún más el margen de seguridad, acelerando el colapso del sistema, [como indicó este diario](#).

Acciona refuerza su estructura con un área de IA y nombra director tras el ascenso de Arantza Ezpeleta

Eleconomista.es, 29 septiembre de 2025

- **Designa responsable de Tecnología, Innovación e Inteligencia Artificial a Federico García Guillén, procedente de Bestinver**

Acciona quiere dar más peso al papel que jugará la **Inteligencia Artificial (IA)** en sus negocios. Es por ello que la compañía de infraestructuras, energía y servicios la IA como un vector de crecimiento dentro de la hasta ahora denominada área de Tecnología e Innovación.

Un cambio que se produce en el marco de la remodelación de este vertical propiciado por la promoción de quien lo ha liderado los últimos años. **Arantza Ezpeleta fue nombrada en junio consejera delegada de Acciona Energía** en sustitución de **Rafael Mateo**.



Ahora, la multinacional española ha encontrado en su gestora, Bestinver, al sustituto de Ezpeleta y ha designado a **Federico García Guillén como nuevo director de Tecnología, Innovación e Inteligencia Artificial**.

García Guillén se ha desempeñado los últimos siete años con distintas responsabilidades como director de Transformación, de Desarrollo y de Proyectos Estratégicos en **Bestinver**. Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad Autónomas de Barcelona, **antes de incorporarse a la gestora propiedad de Acciona trabajó más de nueve años en la consultora Roland Berger**. Previamente fue consultor de Minsait (Indra) y Bluecap Management Consulting y sus primeros pasos profesionales los dio en Mirabaud, firma en la que estuvo casi 10 años y llegó a ser director Comercial.

García Guillén tendrá la tarea de impulsar la innovación en el grupo y reforzar las capacidades tecnológicas en todos los negocios, con un creciente protagonismo de la IA. Estará al frente de esta área con un equipo en el que destaca **Raúl Rivero como director de Sistemas de Información** (CIO, por sus siglas en inglés).

El nombramiento de García Guillén se produce tras la vacante dejada por Arantza Ezpeleta, elegida por el consejo de administración de Acciona para **liderar la filial de Energía** como consejera delegada. Su designación se consumó en la junta general de accionistas de principios de junio.

La compañía que preside José Manuel Entrecañales acompañó el relevo en la primera línea ejecutiva de Acciona Energía para realizar otros cambios de relieve. El grupo nombró en marzo a José Ángel Tejero como director de Operaciones (COO), un cargo de nueva creación en el organigrama, y de **José Entrecañales como director Financiero y de Sostenibilidad (CFSO)**. El hijo del presidente ya ocupaba este cargo en Acciona Energía y le sucedió en el mismo Raimundo Fernández-Cuesta.

Endesa firma con BEI y Economía préstamos por 650 millones para reforzar y digitalizar las redes eléctricas

Elperiodicodelaenergia.com, 30 septiembre de 2025

Se espera que la inversión contribuya a aumentar la seguridad del suministro y resiliencia de la red con un impacto directo en seis comunidades autónomas

Endesa ha firmado con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) dos préstamos por un valor total de 650 millones de euros para apoyar las inversiones de la compañía eléctrica en el refuerzo, modernización y digitalización de la red de distribución eléctrica en España.

En concreto, se trata de dos préstamos para invertir en redes de distribución, uno de 500 millones de euros financiado con recursos del Fondo de Resiliencia Autonómica (FRA), puesto en marcha y canalizado por el Ministerio de Economía, Comercio y Empresa, y otro de 150 millones de euros financiado con fondos propios del BEI.

Se espera que la inversión contribuya a aumentar la seguridad del suministro y resiliencia de la red con un impacto directo en seis comunidades autónomas, algunas de ellas regiones de cohesión, informó en un comunicado conjunto la entidad financiera comunitaria y el Ministerio.

Entre otras actuaciones, la financiación servirá para instalar contadores y equipos de medición inteligentes, el despliegue de nuevos transformadores, la instalación de software para la digitalización completa de la red, la construcción de nuevas subestaciones o el cableado subterráneo para contar con una red más adaptada al cambio climático.



De esta manera, destacaron que el proyecto financiado con ambos préstamos "contribuirá a seguir **reforzando la resiliencia de la red de distribución eléctrica y la seguridad del suministro**".

