

CONTRIBUCIÓN DE LA ASOCIACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (ATE) A LA CONSULTA PÚBLICA PREVIA SOBRE LA MODIFICACIÓN DEL LÍMITE DE INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS

EL MOMENTO

Después de intensos debates en los últimos meses y tras constatar algunas problemáticas urgentes de corto plazo tanto en demanda como en generación, el MITERD ha publicado una consulta previa para reformar el que hasta ahora es el marco que regula la inversión en redes eléctricas tanto de alta como de media y baja tensión. Con independencia del grado de desarrollo del proyecto de Real Decreto que el MITERD tenga, la **Asociación para la Transición Energética (ATE)** considera relevante hacer una contribución de fundamentos para la reforma del actual modelo y propuestas prácticas, recogiendo y debatiendo las consideraciones de los principales actores involucrados en el sector eléctrico.

Recientemente, la Asociación¹ publicó un documento titulado "**Redes Eléctricas, Transición Energética y Nueva Industrialización**" en el que expone la relación entre redes y descarbonización, cuál es la situación de España y Europa en materia de redes y un análisis pormenorizado de las necesidades que la demanda (especialmente industrial) que no están siendo cubiertas por el marco de planificación y su correspondiente modelo retributivo. Este estudio se ha ido desarrollando en paralelo a la apertura de varios procesos de cambio normativo tanto por parte de España como también de Europa.

En este sentido, la presente consulta que revisa el marco retributivo se une a la revisión de la planificación de la red de transporte 2025-2030 y la aprobación de la estrategia europea "**EU Action Plan for Grids**" a finales de 2023, así como la reforma de mercado eléctrico europeo, donde se consagran conceptos como el de "*inversiones anticipadas*", entre otros. Por tanto, estamos ante un momento clave que debe ser aprovechado para llevar a buen término uno de los ejes fundamentales de la transición energética como es el desarrollo de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

¹ La Asociación para la Transición Energética (ATE) es una organización independiente y sin ánimo de lucro, creada en 2019 por profesionales de diferentes ámbitos de la sociedad civil interesados en la creación de espacios de diálogo sobre la intersección de los mundos de la energía, el medio ambiente y la economía: <https://atenergetica.es/>

HACIA UN NUEVO MODELO FINANCIERO

La Asociación considera que la oportunidad abierta obliga a ser concretos, concisos y rigurosos en las propuestas a realizar para el desarrollo de las redes. La consulta del proyecto de Real Decreto se ocupa del modelo de financiación de las redes eléctricas con un triple objetivo que coincide con el criterio expuesto en los meses anteriores por esta institución:

- 1) Que las redes existan atendiendo a las demandas de electrificación tanto a corto como a medio y largo plazo.
- 2) Si no existen redes al ritmo de desarrollo que la Comisión Europea y diversas instituciones prevén recogiendo las previsiones tanto de demanda como de generación (según las estimaciones de la Comisión, se necesitan en torno a 584.000 millones de euros de inversiones para redes eléctricas tan solo en esta década) la economía española tendrá un problema serio de competitividad y productividad².
- 3) Que dichas inversiones se deben llevar a cabo buscando el mínimo impacto para los consumidores que pagan las redes en forma de peajes y cargos, contemplando otras alternativas económicamente razonables y políticamente posibles.

Estos tres objetivos reflejan correctamente el papel que tienen las redes eléctricas tanto en el proceso de transición energética como para el conjunto de la economía española. Los puntos 1) y 2) han sido tratados con cierto detenimiento en el documento señalado anteriormente. Sin embargo, el punto 3) merece un desarrollo mayor. En este sentido, ATE presenta una propuesta para abordar el modelo financiero de las redes. Pero antes de esbozarla, es necesario hacer un análisis de por qué no es válido el actual modelo.