El proyecto de Endesa

"Todo ello en un contexto marcado por la recurrencia de fenómenos naturales adversos debidos al cambio climático, la creciente demanda de electricidad que implica la electrificación de la economía y el aumento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable", añadieron.

El acuerdo de financiación también pone de relieve el compromiso del BEI y el Ministerio de Economía, Comercio y Empresa con la cohesión económica, social y territorial, puesto que más de la mitad del total de la inversión asociada se destinará a regiones consideradas de cohesión cuya renta per cápita se sitúa por debajo del promedio de la **Unión Europea**.

Este proyecto contribuye a los objetivos del BEI de acción por el clima y cohesión, dos de las ocho prioridades estratégicas del Grupo BEI que se establecen en su Hoja de Ruta Estratégica para el período 2024-2027.

La operación también forma parte del plan de acción del BEI en apoyo de REPowerEU, el programa destinado a incrementar la seguridad y acelerar la transición energética reduciendo la dependencia de la Unión Europea de las importaciones de combustibles fósiles

Endesa compra a MasOrange su comercializadora de energía por 90 millones

Eleconomista.es, 30 septiembre de 2025

- Las dos entidades podrán ofrecer sus servicios de energía y telecomunicaciones entre los clientes de ambas
- Repsol planta cara a Iberdrola, EDP y Endesa en Portugal con una alianza con Vodafone

Endesa y MasOrange han alcanzado un **acuerdo para la comercialización de energía y telecomunicaciones** en España. Según han explicado la eléctrica y la operadora, Endesa podrá ofrecer mediante esta alianza su propuesta comercial de energía a los clientes de la operadora de telecomunicaciones Mas Orange. Y por el contrario, la energética va a contar con la operadora en la comercialización de servicios de telecomunicaciones para clientes de mercado de libre de Endesa.

Para materializar lo pactado, Endesa, mediante su sociedad íntegramente participada **Endesa Energía SAU**, adquirirá la sociedad del grupo MasOrgange llamada **Xfera Móviles SA** en su totalidad a cambio de aproximadamente **90 millones de euros**, siempre y cuando la autoridad de competencia lo apruebe. Cabe señalar que esta sociedad cuenta con más de 350.000 clientes de electricidad y gas.

Ambas compañías estiman que este acuerdo podrá materializarse en ofertas que beneficien a **más de 1 millón de clientes**, que podrán acceder a propuestas personalizadas y servicios de alto valor añadido, disfrutando de las mejores propuestas comerciales de energía y telecomunicaciones.

Para **José Bogas**, consejero delegado de Endesa, "esta alianza representa un paso natural en nuestra estrategia de poner la tecnología al servicio del cliente. Combinamos lo mejor de dos mundos: la conectividad de MasOrange, con la experiencia, la confianza y la innovación de Endesa en el ámbito energético. Juntos, vamos a ofrecer propuestas de valor, personalizadas y sostenibles, que responden a las nuevas expectativas de los consumidores. Este acuerdo refuerza nuestro compromiso de liderar la transición energética desde la cercanía, la eficiencia y la digitalización".

"Estamos muy satisfechos del acuerdo alcanzado con Endesa. Esta alianza nos va a permitir acelerar nuestro crecimiento con una oferta de energía verde para nuestros usuarios con precios atractivos, y comercializar nuestros servicios de telecomunicaciones en los canales de distribución de Endesa, creando valor para nuestros clientes, la sociedad y ambas compañías", ha señalado **Meinrad Spenger**, consejero delegado de MasOrange.

Con más de 30 millones de usuarios y la red de tiendas del sector teleco más grande de España, compuesta por 1.500 tiendas exclusivas, MasOrange ofrece a Endesa una relevante plataforma tecnológica para la distribución de energía. "La alianza con Endesa nos va a permitir seguir avanzando en nuestra exitosa estrategia de diversificación y ofrecer a nuestros clientes servicios de valor añadido más allá de la conectividad para que sigan siendo los más satisfechos de España y aumentar su fidelidad con nosotros", ha considerado **Alberto Galaso**, *deputy chief* de nuevos negocios de MasOrange.



Del mismo modo, Endesa tendrá en cuenta a MasOrange en la comercialización de servicios de telecomunicaciones para sus más de siete millones de clientes. "Este acuerdo nos permite dar un paso más en nuestra visión de ofrecer soluciones integrales que simplifiquen la vida de nuestros clientes. La combinación de energía y conectividad nos ayuda a responder a las nuevas demandas del consumidor digital, con eficiencia, sostenibilidad y cercanía", ha añadido **Davide Ciciliato**, director general de comercialización de Endesa.

Sinergias en el sector

Este acuerdo se anuncia pocos días después de que **Repsol y Vodafone** sellasen su alianza en Portugal, donde ofrecerán una propuesta integrada de energía y telecomunicaciones a los clientes de ambas. Del mismo modo, la multienergética ofrece desde hace meses a los clientes en España una oferta conjunta con **Movistar+** que aglutina el suministro energético con el acceso a contenidos premium de entretenimiento.

En una línea similar, **Naturgy y Moeve** (antes Cepsa) anunciaron a mediados de junio el lanzamiento de 'Plan Multienergy', una oferta conjunta para que sus clientes puedan combinar los repostajes de carburante y las recargas eléctricas en estaciones de servicio Moeve con contratos de luz, gas, mantenimiento o solar de Naturgy.

Endesa compra por 90 millones la comercializadora de energía de MasOrange y comercializará sus ofertas de fibra y datos móviles

Elmundo.es, 30 septiembre de 2025

Ambas empresas alcanzan un acuerdo comercial como parte del acuerdo de absorción de 350.000 clientes

Endesa ha adquirido por alrededor de 90 millones de euros la comercializadora de energía del grupo de telecomunicaciones **MasOrange** y sus **350.000 clientes de energía y gas**.

El operador de telecomunicaciones se ha desprendido así de los usuarios a los que ha ido captando a través de varias marcas como Yoigo Energía Luz y Gas o Pepeenergy, agrupadas en la sociedad Energía Colectiva S.L.



La operación está pendiente de ser autorizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y supondrá además una importante alianza comercial entre ambas empresas. Las tarifas de las distintas marcas de **MasOrange** (Orange, MásMóvil, Yoigo, Jazztel...) pasarán a ser ofrecidas también en los canales comerciales de Endesa y a los siete millones de clientes de tarifa libre de la energética.

De este modo, el grupo de telecomunicaciones líder en clientes en España aumentará de manera importante también su huella comercial en tiendas físicas, ya que Endesa cuenta con más de 1.500 establecimientos.

MOVIMIENTOS CORPORATIVOS

De esta forma, MasOrange hace caja con uno de los negocios alternativos a su negocio tradicional de comunicaciones que venía gestionando, sin desprenderse completamente de los beneficios que le reporta.

La compañía ha cerrado también una alianza de seguros con Zurich para comercializar sus pólizas con la que espera convertirse en uno de los principales vendedores de este tipo de productos de España.

En el marco de la operación de Endesa, el operador calcula que **podrá llegar a un millón de nuevos clientes** gracias a la alianza.

En paralelo, el grupo ha lanzado una nueva filial de marketing digital que busca aprovechar su importante base de datos para competir en las grandes tecnológicas en la venta de anuncios.

Cuenta atrás para Almaraz: Iberdrola y Endesa ya preparan su desmantelamiento

Eleconomista.es, 1 octubre de 2025

- *Las propietarias deberán presentar la petición de cierre si no se produce un acuerdo*
- *La patronal extremeña CIEM urge a empresas y administraciones a garantizar la continuidad de Almaraz*
- *El Gobierno ya tiene dos ofertas de ingenierías para preparar el desmantelamiento de la nuclear de Almaraz*

El próximo **1 de noviembre** comenzará de manera oficial el cierre del reactor Almaraz I, conforme al calendario de cierres escalonados que se fijó en el año 2019. En dicha fecha, las eléctricas propietarias de

la central nuclear de Almaraz —Iberdrola, Endesa y Naturgy— deberán presentar al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la **petición oficial de cierre de la planta**. De hecho, desde la central **ya trabajan en preparar "de forma segura y eficiente" la transición al desmantelamiento de la planta**, tal y como informó el complejo de Almaraz en un comunicado. En base a este y a otros hechos acontecidos recientemente, cabe pensar que asistiremos inevitablemente al cierre paulatino de los siete reactores nucleares. Sin embargo, todavía persiste cierto optimismo en que se revierta la situación, ya que materialmente aún hay tiempo para prolongar la vida de las centrales.