El esquema actual de desarrollo de redes con su consiguiente retribución de las inversiones parte de la reforma de la Ley del Sector Eléctrico que se hizo en 2013 (art. 40 de la Ley 24/2013, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico) y en el mismo año de la aprobación, por un lado, del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica; y, por otro lado, en lo que se refiere a la actividad de transporte de electricidad, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Esta normativa y sus sucesivas revisiones posteriores (varios reales decretos-ley de 2020, 2021 y 2022) parten de un **modelo de planificación central** con carácter quinquenal donde **las inversiones se proyectan por crecimiento tendencial** (la correlación histórica entre crecimiento de la demanda eléctrica y crecimiento del PIB).

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_23_6045

No se producían grandes variaciones entre lo proyectado y lo que finalmente se ejecutaba, debido a que la demanda y la oferta no sufrían grandes transformaciones de carácter estructural. En consecuencia, el modelo financiero era estable y predecible, estableciendo, por un lado, un límite de inversiones anual del 0,13% del PIB para la distribución y del 0,065% del PIB para el transporte (límites revisados puntualmente por efecto de la pandemia en 2020-2022) también con límites por cada empresa. Y, por otro lado, un sistema de recuperación de la inversión realizada por las empresas transportistas y distribuidoras a través del componente regulado de la factura eléctrica (vía peajes).

Tanto la determinación de los límites de inversión como del sistema de aprobación, supervisión y ejecución de las inversiones fue establecido para controlar los costes regulados del sistema eléctrico en un momento en que el déficit tarifario se situó por encima de los 30.000 millones de euros.

Sin embargo, **la tesis implícita de crecimiento tendencial estable no es compatible con un proceso de cambio tecnológico y normativo** como el que se puso en marcha a mediados de la década con hitos como los Acuerdos de París de 2015, las primeras leyes de cambio climático y la adopción de objetivos concretos de descarbonización que afectaron en primer lugar al sector energético.

Así, **el sistema de planificación de inversiones en redes y retribución de las mismas se ha ido convirtiendo progresivamente en un “cuello de botella”** hasta el punto de estrangular el crecimiento de la demanda eléctrica por la denegación de permisos de conexión a red³ y la paralización de proyectos tanto industriales como de servicios a medio plazo por la previsión de que no puedan ser conectados. Para cumplir los exigentes objetivos de descarbonización que se ha marcado España, según el proyecto de revisión del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) tendría que asegurarse una inversión acumulada en redes de 55.920 millones de euros sólo hasta 2030 (se estima que cerca de la mitad para redes de distribución).

Por su parte, *Deloitte/ Eurelectric* estimaron que ya en 2021 se requerían 22.500 millones de euros. En cualquier caso y escenario, muy por encima del techo del 0,13% del PIB que la norma española establece hoy para financiar la distribución (unos 1.700 millones de euros anuales). De igual forma sucede para el transporte con el 0,065% en torno a los 800 millones de euros anuales. El estado actual de revolución tecnológica, cambios en los patrones de la demanda y agilidad a la hora de establecer nuevas inversiones aconseja **eliminar los límites a la inversión** y reformar el modelo de financiación de la retribución de las redes para hacerlo más flexible y dinámico.

A todo ello se añaden varios conflictos entre las empresas transportistas y distribuidoras con el regulador a la hora de revisar inversiones ya realizadas sobre las que pesan dudas sobre el reconocimiento de retribución regulada asociada a las mismas⁴.

³ [Más de 6.000 MW de la industria ven denegado su acceso a la red, con una pérdida de riqueza de 60.000 millones \(elperiodicodelaenergia.com\)](https://www.elperiodicodelaenergia.com)

⁴ [Las eléctricas, en pie de guerra contra la CNMC por seguir con los recortes en sus retribuciones \(theobjective.com\)](https://theobjective.com)

Varios son los motivos esgrimidos en los últimos años por los responsables de la política energética para no cambiar el modelo. Un elemento central era la falta de visibilidad de la necesidad de redes hasta que ha llegado un momento en que la cancelación de proyectos de inversión y el retraso de otros se ha hecho públicamente visible, comprometiendo lo que sería una inyección económica muy importante (sin perder de vista que la formación bruta de capital está todavía un 10% por debajo de los niveles prepandemia).

Pero si hay uno especialmente esgrimido es **el coste que supondría para el consumidor** hacer una extensión general de las redes porque comportaría una subida muy importante del recibo de la luz, más aún en un contexto como el de los últimos tres años de subidas de los precios de la electricidad.