Para que las nucleares puedan funcionar durante algunos años más, la única oportunidad pasa por que tanto el Gobierno como las eléctricas muestren predisposición a ello. En el caso de eléctricas, estas deberían presentar una **petición formal** que cumpla los **tres requisitos** anunciados por el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, durante su posterior intervención en el Congreso para rendir cuentas por el apagón que afectó a la Península Ibérica el pasado 28 de abril: que la prórroga garantice la seguridad de los ciudadanos; que sea económicamente viable, que lo costeen los "ultrarricos que presiden esas energéticas" y que no salga del bolsillo del contribuyente; y que garantice la seguridad del suministro eléctrico. "Tres criterios que me parecen absolutamente de sentido común", enfatizó Sánchez desde tribuna. Y aunque el presidente no lo incluyó, Transición Ecológica añadió como requisito en marzo que las empresas propietarias muestren una **postura unificada**; algo que **no ocurrió en el primer gran movimiento que maniobraron Iberdrola y Endesa en junio**, cuando reclamaron la extensión de la vida útil de las centrales sin contar con el apoyo ni de Naturgy ni de la portuguesa EDP.



"El Miteco ha recibido una carta relativa a la prolongación de la vida útil de varias centrales nucleares de Endesa e Iberdrola que **no firman ni Naturgy ni EDP**, las otras dos compañías firmantes del Protocolo de cierre de 2019. En varias centrales, Almaraz entre ellas, hay una comunidad de bienes que obliga a la unanimidad de los partícipes, con independencia de su porcentaje de participación", justificaron fuentes de Transición Ecológica ante los medios. Cabe señalar que la participación de Naturgy se limita a un 34,5% en la central de Trillo, así como a un 11,3% en el complejo de Almaraz; por su parte, la participación de EDP es aún más escueta, con tan solo un 15,5% en la central guadalajareña.

Según ha podido saber este diario a través de fuentes cercanas a la negociación, las eléctricas trabajan a contrarreloj para intentar ultimar una postura común que cumpla con los requisitos exigidos por Moncloa, aunque el acuerdo todavía no se ha alcanzado. Faltaría, según estas fuentes, concretar **qué centrales se incluirán en el acuerdo y cómo se formulará la reforma impositiva**, probablemente el principal escollo. Y aun con ello, estaría por ver qué respondería el Ejecutivo, que en su último programa electoral de 2023 asumió el compromiso de continuar con el desmantelamiento de las centrales nucleares —"Aprobaremos el 7º Plan General de Residuos Radioactivos. Este nuevo plan integrará las necesidades para la gestión de residuos radioactivos y las futuras necesidades en el desmantelamiento ordenado y progresivo de las centrales nucleares", recogía dicho programa—.

Del optimismo al realismo

"Yo agradezco al Gobierno la disposición a dialogar. Tienen unas líneas rojas que yo entiendo perfectamente. Esto no es una cuestión de querer o no querer alargar la nuclear. Es una cuestión de la política energética española. Yo soy optimista", **indicó en un desayuno informativo reciente José Bogas**, consejero delegado de una de las eléctricas con mayor interés en la prórroga nuclear —Endesa—.

Menos esperanzado se mostró **Ignacio Galán**, presidente de Iberdrola, durante la celebración de su *Capital Markets Day*, evento en el que compartió con sus accionistas sus planes estratégicos con horizonte 2028. Según estos, la energética **asume en su hoja de ruta el cierre de la central de Almaraz**, descontando los 550 megavatios (MW) correspondientes a su participación del 52,7% en Almaraz I y II. "En España estamos desescalando las plantas nucleares, preparando el protocolo de la clausura para Almaraz I en 2027 y Almaraz II en octubre de 2028", afirmó su consejero delegado, Pedro Azagra.

Campo Arañuelo presiona

La plataforma 'Sí a Almaraz, Sí al futuro' se movilizará el **próximo 4 de octubre** con un gran acto en Naval Moral de la Mata, en el que se darán cita cerca de 80 entidades adheridas a la plataforma y que contará con la presencia de María Guardiola, presidenta de la Junta de Extremadura, y del presidente de la Diputación de Cáceres, Miguel Ángel Morales. Remarcan que el cierre conllevará la **pérdida de 4.000 empleos directos e indirectos**, así como de alrededor del 5% del PIB extremeño.

Ruiz-Tagle (Iberdrola) insta a la CNMC a escuchar el "clamor" y aumentar la retribución de las redes

Elperiodicodelaenergía.com, 1 octubre de 2025

El directivo ha afirmado que existe un consenso de que las redes representan una "oportunidad país" buscando la electrificación del mercado

El consejero delegado de **Iberdrola España**, **Mario Ruiz-Tagle**, ha pedido a la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** que escuche el "clamor" que existe para que la retribución de las redes de distribución y transporte para el próximo periodo se sitúe en un nivel similar al del resto de países europeos.



"El regulador tiene que escuchar el clamor que existe en la sociedad para que la retribución sea acorde con los países vecinos", así como en la situación económica actual", ha dicho Ruiz-Tagle en el VII Congreso de **Aelec**, la asociación que agrupa a empresas como Iberdrola, Endesa o EDP.

Ruiz-Tagle ha señalado que se supone que en Europa debería existir un mercado eléctrico común, pero que, si existe una disparidad en las retribuciones de la red, el capital irá a los mercados con una rentabilidad más atractiva.

La CNMC publicó el pasado julio una propuesta de retribución para el periodo 2026-2031 del 6,46%, por encima del 5,58% actual, pero por debajo de las demandas del sector, que apuntan hacia el 7,5%. Las

empresas han presentado alegaciones a esta propuesta.

Las redes para Iberdrola

Asimismo, el directivo ha afirmado que existe un consenso de que las redes representan una "oportunidad país" buscando la electrificación del mercado, pero que se ha fallado en la propuesta de retribución, que ha pedido que se analice con esta "visión país" para que el capital no vaya a otros mercados que no tienen "la oportunidad de precios de generación que tiene España".

Ruiz-Tagle ha añadido que las señales de precio en generación están "agotadas" en ciertos horarios del día, por lo que hay que "traccionar" la demanda.

Una demanda eléctrica que Ruiz-Tagle considera que está "estancada" y que existen "cuellos de botella" en las redes como han mostrado los **mapas de capacidad**, que publicaron las distribuidoras el pasado 9 de septiembre.

El directivo ha asegurado que considera que es posible recuperar esta demanda, que estima se ha perdido en los últimos tiempos por una "desindustrialización" porque España cuenta con la estructura para ello.

Asimismo, ha apuntado que es necesario revisar la **fiscalidad** porque parte de la **competitividad** va a estar basada en los costes energéticos, como han identificado los informes Draghi o Letta, y "el elemento más rápido para hacer esto es la fiscalidad".

Por su parte, **Pedro Vasconcelos**, consejero delegado de **EDP España**, ha defendido que es necesario un alineamiento entre empresas, Gobierno y reguladores para que se pueda pasar de una "demanda en papel a una demanda real".

Para **José Casas**, director general de Relaciones Institucionales y Regulación de **Endesa**, "prácticamente toda la red está saturada".

Respecto a la propuesta de retribución, Casas ha resaltado que es la primera vez que se ha presentado una sola alegación conjunta, lo que es "un hito" y refleja la necesidad de una retribución "adecuada".

La CNMC estudia las alegaciones de las eléctricas pero defiende su propuesta de retribución a las redes

Eleconomista.es, 1 octubre de 2025

- El sector se aúna en torno al 7,5% para no dejar escapar inversiones hacia otros países
- Las eléctricas enfrían 5.000 millones en inversión en redes por falta de remuneración
- Las eléctricas alertan de que el 83,4% de la red está saturada e impide conectar nueva demanda