Sin embargo, este planteamiento no ha de ser tomado como un hecho inevitable. Es cierto que el modelo retributivo de las redes se basa en dos elementos base; (i) por un lado la retribución a la inversión, cuyo valor absoluto se vería incrementado por el incremento de activos asociados a las nuevas inversiones, y (ii) una retribución a la operación, que no necesariamente ha de verse incrementada, e incluso puede verse reducida si las nuevas inversiones permiten una mejor gestión de las redes eléctricas.

Por tanto, el posible incremento de coste para el consumidor debe ser analizado principalmente desde el ámbito del mayor coste asociado a la retribución a la inversión, que en términos absolutos se verá incrementada. Aun así, y dado que la mayor parte de las solicitudes de conexión de demanda que se están denegando actualmente por falta de capacidad están relacionadas con proyectos de electrificación industrial y centros de datos, la realidad es que la incorporación de nueva demanda asociada a estos proyectos reduciría los costes unitarios de las redes para el conjunto de consumidores, dado el carácter intensivo de estos consumos.

En este contexto, **la propuesta que hacemos no supone un coste directo ni para el consumidor ni para el sistema energético nacional**, sino más bien una mejora competitiva en el precio final para los usuarios tanto domésticos como industriales.

LA PROPUESTA

Partiendo de que la lógica del nuevo modelo energético-industrial choca con el planteamiento de planes centralizados y quinquenales donde la existencia de límites a las inversiones y el sistema de recuperación de estas pudiera tener un sentido, la alternativa más razonable y eficiente para todas las partes es **eliminar el actual límite de inversiones con respecto al PIB**. Era la única de las magnitudes referenciadas al PIB de todo el sistema eléctrico nacional, algo inusual en el contexto europeo⁵.

En vez de este límite, es necesario establecer **un sistema flexible y ajustable con carácter anual** de previsión de inversiones en función de la demanda y bajo parámetros de eficiencia, no duplicidad de infraestructuras y coordinación con la política energética. Bajo el principio europeo de 'inversiones anticipadas', será necesario realizar un *guidance* a 5 y 10 años revisable anualmente mediante un estudio que se componga de las partes al conjunto (*bottom-up*). El nuevo Real Decreto **establecerá la eliminación del límite** que contemplan las dos normas de igual rango como son los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2023 antes mencionados.

La correlación histórica entre demanda eléctrica y crecimiento de la economía está rota desde hace varios años. Los cambios tecnológicos profundos provocan rupturas de patrones de conducta y, por tanto, es necesario adaptarse a las nuevas realidades. No tiene sentido que dos variables sigan indexadas cuando han dejado de tener no sólo relación sino además correlación y causalidad en cada año y, a lo sumo, en períodos de dos años que era como estaba calculado el reconocimiento de las inversiones. Se están recibiendo peticiones de conexión a la red en una cuantía similar a la suma de todas las de los últimos tres años.

Cada proyecto de inversión (por ejemplo, en nueva industrialización como centros de datos, sustitución de hornos en la industria o vehículo eléctrico) **tiene efectos no inmediatos en el PIB** y, por consiguiente, **no puede valorarse la inversión como si fuera un consumo inmediato en el año** tal como se hace en otros órdenes, por ejemplo, vía Presupuestos Generales del Estado. Toda inversión que se ejecuta en un plazo superior a una anualidad (flujo) no puede ser comparada con una magnitud stock como es el PIB.

Pero si la oposición a retirar el límite de inversión fuera muy fuerte, **existe una alternativa que es elevar de manera suficiente este umbral**. Partiendo de la estimación del PNIEC de 55.920 millones de euros hasta 2030, el límite de inversión sobre el PIB debería pasar del 0,13% al entorno del 0,65% en el caso de la red de distribución y del 0,065% al 0,325% en el caso de la red de transporte.