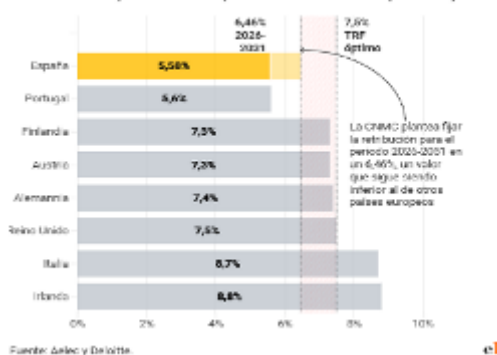
Como cabía esperar, el VII Congreso de Aelec, la patronal de las eléctricas que integra a compañías como Iberdrola, Endesa o EDP, derivó en una **petición unánime** para que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aumente la Tasa de Retribución Financiera (TRF) actualmente propuesta en su última propuesta. Más si cabe teniendo en cuenta que uno de los discursos de inauguración corrió a cargo de **Joan Groizard**. Sin embargo, el Secretario de Estado de Energía fue el primero en **golpear** —dialécticamente— a las eléctricas, recordando que estas no alcanzaron los límites a la inversión contemplados para el periodo vigente.

En pleno repaso de toda la actividad ministerial, el Secretario de Estado deslizó lo siguiente, al llegar al apartado de redes eléctricas: "[...] Seguimos trabajando en un nuevo marco de inversión en redes eléctricas, a través de varias palancas, como la planificación de la red eléctrica a 2030 y el nuevo real decreto que regula los límites a la inversión. Unos límites que, aquí en cercanía y en confianza, no se han solicitado".

Palabras que, aunque vertidas en un tono cordial, no tardaron en ser replicadas por los representantes de las eléctricas.

El primero en hacerlo fue **Pedro Vasconcelos**, consejero delegado de EDP España. "Nosotros entendemos, como dice el Gobierno, que es necesario invertir más. Pero tenemos la misma tasa (de retribución financiera) que hace cinco años, y **el mundo ha cambiado**. Cuando se firmó esa tasa, teníamos un tipo de interés cero. Ahora, los tipos de interés no van a bajar. Si la retribución que marcamos hoy será válida para 2030, tiene que funcionar", señaló Vasconcelos.

Tasa de Retribución Financiera (TRF) de las inversiones en redes de distribución
Datos de ocho países de Europa relativos a 2024, en porcentaje



"En la Península Ibérica tenemos precios eléctricos más competitivos que otros países, como Alemania, Francia o Italia. Y esto la demanda lo está viendo. Tenemos mucha demanda sobre el papel, pero sin inversiones no se va a materializar. Y por eso **las tasas tienen que aumentar**. Tenemos que dar señales de inversión al mercado", agregó.

Aunque con otros argumentos, este mensaje fue repetido por el resto de ponentes. Como por **Mario Ruiz-Tagle**, consejero delegado de Iberdrola España, quien resumió su entrevista con el eslogan "oportunidad-país".

"El regulador tiene que escuchar **el clamor que hay en la sociedad española** por que la retribución sea acorde con la que tienen otros países vecinos de Europa y con la situación de la economía actual, que tiene unas tasas de intereses más altas y una inflación con un comportamiento bastante más irregular que en el pasado", aseguró el dirigente.

"El incentivo a que se realicen estas inversiones es vital. Lo que no nos podemos encontrar es una contradicción vital que produzca **el movimiento de esas inversiones a otros países** con TRFs más atractivos", advirtió.

Por parte de Endesa, **José Casas**, director general de relaciones institucionales y regulación de la eléctrica, defendió que su compañía incluyó en su plan estratégico inversiones superiores a los límites propuestos. "Endesa incrementó en un 45% su plan anterior, superando en más de un 25% lo estipulado. Eso estaba supeditado a una condición. La propuesta de RD publicada por el ministerio hace unas semanas va en la buena línea porque permite incrementar los límites establecidos, pero **falta que se acompañe con los inventivos necesarios**, ya que la propuesta que hay sobre la mesa adolece del necesario incentivo", afirmó Casas.

Balón en el tejado del regulador

Todas estas consideraciones fueron escuchadas por **Rocío Prieto**, directora de energía de la CNMC, quien respondió de manera sutil en otra mesa posterior. "La propuesta de la CNMC va a estar alineada con los objetivos del Ministerio, de descarbonización y electrificación. Todos sabéis que hemos tenido muchísimas discusiones antes de empezar los trabajos del modelo y a lo largo del desarrollo del modelo. Hemos leído con mucho cuidado las alegaciones del sector, de los consumidores, y estamos en un proceso de discusión. Tenemos el foco en el desarrollo de la demanda, en que se incorporen nuevos consumidores y en mantener la calidad de suministro. Estamos comprometidos con desarrollar un marco retributivo de flexible, simple y sostenible", puntualizó Prieto.