La evaluación del límite no será con carácter anual sino plurianual, contemplando el ciclo de planificación eléctrica al completo (10 años) o el ciclo económico completo (11 años según la metodología de Eurostat y AiREF), calculando una media sobre el período temporal contemplado. De esta forma, se cubriría ampliamente la necesidad de inversión anual y anticipatoria, evaluando las cuantías a lo largo del ciclo económico (11 años) en vez de hacerse sólo por el PIB anual.

⁵ La CNMC en su última consulta pública referida a la tasa de retribución financiera de la inversión en redes para el siguiente período menciona la problemática de que esté referenciada la inversión al PIB anual.

Las grandes oscilaciones en los precios de las materias primas y los costes de instalación son un elemento más que corrobora hasta qué punto la filosofía de un límite anual estricto y sin valoración en el conjunto del ciclo económico es incompatible con la expansión al ritmo necesario de las nuevas redes. **La inflación es una variable que debe estar siempre presente.**

Dentro de esta alternativa sería deseable una evaluación por objetivos en función de las peticiones de conexión a red y los proyectos de inversión que consigan sus permisos *ready-to-build* o incluso en fase próxima a su puesta en marcha (para constatar que la inversión es permanente y no especulativa). Los controles existentes (CNMC, MITERD, CC. AA...) hacen difícil que se produzca una sobreinversión en las redes.

Por último, dado que la demanda no sólo está presente sino que corre un serio riesgo de desaparecer (por deslocalización o retraso), es necesario contemplar en el nuevo Real Decreto algunas medidas de corto plazo, para evitarlo. En este sentido la solución pasa por una nueva audiencia pública en 2024 que dé acceso a la demanda industrial que quedó fuera de las MAPs que se aprobaron el pasado mes de abril para evitar perder esta oportunidad industrial. La normativa europea marca un mínimo de revisión de dos años, pero no un máximo, con lo cual existe espacio para adaptarse a la demanda actual.

ORIGEN Y ESTRUCTURACIÓN DE LA FINANCIACIÓN

Aun cuando es esperable que el mayor coste asociado a las inversiones sea absorbido por un incremento proporcionalmente mayor de la demanda, que derive en un menor coste unitario de los peajes para el conjunto de los consumidores, lo más probable es que **el ritmo de incremento de inversiones y el de demanda no estén debidamente acompasados**, por lo que la reducción unitaria de costes podría diferirse en el tiempo.

Sin embargo, este problema es evitable si se aprovechan correctamente las vías de financiación que en este momento existen y que no existían hace años cuando se planificó el actual sistema.

En concreto nos referimos a **la utilización temporal de parte de la financiación europea disponible desde 2020, para el diseño y la planificación hasta 2026**. La fuente esencial es la Adenda al Plan de Recuperación, la cual crea una disponibilidad financiera de 83.000 millones de euros en préstamos para financiar inversiones de empresas privadas y públicas a través de 12 fondos con unas condiciones tanto en coste como en período de devolución de la inversión muy amplias (hasta 2058). La inversión en redes eléctricas encaja en una de las 17 reformas enviadas a Bruselas, la relativa a la reindustrialización y modernización de las infraestructuras.

Para esta tarea, la Asociación propone la creación de un **Fondo Nacional para la Financiación de las Redes Eléctricas** financiado a partir de los créditos con cargo al tramo reembolsable del Plan de Recuperación, más la posibilidad de colaboración público-privada con instituciones como el Banco Europeo de Inversiones (BEI), inversores institucionales o entidades financieras, entre otros. De aquí se extenderían las líneas de financiación del coste de retribución de las nuevas inversiones que ejecuten los distribuidores y que no quede cubierto con los peajes actuales. Posteriormente los créditos se devolverían con los ingresos generados por el incremento futuro de los peajes asociados a la nueva demanda. Aun así, es probable que el incremento de ingresos de peajes por la conexión de los nuevos consumidores genere un superávit que permita reducir los peajes de todos los consumidores en el futuro.

Este Fondo Nacional para la Financiación de las Redes Eléctricas se creará al amparo de una Ley y estará bajo la gestión del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE). Adicionalmente a los recursos generados por los peajes se podrán añadir los recursos que queden liberados de la caja del sistema eléctrico nacional en el momento en que se dejen de producir costes como el RECORE o los intereses de amortización de la deuda eléctrica.

El incremento de retribución de los distribuidores asociado a las nuevas necesidades de inversión en redes sería susceptible de financiación con estos fondos hasta que los ingresos de peajes de la nueva demanda puedan sufragarlo. Esto facilitaría la inversión en aquellos proyectos cuyo impacto en el crecimiento de la demanda pueda estar más diferido en el tiempo, o los destinados a mejorar la seguridad de suministro o facilitar la venta de excedentes de energía renovable a otros países de nuestro entorno (dado que en este caso estos proyectos no generan demanda interna que reduce los costes unitarios).

Tanto el plazo de devolución como las condiciones financieras que asumiría el sistema eléctrico convierten esta vía en la más eficiente para promover e incentivar las inversiones que harían los distribuidores en estos proyectos sin que comporte una merma de su retribución ni un coste para el consumidor eléctrico. Primero, existen serias dudas sobre la aplicabilidad de los fondos visto el historial de ejecución desde 2021 con la parte de fondos no reembolsables. Con lo cual, un sector como el de redes ofrece la trazabilidad, efectos inmediatos y efectos arrastre suficientes para absorber un volumen de dinero tan importante como el que tiene adjudicado España antes del 31 de diciembre de 2026.

Segundo, no causa conflicto con otros sectores, sino que **ejerce de efecto tractor** para otros capítulos que también están contemplados en estos 83.000 millones como la industria o el despliegue de infraestructuras. Tercero y último, posibilita la colaboración público-privada que ha estado en cierta manera ausente en la aplicación de los fondos no reembolsables, aunque participaran de manera activa en las muestras de interés abiertas durante 2020 al comienzo del diseño del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

Bajo la estrategia de Finanzas Sostenibles de la UE, tanto los actores del mercado financiero nacional e internacional (entidades financieras, inversores institucionales...) como los desarrolladores de los proyectos (las empresas distribuidoras y transportistas) encuentran un lugar común que es beneficioso para todas las partes.

Una fórmula de financiación como la que se propone da más sentido y aplicabilidad práctica al esfuerzo que el Gobierno hizo en el primer tramo del Plan de Recuperación, que no fue suficiente. El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, presentado por el Gobierno el 7 de octubre de 2020, incluyó dentro de la Palanca 3 como Componente 8 las «Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento». En ejecución de este componente se aprobó el Real Decreto 1125/2021, de 21 de diciembre, por el que se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Esta línea de subvenciones fue dotada con un total de 525 millones de euros para el periodo 2021-2023 y el propio Real Decreto 1125/2021 prevé, en su artículo 9.4, que el año siguiente al de puesta en servicio de los activos elegibles, el volumen anual de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de cada una de las empresas distribuidoras se incrementará en una cantidad equivalente al 100 % del volumen de inversión prevista que será ejecutada y puesta en servicio en activos elegibles y que hayan sido nominados para la percepción de ayudas con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Tabla 1. Compensación de la actividad de distribución por parte de la empresa y fondos concedidos a los tres principales DSO por varios clientes.

Entidad	Ingresos permitidos en 2017 (en euros)	Cuota del sector en 2017 (%)	Fondos declarados que utilizarán los gestores de redes de distribución (2021-2023) (en euros)	Enlace a la fuente
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	2.092.491.905	38,93%	206.000.000	e-distribución
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	1.733.235.842	32,24%	168.500.000	I-DE
Unión Fenosa Distribución. S.A.	756.439.703	14,07%	73.000.000	UFD
Fondos de los 3 principales DSOs	4.582.167.450	85,24%	447.500.000	50%
Gasto de los 3 principales DSOs			895.000.000	100%
Gasto total de DSOs			1.050.000.000	100%

Fuente: <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/2023/eee2023-21.pdf>

Obviamente, **este mecanismo no ha sido suficiente ni en la forma ni en el fondo**. Por tanto, tomar el camino de los fondos reembolsables que siguen hoy en fase de diseño es la vía más efectiva que cumple con los tres compromisos previstos: impulso de la electrificación, competitividad y ausencia de impacto sobre la factura eléctrica.