"Me tranquiliza que estéis trabajando sobre las alegaciones del sector, y espero que así sea, porque creo que en algunas de las variables no podemos estar de acuerdo. Creemos que el modelo tiene que dar una garantía mayor y una seguridad mayor en algunos aspectos", respondió **Marta Castro**, directora de regulación de Aeec, quien actuó de moderadora. En ese papel, Castro repreguntó a Prieto concretamente por ese temido —por el sector— 6,46%, obteniendo una contestación algo más enigmática.

"La tasa del 6,46% es notablemente superior al 5,58% actual. Creo que es relevante poner de manifiesto que el **modelo** por el que hemos optado es **continuista**. ES decir, conocer desde principio el número que te va a aplicar durante 6 años es muy relevante, porque da seguridad y evita lo que pasa en otros países europeos, que tienen el riesgo de que un año más tarde tengan una retribución más baja según evolucionen los mercados. También hemos propuesto otros ajustes. En definitiva, hay muchas oportunidades de que el distribuidor aumente su eficiencia. El mensaje final para tranquilidad de los distribuidores, de los inversores y de los fondos, es que más allá del 6,46%, nosotros vemos que se pueden conseguir de forma sencilla un mínimo de 100 puntos más y hasta 200 puntos con probabilidad si se acompaña la inversión con el desarrollo de la de la red, y eso se consigue con **inversión eficiente**", concluyó.

Prioridad de acceso

En paralelo a esta cuestión, el Secretario de Estado de Energía reveló que su ministerio creará próximamente un **grupo de trabajo** para la optimización de la red, formado por operadores, distribuidores, transportistas y el regulador, dedicado a identificar propuestas con las que se puedan

priorizar las peticiones de acceso y conexión para nueva demanda, de tal forma que se permitan los proyectos más consolidados en detrimento de aquellos con fines especulativos.

El déficit de tarifa provisional del sistema eléctrico se sitúa en 1.352 millones en julio

Elperiodicodelaenergía.com, 2 octubre de 2025

El total de ingresos fue de 7.024,3 millones de euros y los costes ascendieron a 8.375,9 millones de euros



El déficit de tarifa provisional del sistema eléctrico, que se produce porque los costes reconocidos de la actividad regulada son superiores a los ingresos obtenidos a través de los peajes, se situó en 1.351,59 millones de euros en la séptima liquidación, correspondiente al mes de julio.

En concreto, el **total de ingresos** fue de 7.024,3 millones de euros y los costes ascendieron a 8.375,9 millones de euros, según informó la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Este mes se produjeron **desajustes temporales entre ingresos y costes** del sistema eléctrico, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por lo que la liquidación acumulada con cargo al sector eléctrico se vio afectada por un coeficiente de cobertura de 81,08%. Por su parte, la demanda en consumo ascendió a 114.684 gigavatios hora (GWh).

Asimismo, esta **liquidación** supuso un total de 2.710,78 millones de euros desde el 1 de enero hasta el 31 de julio. De estos, 2.681,51 millones de euros se pagaron con cargo al sector eléctrico, mientras que 29,26 millones de euros lo fueron con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), que correspondieron al 50% de la retribución específica de instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares.

Además, este mes se produjeron esos desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por lo que la liquidación acumulada con cargo al sector eléctrico se vio afectada por un coeficiente de cobertura de 81,08% y la cantidad a pagar a cuenta a los productores ascendió a 295,06 millones de euros.

Para el pago de la parte correspondiente a las instalaciones en territorios no peninsulares, a cierre de esta liquidación se recibieron ingresos del Tesoro Público que permitieron abonar el 100% de esta partida, siendo la cantidad 4,12 millones de euros.

Sector gasista

En lo que se refiere al **sector gasista**, el total de ingresos liquidables declarados en la liquidación décima, que supone el periodo de liquidación comprendido entre el 1 de octubre de 2024 y el pasado 31 de julio, ascendió a 1.656,59 millones de euros, un 10,5% inferiores a los declarados en el periodo comparable del ejercicio anterior.

SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO
SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS