

Monitor **Deloitte.**



Hacia la descarbonización de la economía: la contribución de las redes eléctricas a la transición energética

Febrero 2018

Han participado en el desarrollo del presente informe los siguientes profesionales:

- Alberto Amores (Socio)
- Laureano Álvarez (Socio)
- Oliverio Álvarez (Socio)
- Joaquín Chico (Senior Manager)
- Alejandro Longueira (Manager)
- Héctor Sánchez (Manager)
- Miguel Sánchez (Asociado)
- Alberto Díaz (Experienced Senior)
- Ignacio Azabal (Consultor)

Monitor Deloitte es la práctica de consultoría estratégica de Deloitte, integrada por más de 2.000 profesionales en 30 países. Para afrontar el futuro con confianza, las organizaciones deben tomar decisiones correctas: elecciones claras, oportunas e inspiradoras, que les generen crecimiento en un mundo dinámico. Los profesionales de Monitor Deloitte combinan unos profundos conocimientos de la industria con las metodologías más avanzadas, para ayudar a sus clientes a resolver sus decisiones más críticas, generar valor y lograr un éxito transformador.

Deloitte es la firma líder en la prestación de servicios profesionales en España en el sector energético. Deloitte basa su liderazgo en el conocimiento y en la especialización de sus más de 500 profesionales, así como en la calidad de los servicios que ofrece a sus clientes en el sector, en todas sus líneas de servicio.

Contenido

Introducción	4
Resumen ejecutivo	5
Los objetivos establecidos por la UE requieren electrificar la demanda, desarrollar renovables e impulsar la eficiencia energética	19
Los acuerdos internacionales han continuado impulsando la tendencia hacia una economía sostenible	19
La UE ha desarrollado políticas y objetivos para la descarbonización del modelo energético en el largo plazo	19
Es necesario cambiar a vectores energéticos menos emisores, integrar nueva generación renovable y desarrollar la eficiencia energética	21
El papel de los operadores de redes eléctricas es clave durante la transición energética	26
Los operadores de redes eléctricas tienen un papel central en el sector eléctrico y en el cumplimiento de los objetivos medioambientales	26
En la actualidad, los operadores de redes eléctricas se enfrentan a retos en la operación de las mismas	28
La transformación de las redes presenta relevantes retos para los operadores en la planificación y operación de la red del futuro	32
Las necesidades de inversión para hacer frente a estos retos ascienden a 29-34 miles de millones de € de los operadores de redes eléctricas y 9-12 miles de millones de € de otros agentes	38
Los operadores de redes eléctricas deberían invertir 29-34 miles de millones de € en activos de redes hasta el año 2030	38
Las inversiones en redes estimadas para el período 2017-2030 están en línea con las inversiones históricas y por debajo de los límites regulatorios	43
Serían necesarios entre 9 y 12 miles de millones de € de inversiones adicionales, dando un total de entre 38 y 46 miles de millones de € de inversiones asociadas a las redes	46
Una tasa de retribución financiera del 7% es una rentabilidad adecuada que refleja los costes de capital y permitiría realizar las inversiones en redes necesarias para la transición energética	48
Los criterios fijados por la legislación para la definición del diferencial son: el coste de financiación, una retribución adecuada y las necesidades de inversión	48
Los analistas estiman que el coste de capital (WACC) antes de impuestos de las compañías de redes en España está en un 7%	49
El diferencial con la deuda soberana de estas actividades en los países de nuestro entorno es de 490 ppbb	50
Dadas las necesidades de inversión descritas, la retribución de otros países de nuestro entorno y el coste de capital de la actividad, una tasa de retribución financiera de 7% resulta razonable	58
El desarrollo de las redes eléctricas tiene beneficios para el consumidor y para la sociedad	60
La inversión en la transformación de las redes facilitará a España la consecución de los objetivos medioambientales	60
La digitalización de las redes permitirá la integración de nuevos servicios para los consumidores	61
Los peajes de red podrían reducirse un 10% en 2030; en un contexto en el que la tarifa eléctrica debería reducirse hasta un 30-35%	62
El despliegue de redes eléctricas en la transición contribuirá al crecimiento de la economía y a la creación de empleo de alto valor añadido	65
Contactos	69

Introducción

En los dos últimos años, Monitor Deloitte ha estado analizando las implicaciones de la transición energética en España¹. Como parte de este análisis, en esta ocasión hemos trabajado con las principales empresas del sector de redes de transporte y distribución en España (Endesa Distribución, Hidroeléctrica del Cantábrico, Iberdrola Distribución Eléctrica, Red Eléctrica de España, Unión Fenosa Distribución, Viesgo Distribución Eléctrica) así como con las asociaciones sectoriales ASEME y CIDE, en el análisis de las implicaciones de la transición energética en las redes eléctricas.

Las redes eléctricas van a tener un papel central en la transición del modelo energético ya que tienen que convertirse en el elemento habilitador de nuevos servicios para el consumidor e intensificar su papel central, de espina dorsal, del sistema eléctrico y de la necesaria descarbonización de la economía española. El trabajo que hemos realizado trata de describir:

- Los retos a los que se enfrentan las redes eléctricas en la actualidad y los que deberán afrontar a futuro para contribuir de forma efectiva a la transición energética.
- Una valoración preliminar de las inversiones necesarias de aquí a 2030, para la modernización de las redes que permita ese papel central en el nuevo modelo energético.
- La definición de una tasa de retribución adecuada para los activos de redes eléctricas que asegure que se hace frente debidamente a estos retos.
- Los beneficios del citado plan de modernización de las redes para el consumidor eléctrico y la sociedad.

Consideramos que la transformación del modelo energético no es sólo una necesidad para asegurar la sostenibilidad medioambiental, también es una oportunidad para fomentar la actividad de las empresas españolas, desarrollar una economía más competitiva e incrementar el bienestar de la sociedad.

¹ Informes ya publicados: "Un modelo energético sostenible para España en 2050" (marzo 2016); "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" (marzo 2017); y "Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación" (enero 2018).

Resumen ejecutivo

Los objetivos establecidos por la UE requieren electrificar la demanda, desarrollar renovables e impulsar la eficiencia energética

Los acuerdos internacionales han continuado impulsando la tendencia hacia una economía sostenible. Han pasado poco más de dos años desde que se alcanzara el **acuerdo en la Cumbre de París (COP21)** con un extenso apoyo internacional, y las discusiones sobre el cambio climático y cómo abordar la transición energética siguen intensificándose. Los compromisos de descarbonización adquiridos por los diferentes países (*Intended Nationally Determined Contributions, INDCs*) representan un avance significativo.

Desde la COP 21 de París se han celebrado dos Cumbres del Clima de Naciones Unidas, la COP22 en Marrakech (Marruecos) y la COP23 en Bonn (Alemania). **La Cumbre de Bonn concluyó con resultados concretos** en la mayoría de los ámbitos de acción claves, y se discutieron las bases para avanzar en la implantación de los detalles técnicos que permitan alcanzar los objetivos establecidos en el Acuerdo de París.

La UE ha desarrollado políticas y objetivos para la descarbonización del modelo energético en el largo plazo

La Unión Europea sigue firme en sus objetivos de descarbonización, y está **trabajando para hacerlos más ambiciosos a 2030**. Por ejemplo, está analizando el grado de exigencia que supone el objetivo de penetración de renovables sobre energía final del 27% en 2030, y la posibilidad de incrementarlo (el Parlamento Europeo ha propuesto recientemente el

aumento del objetivo al 35%²). Del mismo modo, la Unión Europea está considerando la posibilidad de incrementar el objetivo de eficiencia energética más allá del 27% en ese mismo año (llevándolo a un objetivo vinculante del 35% para la Unión Europea).

Es necesario cambiar a vectores energéticos menos emisores, integrar nueva generación renovable y desarrollar la eficiencia energética

España debería emitir en el año 2050 menos de 88 MteqCO₂ brutas³ en base a los objetivos definidos por la Unión Europea, lo que supone una reducción media anual de, al menos, el 4% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) respecto a las emisiones de 2015 (336 MteqCO₂).

El cambio a **vectores energéticos** menos emisores es imprescindible para descarbonizar la economía y cumplir con el objetivo de emisiones GEI definido por la Unión Europea. Para cumplir con dicho objetivo, sería necesario que el consumo de productos petrolíferos y de carbón se redujera de forma significativa (~4% de reducción anual entre 2015 y 2030) en favor de vectores menos emisores, como la electricidad – que debe avanzar hacia su descarbonización total - o el gas natural. Esto llevaría a que la **demanda de electricidad⁴** a 2030 aumentara un ~1,7% anual hasta alcanzar 340-350 TWh y una demanda punta de 48-52 GW (ver Cuadro 1). Este crecimiento de la demanda eléctrica se traduciría en una contribución de entre un 34-36% sobre la demanda de energía final en 2030, frente al 25% de 2015.

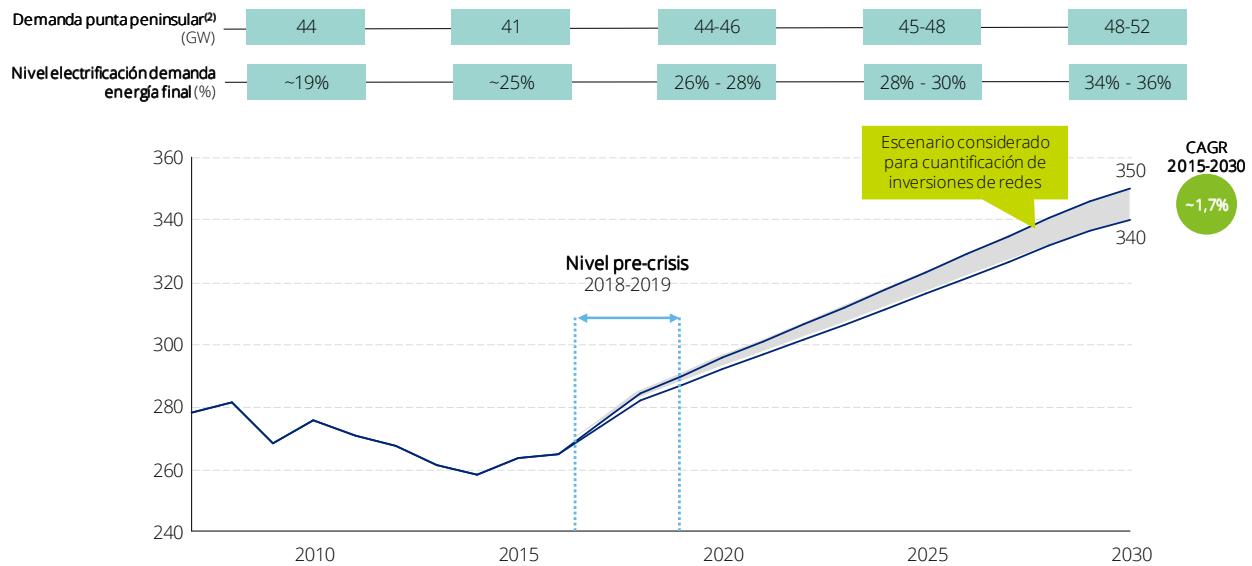
² Adicionalmente, se propuso que el 12% de la energía usada por el sector del transporte en 2030 proceda de fuentes renovables.

³ En función del año base sobre el que se aplique el objetivo (1990 ó 2005) y del porcentaje de reducción de emisiones considerado (80 ó 95%), el rango de emisiones sería 14-88 MteqCO₂.

⁴ Los datos que aquí se presentan corresponden a un escenario de alta electrificación de la demanda final. Consultar “Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación” para más detalles, incluyendo implicaciones para el cumplimiento de objetivos de otros posibles escenarios a 2030-2050 no analizados en el contexto de este estudio.

Cuadro 1: Demanda eléctrica nacional en barras de central⁽¹⁾

(TWh)



(1) Demanda nacional

(2) Considera que el 75% de la recarga del vehículo eléctrico se realiza en horas valle. Además, se considera que el coeficiente de apuntamiento peninsular se reduce un 0,5% anualmente

Fuente: REE (datos históricos); análisis Monitor Deloitte (proyecciones a futuro)

Los objetivos establecidos por la UE requieren electrificar la demanda, desarrollar renovables e impulsar la eficiencia energética

Para alcanzar estos niveles de electrificación y permitir la descarbonización de la demanda, todos los sectores de actividad deberían contribuir al crecimiento de la demanda eléctrica (~80-90 TWh) hasta el año 2030. Por un lado, se necesitaría que se produjese un **cambio de vector energético** (sustitución de los productos petrolíferos) en los sectores **transporte y residencial**, que aportarían 9 TWh y 16-19 TWh, respectivamente. Por otro lado, **el crecimiento económico** – fundamentalmente, aunque también debería haber una cierta electrificación allí donde sea viable – debería llevar a que aumentase el consumo de electricidad en los sectores **servicios e industria** en unos 30 TWh en cada uno de estos sectores.

Paralelamente, el incremento de la **generación eléctrica libre de emisiones** es imprescindible para cumplir con el objetivo actual **del 27% de renovables** sobre la

demandad energética final en 2030, más aún si fructifican los proyectos legislativos en la UE que proponen un aumento del objetivo al 35%. Para cumplir con el 27%, serían necesarios **35 GW de nueva generación renovable**, de los cuales la mayor parte serán nuevas instalaciones.

Las medidas de eficiencia energética y conservación son la tercera palanca clave para alcanzar los objetivos de descarbonización, y para ponernos en la senda de cumplimiento de los objetivos a 2050. Gracias a la **gestión activa de la demanda**, el incremento de la demanda punta se podría limitar a únicamente un ~20% con respecto el año 2015 (~50 GW en 2030), frente al ~30% de incremento de la demanda eléctrica en el mismo periodo. Por ejemplo, la gestión inteligente de la **recarga de los vehículos eléctricos** facilitaría que el 75% de la carga se realice en horas valle.



El papel de los operadores de redes eléctricas es clave durante la transición energética

Los operadores de redes eléctricas tienen un papel central en el sector eléctrico y en el cumplimiento de los objetivos medioambientales

El sector de redes eléctricas se compone de la actividad de transporte⁵ y la de distribución⁶. Ambas cuentan con más de 810.000 kilómetros de redes eléctricas y unos activos⁷ de ~37.000 M€⁸ con los que dan servicio a más de 28 millones de puntos de suministro. Los operadores de redes tienen como una de sus prioridades mejorar la eficiencia de la actividad y la calidad de servicio. El sistema eléctrico español se encuentra entre los europeos con una mejor calidad del servicio, como lo demuestran los ratios de tiempo de interrupción o número de interrupciones en el

suministro eléctrico. A modo de ejemplo, el sistema eléctrico español tuvo en 2014 un tiempo de interrupción (considerando interrupciones planificadas y no planificadas) inferior a los 65 minutos, frente a un rango en otros países europeos de entre ~20 y ~155 minutos⁹.

Los operadores de redes tienen un rol imprescindible en la consecución de los objetivos medioambientales:

- **Penetración de renovables:** Los operadores de redes eléctricas son los responsables de asegurar la posibilidad de **instalar y mantener las líneas de evacuación** de la generación renovable, reforzando sus redes o incrementando la capacidad donde sea necesario, de participar activamente en la

⁵ El sector del transporte es responsable de la transmisión de energía eléctrica en alta tensión y de las interconexiones internacionales.

⁶ El sector de distribución tiene por objeto principal la transmisión de la energía eléctrica desde la red de transporte hasta los puntos de consumo.

⁷ Estimación realizada según su activo neto.

⁸ Incluye no solo líneas sino, entre otros activos, posiciones, subestaciones o centros de transformación. Estimación realizada según su valor neto.

⁹ Fuente: CEER: “6th benchmarking report on the quality of electricity and gas supply”. Se consideran los siguientes países: Alemania, España, Italia, Francia, Austria, Reino Unido, Finlandia, Suecia.

- operación de un sistema eléctrico** con mayor peso de renovables intermitentes¹⁰, de asegurar la **integración de la generación distribuida** y de **mejorar las interconexiones** de las redes¹¹ para mejorar la integración de las energías renovables en la Unión Europea – tal y como indica el **paquete legislativo sobre la energía de la UE de 2017**.
- **Eficiencia energética:** Los operadores de redes, mediante el desarrollo inteligente de la red, permitirán ganancias muy significativas¹² de eficiencia energética a la economía española mediante la electrificación del transporte de pasajeros y mercancías o de determinados usos térmicos de diferentes sectores. Asimismo, la recogida de información sobre el consumo de electricidad y la actuación en las redes, harán posible el rol de los **agregadores de demanda** y permitirán una gestión activa del consumo. Adicionalmente, la **modernización y digitalización** de los equipos hará posible esa gestión activa, así como permitirá la **reducción de las pérdidas eléctricas** en las redes. En este punto cabe destacar el importante esfuerzo, tanto económico como técnico, que han realizado estos últimos años para el **despliegue de contadores inteligentes**.

- **Reducción de emisiones:** Como se ha indicado anteriormente, las redes serán clave para permitir reducir las emisiones del mix de generación eléctrico, mediante una mayor penetración de renovables, así como para el desplazamiento de vectores más emisores, carbón y petróleo, por electricidad libre de emisiones. La reducción de emisiones en el transporte mediante el vehículo eléctrico depende, entre otras cosas, del despliegue de una adecuada infraestructura de carga. A modo de ejemplo, el despliegue de este tipo de infraestructura en algunos países o regiones – por ejemplo: California o Irlanda – es responsabilidad de las compañías distribuidoras.

El papel de los operadores de redes eléctricas es clave durante la transición energética para la consecución de los objetivos medioambientales

¹⁰ Junto con el Operador del Sistema integrado en Red Eléctrica de España.

¹¹ Tanto extrapeninsulares como internacionales.

¹² Las tecnologías eléctricas permiten elevadas ganancias de eficiencia energética frente a otras soluciones basadas en la combustión de vectores energéticos fósiles, en una gran cantidad de usos con tecnologías ya disponibles. Por ejemplo, un vehículo eléctrico es unas 3-4 veces más eficiente que un vehículo convencional comparable, y un ferrocarril de mercancías eléctrico es unas 4 veces más eficiente que un camión convencional.

En la actualidad, los operadores de redes eléctricas se enfrentan a retos en la operación de las mismas

El esquema actual de diseño y explotación de las redes eléctricas parte de un modelo de flujos de energía fundamentalmente unidireccional donde la energía es transportada y distribuida desde las plantas de generación a los centros de consumo. En los últimos años se han integrado 30 GW de capacidad renovable, fundamentalmente intermitente, en el sistema eléctrico español. Asimismo, se ha realizado un despliegue de más de 23 millones de contadores inteligentes que han sentado las bases de la futura gestión de la demanda, e incrementado las necesidades de gestión de la información y de modernización de la red. En este contexto, los operadores se enfrentan a los siguientes retos con el objetivo de seguir suministrando de forma eficiente y fiable a los consumidores: 1) necesidad de mayor capacidad de interconexión, 2) sobretensiones locales provocadas por generación no gestionable concentrada geográficamente, 3) envejecimiento y obsolescencia tecnológica de ciertos equipos, 4) saturación y desequilibrios en baja tensión, y 5) falta de resiliencia de la red.

- **El sistema eléctrico español requiere incrementar su capacidad de interconexión** (tanto extrapeninsular como internacional) para asegurar el desarrollo de un mercado único europeo y la integración eficiente de renovables.
- En España, gran parte de **la generación no gestionable se encuentra concentrada geográficamente** (ej. generación eólica en el norte o solar en el sur de España), lo que provoca **sobretensiones locales** cuando esa energía es transportada y distribuida desde las plantas de generación a los centros de consumo. Dichas sobretensiones provocan un **mayor desgaste de líneas y subestaciones, así como pérdidas adicionales en las redes de transporte y distribución**.
- Los equipos **envejecen y algunos de ellos tienen riesgo de obsolescencia tecnológica**. A modo de ejemplo, el 35-40% de las máquinas de subestaciones tendrá más de 40 años en 2025 si no son acometidas las inversiones en reposición necesarias. En un contexto de digitalización y mayor

telecontrol de las redes, los equipos tienen un mayor riesgo de obsolescencia; especialmente en baja tensión y en los sistemas de información y control de la red. La red actual se caracteriza por su insuficiente **sensorización y despliegue de equipos digitales de medida de parámetros de red**, fundamentalmente en la red de baja tensión. Esto provoca la saturación de determinados equipos y desequilibrios de los parámetros eléctricos de la red de baja tensión, en un entorno donde los requerimientos de información al consumidor se han incrementado exponencialmente (desde informar de la medida cada uno o dos meses a los nuevos requerimientos de informar de la medida horaria en cada punto de suministro).

- La **falta de resiliencia de la red** ante eventos climatológicos extremos (por ejemplo, tormentas), cada vez más frecuentes, puede afectar a la calidad de servicio.

La transformación de las redes presenta relevantes retos para los operadores en la planificación y operación de la red del futuro

A futuro, la red eléctrica tendrá que **integrar flujos bidireccionales de millones de puntos de conexión**, gestionar una intermitencia renovable muy superior a la actual y estar dotada de una **infraestructura digital y de telecomunicaciones** que permita una mayor **monitorización, control y automatización de la red**. Los operadores de la red tendrán que enfrentarse a una serie de retos de cara a afrontar la transformación hacia esta nueva red, en concreto:

- **Optimizar las inversiones** ante una mayor electrificación de la demanda, gracias a la modernización y digitalización de las redes. La introducción de, por ejemplo, sensores de monitorización de los parámetros reales de funcionamiento de la red permitiría optimizar las inversiones requeridas y el despliegue de redes. Además, será necesario mejorar los algoritmos de planificación de las necesidades futuras de las redes, desarrollar los sistemas de control inteligente que garanticen el suministro y supervisen la red de baja tensión y mejorar los sistemas cartográficos y mapas de capacidad de la red para visualizar el aprovechamiento de cada uno de los elementos de la red.



- **Garantizar la operación eficiente** del sistema ante las elevadas inyecciones de **generación intermitente y la variabilidad de la demanda**. La operación del sistema en estas condiciones requiere: sensores climatológicos avanzados, una red de protecciones interconectadas para control de tensión y frecuencia, y la integración de baterías eléctricas para mejorar la estabilidad de red. Además, serán necesarios nuevos algoritmos de autoaprendizaje para la predicción de los flujos de carga y la climatología, desarrollar la conectividad con los nuevos elementos de red, y una gestión de datos enfocada a la operación “local” del sistema.
- **Integrar recursos distribuidos**, tales como vehículos eléctricos o generación distribuida, en la red requiere la captura y análisis de multitud de datos de la red de baja tensión. Esta integración requiere la digitalización de los centros de transformación, transformadores automáticos de regulación en

redes baja tensión, seccionadores y re-conectadores inteligentes e interconectados, elementos de electrónica de potencia avanzados (por ejemplo, inversores flexibles para control de reactiva). Además, serán necesarios nuevos algoritmos de control y gestión y protocolos de comunicación.

- **Obtener y facilitar información** para permitir una **gestión de la demanda efectiva**. Los operadores de red pueden facilitar una gestión de la demanda efectiva, tanto a comercializadoras como a los propios consumidores, permitiendo la extensión de la gestión de datos a los equipos de los consumidores y la utilización y puesta a disposición de terceros de su infraestructura. El desarrollo de sistemas de almacenamiento y gestión de datos en la nube permitiría facilitar la interacción entre operadores de red y consumidores.

Las necesidades de inversión para hacer frente a estos retos ascienden a 29-34 miles de millones de € de los operadores de redes y 9-12 miles de millones de € de otros agentes

Los operadores de redes eléctricas deberían invertir 29-34 miles de millones de €¹³ en activos de redes hasta el año 2030

Las principales palancas que impulsarán las inversiones serán la **transición del modelo energético** – por ejemplo, la electrificación en los sectores residencial, servicios e industria, la electrificación de la movilidad, la generación libre de emisiones y otros desarrollos– y la **modernización y digitalización** de los activos de red.

Unas inversiones entre **29 y 34 miles de millones de € en activos de redes eléctricas hasta el año 2030**

suponen unos 2,0-2,4 miles de millones de € anuales.

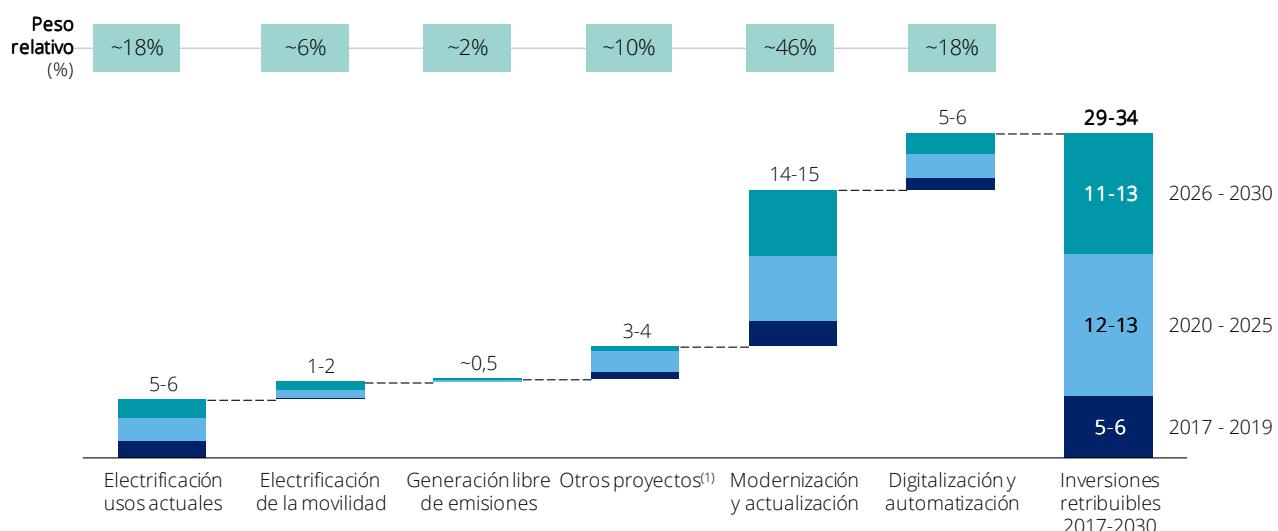
Las principales partidas de inversión son:

modernización y actualización (14-15 miles de millones de €), electrificación usos actuales (5-6 miles de millones de €), y digitalización y automatización (5-6 miles de millones de €) (Ver Cuadro 2).

El ritmo de inversiones anuales se incrementa paulatinamente en el período por el incremento de las necesidades de renovación de activos y por el aumento de la penetración de nuevas tecnologías y demandas (por ejemplo, vehículo eléctrico), pasando de una inversión anual en el primer periodo (2017-2019) de 1,7-1,9 miles de millones de euros a 2,2-2,6 miles de millones de euros (2026-2030).

Los operadores de redes necesitarán invertir 29-34 miles de millones de euros de 2017 a 2030, de los cuales un ~50% se realizaría en modernización y actualización de las redes actuales

Cuadro 2: Desglose de inversiones en instalaciones de redes eléctricas retribuibles durante la transición
(Miles de millones de € nominales)



(1) Incluye proyectos singulares (p.ej. interconexiones).

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

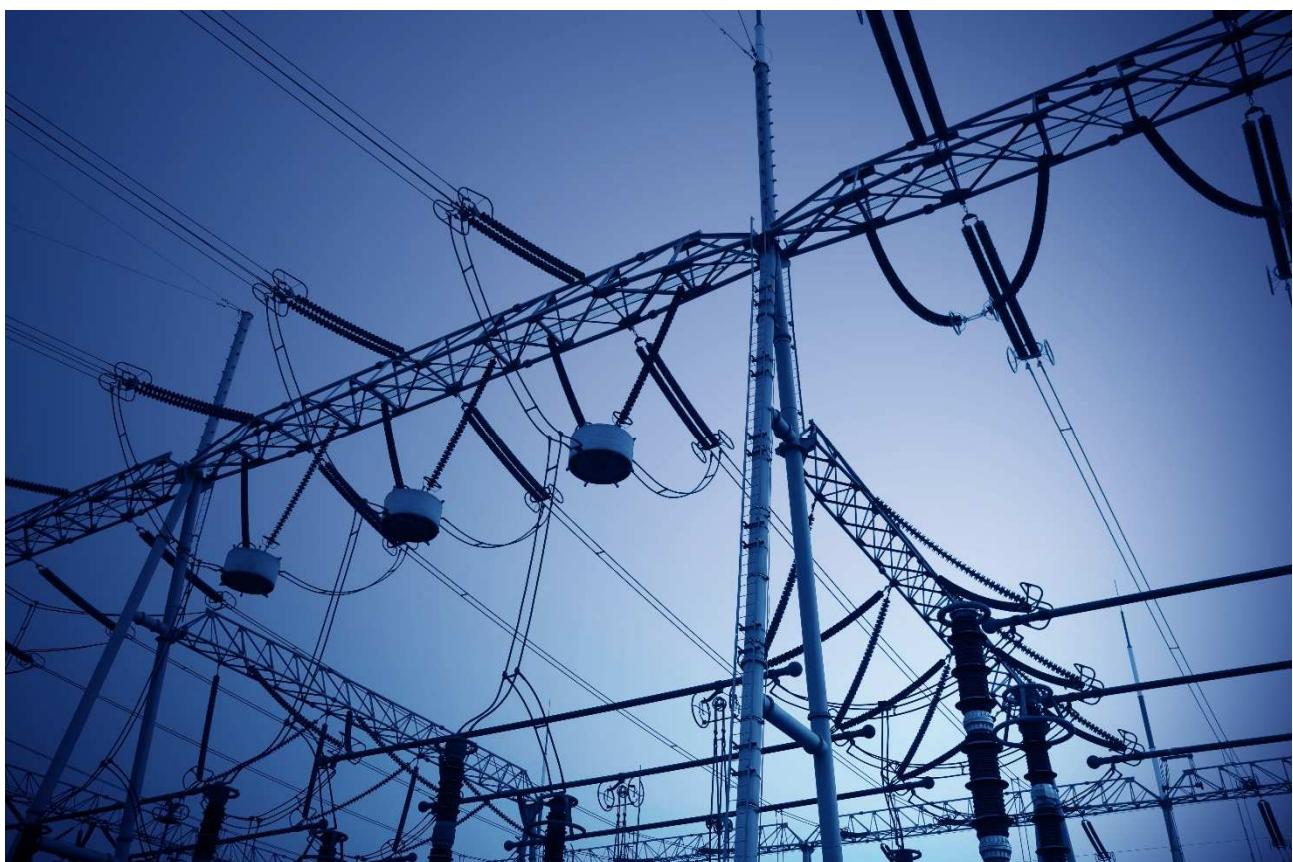
¹³ Corresponden a euros nominales e inversiones retribuibles según la regulación actual.

Las inversiones en redes estimadas para el período 2017-2030 están en línea con las inversiones históricas y por debajo de los límites regulatorios

Las inversiones en el periodo 2017-2030 estarían entre 2 y 2,4 miles de millones de € anuales, en **línea con el nivel de inversiones históricas**, ~2,2 miles de millones de € por año en el periodo 2005-2016. Las inversiones históricas de los últimos 4-5 años están en el entorno de 1,7-1,9 miles de millones de € anuales, en línea con los primeros años del horizonte previsto. Las inversiones del periodo 2017-2030 se incrementarían en los últimos años hasta llegar a niveles de inversión cercanos a los que hubo en los años previos a la crisis económica¹⁴.

Estas inversiones **no superan los límites de inversión** estipulados en la regulación (dejando, en promedio, aproximadamente un 25% de margen hasta el límite, proyectado para el periodo 2017-2030), tanto para la actividad de transporte como la de distribución, lo que garantiza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico¹⁵.

La inversión estimada en el periodo 2017-2030 se situaría en niveles similares a la amortización, lo que mantendría el **activo regulatorio neto** (conocido como RAB neto en la terminología del sector) **prácticamente constante**, en el rango de 37-40 miles de millones de €.



¹⁴ La gran variabilidad de las inversiones anuales se debe, en parte, a que la contabilización de las interconexiones se realiza íntegramente en el año de puesta en marcha.

¹⁵ Distribución (RD 1048/2013): "El volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar al 0,13 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n"; Transporte (RD 1047/2013): "El volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n".

Serían necesarios entre 9 y 12 miles de millones de € de inversiones adicionales, dando un total de entre 38 y 46 miles de millones de € de inversiones asociadas a las redes

Adicionalmente a las inversiones realizadas por los operadores, se necesitarían entre **6 y 8 miles de millones de €** (0,4-0,6 miles de millones de € anuales) para activos de red que serían **financiados por terceros** (derechos de extensión y cesiones) y entre **3 y 4 miles de millones de €** de inversiones que **no formarían parte** del RAB de los **operadores de redes** de acuerdo a la regulación actual – por ejemplo, postes y acometidas para carga de vehículos eléctricos, instalaciones de *cold*

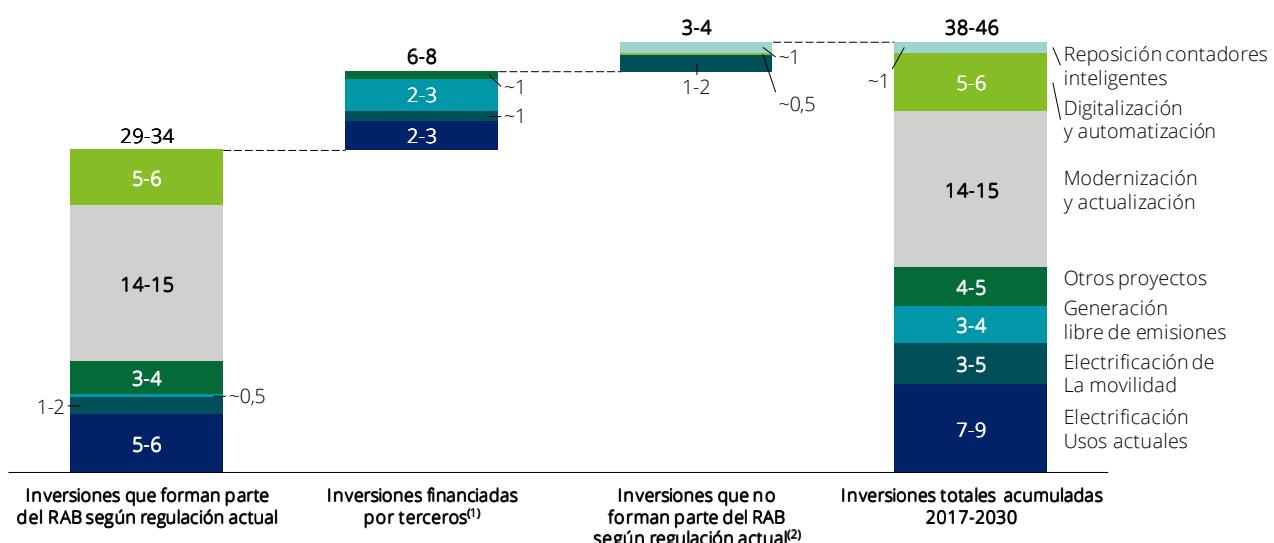
ironing en puertos. De los 9-12 miles de millones de € de inversiones adicionales, más del 70% proviene de electrificación de usos actuales, electrificación de la movilidad y generación libre de emisiones.

En conjunto, deberían invertirse entre **38 y 46 miles de millones de €** en el despliegue y mejora de redes eléctricas hasta el año 2030 (Ver Cuadro 3). Las inversiones estimadas están **en línea con la cifra que la Agencia Internacional de la Energía** estimó en 2014 (35-38 miles de millones de euros después de ajustar los cálculos de la AIE al tamaño del mercado español y al periodo temporal de este análisis).

Las inversiones estimadas están alineadas con el histórico de los operadores, no alcanzan el límite sobre el PIB establecido en la regulación y mantienen la base regulatoria de activos (RAB) constante

Cuadro 3: Inversiones totales en redes eléctricas acumuladas en el período 2017-2030

(Miles de millones de € nominales)



(1) Parte de las inversiones en redes financiadas por terceros que incluyen los derechos de extensión, acometida, acceso, cesiones, etc.

(2) Postes de recarga (incluyendo acometida) en vía pública y en electrolineras, nuevas conexiones en puertos e inversiones en digitalización (gestión de datos y digitalización de terceros).

Fuente: BOE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

Una tasa de retribución financiera de 7% es una rentabilidad adecuada que refleja los costes de capital y permitiría realizar las inversiones en redes necesarias para la transición energética

Los criterios fijados por la legislación para la definición del diferencial son: el coste de financiación, una retribución adecuada y las necesidades de inversión

El sistema remunera a las actividades de transporte y distribución a partir de los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al mínimo coste para el sistema eléctrico (RD 1047/2013 y al RD 1048/2013), atendiendo al concepto de rentabilidad razonable consagrado en la reforma del sector en 2013.

La inversión se remunera a través de la amortización de los activos¹⁶ y de la retribución financiera¹⁷. La tasa de retribución financiera se obtiene al principio de cada periodo regulatorio y se expresa sumando el tipo de interés de Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial. La legislación indica que los criterios para la determinación del diferencial sobre la deuda soberana son: 1) El **coste de financiación** de los operadores de redes comparables eficientes y bien gestionadas en nuestro entorno, 2) La **retribución adecuada** para una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española, 3) Las **necesidades de inversión** del siguiente periodo regulatorio.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) debe definir en 2019 la tasa de retribución financiera para el próximo periodo regulatorio (2020-2025). Este segundo periodo regulatorio es crucial para

fijar el rumbo de la transición energética del sector eléctrico español y, consecuentemente, facilitar la consecución de los objetivos fijados. En este contexto, y de forma análoga a la mayoría de retribuciones de actividades reguladas en Europa, es necesario que el MINETAD defina una tasa de retribución financiera que responda al coste de financiación de las empresas, proporcione una rentabilidad adecuada al riesgo de la actividad, e impulse a los operadores de las redes a acometer las inversiones necesarias para la transición del modelo energético y la modernización y digitalización de las redes actuales.

Los analistas estiman que el coste de capital (WACC) antes de impuestos de las compañías de redes en España está en un 7%

El coste de financiación es normalmente analizado a través del WACC, que refleja el coste de las dos fuentes de financiación de los operadores (la deuda y las aportaciones de los accionistas). La media del **coste de capital** (WACC nominal antes de impuestos¹⁸) estimado por analistas de referencia¹⁹ para las actividades de transporte y distribución eléctrica **en España** en 2017 se sitúa en el **entorno del 7%**.

El diferencial con la deuda soberana de las tasas de retribución de estas actividades en los países de nuestro entorno es de 490 ppbb

La legislación hace referencia a que la retribución de las actividades de redes tiene que responder a una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. Se han analizado las rentabilidades de las actividades de transporte y distribución en países de la Unión Europea para asegurar que estamos comparando actividades con los mismos niveles de riesgo (exceptuando el efecto del riesgo país).

¹⁶ Obtenida dividiendo el valor de la base regulatoria de activos entre los años de vida útil total (que es de 40 años para la mayor parte de los activos).

¹⁷ Es el múltiplo de la tasa de retribución financiera por el valor neto de activos.

¹⁸ Considera la inflación en su estimación; por el contrario, el WACC real no considera el efecto de la inflación en sus parámetros de cálculo.

¹⁹ BPI, Credit Suisse, Haitong, HSBC, RBC, Morgan Stanley, Banco Santander, Kepler Cheuvreux, Societe Generale y J.P. Morgan.

Los esquemas retributivos de los países seleccionados poseen una serie de características en común:

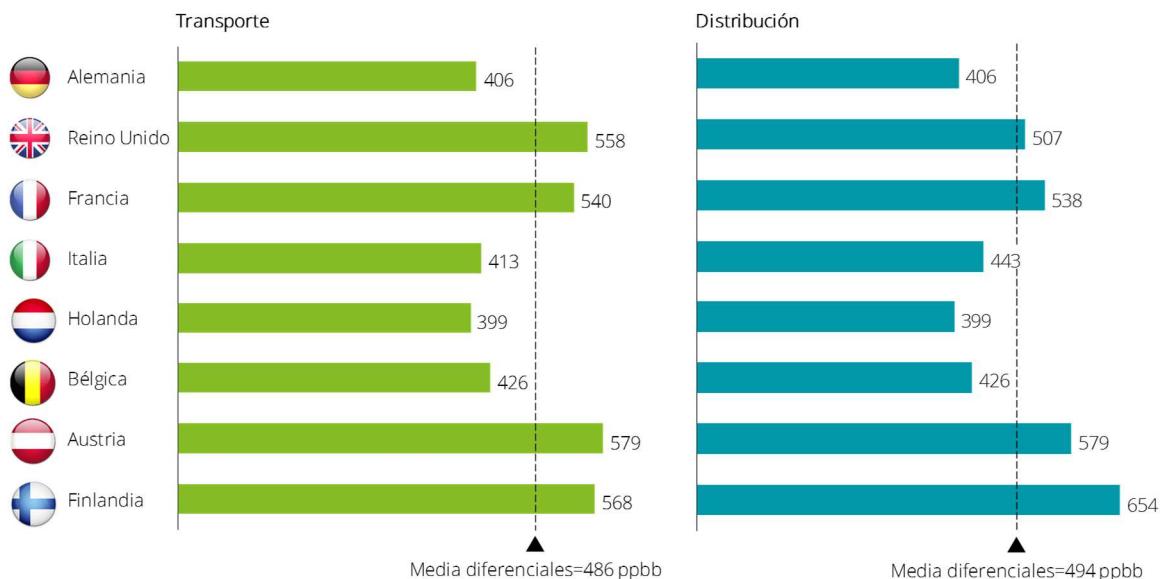
- 1) La mayor parte de los países comparables analizados **actualiza los activos** que componen el RAB, mientras que en España no.
- 2) Las **tasas de retribución financiera** se basan en una **tasa WACC** o en el retorno exigido por los accionistas y un coste de la deuda (R_d).
- 3) El cálculo de las **tasas de retribución financiera** considera **periodos superiores a los 2 años**, para el establecimiento de la tasa libre de riesgo.
- 4) Aquellos países con periodos regulatorios largos, generalmente aquellos superiores a 4 años, consideran en el marco regulatorio un **mechanismo de actualización anual y/o revisión a lo largo del periodo de la tasa retributiva establecida**, a fin de trasladar la realidad macroeconómica a las actividades reguladas.

- 5) Si bien, en la mayor parte de los países se incluye la visión de la transición energética y de la digitalización de la actividad en su exposición de motivos, la mayoría de los modelos retributivos de redes **retribuyen todas las inversiones**, sin hacer diferencias en el tipo de inversiones.
- 6) La retribución de la mayor parte de los países analizados se basa en modelos *revenue cap*; estos modelos no están expuestos a riesgo de demanda²⁰ y **los ingresos de los operadores de redes no dependen de la demanda real**.

El análisis de la rentabilidad de las actividades de transporte y distribución de otros países de la Unión Europea da como resultado unos diferenciales con la deuda soberana de cada uno de los países en el entorno de los **490 ppbb** (ver Cuadro 4).

Cuadro 4: Diferencial⁽¹⁾ sobre deuda soberana de la TIR⁽²⁾ nominal antes de impuestos

(Puntos básicos)



(1) Estimado como la diferencia entre la rentabilidad representativa de cada modelo retributivo y la deuda soberana de referencia para cada país. La rentabilidad (medida según la TIR) de cada país se ha estimado partiendo de la tasa de retribución financiera y ajustándola en base a las particularidades de cada modelo (inflación, impuestos vigentes, etc.).

(2) La TIR (Tasa Interna de Retorno) es la tasa de descuento con la que el Valor Actual Neto (o valor presente) de los flujos económicos correspondientes a un activo es igual a 0, y es una forma habitual de medir la rentabilidad.

Fuente: análisis Monitor Deloitte.

²⁰ Tan solo los ingresos por ciertos incentivos podrían cambiar de forma indirecta por variaciones en la demanda. En cualquier caso, el análisis de los modelos regulatorios de otros países demuestra que estos incentivos tienen un peso bajo en el total de ingresos, siempre entre el 1% y 7%, y el impacto de la demanda es muy inferior a esto. Estas variaciones también se producirían en ciertos incentivos del modelo retributivo español.

Una tasa de retribución financiera de 7% respondería al coste de capital de los operadores de redes en España y al diferencial sobre la deuda soberana de empresas eficientes de nuestro entorno

Asimismo, es necesario considerar que muchas de las empresas que operan redes en España, también tienen negocios de redes en áreas fuera de la Unión Europea como Latinoamérica o Estados Unidos, donde los diferenciales sobre la deuda soberana son todavía mayores – por ejemplo 861 ppbb en Chile y 757 ppbb en el estado de Nueva York. La gestión que realizan estas empresas de su capital e inversiones podría priorizar otros mercados con mayor rentabilidad, si la tasa que se fijase para España no fuese suficientemente competitiva en un mercado globalizado.

Dadas las necesidades de inversión descritas, la retribución de otros países de nuestro entorno y el coste de capital de la actividad, una tasa de retribución financiera de 7% resulta razonable

Se propone una tasa de retribución del 7% para el siguiente periodo regulatorio a partir del coste de capital de los operadores de red en España (media del 7%), de la comparativa internacional (490 ppbb de diferencial más 210 ppbb de Obligaciones del Estado²¹ que resultan también en un 7%) y de las crecientes necesidades de inversiones durante el segundo periodo regulatorio.

Hay que señalar que el coste del capital (WACC) en los países europeos analizados es inferior al coste del capital que los analistas dan para los operadores de redes españoles. Esto es debido, entre cosas, a las diferencias de tasa libre de riesgo entre los países europeos y España. Esto soportaría que España tuviese una tasa de retribución financiera superior a otros países europeos.

El desarrollo de las redes eléctricas tiene beneficios para el consumidor y para la sociedad

La inversión en la transformación de las redes facilitará a España la consecución de los objetivos medioambientales

El escenario eléctrico y las inversiones en redes asociadas permiten el cumplimiento de los objetivos medioambientales a 2030:

- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** contribuyen a cumplir los objetivos de emisiones ETS y no-ETS a 2030, al facilitar la electrificación y el desarrollo de las renovables, incluyendo el objetivo UE del 43% para ETS y el objetivo recientemente asumido por el Gobierno español del 26% para no ETS, ambos frente a 2005.
- **Penetración de renovables:** ayudan a cumplir con el objetivo del 27% de renovables sobre el consumo de energía final en 2030.
- **Eficiencia energética:** facilitan la electrificación y ayudan a reducir la demanda de energía final de 81 Mtep a 79 Mtep, cumpliéndose holgadamente el objetivo a 2030.

Las inversiones realizadas en la red hasta el año 2030 encaminarán a España hacia el cumplimiento de los objetivos medioambientales a largo plazo.

La digitalización de las redes permitirá la integración de nuevos servicios para los consumidores

El despliegue de redes eléctricas inteligentes y el nuevo rol de los operadores de redes permitirá una nueva economía en torno a los **servicios energéticos** para los consumidores, como pueden ser los sistemas inteligentes de recarga, la generación distribuida, los sistemas de monitorización de consumo, los electrodomésticos autoprogamables, el almacenamiento eléctrico, o los agregadores de demanda.

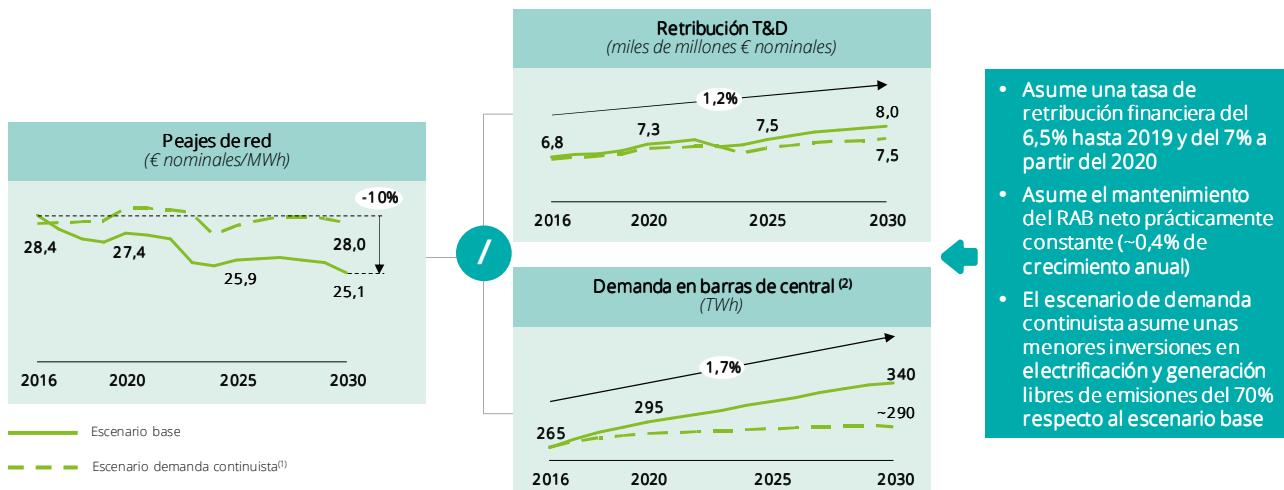
²¹ Media española de la previsión del Banco de España de las Obligaciones del Estado a 10 años (2,1%, media de los años 2017, 2018 y 2019).

Los peajes de red podrían reducirse un 10% en 2030; en un contexto en el que la tarifa eléctrica debería reducirse hasta un 30-35%

La inversión en redes adaptadas a la transición energética facilitará aumentar significativamente la participación de la electricidad en el mix energético (+1,7% de incremento anual de demanda eléctrica entre 2015 y 2030). El incremento de la demanda eléctrica se traduciría en un **~10% de reducción del componente de redes de la tarifa**, debido a que el incremento de costes será significativamente inferior al de la demanda eléctrica hasta 2030 (Ver Cuadro 5).

El desarrollo de las redes eléctricas permite cumplir los objetivos medioambientales establecidos por la Unión Europea, reducir el coste de la tarifa, crear una economía de servicios energéticos para los consumidores y fomentar el empleo de alto valor añadido

Cuadro 5: Evolución de los peajes de redes



(1) Se asume una tasa de retribución financiera igual a la del escenario base.

(2) A pesar de que en la gráfica se muestra la demanda en barras de central, el cálculo se realiza en base al consumo final eléctrico anual (el que cubre los peajes de red). El consumo eléctrico crece un 2,1% anual debido al 1,7% de crecimiento de la producción y a una reducción de las pérdidas eléctricas del ~9% en 2016 al -7% en 2030. La producción de 340 TWh en 2030 equivale a un consumo eléctrico de 318 TWh. Para el escenario de demanda continuista se estima una demanda en b.c. de ~290TWh, correspondientes a ~270TWh de consumo eléctrico.

Nota: El cálculo de la retribución de transporte y distribución se ha realizado con las hipótesis de las inversiones y tasa de retribución financiera descritas en capítulos anteriores y sin cambiar el resto de parámetros retributivos.

Fuentes: CNMC: "Informe sobre la liquidación provisional 14/2016"; análisis Monitor Deloitte.

Asimismo, el **coste del suministro eléctrico podría reducirse un 30-35% en términos reales entre 2015 (~130€/MWh₂₀₁₇) y 2030 (85-90€/MWh₂₀₁₇)** debido a la reducción de costes regulados – por la desaparición de los costes de las anualidades del déficit de tarifa y la reducción de los incentivos a las renovables - y al incremento de la demanda eléctrica.

El despliegue de las redes eléctricas de la transición contribuirá al crecimiento de la economía y a la creación de empleo de alto valor añadido
Las inversiones previstas consisten en gran medida en inversiones con impacto directo en la economía de España (95%), con un elevado peso de mano de obra nacional (~50-60%). Dichas inversiones llevarían asociados unos 40 mil puestos de trabajo sostenidos durante todo el período actualizado. Estas inversiones impulsarían la fabricación nacional de equipos de redes avanzados, sector en el que nuestro país cuenta con una industria competitiva y de calidad.

La transformación del modelo energético no es solo una necesidad para asegurar la sostenibilidad, también es una oportunidad para fomentar la actividad de nuestras empresas y desarrollar una economía más competitiva. En este sentido, las redes son un elemento fundamental para la transición del modelo energético, fomentar una nueva economía de servicios al consumidor, desarrollar un suministro eléctrico más competitivo e incentivar la actividad económica y el empleo de calidad.

Los objetivos establecidos por la UE requieren electrificar la demanda, desarrollar renovables e impulsar la eficiencia energética

Los acuerdos internacionales han continuado impulsando la tendencia hacia una economía sostenible

Han pasado poco más de dos años desde que se alcanzara el acuerdo en la Cumbre de París (COP21), y las discusiones sobre el cambio climático y cómo abordar la transición energética siguen intensificándose. Los compromisos de descarbonización adquiridos por los diferentes países (*Intended Nationally Determined Contributions, INDCs*) representan un avance significativo.

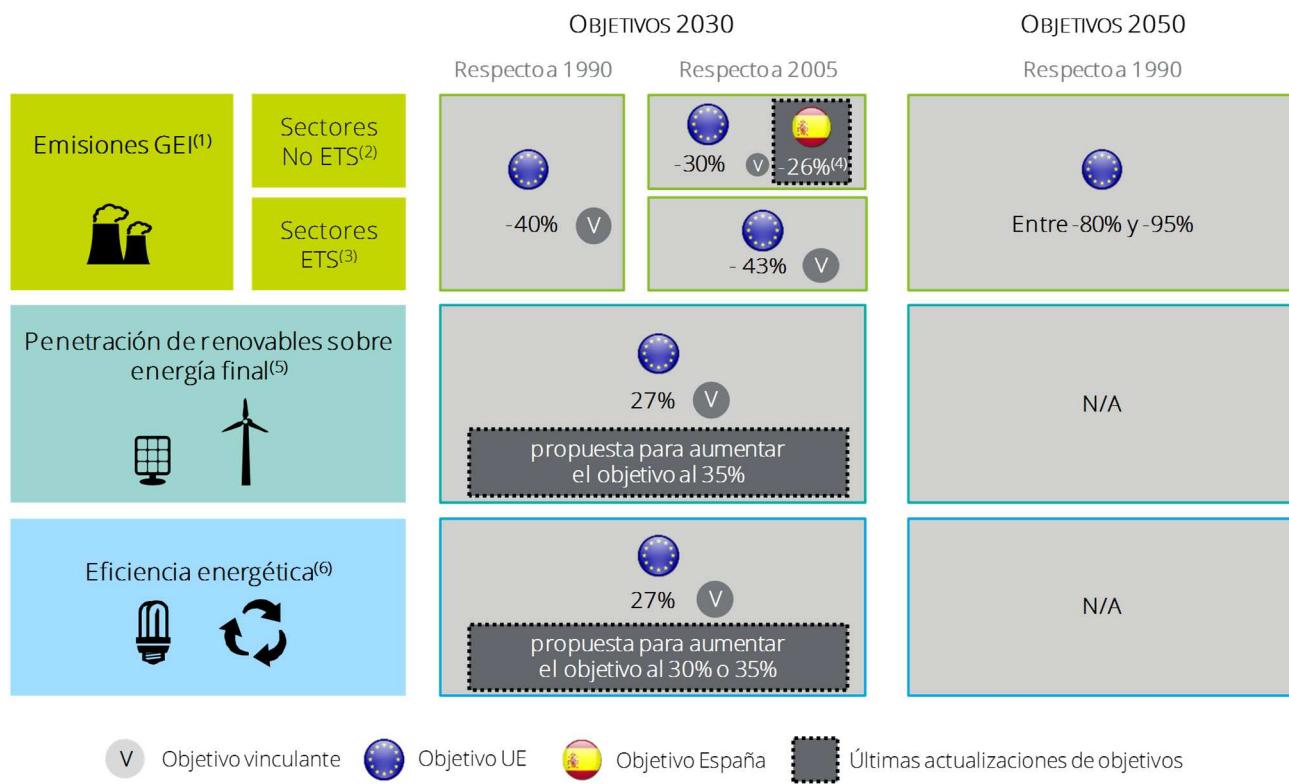
Desde la COP 21 de París se han celebrado dos Cumbres del Clima de Naciones Unidas, la COP22 en Marrakech (Marruecos) y la COP23 en Bonn (Alemania). La Cumbre de Bonn ha concluido con resultados concretos en la mayoría de los ámbitos de acción claves. Se ha definido la estructura de trabajo del proceso de diagnóstico de la acción climática global conocido como "Diálogo Facilitador". Este diálogo tendrá una fase preparatoria de carácter técnico (diagnóstico de acciones) y otra política (decisiones a adoptar por los gobiernos sobre la ambición de los objetivos). Adicionalmente, en la Cumbre de Bonn se avanzó en el desarrollo de las guías para implementar el Acuerdo de París (*Implementation Guidelines*), que deberían acordarse en la siguiente COP.

La UE ha desarrollado políticas y objetivos para la descarbonización del modelo energético en el largo plazo

La Unión Europea sigue firme en sus objetivos de descarbonización (ver Cuadro 6). Durante el año 2017, la Unión Europea ha desarrollado iniciativas para fijar una mayor ambición en los objetivos que ya tiene planteados a 2030. Para acelerar la transición hacia la descarbonización, la Unión Europea está debatiendo las siguientes iniciativas:

- Incrementar el objetivo de penetración de energías renovables sobre energía final del 27% al 35%, cifra que ha sido aprobada en el Parlamento Europeo en enero de 2018. Dicho objetivo está pendiente de ser ratificado por parte del Consejo Europeo y de la Comisión Europea.
- Incrementar el objetivo de eficiencia energética al 30%, desde el actual objetivo del 27%, según la propuesta de la Comisión Europea acordada por los ministros de Energía. El Parlamento Europeo ha aprobado en enero de 2018 una propuesta para incrementarlo aún más, y fijarlo en un objetivo vinculante del 35% a nivel europeo.

Cuadro 6: Objetivos medioambientales de la Unión Europea a 2030, 2050



(1) No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo.

(2) Sectores no englobados en el sistema European Trading Scheme (ETS): transporte excepto aviación, edificación, residuos y agricultura.

(3) Sectores englobados en el sistema ETS: consumos industriales, generación eléctrica y transporte de aviación.

(4) Suponiendo que a España le corresponda el mismo porcentaje de reducción en ETS que la media de la Unión Europea.

(5) Porcentaje consumo de energías de origen renovable sobre el consumo total de energía final.

(6) Medido como ahorro en energía primaria y energía final respecto a un tendencial.

Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte.

El Gobierno de España ha dejado claro que su compromiso con la descarbonización es firme, y prepara iniciativas legislativas en dicha dirección, como la Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Fruto de este compromiso ha sido la aceptación del objetivo de reducción de las emisiones en sectores difusos de un 26% a 2030, comparado con el año 2005, tal y como proponía la Comisión Europea para nuestro país. En el año 2015, estos sectores emitieron 196 MteqCO₂ (58% del total), y tendrán que situarse en el año 2030 por debajo de 174 MteqCO₂ para cumplir con el objetivo aceptado por nuestro país.

Para acelerar la descarbonización de la economía española, el Gobierno ha desarrollado recientemente diferentes iniciativas:

- Subastas de nueva capacidad renovable. En 2016, se realizaron subastas o procedimientos de asignación en los que se adjudicaron 450 MW eólicos en Canarias, 500 MW eólicos en la península y 200 MW de biomasa en la península. En 2017, se adjudicaron más de 8 GW, fundamentalmente de tecnología eólica y fotovoltaica. Adicionalmente, se espera que el MINETAD convoque una subasta en 2018 de 300 MW eólicos y 100 MW fotovoltaicos en Canarias.

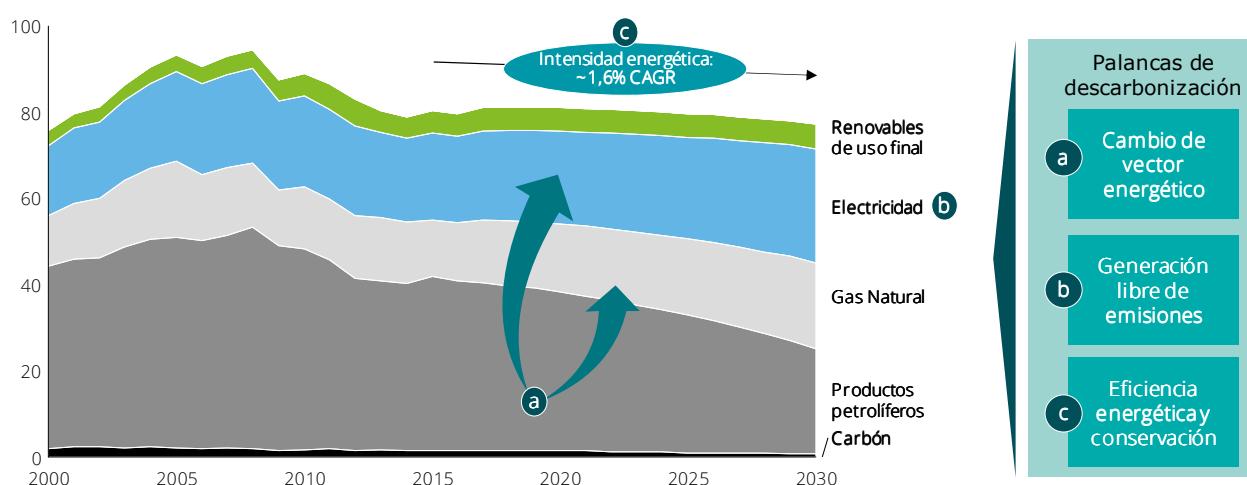
- Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación (ERESEE), elaborada por el Ministerio de Fomento para cumplir con la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética. En esta estrategia se definen las principales iniciativas para el impulso de la eficiencia energética en este sector: fomento de las actuaciones de rehabilitación en edificación mediante incentivos económicos o diseño de campañas de sensibilización a diferentes colectivos.
- Plan de Apoyo a la Movilidad Alternativa (MOVALT) presentado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en noviembre de 2017. El objetivo del plan era destinar 35 millones de euros para el fomento de la movilidad sostenible (20 millones de euros para la adquisición de vehículos y 15 millones de euros para infraestructuras de recarga). Las ayudas destinadas a la adquisición de vehículos fueron adjudicadas en un plazo de 24 horas. Se estima que los incentivos han permitido adquirir más de 5.000 turismos o vehículos industriales.

Es necesario cambiar a vectores energéticos menos emisores, integrar nueva generación renovable y desarrollar la eficiencia energética

España debería emitir en el año 2050 menos de 88 MteqCO₂ brutas²² según los objetivos definidos por la Unión Europea, lo que supone una reducción media anual de, al menos, el 4% de las emisiones GEI respecto a las de 2015 (336 MteqCO₂). Esto supone igualar el ritmo de reducción de emisiones que hemos tenido en los últimos 10 años, pero en un entorno de económico muy diferente al anterior.

Para cumplir con los objetivos definidos por la Unión Europea y descarbonizar la economía española, necesitamos transformar el modelo energético a través de tres palancas: cambio de vector energético, generación libre de emisiones y el impulso a la eficiencia energética y conservación (Ver Cuadro 7).

Cuadro 7: Evolución del consumo de energía final por tipo de vector energético en España (Mtep)



Fuente: "Un modelo energético sostenible para España en 2050: Recomendaciones de política energética para la transición" Monitor Deloitte.

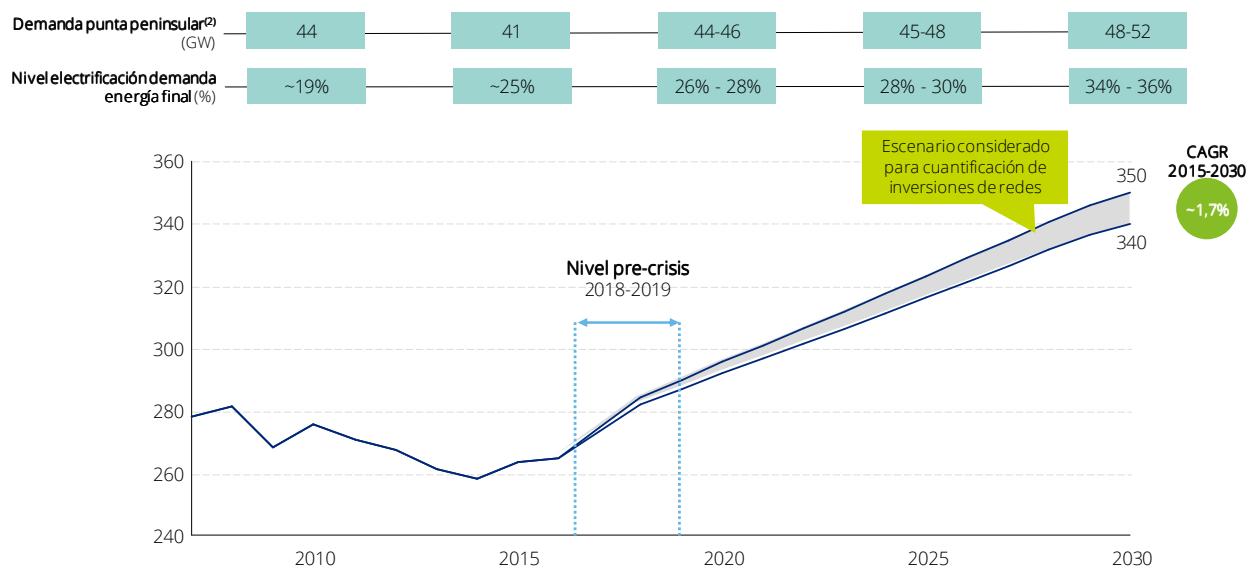
²² En función del año base sobre el que se aplique el objetivo (1990 ó 2005) y del porcentaje de reducción de emisiones considerado (80 ó 95%), el rango de emisiones sería 14-88 MteqCO₂.

El cambio a **vectores energéticos** menos emisores es imprescindible para descarbonizar la economía y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero definidos por la Unión Europea. Este cambio permitiría reducir el consumo de productos petrolíferos y de carbón (4% de reducción anual entre 2015 y 2030) en favor de vectores menos emisores, como la electricidad o el gas natural (3% de incremento anual). La **electrificación de la demanda de usos térmicos** y la **electrificación de la movilidad** (por ejemplo, vehículo eléctrico o ferrocarril eléctrico) serán actuaciones clave en la transición.

En el escenario considerado, la **demandado electricidad a 2030 aumentaría un ~1,7% anual** hasta alcanzar los 340-350 TWh²³ (ver Cuadro 8). Este crecimiento de la demanda eléctrica se traduciría en una contribución de este vector de entre un 34 y un 36% sobre la demanda de energía final en 2030, frente al 25% de 2015.

Los objetivos establecidos por la UE requieren electrificar la demanda, desarrollar renovables e impulsar la eficiencia energética

Cuadro 8: Demanda eléctrica nacional en barras de central⁽¹⁾
(TWh)



(1) Demanda nacional.

(2) Considera que el 75% de la recarga del vehículo eléctrico se realiza en horas valle. Además, se considera que el coeficiente de apuntamiento peninsular se reduce un 0,5% anualmente.

Fuente: REE (datos históricos); análisis Monitor Deloitte (proyecciones a futuro).

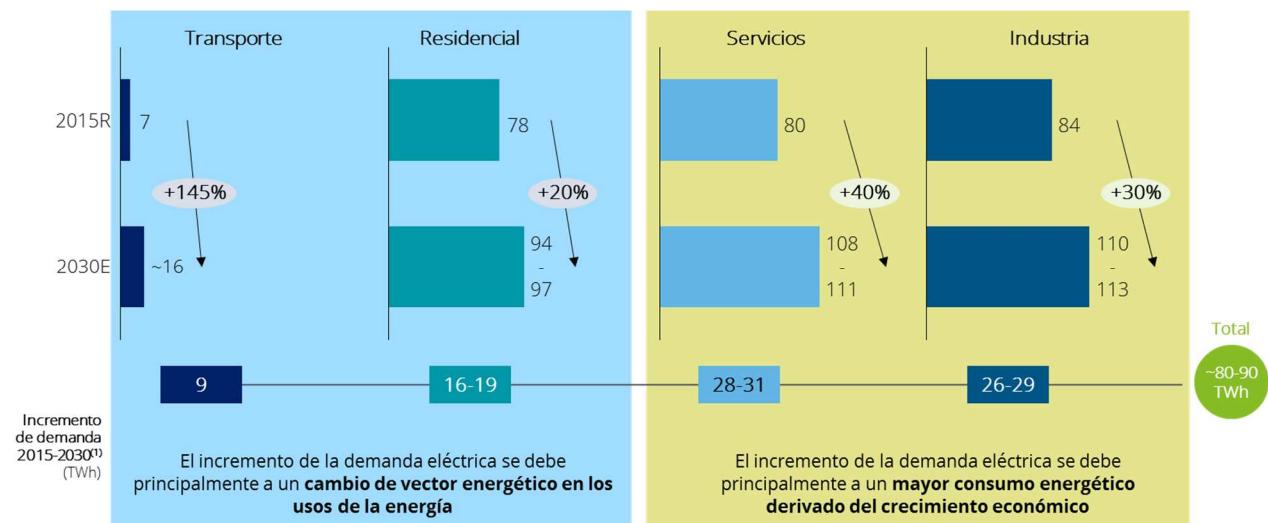
²³ Las tecnologías de almacenamiento están empezando a ser usadas en aplicaciones de corto (segundos) y medio (horas-días) plazo. A largo plazo/almacenamiento estacional, los sistemas de bombeo podrían incrementar su rol en la transición (para sustituir el respaldo de las primeras plantas convencionales que lleguen al final de su vida útil), y a 2030, las tecnologías Power-to-Gas podrían utilizarse para el almacenamiento de largo plazo.



Para alcanzar estos niveles de electrificación y permitir la descarbonización de la demanda, todos los sectores de actividad deberían contribuir al crecimiento de la demanda eléctrica (~80-90 TWh) hasta el año 2030 (ver Cuadro 9). Por un lado, se necesitaría que se produjese un **cambio de vector energético** (sustitución de los productos petrolíferos) en los sectores **transporte y residencial**, que aportarían 9 TWh y 16-19 TWh,

respectivamente. Por otro lado, el **crecimiento económico** – fundamentalmente, aunque también debería haber una cierta electrificación allí donde sea viable – debería llevar a que aumentase el consumo de electricidad en los sectores **servicios e industria** en unos ~30 TWh, en cada uno de estos sectores.

Cuadro 9: Desglose del incremento de la demanda eléctrica en barras de central por uso durante el período 2015-2030 (1) (TWh)



(1) No se muestra el detalle de pesca, agricultura y otros sectores.

Fuente: "Un modelo energético sostenible para España en 2050: Recomendaciones de política energética para la transición" Monitor Deloitte; IDAE; análisis Monitor Deloitte.

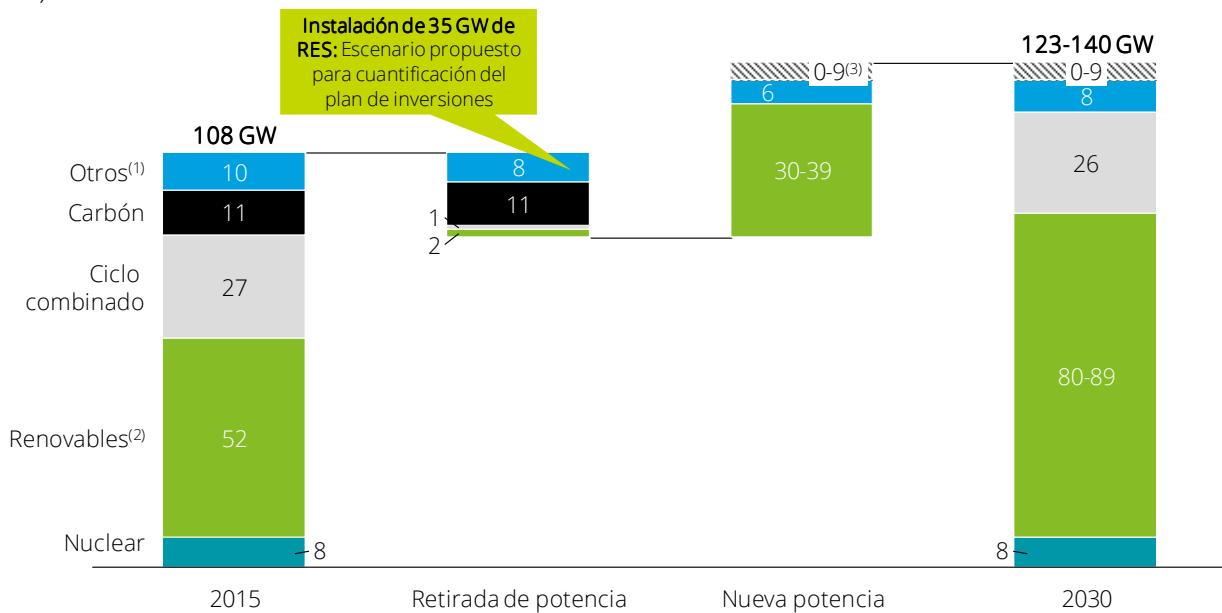
La electrificación de la demanda tiene que acompañarse de un **incremento de la generación renovable** (ver Cuadro 10). En 2030, de acuerdo con los objetivos actuales se **debería alcanzar un 27% de peso de renovables** sobre la demanda energética final. Estos objetivos **podrían revisarse por la Unión Europea e incrementarse al 35%**.

Para cumplir con el 27% de objetivo de penetración renovable, serían necesarios **35 GW de nueva generación renovable**. Se ha estimado que la mayor parte corresponderá a nueva capacidad, y que los propietarios de los parques actuales alargarán la vida útil de las instalaciones renovables. Por otro lado, la disruptión tecnológica, junto con el deseo creciente de los consumidores de autoabastecerse de energía,

permitirán que los propios consumidores contribuyan a dicho esfuerzo inversor mediante instalaciones de autoconsumo²⁴.

Asimismo, el aumento del objetivo de renovables al 35%, recientemente aprobado por el Parlamento Europeo, requeriría altos niveles de electrificación y un mínimo de 58 GW²⁵ de potencia renovable para conseguir un 33% de renovables sobre energía final. En caso de aprobarse un objetivo más ambicioso, la potencia renovable para cumplir con el actual 27% tendría que ser complementada con renovables de uso final, o analizar si es posible la operación del sistema eléctrico con elevadas penetraciones de renovables (por ejemplo, con un peso superior al 70% de generación renovable sobre el total²⁶).

Cuadro 10: Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en España hasta 2030 (GW)



(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros.

(2) Incluye hidráulica y bombeo, así como generación descentralizada.

(3) Alternativas como respaldo: almacenamiento, bombeo y repotenciación, gestión de la oferta y la demanda, interconexiones o nuevas plantas de gas natural.

Fuente: REE (datos históricos); análisis Monitor Deloitte.

²⁴ Considera 2-3 GW de autoconsumo en consumidores finales a 2030.

²⁵ Consultar el escenario de *Alta Eficiencia Eléctrica 33%* del informe "Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación" (Monitor Deloitte, 2018).

²⁶ 35 GW adicionales de potencia renovable que requiere el cumplimiento del objetivo del 27% implican un peso de la generación renovable sobre el total de generación eléctrica del 55-60% a 2030.

Las medidas de eficiencia energética y conservación son la tercera palanca clave para alcanzar los objetivos de descarbonización. Gracias a la **gestión activa de la demanda**, el incremento de la demanda punta se podría limitar a aproximadamente un 20% con respecto al año 2015 (~50 GW en 2030), frente al ~30% de incremento de la demanda eléctrica en el mismo periodo (ver Cuadro 11).

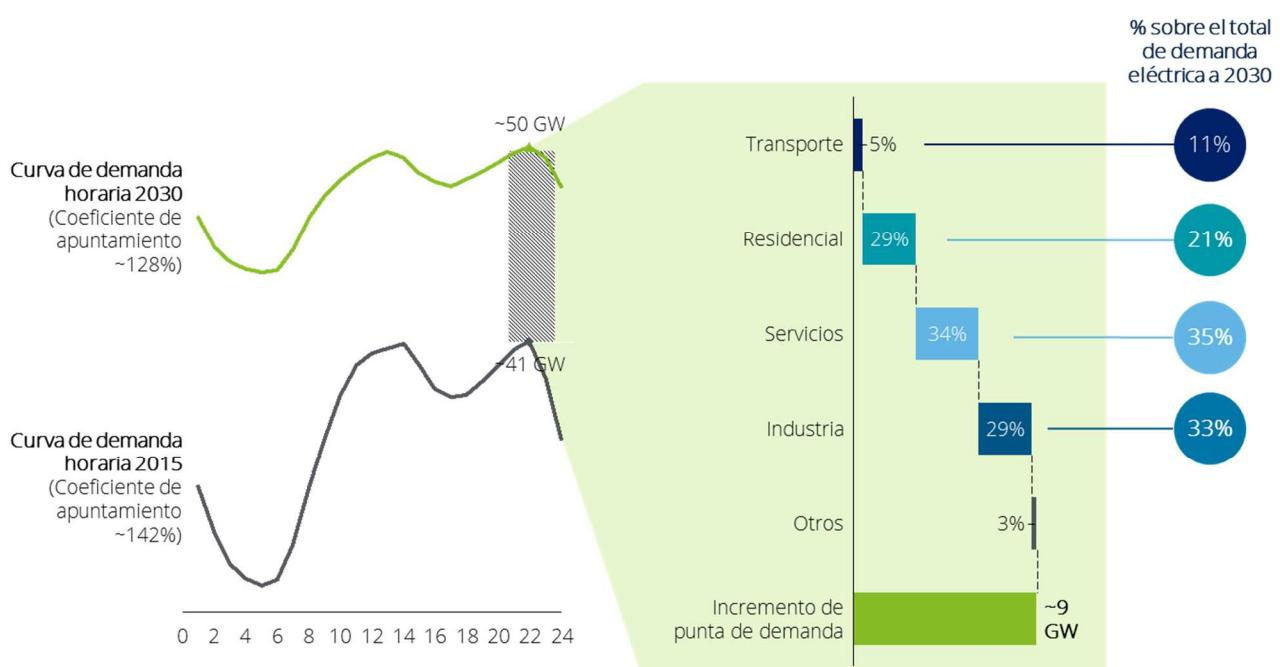
Este limitado crecimiento de la punta de demanda requiere acciones de gestión activa de la demanda en cada uno de los sectores:

- Transporte: La gestión inteligente de la recarga de los vehículos eléctricos facilitaría que el 75% de la carga se produzca en horas valle (12pm-6am).
- Residencial: Reducción del coeficiente de apuntamiento del ~0,2% anual mayoritariamente debido a eficiencia energética y a la gestión de la demanda, sobre electrodomésticos o climatización que funcionan ahora de modo desatendido.

- Servicios: Reducción del coeficiente de apuntamiento del ~0,3% anual debido a eficiencia energética y a la gestión de la demanda, fundamentalmente en los mayores consumos o aquellos que pueden gestionarse con sistemas inteligentes, como la climatización o la iluminación.
- Industria: Reducción del coeficiente de apuntamiento del ~0,5% anual principalmente debido a gestión de la demanda, sobre todos en aquellos subsectores con procesos que no requieren un funcionamiento continuo, y que tienen capacidad de acumulación energética o pueden interrumpir su funcionamiento.

La **gestión de la demanda tendría un mayor impacto en el sector transporte** y en el **sector industrial**, que presentan los menores incrementos relativos de su punta de consumo frente al incremento de su demanda eléctrica total a 2030. En el caso del sector residencial el impacto sería menor.

Cuadro 11: Incremento de la punta de demanda eléctrica peninsular entre 2015 y 2030 por sector de actividad



Fuente: CNMC; IDAE; REE (datos históricos); "Un modelo energético sostenible para España en 2050: Recomendaciones de política energética para la transición" Monitor Deloitte.

El papel de los operadores de redes eléctricas es clave durante la transición energética

Los operadores de redes eléctricas tienen un papel central en el sector eléctrico y en el cumplimiento de los objetivos medioambientales

El sector de las redes eléctricas se compone de la actividad de transporte y la de distribución. El transporte es responsable de la transmisión de energía en alta tensión y de las interconexiones internacionales; mientras que la distribución tiene por objeto principal conducir la energía eléctrica desde la red de transporte, o desde un punto de generación distribuida, hasta el consumidor final. El papel de ambos sectores, gracias a la altísima capilaridad, mallado, resiliencia y a las inversiones que realizan, es clave para desarrollar y mantener una red fiable, eficiente y que garantice el acceso universal al suministro eléctrico.

Las actividades de transporte y de distribución cuentan con más de 810.000 kilómetros de líneas eléctricas (~770.000 km de distribución y ~40.000 kilómetros de transporte), en las que se integran otras instalaciones necesarias para conducir la energía eléctrica desde la

generación hasta el consumo, como las subestaciones o los transformadores. Estos activos están valorados en ~37.000 M€²⁷ con los que suministran electricidad a más de 28 millones de puntos de suministro en España y dan acceso a un elevado número de instalaciones de generación eléctrica²⁸.

Los operadores de redes tienen como prioridades mejorar la eficiencia de la actividad y la calidad de servicio, como así lo demuestra la evolución de los principales indicadores. El sistema eléctrico español se encuentra entre los europeos con una mejor calidad del servicio, según los ratios de tiempo de interrupción o número de interrupciones en el suministro eléctrico.

²⁷ Incluye no solo kilómetros de red sino, entre otros activos, subestaciones o centros de transformación. Estimación realizada según su valor neto.

²⁸ El Registro de Régimen Retributivo Específico del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital tiene inscritas ~64.000 instalaciones de generación renovable.

A modo de ejemplo, el sistema eléctrico español tuvo en 2014 un tiempo de interrupción (considerando interrupciones planificadas y no planificadas) inferior a los 65 minutos, frente a un rango en otros países europeos representativos de entre ~20 y ~155 minutos²⁹ (ver Cuadro 12).

Los operadores de redes tendrán un rol central en el cumplimiento de los objetivos medioambientales durante la transición:

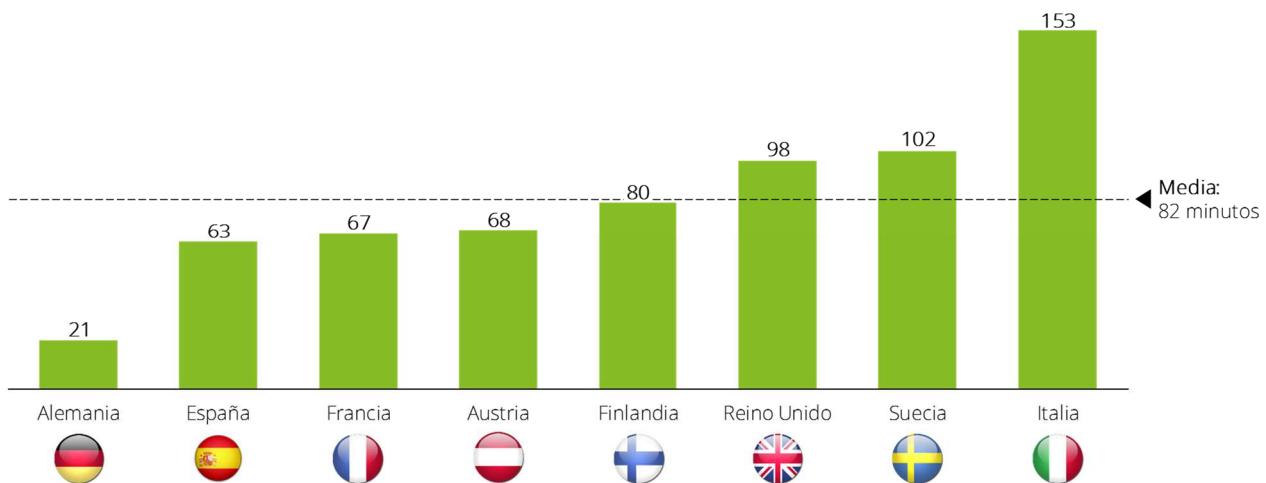
- **Penetración de renovables:** Los operadores de redes eléctricas son los responsables de asegurar la posibilidad de **instalar y mantener las líneas de evacuación** de la generación renovable - reforzando sus redes o incrementando la capacidad donde sea necesario -, de participar activamente en la **operación de un sistema eléctrico** con mayor peso de renovables intermitentes³⁰, de asegurar la **integración de la generación distribuida y mejorar las interconexiones** de las redes³¹, para mejorar la

integración de las energías renovables en la Unión Europea – tal y como indica el **paquete legislativo sobre la energía de la UE de 2017**.

- **Eficiencia energética:** Los operadores de redes, mediante el desarrollo inteligente de la red, permitirán ganancias muy significativas de eficiencia energética a la economía española mediante la electrificación del transporte de pasajeros y mercancías o de determinados usos térmicos de diferentes sectores. Así mismo, la recogida de información sobre el consumo de electricidad y la actuación en las redes, harán posible el rol de los **agregadores de demanda** y permitirán una gestión activa del consumo. Adicionalmente, la **modernización y digitalización** de los equipos hará posible esa gestión activa, así como permitirá la **reducción de las pérdidas eléctricas** en las redes. En este punto cabe destacar el importante esfuerzo, tanto económico como técnico, que han realizado estos últimos años para el **despliegue de contadores inteligentes**.

Cuadro 12: Tiempo de interrupción en países representativos de la Unión Europea

(Minutos de interrupción al año⁽¹⁾)



(1): Datos de 2014. Incluye todas las interrupciones planificadas y no planificadas.

Fuente: Council of European Energy Regulators: "6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply" (2016).

²⁹ Fuente: 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2016).

³⁰ Junto con el Operador del Sistema integrado en Red Eléctrica de España.

³¹ Tanto extrapeninsulares como internacionales.

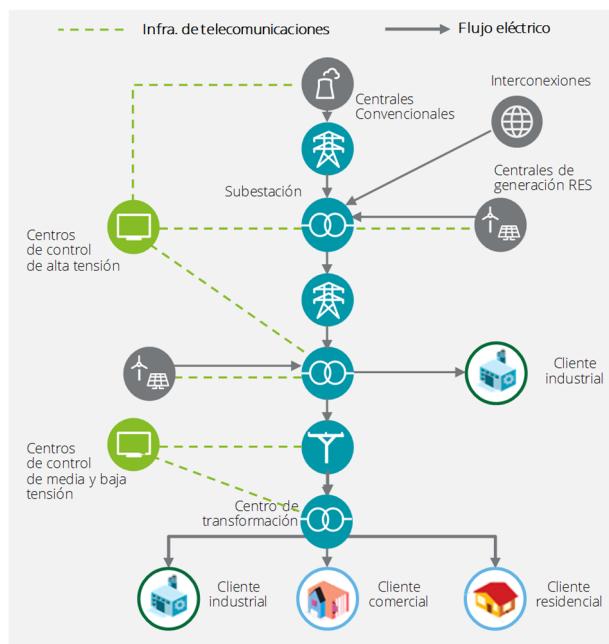
- **Reducción de emisiones:** Las inversiones en redes son necesarias para la conexión de la nueva generación renovable que reducirá las emisiones del mix de generación eléctrica. Asimismo, la reducción de emisiones en el transporte mediante el vehículo eléctrico depende, entre otras cosas, del despliegue de una adecuada infraestructura de carga. A modo de ejemplo, el despliegue de este tipo de infraestructura en algunos países o regiones – por ejemplo: California o Irlanda – es responsabilidad de las compañías distribuidoras.

En la actualidad, los operadores de redes eléctricas se enfrentan a retos en la operación de las mismas

El **esquema actual de diseño y explotación de las redes eléctricas** parte de un modelo de flujos de energía fundamentalmente unidireccional donde la energía es transportada y distribuida desde las plantas de generación a los centros de consumo (ver Cuadro 13). En los últimos años se han conseguido los más altos estándares de calidad del servicio, integrando 30 GW de capacidad renovable en el sistema eléctrico español, fundamentalmente intermitente, lo que ya ha supuesto un importante reto para los operadores de redes. Asimismo, se ha realizado un despliegue de más de 23 millones de contadores inteligentes que han sentado las bases de la futura gestión de la demanda, e incrementado las necesidades de gestión de la información y de modernización de la red.

En este contexto, los operadores se enfrentan a los siguientes retos con el objetivo de seguir suministrando de forma eficiente y fiable a los consumidores: 1) necesidad de mayor capacidad de interconexión, 2) sobretensiones locales provocadas por generación no gestionable concentrada geográficamente, 3) envejecimiento y obsolescencia tecnológica de ciertos equipos, 4) saturación y desequilibrios en baja tensión, y 5) falta de resiliencia de la red.

Cuadro 13: Esquema simplificado de las redes eléctricas actuales

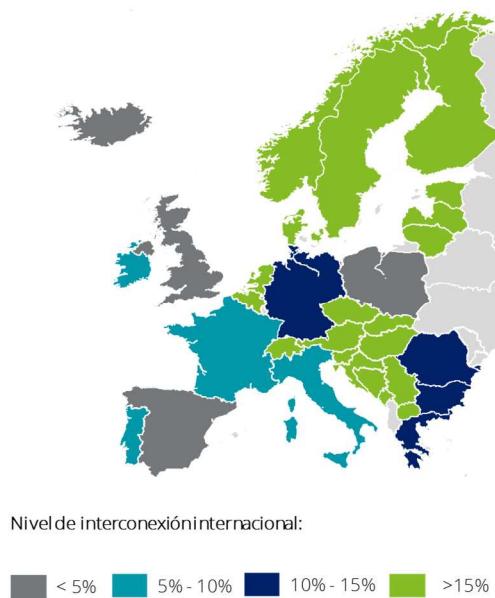


Fuente: análisis Monitor Deloitte.

1. El sistema eléctrico español requiere incrementar su capacidad de interconexión para facilitar el desarrollo de un mercado único europeo de electricidad y garantizar la seguridad de suministro con elevada penetración de renovables intermitentes. En la actualidad, España no llega al 5% de interconexión internacional, lejos de otros países europeos (ver Cuadro 14) y del actual objetivo europeo de interconexión del 10% para el año 2020. Además, en 2015, Francia, España y Portugal firmaron la Declaración de Madrid, en la que acordaron fijar como objetivo de interconexión a 2030 un 15%. La declaración de Madrid ha sido aceptada en el Consejo de Europa de Energía de diciembre de 2017, aunque se encuentra a la espera de ser aprobada por el Parlamento Europeo y la Comisión Europea.

Los operadores se enfrentan actualmente al reto de transformar una red diseñada bajo un modelo de flujos de energía fundamentalmente unidireccionales

Cuadro 14:
Capacidad de interconexión internacional disponible
(% de capacidad de interconexión sobre capacidad de generación instalada)



Interconexiones operativas con los sistemas insulares en 2016



Fuente: ENTSO-E; REE (interconexiones actuales); análisis Monitor Deloitte.

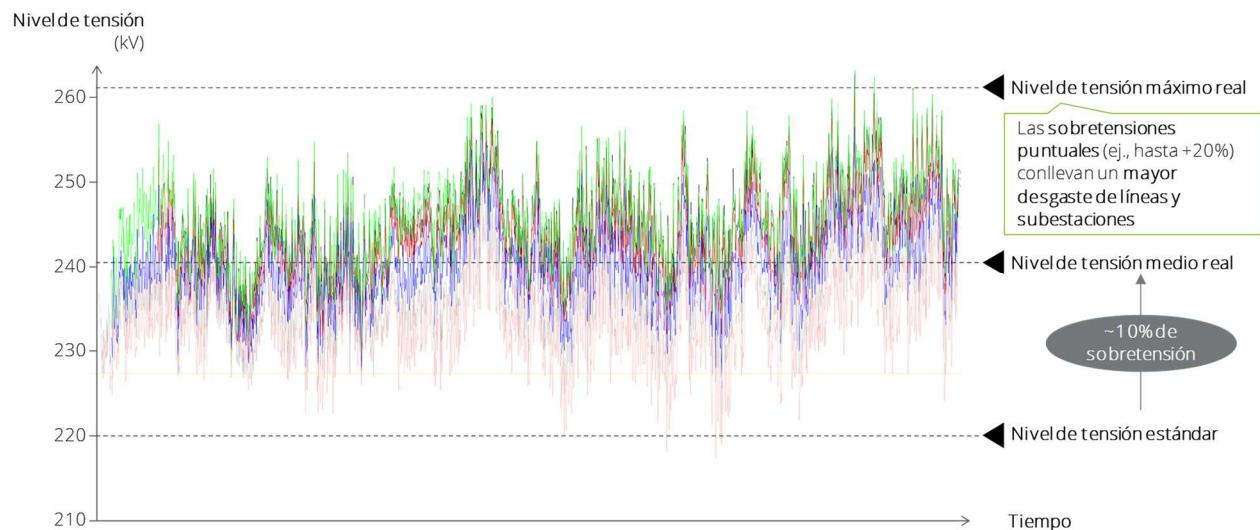


2. En España, gran parte de **la generación no gestionable se encuentra concentrada geográficamente**, lo que provoca **sobretensiones locales**, que pueden llegar hasta el 20% en determinados nodos de la red (ver Cuadro 15), cuando esa energía es transportada y distribuida desde las plantas de generación a los centros de

consumo. Dichas sobretensiones provocan un mayor **desgaste de las líneas y subestaciones**, así como un incremento de las **pérdidas en las redes** sujetas a este efecto. Este tipo de situaciones se producen en la zona sureste y norte de nuestro país por la elevada concentración de producción solar y eólica, respectivamente.

Cuadro 15: Evolución del nivel de tensión de 7 posiciones de alta tensión

(Horizontes temporales de 1 hora)



Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

3. Los equipos envejecen y algunos de ellos tienen riesgo de obsolescencia tecnológica, en especial en baja tensión. A modo de ejemplo, el 35-40% de las máquinas de subestaciones tendrá más de 40 años en 2025 si no son acometidas las inversiones en reposición necesarias (ver Cuadro 16). Adicionalmente, en el entorno de creciente digitalización y mayor telecontrol de los equipos instalados, los equipos en operación de mayor antigüedad pueden presentar problemas de compatibilidad e interoperabilidad, pudiendo estar sujetos a este tipo de obsolescencia. A modo ilustrativo, algunos tipos de protecciones eléctricas instaladas actualmente en las subestaciones no permiten su telecontrol; existen cuadros de centros de transformación en media y baja tensión que por su antigüedad no permiten su automatización o sensorización. Este efecto también se produce en los sistemas de información y control de red.
4. La red actual se caracteriza por su insuficiente sensorización y despliegue de equipos digitales de medida de parámetros de red, fundamentalmente en la red de baja tensión y en los sistemas de información y control de red. Las redes de distribución – como ya se hace en la red de transporte – requieren un alto grado de

monitorización y diagnóstico en media y baja tensión en tiempo real, para detectar inmediatamente cualquier incidencia en la calidad y seguridad del suministro. Adicionalmente, la falta de medida de la carga de la red de baja tensión provoca que no se disponga de un conocimiento profundo de la saturación de determinados equipos y desequilibrios de los parámetros eléctricos de la red. Este reto se acentúa en un entorno donde los requerimientos de información al consumidor se han incrementado exponencialmente (desde informar de la medida cada uno o dos meses a los nuevos requerimientos de informar horariamente de la medida en cada punto de suministro).

5. La falta de resiliencia de la red ante eventos climatológicos extremos puede afectar a la calidad de servicio. Existen zonas de la red eléctrica especialmente expuestas a efectos mecánicos (por vientos) o eléctricos (por rayos) asociados a estos eventos climatológicos extremos, por ejemplo temporales o tormentas, cada vez más frecuentes. Es necesario seguir dotando de resiliencia y fortaleza a la red en estas zonas, para reducir la probabilidad de interrupciones del suministro eléctrico y el tiempo de interrupción hasta que el suministro es restablecido.

Cuadro 16: Evolución de la antigüedad media de las máquinas de subestaciones
(% de transformadores)



Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

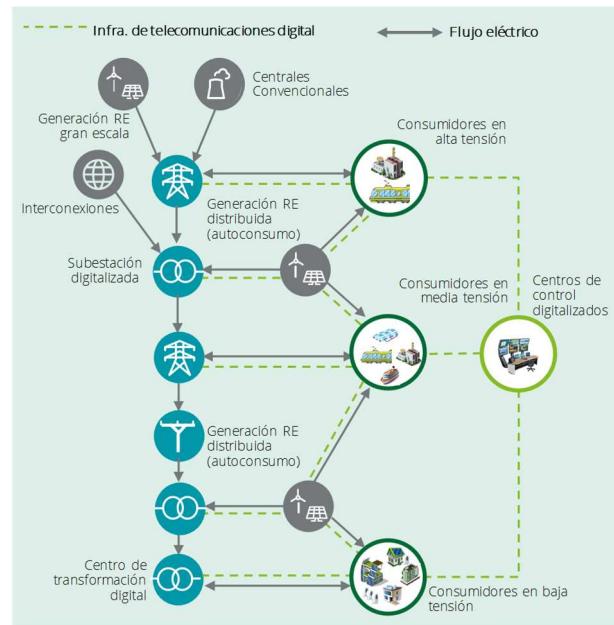
La transformación de las redes presenta relevantes retos para los operadores en la planificación y operación de la red del futuro

A futuro, la red eléctrica tendrá que integrar flujos bidireccionales de millones de puntos de conexión³², gestionar una intermitencia renovable muy superior a la actual y estar dotada de una infraestructura digital y de telecomunicaciones que permita una mayor monitorización, control y automatización de la red (ver Cuadro 17). Los operadores de la red tendrán que enfrentarse a una serie de retos de cara a afrontar la transformación hacia esta nueva red, en concreto: 1) optimizar la planificación y el despliegue de la red para mitigar problemas actuales y reducir las inversiones en un contexto de aumento de demanda, 2) garantizar la operación del sistema con penetraciones elevadas de generación intermitente, 3) integrar en la red recursos distribuidos (ej. generación distribuida, vehículo eléctrico, etc.), y 4) obtener y facilitar información para permitir una gestión de la demanda efectiva (ej. agregadores de demanda o nuevos agentes de mercado).

1. **La optimización de las inversiones y el despliegue de las redes** serán necesarios debido al incremento de la demanda eléctrica producido por la electrificación y por el crecimiento económico. Esta optimización será posible gracias a la modernización y digitalización de las redes, que permitirá la integración en los sistemas de planificación de parámetros más precisos sobre su funcionamiento y saturación. Se espera que dicha optimización permita una reducción de las inversiones futuras por kWh transmitido.

La optimización de la planificación presenta actualmente limitaciones por el conocimiento incompleto de los parámetros reales de funcionamiento de la red de baja tensión. Como ejemplo, actualmente no existe suficiente visibilidad sobre los desequilibrios entre fases, aunque se lleva algunos años desarrollando proyectos técnicos para solucionarlo. Adicionalmente, existe un potencial de mejora de bases de datos de activos de baja tensión, por ejemplo, para mejorar la integración de las bases de datos cartográficas con otros sistemas,

Cuadro 17: Esquema simplificado de la red eléctrica a futuro



Fuente: análisis Monitor Deloitte.

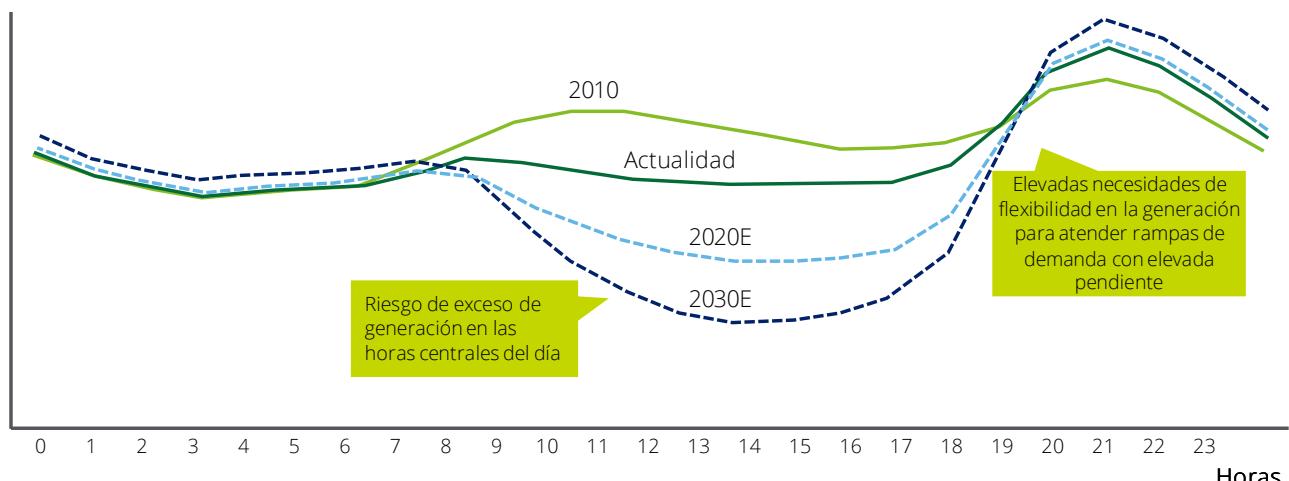
como los de planificación. Se espera que los avances en digitalización permitan superar dichas limitaciones. En concreto, los siguientes equipamientos serán fundamentales para la optimización de las inversiones:

- **Sensores de monitorización del estado de la red.** Este tipo de sensores permite la identificación de las necesidades de instalación de protecciones en puntos críticos, facilitando la operación de la red sin nuevas inversiones o reduciéndolas. Adicionalmente, los sensores permitirían medir la saturación real de cada fase para reducir desequilibrios en la red sin inversiones adicionales. Este equipamiento también permitiría identificar y reducir la capacidad infráutilizada de la red. Por último, los sensores permitirían reducir las pérdidas como consecuencia de optimizar la operación de la red.
- **Herramientas y equipos móviles para gestión y seguimiento de obras.** Por ejemplo, digitalización de procesos de control y aprobación, así como sistemas de despacho dinámico del personal

³² En el caso del autoconsumo, cerca de 2 millones de puntos, presentes en alta, media y baja tensión, frente a los miles de puntos de generación actuales.

- propio y de contratas. Estos equipos permitirían mejorar la gestión *in situ* de los proyectos, reduciendo las ineficiencias de los procesos y los sobrecostes por retrasos.
- El desarrollo del uso de **drones** – que ya se ha iniciado por los operadores – para la realización de la cartografía en los trazados y emplazamiento de redes. Además, los drones podrían ser de utilidad en otras actividades, como por ejemplo, el mantenimiento de redes, mientras se minimizará el riesgo de accidentes laborales.
- Existen **sistemas, comunicaciones y programas** que se complementarían con los equipamientos previamente descritos para optimizar las inversiones:
- **Algoritmos de planificación** de las necesidades futuras de las redes de baja tensión. Estos algoritmos utilizarían la información obtenida de los sensores de monitorización para optimizar las nuevas inversiones y facilitar información a los equipos móviles (por ejemplo, de gestión y seguimiento de obra).
 - **Sistemas cartográficos y mapas de capacidad de la red** para visualizar la carga de cada uno de los elementos que componen la red y optimizar el despliegue de los nuevos activos.
- **Sistemas de control inteligente** que supervisen la red de baja tensión y mejoren la seguridad de suministro. Estos sistemas mejorarían las necesidades de inversión, mediante un mejor equilibrio de la red y el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo.
2. Los operadores de redes deberán integrar equipos y sistemas que **garanticen la operación eficiente del sistema** debido a las elevadas inyecciones de **generación intermitente**, así como la variabilidad de la demanda. Gracias a estos equipos y sistemas se podrían integrar en la red elevadas penetraciones de generación renovable.
- Las principales **limitaciones** para la integración de generación intermitente y no gestionable son los **mayores requerimientos de control y gestión de la estabilidad de la red (tensión-frecuencia)** como reflejan los Códigos de Red de la Unión Europea. El control y gestión de la red en estas condiciones es necesario para evitar **el mayor desgaste de líneas y subestaciones, por ejemplo**, por cambios bruscos en flujos de carga por **rampas en la demanda neta** con elevada pendiente (ver Cuadro 18). Este desgaste implica adicionalmente un mayor coste para el consumidor por las mayores pérdidas técnicas que ocasiona.

Cuadro 18: Ilustrativo de evolución de demanda neta⁽¹⁾ horaria con elevada penetración de generación solar (GW)



(1) Neto de demanda horaria menos generación intermitente.

Fuente: análisis Monitor Deloitte.



Esta mayor eficiencia en la operación del sistema se podrá conseguir gracias a **equipamientos** que permiten que la integración de la generación intermitente tenga un impacto limitado en la operación de las redes:

- Monitorización de generación intermitente a partir de **sensores climatológicos avanzados**. La intermitencia de las tecnologías renovables (solar y eólica) se debe en gran medida a los factores climatológicos, y estos sensores permitirían a los operadores de la red mejorar su capacidad de predicción sobre los eventos meteorológicos.
- **Sistemas de protecciones interconectados y coordinados**, para mejorar la estabilidad del sistema ante perturbaciones en la tensión y frecuencia en la red, incrementando la seguridad de suministro.
- **Integración progresiva de nuevas tecnologías de almacenamiento eléctrico para mejorar la estabilidad de la red**. La penetración progresiva de estas tecnologías³³ podría contribuir a garantizar la seguridad de suministro de corto plazo, por ejemplo, reduciendo congestiones y mejorando la estabilidad de la red (ajuste de

tensión / frecuencia), así como, podrían permitir tanto equilibrar la oferta y la demanda en el mercado eléctrico.

Adicionalmente, también existen **sistemas, comunicaciones y programas** que complementarían los equipamientos para permitir la mejora de la eficiencia en la operación del sistema:

- **Algoritmos de autoaprendizaje para predicción** de flujos de carga y **para predicción de la climatología**. Estos últimos se alimentan de los datos capturados por los sensores climatológicos avanzados para mejorar la predicción de la generación intermitente y optimizar la operación del sistema.
- **Protocolos de comunicación de centros de control**. **Estos nuevos elementos** permitirían integrar, por ejemplo, los sensores climatológicos en el funcionamiento automatizado de la red.
- **Gestión de datos de redes** para **optimizar la operación "local" del sistema**. Esta gestión permitiría el tratamiento en tiempo real de la información obtenida de los sensores para poder realizar servicios de balance y regulación de forma automática.

³³ Las nuevas tecnologías de almacenamiento eléctrico podrían empezar a integrarse en el sistema eléctrico durante la transición, sin embargo, no se espera que se integren de modo masivo o para resolver necesidades de seguridad de suministro a largo plazo (incluyendo el respaldo estacional a renovables), dado que tendrían un coste inasumible para el consumidor eléctrico.

3. **La integración de recursos distribuidos** – tales como vehículos eléctricos, generación distribuida y almacenamiento – supone un desafío en la transición ya que requiere la captura, el análisis y la gestión de multitud de datos de la red de baja tensión. El encaje de la generación distribuida intermitente con necesidades variables de consumo, implica que los consumidores residenciales pueden pasar de consumir a inyectar energía a la red en cortos plazos, exigiendo un control descentralizado, preciso y en tiempo real (ver Cuadro 19).

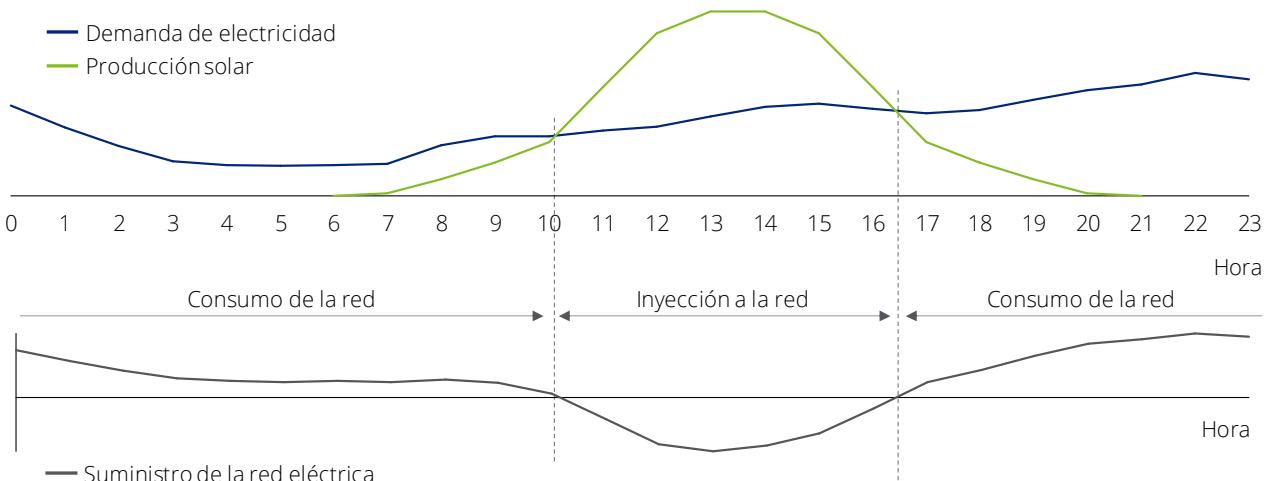
Las principales **limitaciones** para la integración de recursos distribuidos en media y baja tensión es que las redes fueron inicialmente diseñadas para la **gestión de flujos de carga desde las plantas de generación hasta los centros de consumo**. Por ejemplo, la instalación de las protecciones diseñada inicialmente para flujos unidireccionales, no está preparada para optimizar la integración de recursos distribuidos en baja tensión. Adicionalmente, los cambios en los flujos de carga de red **dificultan la gestión de la energía reactiva e implican nuevos requerimientos de operación local**. Lo anterior, junto con las **penetraciones elevadas y concentradas de generación descentralizada** en media y baja tensión, incrementa el porcentaje de

pérdidas en dichas tensiones. Estos recursos distribuidos requerirán **estándares más altos de seguridad física** en un contexto de mayor “cercanía” / integración con instalaciones del cliente final.

Se espera que los siguientes **equipamientos** permitan superar estas limitaciones y faciliten la integración de recursos distribuidos en media y baja tensión:

- **Digitalización de centros de transformación** para monitorización de líneas, incluyendo conexiones con instalaciones renovables. Como ejemplos de equipamientos específicos se pueden señalar los transformadores de intensidad, las tarjetas de lectura y los concentradores remotos. Estos equipos capturan datos de funcionamiento de la red en tiempo real, que permiten la gestión de flujos de carga bidireccionales sin poner en riesgo la seguridad de suministro.
- **Transformadores automáticos de regulación** de redes de baja tensión.
- **Seccionadores y reconectadores inteligentes e interconectados** para aislar fallos y restablecer la conexión de forma automática, reduciendo tiempos y costes.

Cuadro 19: Ilustrativo de balance de generación y demanda de un consumidor residencial con autoconsumo solar (KWh)



Fuente: análisis Monitor Deloitte.

- **Elementos de electrónica de potencia avanzados**, como por ejemplo los inversores flexibles para el control de la energía reactiva.

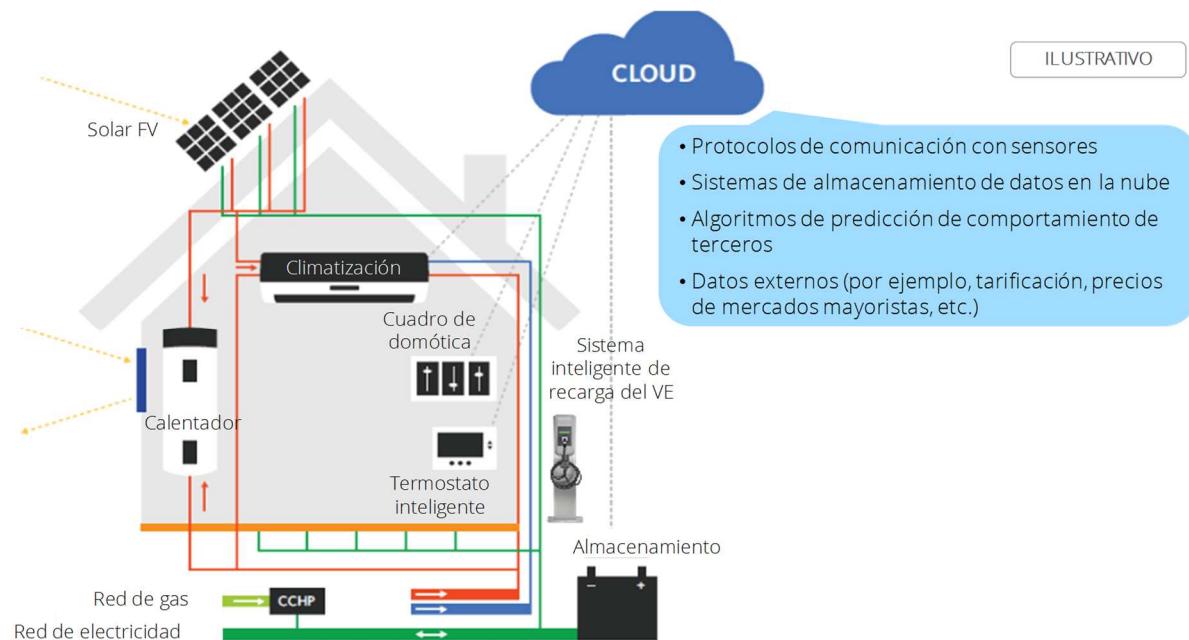
Los siguientes **sistemas, comunicaciones y programas** permitirían integrar generación distribuida en media y baja tensión:

- **Algoritmos de control y gestión** de elementos de electrónica de potencia, protecciones y transformadores automáticos de regulación.
- **Protocolos de comunicación** con agregadores y gestores energéticos. Estos sistemas deberían ser capaces de comunicarse con equipos localizados en las instalaciones de los consumidores, como plantas de autoconsumo.

4. Los operadores de red pueden facilitar información y que se extienda la gestión de datos a los equipos de los consumidores, para permitir una **gestión de la demanda efectiva**. La gestión podría realizarse, por ejemplo, a través de otros agentes, como los agregadores de demanda o nuevos agentes de mercado (ver Cuadro 20).

- Las principales **limitaciones** para la gestión y control activo de la demanda son la **necesidad de proveer un elevado volumen de datos** a terceros - dicha información tendría que ser proporcionada a consumidores, agregadores y dispositivos inteligentes - y de gestionar en tiempo real datos de **monitorización y gestión del consumo** de usuarios. Adicionalmente, el **control del fraude y la ciberseguridad** relativos a la información del usuario final serán cada vez más relevantes debido a la digitalización de los equipos de red y de los consumidores.
- Se espera que los sensores de redes de baja tensión (líneas y centros de transformación) sean el **equipamiento** que capture la información requerida para impulsar la gestión y control activo de la demanda.
- Los **sistemas, comunicaciones y programas** necesarios para aprovechar la información de los sensores y monitores para gestionar y controlar la demanda son:

Cuadro 20: Ilustrativo de gestión de la demanda en un cliente residencial



Fuente: IEA; MIT; World Economic Forum; análisis Monitor Deloitte.

- **Infraestructuras de telecomunicaciones** que, agregando la información provista por los sensores, permiten el despliegue de equipos de control en el usuario que a su vez optimiza el funcionamiento y el consumo de los dispositivos de los clientes.
- **Protocolos de comunicación** con terceros (consumidores, agregadores, etc.).
- **Sistemas de almacenamiento y gestión de datos** en la nube que facilitarían la interacción con los clientes.
- **Algoritmos basados en el análisis de datos y en el autoaprendizaje** para predecir la curva de carga de los diferentes usuarios conectados a la red y optimizar la operación del sistema.
- **Mecanismos para estimar las necesidades locales** y proporcionar de manera automática **servicios de balance y ajuste al sistema eléctrico**.



Las necesidades de inversión para hacer frente a estos retos ascienden a 29-34 miles de millones de € de los operadores de redes eléctricas y 9-12 miles de millones de € de otros agentes

Los operadores de redes eléctricas deberían invertir 29-34 miles de millones de €³⁴ en activos de redes hasta el año 2030

Las principales palancas que impulsarán las inversiones serán la **transición del modelo energético** y la **modernización y digitalización de los activos de red**.

Dentro de la transición del modelo energético se engloban la electrificación de los sectores residencial, servicios e industria, la electrificación de la movilidad

(por ejemplo, el desarrollo de infraestructura del vehículo eléctrico), la generación libre de emisiones (instalación de renovables) y otros desarrollos (principalmente interconexiones internacionales o insulares). Dentro de cada uno de los segmentos, se han considerado un conjunto de factores para la estimación de las inversiones en el sistema eléctrico en la transición (Ver Cuadro 21).

Cuadro 21: Factores de inversión en redes eléctricas

Transición del modelo energético	 Electrificación de usos actuales	<ul style="list-style-type: none">• Usos térmicos en residencial• Usos térmicos en servicios• Electrificación de la industria
	 Electrificación de la movilidad	<ul style="list-style-type: none">• Postes de recarga de vehículos eléctricos: residencial, vía pública y corredores• Conexiones en puertos (<i>cold ironing</i>)• Conexiones red ferroviaria
	 Generación libre de emisiones	<ul style="list-style-type: none">• Nueva renovable (centralizada y descentralizada) en redes• Repotenciación de plantas existentes
	 Otros proyectos	<ul style="list-style-type: none">• Interconexiones internacional• Interconexiones extra-peninsular• Otros
Modernización y digitalización	 Modernización/actualización	<ul style="list-style-type: none">• Demanda continuista⁽¹⁾• Punta de demanda continuista⁽¹⁾
	 Digitalización y automatización	<ul style="list-style-type: none">• Digitalización de subestaciones y centros de transformación (p.ej., gestión local de red BT)• Digitalización de redes para el mantenimiento predictivo y correctivo• Digitalización de centros de control y comunicación existentes• Digitalización de la gestión / control de terceros: autoconsumidor u otros agentes (p.ej., agregadores)• Digitalización de gestión de datos del sistema/redes (algoritmos, bases de datos)• Desarrollo de sistemas y comunicaciones (algoritmos, redes de telecomunicaciones)

(1) Factores para estimación de inversiones para reposición de redes actuales en base a escenario sin mayor electrificación.

Fuente: análisis Monitor Deloitte.

³⁴ Corresponden a euros nominales e inversiones retribuibles en base a la regulación actual.

Para cada **factor de inversión de la transición del modelo energético** se han estimado las variables que influyen en el tamaño de la inversión para poder estimar la inversión total necesaria en el período 2017-2030:

- **Variables clave del sistema eléctrico.** Son las variables técnicas del sistema eléctrico que tienen impacto en las inversiones en redes, por ejemplo, consumo eléctrico, punta de demanda, aumento de la potencia contratada.
- **Instalaciones de red.** Relacionan las variables del sistema eléctrico y las necesidades de nuevos equipos en las redes, incluyendo km de líneas, número de subestaciones y potencia de transformación.
- **Coste unitario de las instalaciones.** Se emplean para asignar un valor económico a las instalaciones de red previamente identificadas.

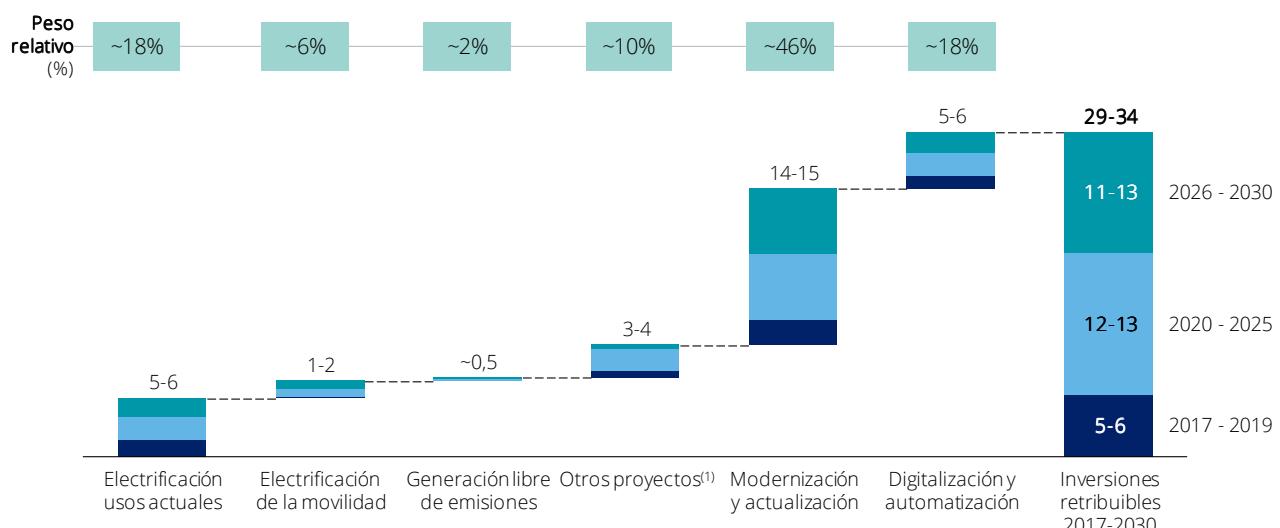
Los operadores de redes tendrían que invertir **entre 29 y 34 miles de millones de € en activos de redes eléctricas hasta el año 2030** (ver Cuadro 22).

Las inversiones en **electrificación de usos actuales** ascenderían a 5-6 miles de millones de €. Las inversiones consideradas incluyen las necesarias para extender o reforzar líneas eléctricas, o aumentar la potencia de centros de transformación o subestaciones.

Estas inversiones permitirían hacer frente a:

- **Incremento de la demanda eléctrica: 70 – 80 TWh** que fundamentalmente provienen de los sectores residencial, servicios e industria.
- **Incremento de la punta de demanda peninsular de 8 GW** que ya incluyen una reducción del coeficiente de apuntamiento por gestión de la demanda y eficiencia energética.

Cuadro 22: Desglose de inversiones en instalaciones de redes eléctricas retribuibles durante la transición
(Miles de millones de € nominales)



Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

Las inversiones en **electrificación de la movilidad** ascenderían a 1-2 miles de millones de €. Estas inversiones consideran las **inversiones en redes para desplegar** postes de recarga de vehículos eléctricos (residencial, vía pública y corredores), conexiones eléctricas a la red ferroviaria y conexiones eléctricas en puertos (*cold ironing*). Para desarrollar la **infraestructura de recarga vehículo eléctrico** se estima que será necesario conectar a las redes ~3 millones de puntos de recarga residenciales, ~100 mil postes en la vía pública y ~4.000 electrolineras.

En cuanto a las **conexiones a la red ferroviaria**, se espera que se pueda alcanzar una electrificación del 20% de la cuota modal del transporte de mercancías, lo que supondría más de 1.000 km de líneas electrificadas. En ***cold ironing***, se ha considerado el incremento de la electrificación de los principales puertos españoles para dar suministro eléctrico a buques atracados. Esta partida no incluye aquellas inversiones que no formarían parte del RAB de los operadores de redes de acuerdo a la regulación actual – por ejemplo, postes y acometidas para carga de vehículos eléctricos, instalaciones de *cold ironing* en puertos.

Las inversiones para permitir la conexión de **generación libre de emisiones** ascenderían a unos 0,5 miles de millones de €. Esta cifra no incluye la parte de las inversiones financiada por terceros/promotores de los parques. En estas inversiones se ha diferenciado entre repotenciación de parques actuales, nuevas instalaciones renovables centralizadas y nuevas instalaciones renovables de autoconsumo³⁵.

Se espera que se **repotencien** 100 parques eólicos de 20 MW de tamaño medio con una ganancia del 50% de capacidad con la repotenciación (por incremento del tamaño de los aerogeneradores). Para la estimación de las inversiones asociadas a las instalaciones renovables centralizadas, se ha considerado la hipótesis de que se instalen 150 instalaciones en la red de distribución (con una potencia estimada de en torno a 50 MW por instalación) y 150 instalaciones en la red de transporte (con una potencia estimada de en torno a 150 MW por instalación).

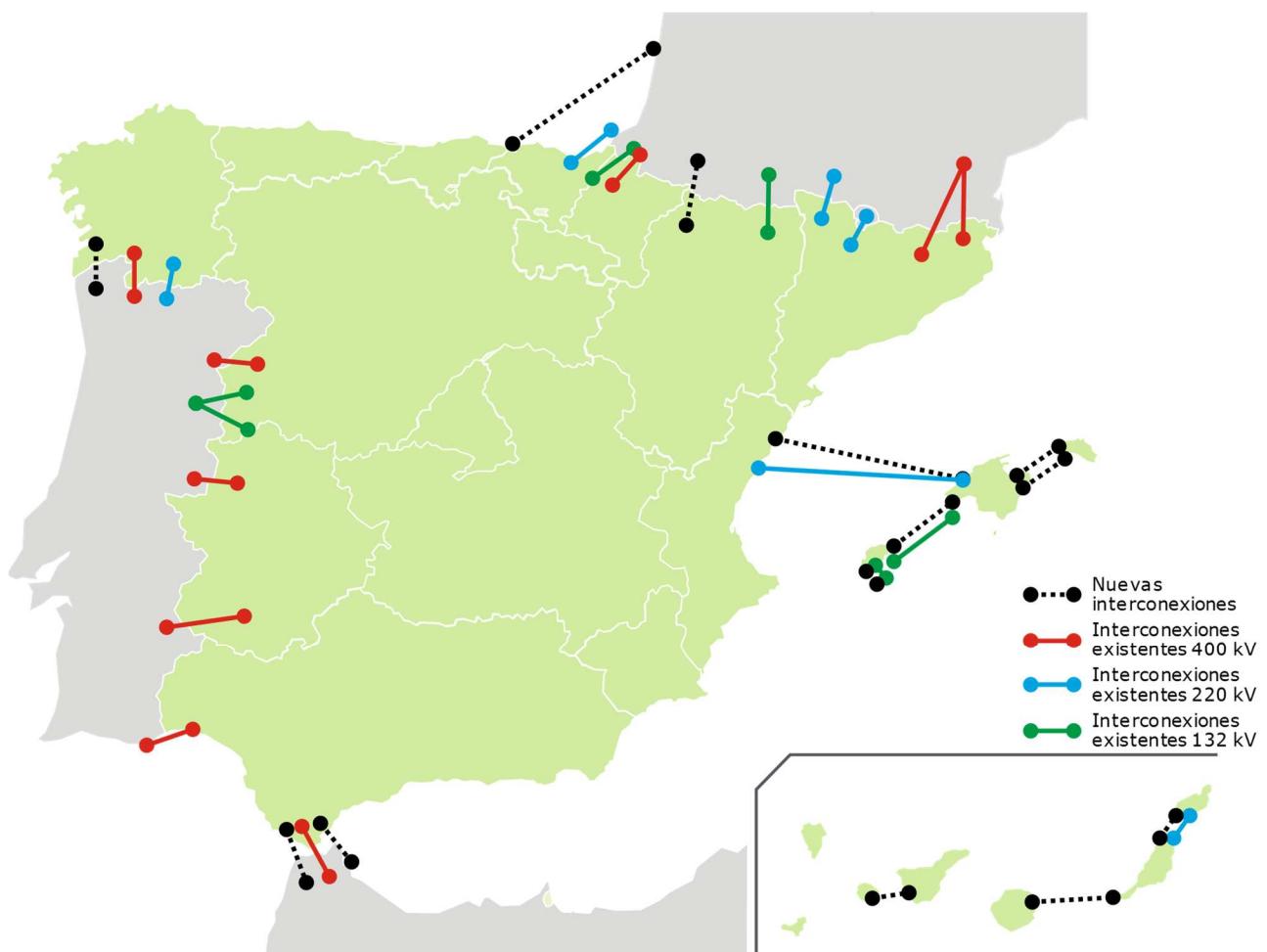


³⁵ Se consideran 2-3 GW de autoconsumo en consumidores finales para 2030.

Las inversiones en interconexiones³⁶ costarían 3-4 miles de millones de €. Las interconexiones internacionales y extrapeninsulares consideradas son: 9 extrapeninsulares (insulares más Ceuta y Melilla), 2 con Francia, 1 con Portugal y 1 con África (ver Cuadro 23). La inversión en interconexiones internacionales y extrapeninsulares se concentra en el siguiente periodo regulatorio (2020-2026).

La **modernización y actualización** de redes ascendería a 14-15 miles de millones de €, y sería la principal partida de inversión en el período. Las redes de baja tensión³⁷ abarcan cerca de la mitad (46%) de las necesidades de modernización y actualización, con un peso similar entre centros de transformación y líneas (24 y 22%, respectivamente) (ver cuadro 24). Tal y como se analizaba en el capítulo anterior, en caso de no acometer esta modernización y actualización provocaría que más de un 35-40% de los transformadores tuvieran más de 40 años en 2025, lo que dificultaría su gestión y operación en una red cada vez más automatizada y digitalizada.

Cuadro 23: Ilustrativo de interconexiones extrapeninsulares e internacionales



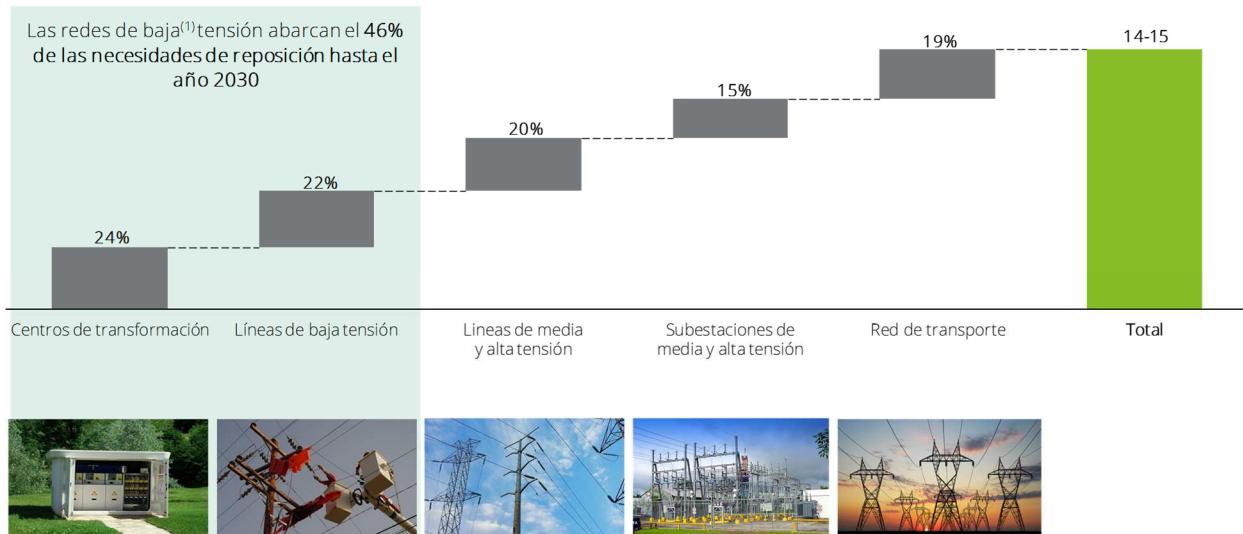
Fuente: "Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020"; REE (instalaciones actuales); análisis Monitor Deloitte.

³⁶ Incluidas en "Otros proyectos" en el Cuadro 22.

³⁷ Hace referencia a la baja tensión dentro de la distribución, no a todo el conjunto de la distribución.

Cuadro 24: Desglose de inversión en modernización y actualización acumulada entre 2017 y 2030

(Miles de millones de € nominales)



(1) Esta estimación incluye centros de transformación de media tensión.

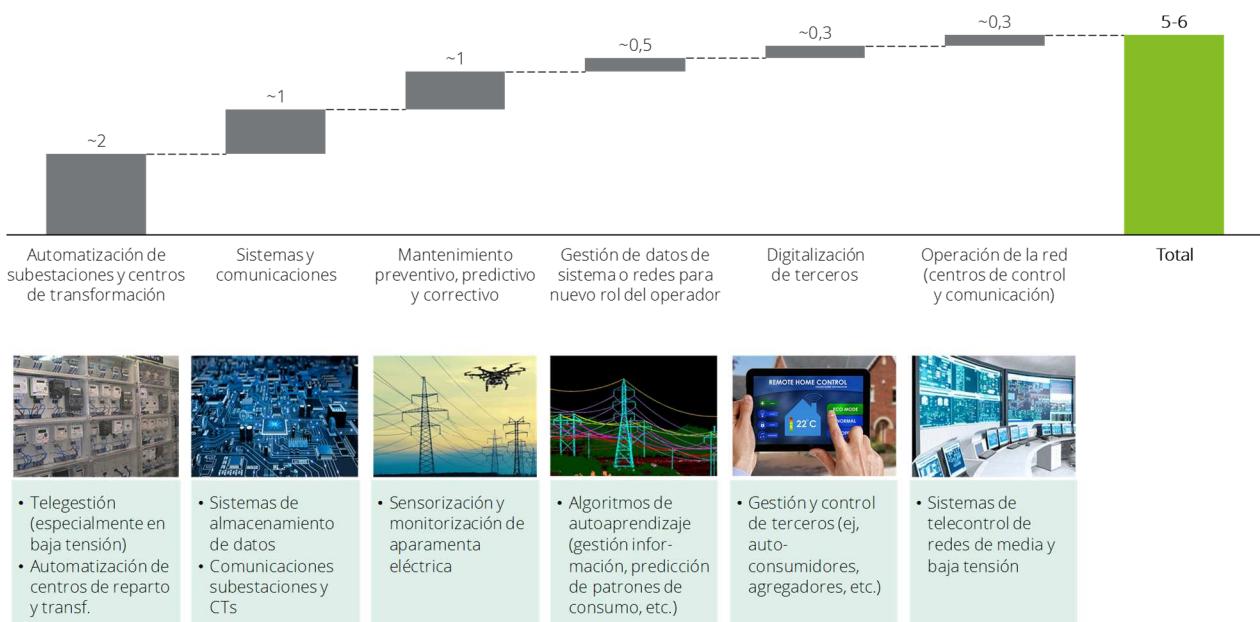
Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

El ~13% de la inversión total acumulada (5-6 miles de millones de €) debería ir destinado a **digitalización y automatización de la red**. El ~70% de dichas inversiones provienen de la automatización de subestaciones y centros de transformación, sistemas y comunicaciones, y mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo (ver Cuadro 25). Se espera que una parte significativa de las inversiones en digitalización se realice en los próximos

años, permitiendo dar respuesta a los retos que tienen los operadores – por ejemplo, desequilibrios en la red, sobretensiones locales, integración de recursos distribuidos, garantizar la operación con un % elevado de inyecciones de generación intermitente, garantizar la participación activa de la demanda – y optimizar una parte significativa de las inversiones de la transición energética.

Cuadro 25: Desglose de inversión en digitalización acumulada entre 2017 y 2030

(Miles de millones de € nominales)



Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

Las inversiones en redes estimadas para el período 2017-2030 están en línea con las inversiones históricas y por debajo de los límites regulatorios

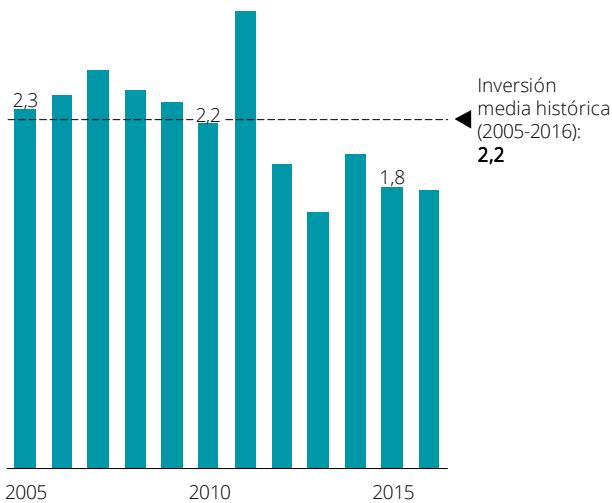
Las inversiones en el periodo 2017-2030 estarían entre 2 y 2,4 miles de millones de € anuales, en **línea con el nivel de inversiones históricas** (~2,2 miles de millones de € por año en el periodo 2005-2016) (ver Cuadro 26). Las inversiones históricas de los últimos 4-5 años están en el entorno de 1,7-1,9 miles de millones de € anuales, en línea con los primeros años del horizonte previsto. Las inversiones del periodo 2017-2030 se incrementarían en los últimos años hasta llegar a niveles de inversión cercanos a los que hubo en los años previos a la crisis económica³⁸.

La regulación estipula que, año a año, las inversiones de transporte deben estar por debajo del 0,065% del PIB (sin incluir proyectos singulares) y las inversiones de distribución por debajo de 0,13% del PIB³⁹.

Este volumen de inversiones previsto no supera los **límites de inversión** estipulados en la regulación (dejando, en promedio, aproximadamente un 25% de margen hasta el límite estipulado en la regulación, proyectado para el periodo 2017-2030), tanto para la actividad de transporte como la de distribución, lo que garantiza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.

La estimación del límite se ha realizado proyectando el crecimiento anual del PIB real en el entorno del 1,5% en el periodo 2017-2030 (ver Cuadro 27).

Cuadro 26:
Inversiones netas históricas realizadas por los operadores de redes en España
(Miles de millones de €⁽¹⁾ nominales)



Inversiones netas estimadas a realizar por los operadores de redes en España hasta el año 2030
(Miles de millones de € nominales)



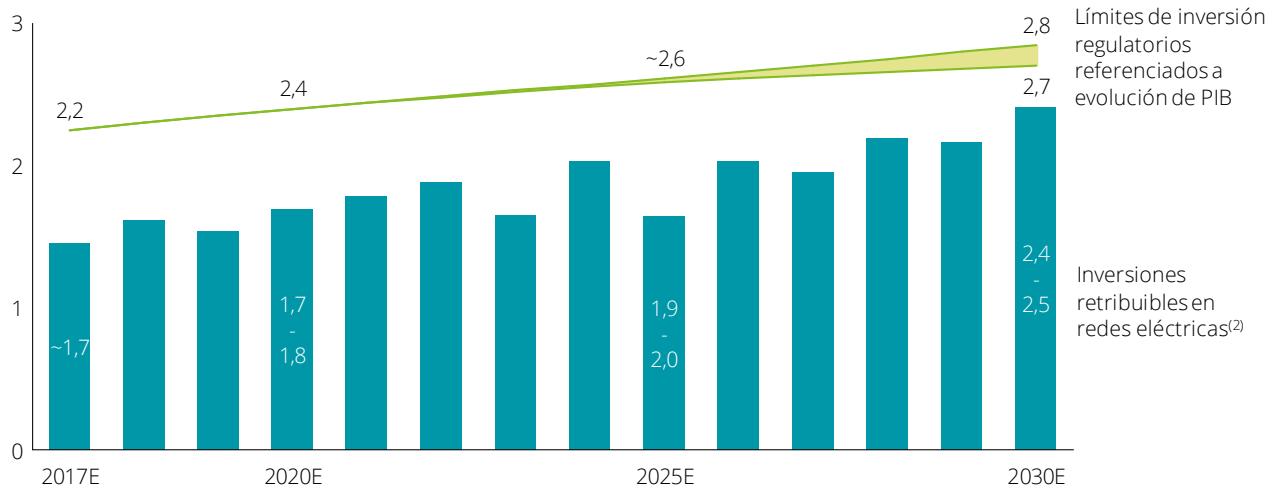
(1) Incluye centros de transformación de media tensión.

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

³⁸ La gran variabilidad de las inversiones anuales se debe, en parte, a que la contabilización de las interconexiones se realiza en el año de puesta en marcha, no a lo largo del periodo temporal de la instalación de los activos.

³⁹ Distribución (RD 1048/2013): "El volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar al 0,13 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n"; Transporte (RD 1047/2013): "El volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n".

Cuadro 27: Comparativa de inversiones anuales retribuibles respecto al límite referenciado a la evolución del PIB español⁽¹⁾
(Miles de millones de €⁽²⁾ nominales)



(1) Crecimiento de PIB 2017 – 2020: estimaciones de BCE. Crecimiento medio de PIB real 2021 – 2030: 1,2% - 1,7% anual.

(2) No incluye inversiones de proyectos singulares.

Fuente: BOE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.



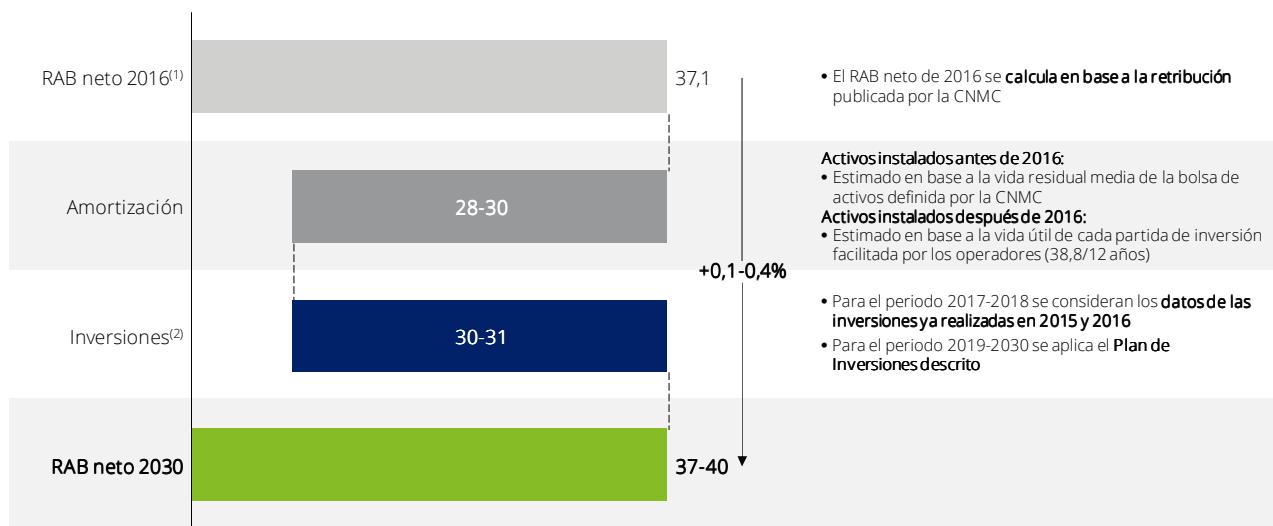
El RAB (Regulatory Asset Base)⁴⁰ refleja el valor neto (descontadas las amortizaciones) de la base de activos de los operadores de redes. Este activo regulatorio es utilizado por los reguladores de los distintos países, ya que sirve como base para definir la retribución de las actividades reguladas.

Para estimar la evolución del RAB neto es necesario tener en cuenta la inversión (que incrementa el RAB en el valor reconocido de los activos) y la amortización (reduce el RAB a lo largo de la vida útil residual regulatoria). Se espera que la inversión crezca a un ritmo inferior al crecimiento de la demanda eléctrica debido a la digitalización y automatización de las redes y que la amortización aumente a lo largo del periodo regulatorio, debido a la creciente inversión en activos digitales cuya vida útil es inferior a la del resto de activos (~12 vs ~38,8). La inversión estimada en el periodo 2017-2030 (30-31 miles de millones de €, aplicando el factor de retardo⁴¹) se situaría en niveles similares a la amortización (28-30 miles de millones de €), lo que mantendría el **RAB neto prácticamente**

constante (ver Cuadro 28), en el rango de 37-40 miles de millones de €, a pesar del aumento significativo de demanda eléctrica. La evolución del RAB neto durante la transición energética es también una muestra del aumento de eficiencia procedente de la digitalización.

Las inversiones a realizar están dentro del límite establecido por la regulación y mantendrán el RAB neto de los activos de los operadores de redes prácticamente constante hasta 2030

Cuadro 28: Evolución del RAB neto en el periodo 2016-2030
(Miles de millones de € nominales)



(1) Calculado en base a la retribución financiera de 2016.

(2) Se considera que las inversiones se incluyen en el RAB dos años después de su puesta en marcha, aplicando un factor de retardo al valor de las mismas, calculado en base a la regulación vigente como $(1+Tasa\ de\ Retribución\ Financiera)^{1,5}$.

Fuente: CNMC; UNESA; operadores de red; análisis Monitor Deloitte.

⁴⁰ Base de Activos Regulatoria para el negocio de redes.

⁴¹ Según la regulación, el factor de retardo se aplica para recoger en la retribución el coste financiero por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de las instalaciones puestas en servicio con respecto al inicio de devengo de la retribución por inversión.

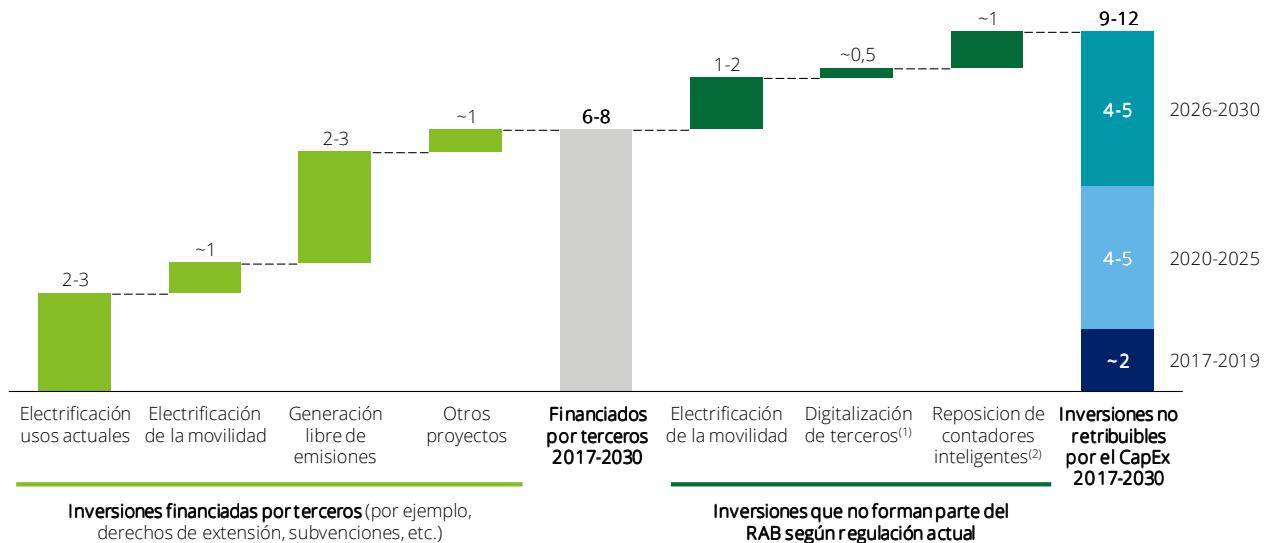
Serían necesarios entre 9 y 12 miles de millones de € de inversiones adicionales, dando un total de entre 38 y 46 miles de millones de € de inversiones asociadas a las redes

Adicionalmente a las inversiones en redes realizadas por los operadores, se necesitarían entre **6 y 8 miles de millones de €** (0,4-0,6 miles de millones de € anuales)

para activos de red que serían **financiados por terceros** (derechos de extensión y cesiones) y entre **3 y 4 miles de millones de €** (0,2-0,3 miles de millones de € anuales) de inversiones que **no formarían parte del RAB de los operadores de redes** de acuerdo a la regulación actual – por ejemplo, postes y acometidas para carga de vehículos eléctricos, instalaciones de *cold ironing* en puertos (ver Cuadro 29).

Cuadro 29: Desglose de inversiones en instalaciones financiadas por terceros o que no forman parte del RAB de los operadores de redes

(Miles de millones de € nominales)



(1) Incluye equipos para conectar con los elementos de control, comunicación y medida de los operadores de redes.

(2) Se estima que antes de 2030 será necesario reponer entre el 70% y el 100% del parque de contadores inteligentes.

Fuente: BOE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

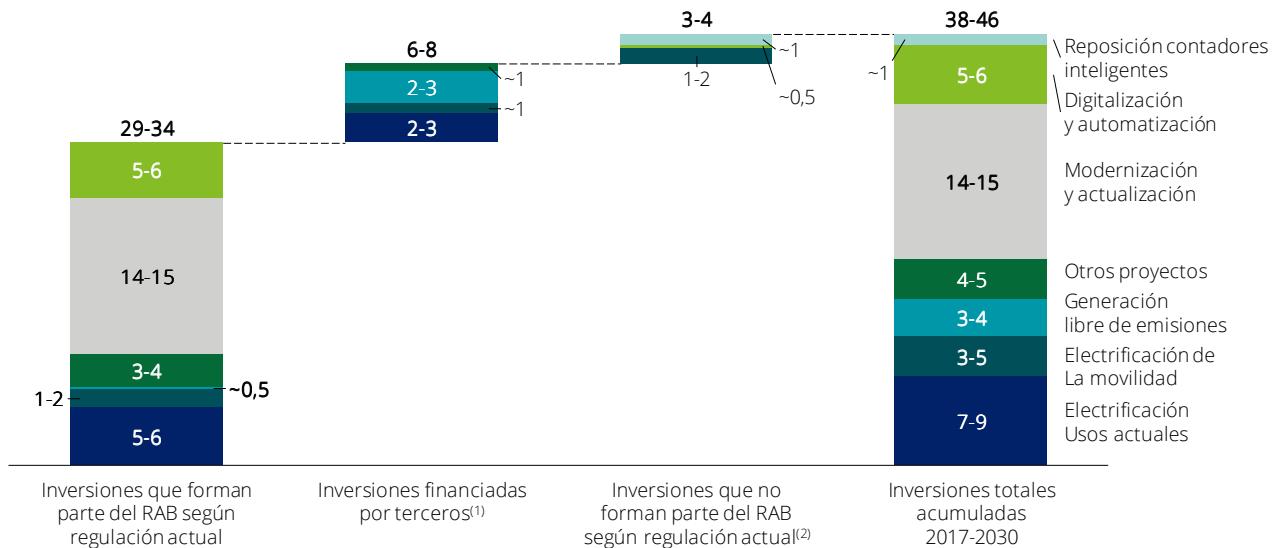
Más del **70% de las inversiones financiadas por terceros o que no forman parte del RAB** de los operadores de redes proviene de la electrificación de usos actuales, la **electrificación de la movilidad y la generación libre de emisiones**. Los 2-3 miles de millones de € adicionales de electrificación de usos actuales es la parte financiada por terceros como derechos de extensión (en media un 30% del total de la inversión en esa partida). La inversión adicional (2-3 miles de millones de €) en electrificación de la movilidad se debe en parte a activos que no forman parte actualmente del RAB (por ejemplo, electrolineras, postes) y en parte a derechos de extensión (por ejemplo, acometidas para carga de vehículos eléctricos, para instalaciones de *cold ironing* en puertos). Por último, serían necesarios 2-3 miles de millones de € correspondientes al coste de las líneas de evacuación que financiarían los propietarios/promotores de los parques de generación.

Si se tienen en cuenta las inversiones que tendrían que realizar los operadores y las inversiones adicionales (financiadas por terceros o que hoy no forman parte del RAB de acuerdo a la regulación actual), deberían invertirse entre **38 y 46 miles de millones de €** en el despliegue y mejora de redes eléctricas hasta el año 2030 (ver Cuadro 30).

La **Agencia Internacional de la Energía** estimó en 2014 las inversiones necesarias para adaptar las redes eléctricas de la Unión Europea a la transición energética entre 2014 y 2035. Si se ajustan dichas inversiones al periodo temporal de este análisis (2017-2030) y a la dimensión del sector eléctrico español (en base a su porcentaje de demanda sobre el total de la UE), se obtiene una inversión aproximada de **35-38 miles de millones de €**. Dicha cifra está **en línea con la estimación realizada en este estudio** (38-46 miles de millones de €).

Cuadro 30: Inversiones totales en redes eléctricas acumuladas en el período 2017-2030

(Miles de millones de € nominales)



(1) Parte de las inversiones en redes financiadas por terceros que incluyen los derechos de extensión, acometida, acceso, cesiones, etc.

(2) Postes de recarga (incluyendo acometida) en vía pública y en electrolineras, nuevas conexiones en puertos e inversiones en digitalización de datos y digitalización de terceros.

Fuente: BOE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

Una tasa de retribución financiera del 7% es una rentabilidad adecuada que refleja los costes de capital y permitiría realizar las inversiones en redes necesarias para la transición energética

Los criterios fijados por la legislación para la definición del diferencial son: el coste de financiación, una retribución adecuada y las necesidades de inversión

La regulación española remunera a las actividades de transporte y distribución según los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al **mínimo coste para el sistema eléctrico** (RD 1047/2013 y al RD 1048/2013) y al concepto de rentabilidad razonable introducido en la reforma del sector en 2013.

Los actuales modelos retributivos de redes en España establecen la retribución a partir de una base regulatoria de activos⁴², incrementada anualmente por las unidades físicas puestas en explotación.

Como en la práctica totalidad de los esquemas regulatorios de redes, se determina una **retribución a la inversión** (obtenida como la suma de la retribución de la amortización de los activos⁴³ y de la retribución financiera), y una **retribución correspondiente a los costes de explotación⁴⁴**, tanto los de operación y mantenimiento como, en su caso, otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad⁴⁵ (medida, facturación, planificación, atención a los clientes, etc.).

La **retribución financiera** se obtiene a partir del valor neto⁴⁶ de la base regulatoria de activos, aplicando una **tasa de retribución financiera** que, como establece la Ley 24/2013, está referenciada al rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años, incrementado en un **diferencial** adecuado para una actividad de bajo riesgo; para el primer período regulatorio la tasa de retribución fue fijada en el 6,503%, como suma del tipo de las Obligaciones del Estado a 10 años del 4,5% más 200 puntos básicos de diferencial.

⁴² Unidades físicas (líneas, transformadores, posiciones, etc.) en explotación, valoradas económicamente a coste de reposición según unos valores unitarios de inversión definidos en la normativa, y ajustadas con un coeficiente de eficiencia, y un factor que considera la parte de la inversión que ha sido costeada por terceros.

⁴³ Obtenida dividiendo el valor de la base regulatoria de activos entre los años de vida útil total (40 años para la mayor parte de los activos).

⁴⁴ Obtenida a partir de una serie de valores unitarios y factores que consideran la competencia referencial entre empresas.

⁴⁵ Sólo aplica al sector de distribución.

⁴⁶ Calculado como el valor bruto de la base regulatoria de activos multiplicado por el cociente de la vida residual (se obtiene a partir de los datos contables) y la vida útil total.

La legislación establece que los criterios para la determinación de la tasa de retribución financiera son: 1) el **coste de financiación** de los operadores de redes comparables eficientes y bien gestionadas en España y la Unión Europea; 2) la **retribución adecuada** para una actividad de bajo riesgo, considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española; y 3) las **necesidades de inversión** del siguiente periodo regulatorio. De esta forma, la retribución a percibir por los operadores de redes es clara, estable y predecible, aportando visibilidad a los operadores de redes y a sus accionistas sobre sus ingresos regulados.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) debe fijar en 2019 la tasa de retribución financiera para el próximo periodo regulatorio (2020-2025); este segundo periodo regulatorio es crucial para fijar el rumbo de la transición energética del sector eléctrico español y, consecuentemente, facilitar el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Unión Europea. Las decisiones tomadas condicionarán los períodos venideros y darán una clara señal para todos los agentes, generando, en su caso, la estabilidad necesaria.

En este contexto, y como sucede en todos los esquemas regulatorios de los países de nuestro entorno, es necesario que el MINETAD defina una tasa de retribución financiera que responda al coste de financiación de las empresas, proporcione una rentabilidad adecuada asociada al riesgo de la actividad e incentive que los operadores de redes acometan las inversiones necesarias para la transición del modelo energético y la modernización y digitalización de las redes actuales.

Los analistas estiman que el coste de capital (WACC) antes de impuestos de las compañías de redes en España está en un 7%

Existen diversos métodos para calcular el coste de financiación de una actividad. Tal y como recomienda⁴⁷ el Council of European Energy Regulators (CEER), **es necesario que los operadores dispongan de los recursos financieros suficientes para operar eficientemente sus activos**, y que estos sean retribuidos según un coste de capital transparente que refleje la situación del mercado y las características de la actividad. **El método preferido⁴⁸ para fijar la retribución de los activos por la práctica totalidad de los reguladores europeos es el conocido como WACC (Weighted Average Cost of Capital).**

Para el cálculo de la **rentabilidad exigida por los accionistas**, o coste de los recursos propios, el método más utilizado es el CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que obtiene ésta como suma de la tasa libre de riesgo⁴⁹ y la rentabilidad adicional sobre el activo sin riesgo que exigen o esperan los accionistas⁵⁰ multiplicada por la β (Beta) del activo (que representa la sensibilidad de dicho negocio a la volatilidad del mercado -riesgo sistemático o no diversificable). Por su parte, la tasa libre de riesgo se obtiene a partir del tipo de la deuda soberana, proyectando dicho valor al periodo deseado, teniendo en cuenta tanto el histórico como la evolución prevista de los riesgos macroeconómicos.

El método preferido para fijar la retribución de los activos por la práctica totalidad de los reguladores europeos es el WACC

⁴⁷ Según consulta de enero de 2017 de CEER “*Incentives Schemes for regulating DSOs, including for Innovation*”.

⁴⁸ Según estudio de diciembre de 2017 de CEER “*Investment Conditions in European Countries*”.

⁴⁹ Incluye el riesgo país.

⁵⁰ Puede estimarse como la rentabilidad esperada del capital sobre un activo frente a la rentabilidad del activo libre de riesgo. Se calcula con un análisis estadístico de las cotizaciones en los mercados financieros observadas para dicho activo respecto a las cotizaciones de un activo libre de riesgo (deuda soberana).

El coste de la deuda se puede estimar como la suma de la tasa libre de riesgo esperada más una prima de riesgo de la deuda esperada. La prima de riesgo de la deuda para una determinada empresa depende de la capacidad de financiación de la empresa (su acceso a los mercados de deuda en función de su calidad crediticia) y de la situación de los mercados financieros.

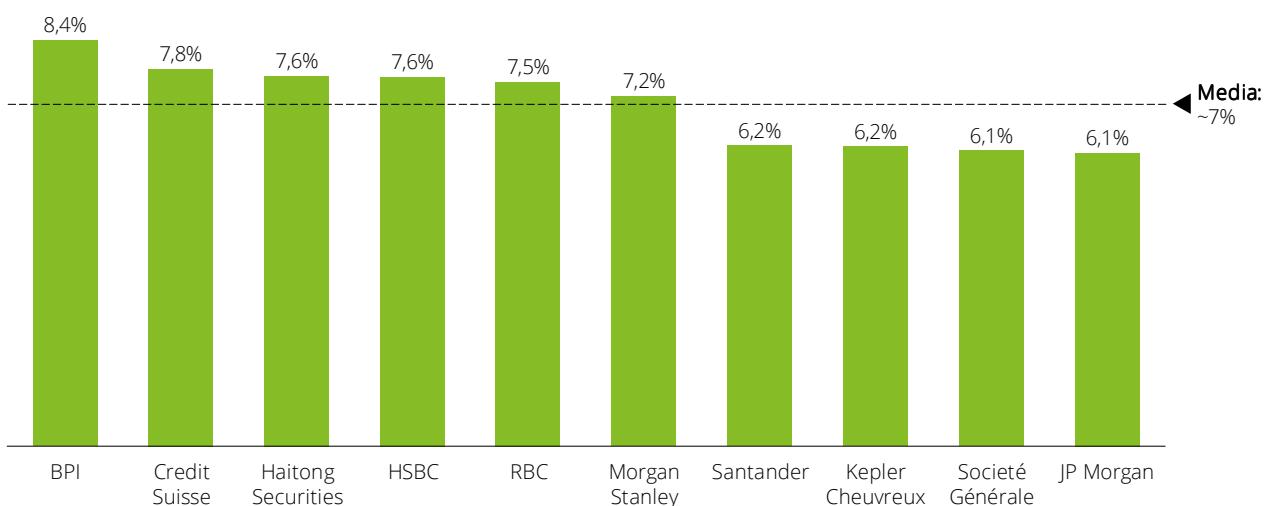
Los analistas financieros estiman regularmente el **WACC** de las distintas empresas; para las actividades de transporte y distribución eléctrica **en España** en 2017 la media de las estimaciones de los analistas⁵¹, se sitúa en el **entorno del 7%** (nominal antes de impuestos) (ver Cuadro 31).

El diferencial con la deuda soberana de estas actividades en los países de nuestro entorno es de 490 ppbb

La legislación española establece que la retribución de las actividades de redes tiene que ser la adecuada para una actividad de bajo riesgo, utilizando como referencia el coste de financiación de los operadores de redes comparables, eficientes y bien gestionadas en nuestro entorno.

El coste de capital (equivalente al coste de financiación) de los operadores de redes de transporte y distribución eléctrica en España se sitúa en un 7% según los analistas financieros

Cuadro 31: Coste de capital (WACC nominal antes de impuestos) estimado por analistas financieros para las actividades de transporte y distribución eléctrica en España en 2017



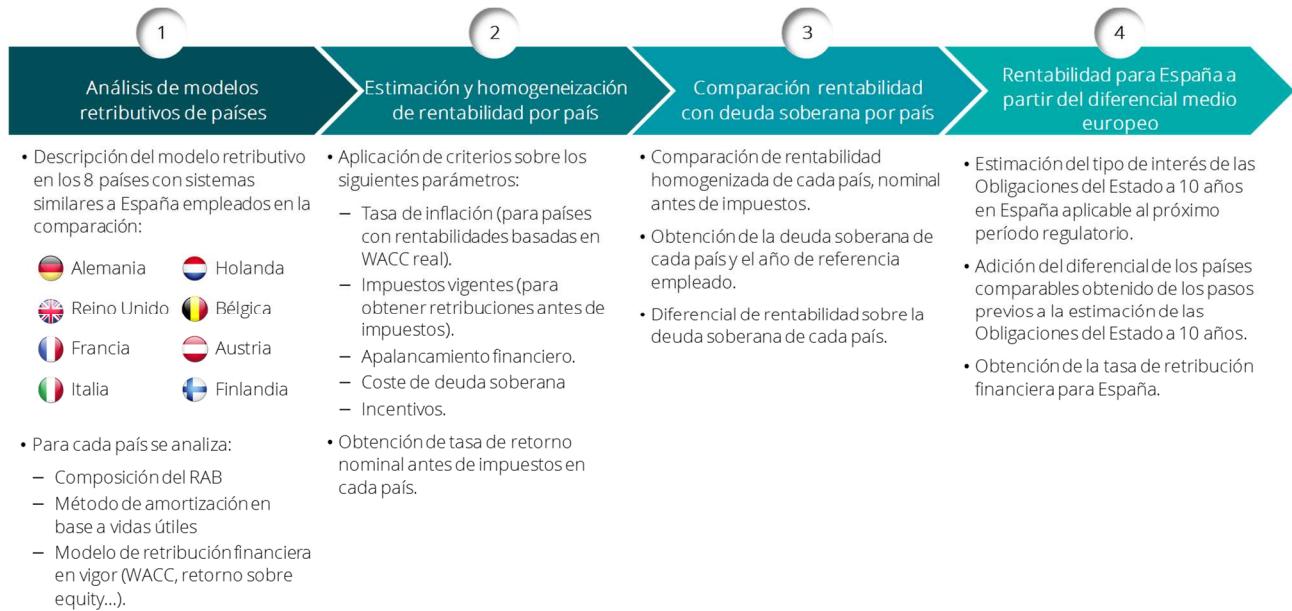
Fuente: informes de analistas; análisis Monitor Deloitte.

⁵¹ BPI, Credit Suisse, Haitong, HSBC, RBC, Morgan Stanley, Banco Santander, Kepler Cheuvreux, Société Générale y J.P. Morgan.

Se ha realizado una estimación del diferencial entre la retribución de las actividades de redes en varios países de la Unión Europea (Alemania, Reino Unido, Francia,

Italia, Holanda, Bélgica, Austria y Finlandia) y el tipo de interés de la deuda soberana en dichos países. (ver Cuadro 32).

Cuadro 32: Esquema empleado para estimar el diferencial de cada país



1. Análisis de modelos retributivos⁵² de países comparables

Se han analizado los modelos retributivos de los países seleccionados para entender cada uno de los componentes que influyen en la rentabilidad de las inversiones en activos de redes (ver Cuadro 33):

- La retribución vigente en el **Reino Unido** está basada en un modelo *revenue cap*⁵³. La regulación retribuye el Totex de las empresas (suma de Capex⁵⁴ y Opex⁵⁵), definido por el regulador a partir de la proporción de Capex y Opex de una empresa gestionada de manera eficiente. El sistema retribuye

la amortización de los activos hasta 2015 usando una vida útil de 20 años y, a partir de 2015, una vida útil de 45. En cuanto a la retribución financiera, se emplea una tasa basada en el *Vanilla WACC*⁵⁶ real, que actualmente es 4,2% para la actividad de transporte y 3,6% para la actividad de distribución.

Cuadro 33: Comparativa de modelos retributivos de países seleccionados para la actividad de distribución

País	Marco regulatorio	RAB		Tasa Retributiva		
		Composición	Actualización de activos ⁽¹⁾	Definición	Tasa	Año última actualización tasa
Alemania 	<i>Revenue cap</i> con incentivos	Activos fijos en servicio		<ul style="list-style-type: none"> Retorno exigido por accionistas Coste deuda 	4,41%	2016
Reino Unido 	<i>Revenue cap</i> basado en tasa retributiva con incentivos	Activos fijos en servicio y en curso		<ul style="list-style-type: none"> <i>Vanilla WACC</i> real (<i>equity</i> después de impuestos) 	3,59%	2015; coste deuda anual
Francia 	Revenue cap basado en incentivos con <i>pass-through</i> de costes	Activos fijos en servicio y en curso		<ul style="list-style-type: none"> Formulación <i>ad-hoc</i> (nominal antes de impuestos) 	6,10%	2016
Italia 	Price Cap (Opex) combinado con tasa retributiva (Capex)	Activos fijos en servicio, en curso y el capital circulante		<ul style="list-style-type: none"> <i>WACC</i> real antes de impuestos 	5,6%	2015
Holanda 	<i>Revenue cap</i>	Activos fijos en servicio		<ul style="list-style-type: none"> <i>WACC</i> real antes de impuestos 	3,0%	2017
Bélgica 	<i>Revenue cap</i>	Activos fijos, capital circulante (en función de la región), en curso		<ul style="list-style-type: none"> <i>Vanilla WACC</i> nominal (<i>equity</i> después de impuestos) 	5,0%	2017
Austria 	<i>Price cap</i>	Activos fijos en servicio, en curso		<ul style="list-style-type: none"> <i>WACC</i> nominal antes de impuestos 	6,4%	2014
Finlandia 	<i>Revenue cap</i>	Activos fijos, capital en curso y circulante		<ul style="list-style-type: none"> <i>WACC</i> nominal antes de impuestos 	6,2%	2017

(1) En el caso de Alemania, la regulación recoge la posibilidad de actualización de los activos, pero en la práctica ésta no se ha llevado a cabo.

Fuente: regulación de cada país, CEER, análisis Monitor Deloitte.

⁵² Tipo de modelo retributivo (*revenue cap*, *price cap* o *rate-of-return*) mostrado en este capítulo según informe "CEER Report on Investment Conditions in European Countries" de diciembre de 2017.

⁵³ Modelo retributivo en el que el regulador ajusta los ingresos regulados de los operadores en función de la inflación de la economía y la capacidad para generar eficiencias.

⁵⁴ Acrónimo de *Capital Expenditure*. Hace referencia a los costes de inversión.

⁵⁵ Acrónimo de *Operating Expenditure*. Hace referencia a los costes operativos que una empresa tiene en el desempeño normal de su operación.

⁵⁶ WACC estimado con el coste de la deuda antes de impuestos y el retorno exigido por los accionistas después de impuestos.

- El modelo retributivo en **Francia** está basado en un esquema del tipo *revenue cap* con *pass-through* de Opex. La retribución a la inversión se compone de una retribución por amortización del RAB y una retribución financiera sobre el RAB neto. La tasa de retribución financiera de aplicación **para la actividad de transporte se basa en el WACC nominal antes de impuestos de 6,125%**, mientras que en la actividad de distribución se define una metodología *ad-hoc* que resulta en una tasa de 6,10% nominal antes de impuestos.
- El modelo retributivo de **Italia** combina un modelo *price cap*⁵⁷ para el Opex y un modelo *rate-of-return* para el Capex (tanto para transporte, como para distribución). La retribución a la inversión se compone de una retribución por amortización del RAB y una retribución financiera sobre el RAB neto. Esta retribución financiera emplea una tasa basada en **el WACC real antes de impuestos, que es actualmente un 5,3% para el transporte y un 5,6% para la distribución**.
- El modelo retributivo en **Alemania** es del tipo *revenue cap*, y retribuye la amortización del RAB a partir de la vida útil contable de los activos. En cuanto a la retribución financiera, el regulador ha definido que se retribuya el 40% del Capex según una rentabilidad definida por el retorno exigido por los accionistas y el 60% al coste de la deuda. En el siguiente periodo regulatorio⁵⁸ (2019-2023), se ha eliminado el retardo retributivo de 3 años, y el regulador estimó el retorno exigido por los accionistas en un 5,1% antes de impuestos para activos anteriores a 2006 y un 6,9% antes de impuestos para activos posteriores a 2006, y el coste de la deuda en 2,7% antes de impuestos. Esto resulta en **una tasa de retribución de 4,4% antes de impuestos tanto para transporte como para distribución para el siguiente periodo regulatorio**.
- La regulación de **Holanda** establece un modelo de retribución *revenue cap*. La retribución financiera se calcula empleando el WACC real antes de impuestos, tanto para transporte como para distribución. En cuanto a la retribución de la amortización de los activos, se emplea una amortización lineal, corregida por la inflación con carácter anual.
- En **Bélgica**, la regulación establece un modelo *revenue cap* para todo el territorio, si bien el sistema de incentivos varía en función de la región del país (Flandes, Valonia, Bruselas). La retribución de la amortización de los activos se realiza mediante una amortización lineal de un 2-3% anual. En cuanto a la retribución financiera, **el sistema ofrece a los activos de transporte una retribución financiera después de impuestos para la proporción⁵⁹ del RAB financiada con recursos propios. Los activos de distribución se retribuyen empleando un Vanilla WACC en términos nominales**.
- La regulación en **Austria** establece un modelo de retribución *rate-of-return* para transporte y un modelo *price cap* para distribución. Para retribuir la amortización se emplea un modelo lineal con una amortización de 2,5%-4% anual de los valores contables de los activos. Para la retribución financiera se usa **el WACC nominal antes de impuestos tanto para los activos de transporte como para los de distribución**.
- En **Finlandia** la legislación vigente establece un modelo *revenue cap* cuyo actual periodo regulatorio comenzó a principios de 2016 y finalizará al final del año 2019. La retribución de la amortización se basa en la inflación anual y para la retribución financiera se emplea **WACC nominal antes de impuestos**, tanto para los activos transporte como para los de distribución.

⁵⁷ Modelo retributivo en el que el regulador ajusta el precio regulado del servicio en función de la inflación de la economía y la capacidad para generar eficiencias de los operadores.

⁵⁸ En el segundo periodo regulatorio (2014-2018) se estableció una rentabilidad exigida por el accionista del 7,14% antes de impuestos para activos anteriores a 2006, y el 9,05% antes de impuestos para activos posteriores a 2006. El coste de la deuda considerado es de 3,8% antes de impuestos.

⁵⁹ La estimación de la proporción es realizada por el regulador.

Los esquemas retributivos de los países seleccionados poseen una serie de características en común:

- La mayor parte de los países comparables analizados **actualiza los activos** que componen el RAB. Por el contrario, el modelo retributivo en vigor en España no actualiza los activos que componen la base de activos.
- Las **tasas de retribución financiera** se basan en una **tasa WACC** o en el retorno exigido por los accionistas (R_e) y un coste de la deuda (R_d); la forma de cálculo está establecida por el regulador de manera transparente.
- El cálculo de las **tasas de retribución financiera puede considerar periodos superiores a los 2 años**, para el establecimiento de la tasa libre de riesgo. Por ejemplo, en Alemania y Reino Unido se calcula la tasa libre de riesgo con el rendimiento medio de los últimos 10 años de los Bonos del Estado a 10 años.
- Aquellos países con periodos regulatorios largos, generalmente aquellos superiores a 4 años, consideran en el marco regulatorio un **mechanismo de actualización anual y/o revisión a lo largo del periodo de la tasa retributiva establecida**, a fin de trasladar la realidad macroeconómica a las actividades reguladas.
- La retribución de la mayor parte de los países analizados se basa en modelos *revenue cap*; estos modelos no están expuestos a riesgo de demanda y los **ingresos de los operadores de redes no dependen de la demanda real**. Tan solo los ingresos por ciertos incentivos podrían cambiar de forma indirecta por variaciones en la demanda. En cualquier caso, el análisis de los modelos regulatorios de otros países demuestra que **estos incentivos tienen un peso bajo en el total de ingresos**, siempre entre el 1% y 7%, y **el impacto de la demanda es muy inferior a esto. Estas variaciones también se producirían en ciertos incentivos del modelo retributivo español.**

- Si bien, en la mayor parte de los países se incluye la visión de la transición energética y de la digitalización de la actividad en su exposición de motivos, la mayoría de los modelos retributivos de redes **retribuyen todas las inversiones**, sin hacer diferencias en el tipo de inversiones. En algún caso, como Italia, hay una retribución específica para este tipo de activos.

2. Estimación y homogeneización de rentabilidad de cada país

A pesar de los elementos en común, la mayor dificultad de la comparación de los diferentes modelos retributivos es su heterogeneidad. Con el fin de comparar las diferentes retribuciones financieras y diferenciales sobre deuda, se ha analizado la rentabilidad de los modelos retributivos de cada país, estimándose la misma a través de una Tasa Interna de Retorno (TIR)⁶⁰ implícita en la retribución de los activos de redes. La TIR estimada trata de responder de forma homogénea a la rentabilidad que obtendría un inversor en activos de redes en cada país. Se han homogeneizado los modelos retributivos para llegar a una tasa de rentabilidad comparable con los siguientes criterios:

- La TIR se ha calculado en términos nominales. Para ello, se considera la **tasa de inflación** de cada país a 2016, calculada tomando la variación entre el cierre del ejercicio 2015 y el cierre del ejercicio 2016. A modo de ejemplo, en el caso del Reino Unido se ha empleado el *"Retail Price Index"* (RPI) ya que es el índice usado para actualizar el valor del RAB.
- La TIR se ha calculado antes de **impuestos**. Para cada país, se toman las tasas impositivas específicas vigentes correspondientes, para aquellos casos en el que la tasa de retribución financiera estuviese definida después de impuestos.
- En aquellos modelos retributivos basados en el WACC - por ejemplo, el modelo inglés y el italiano- se considera el **apalancamiento financiero** establecido en dichos países.

⁶⁰ La TIR es la tasa de descuento con la que el Valor Actual Neto de los flujos económicos correspondientes a un activo es igual a 0, y es una forma habitual de medir la rentabilidad.

- No se tienen en cuenta la existencia de **incentivos** en el modelo retributivo ya que en ninguno de los países analizados tenían un peso relevante en los ingresos de los operadores de redes.

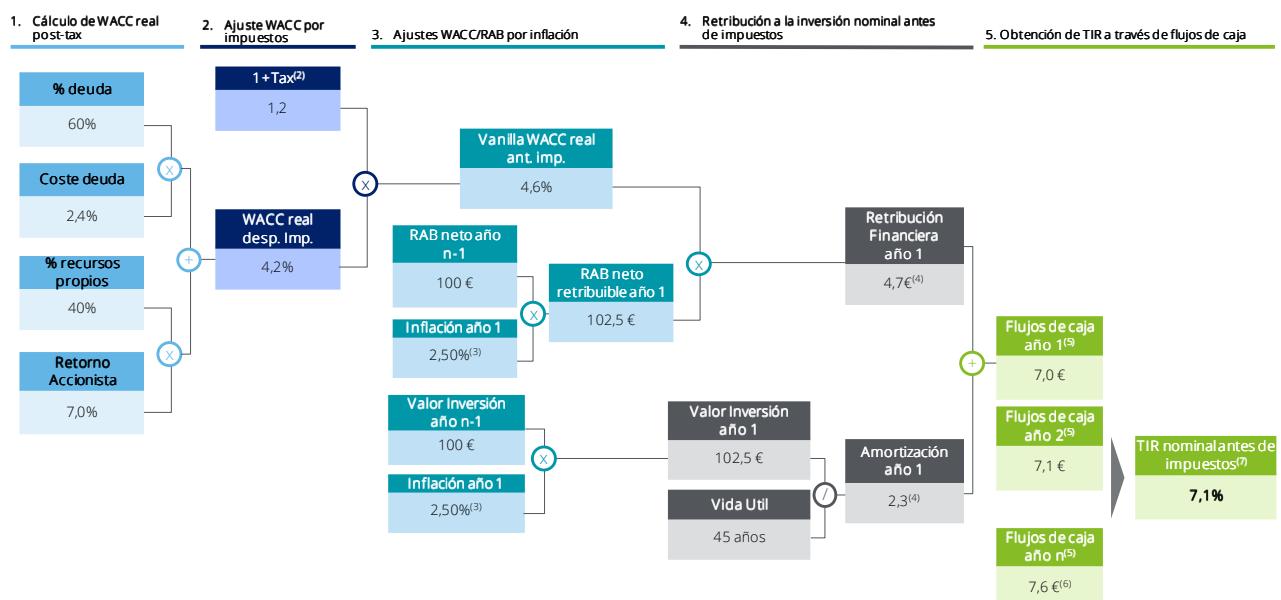
Para ilustrar el proceso de homogenización, en el caso de **Reino Unido** la rentabilidad se obtiene calculando los flujos de caja en base a la retribución a la inversión y otros ingresos (ver Cuadro 34). En cuanto a la retribución a la inversión se toma la retribución de la amortización previamente expuesta (lineal a 45 y 20 años en función de la puesta en marcha del activo), y una retribución financiera basada en el *Vanilla WACC*, cuyo valor se actualiza empleando el RPI de 2016. En cuanto a otros ingresos, se asume que el Opex es un *pass-through* (sin eficiencias para el operador de redes ni para el sistema) y se ignoran los incentivos. Finalmente, ya que el WACC empleado es después de impuestos, se suman los impuestos aplicables y se obtiene una TIR nominal antes de impuestos de 7,1% para el transporte y 6,5% para la distribución.

Tras realizar estas homogeneizaciones se obtiene una rentabilidad (TIR media nominal antes de impuestos) promedio para el conjunto de los países de aproximadamente 6%, sin diferencias significativas entre transporte y distribución.

3. Diferencial de la rentabilidad con el tipo de interés de la deuda soberana por país

La rentabilidad de la retribución de redes en los países de nuestro entorno no es comparable directamente a la de España, ya que cada país tiene un riesgo intrínseco que se refleja en su deuda soberana. Dado que el modelo español remunera en función de las Obligaciones del Estado a 10 años, se ha empleado esta misma variable (o una equiparable en términos del periodo temporal) para cada uno de los países considerados. Restando los tipos de las emisiones de deuda de los estados a la rentabilidad estimada previamente, se obtiene una **media de diferencial de 486 ppbb para la actividad de transporte y de 494 ppbb para la actividad de distribución** (ver Cuadros 35 y 36).

Cuadro 34: Estimación de rentabilidad (TIR) de transporte para Reino Unido⁽¹⁾



(1) Se realiza un ejercicio ilustrativo para una inversión equivalente a 100 unidades monetarias (100€).

(2) Al tratarse de un *Vanilla WACC* se aplica únicamente a la parte de la deuda del WACC. Impuesto de Sociedades del 20%.

(3) Se aplica el Retail Price Index. Datos medios diciembre-diciembre.

(4) Datos medios para el primer año de vida útil.

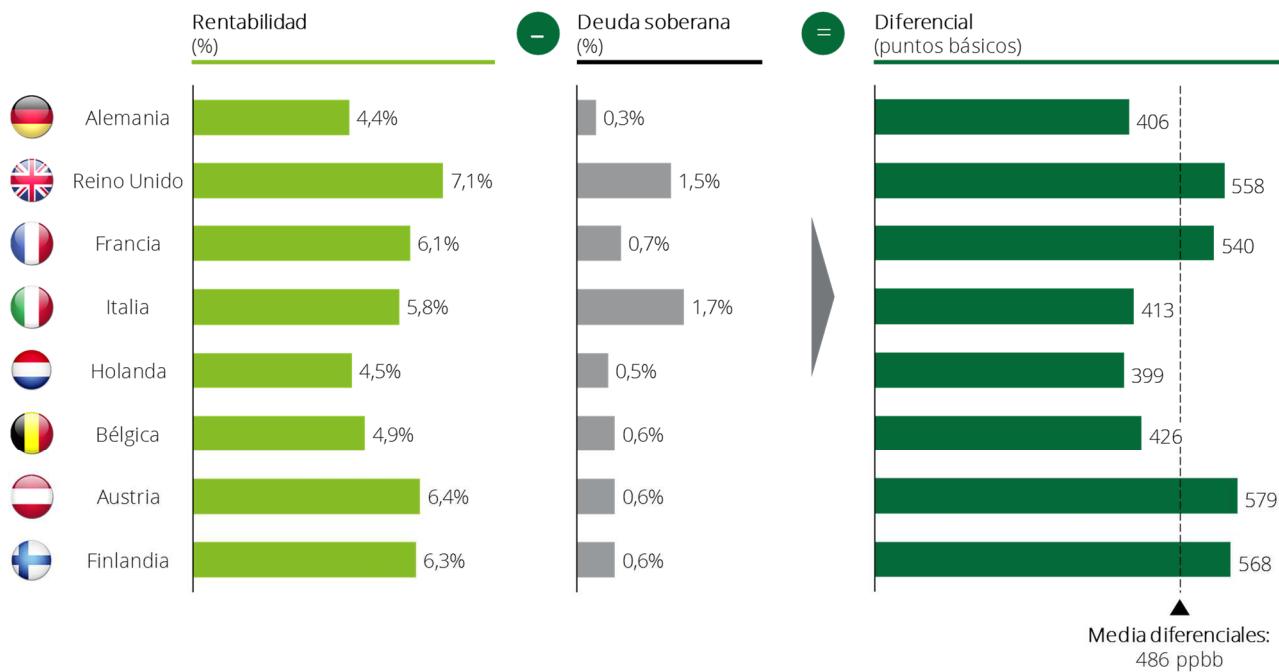
(5) Flujo de caja operacional para la inversión considerada de 100 unidades monetarias. Se considera un *pass-through* en el Opex y no incluye incentivos.

(6) Flujo de caja medio para los 45 años de vida útil del activo.

(7) TIR calculada para los 45 años de amortización del activo.

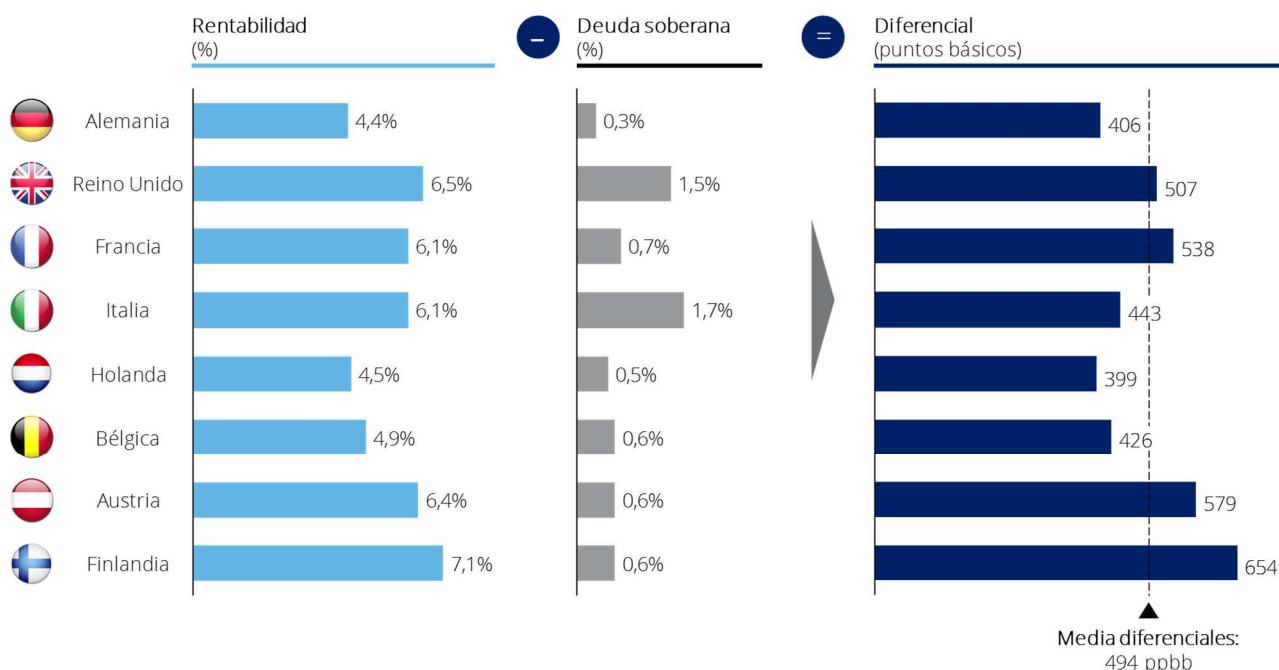
Fuente: regulación Reino Unido; análisis Monitor Deloitte.

Cuadro 35: Rentabilidad, deuda soberana y diferencial de la deuda sobre la rentabilidad para la actividad de transporte



Fuente: regulación de cada país, CEER, análisis Monitor Deloitte.

Cuadro 36: Rentabilidad, deuda soberana y diferencial de la deuda sobre la rentabilidad para la actividad de distribución



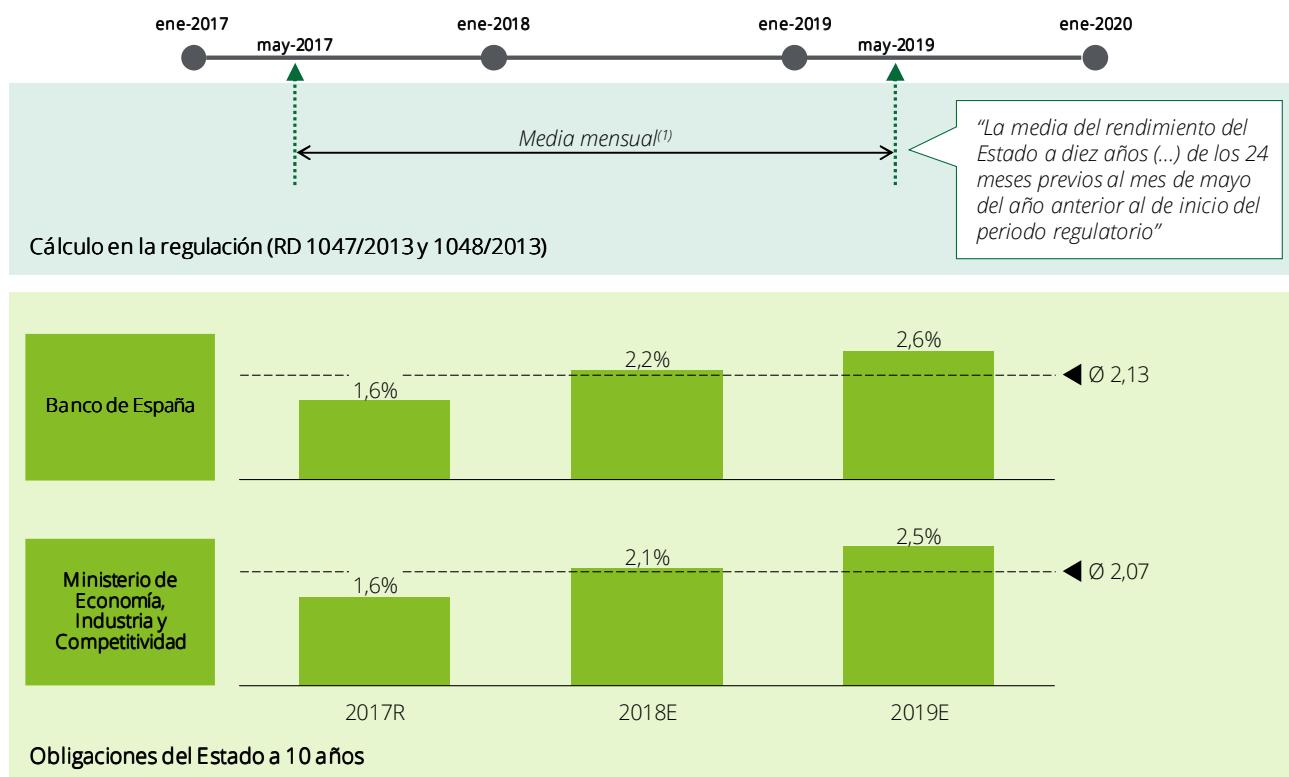
Fuente: regulación de cada país, CEER, análisis Monitor Deloitte.

4. Rentabilidad razonable para las redes en España a partir del diferencial utilizado en Europa

La normativa española⁶¹ establece que, para la determinación del tipo de la deuda soberana de un periodo regulatorio, se tomará el rendimiento de las "Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial". El tipo de deuda pública española en el periodo mayo 2017 - mayo 2019, que sería relevante para la estimación de la tasa que aplicaría en el periodo regulatorio que empieza en 2020, es del 2,1% (ver Cuadro 37). La suma del diferencial medio de los países comparables (~490 ppbb) sobre la deuda soberana en España, resulta en una tasa de retribución financiera de 7%.

La suma del diferencial medio de los países comparables (~490 ppbb) sobre la deuda soberana en España resulta en una tasa de retribución financiera de 7%

Cuadro 37: Estimación del tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años en España aplicable al próximo periodo regulatorio



(1) Desde el punto medio de mayo 2017 al punto medio de mayo 2019.

Fuentes: Comisión Europea; Banco Central Europeo; Banco de España; Ministerio de Economía, Industria y Competitividad; análisis Monitor Deloitte.

⁶¹ La Ley del Sector Eléctrico y los reales decretos de transporte y distribución, 1047/2013 y 1048/2013.

El análisis anterior ha estudiado la rentabilidad en los países de nuestro entorno, pero muchas de las empresas que operan redes en España, también tienen negocios de redes en áreas que no pertenecen a la Unión Europea, como Latinoamérica o Estados Unidos. En dichos países los diferenciales sobre la deuda soberana son todavía mayores:

- **Chile** posee un modelo retributivo que estima las inversiones en función de una comparativa de los valores unitarios de las inversiones (por tipo de instalación) en períodos anteriores y de precios de mercado actuales. Los costes son estimados tomando como referencia los costes de la compañía más eficiente. A las inversiones y costes se les añade una retribución que cubra el coste que les supone las pérdidas del sistema⁶² a los operadores de redes. La suma de las tres retribuciones ofrece un **diferencial en el sector de transporte y distribución de Chile de 861 ppbb**, en un mercado con una regulación con un nivel de seguridad jurídica significativo.
- La retribución del sistema de redes eléctricas de **Nueva York** se caracteriza porque la base de activos (RAB) reconocidos por el regulador se

segmenta entre capital y deuda a los que se asignan distintas retribuciones (retorno exigido por los accionistas y coste de deuda). A esta retribución por inversión se le añaden los costes del servicio y se obtiene una TIR de 7,21% después de impuestos. Ajustando dicha TIR a antes de impuestos y restándole el bono soberano de Estados Unidos a 10 años se obtiene un **diferencial de 757 ppbb**.

El nivel de internacionalización de las empresas presentes en España junto con la flexibilidad de los mercados financieros, permiten que los operadores de redes tengan la opción de priorizar otros mercados con mayor rentabilidad, si la tasa que se fijase finalmente para España no fuese lo suficientemente competitiva para atraer capital.

Dadas las necesidades de inversión descritas, la retribución de otros países de nuestro entorno y el coste de capital de la actividad, una tasa de retribución financiera de 7% resulta razonable

La propuesta de tasa de retribución debe responder al coste de capital (WACC) de los operadores de redes y a la retribución de esta actividad en otros países de nuestro entorno.



⁶² Dentro de los costes operativos a los operadores solo se les retribuye la electricidad consumida por clientes, sin incluir el coste de las pérdidas. Por ello, a los costes operativos se les añaden los costes correspondientes a las pérdidas.

Los principales analistas sitúan en un **7% el coste de capital** para las actividades de transporte y distribución eléctrica en España a partir de sus estimaciones del WACC (nominal antes de impuestos).

La comparativa internacional de la rentabilidad de las **actividades de transporte y distribución** indica que **hay 490 ppbb de diferencial entre la rentabilidad regulatoria y la deuda pública en países comparables de la Unión Europea**. Si se añaden los 490 ppbb a los 210 ppbb de las Obligaciones del Estado a 10 años⁶³ (la media de 2017, 2018 y 2019) se obtiene también un 7%. Dicha tasa permitiría que los accionistas recuperen el capital invertido y obtuvieran la rentabilidad esperada para una actividad de bajo riesgo, en línea con la rentabilidad de estas actividades en otros países. Dicho incremento de tasa reflejaría una revisión al alza para que los operadores de redes obtengan una retribución adecuada que esté alineada con su coste de capital (WACC).

Las necesidades de inversión durante el segundo periodo regulatorio, sobre todo en equipos digitales y modernización, precisan de una rentabilidad adecuada.

Estas inversiones se caracterizan por tener un periodo de amortización inferior a los actuales, lo que aumenta el riesgo ante potenciales ajustes en la retribución financiera ya que dichos activos obtendrían una parte considerable de su rendimiento en el siguiente periodo regulatorio. La definición de una rentabilidad adecuada ofrecería un incentivo a los operadores para realizar dichas inversiones, que son fundamentales para seguir incrementando la eficiencia de la actividad y hacer frente a la transición energética.

Hay que señalar que el coste de capital (WACC) en los países europeos analizados (ver Cuadro 38) es inferior al coste de capital (WACC nominal antes de impuestos) de los operadores de redes españoles, de acuerdo a los analistas (7%). Esto es debido, entre cosas, a que las compañías operan en países con un menor riesgo (según su deuda soberana en relación a España) y al propio riesgo de la actividad en España, lo que lleva a los inversores a solicitar una retribución de cerca de 100 ppbb más que en los países comparables. Esto sería coherente con la definición para España de una tasa de retribución financiera superior a la de los países analizados.

Cuadro 38: WACC nominal antes de impuestos en transporte y distribución⁽¹⁾



(1) Realizado para compañías representativas de la actividad de redes. Alemania: Innogy Reino Unido: National Grid, SSE, Electricity North West; Francia: Enedis; Italia: Terna Rete Elettrica Nazionale SPA, A2A SPA; Holanda: Tennet, Enexis; Austria: Verbund; Finlandia: Fingrid, Elenia.

Fuente: Bloomberg; informes de analistas; análisis Monitor Deloitte.

⁶³ Media española de la previsión del Banco de España de las Obligaciones del Estado a 10 años (2,1%, media de los años 2017, 2018 y 2019).

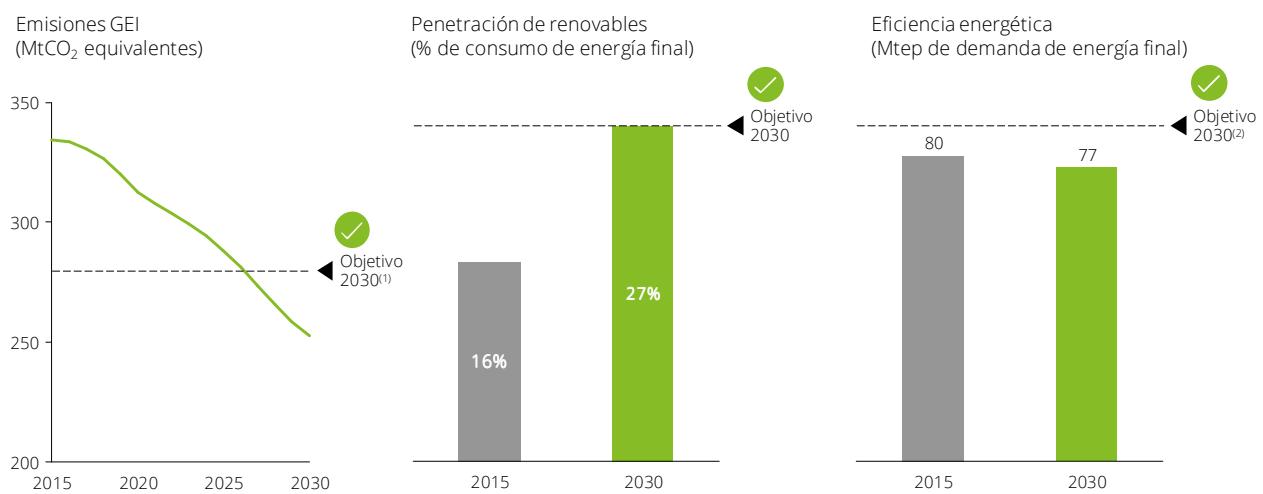
El desarrollo de las redes eléctricas tiene beneficios para el consumidor y para la sociedad

La inversión en la transformación de las redes facilitará a España la consecución de los objetivos medioambientales

Un escenario de alta electrificación⁶⁴, incluyendo las inversiones en redes asociadas, permite el cumplimiento de los objetivos medioambientales (emisiones de gases de efecto invernadero, renovables sobre demanda de energía final y eficiencia energética) a 2030 (ver Cuadro 39):

- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** contribuyen a cumplir los objetivos de emisiones ETS y no-ETS a 2030, al facilitar la electrificación y el desarrollo de las renovables, incluyendo el objetivo UE del 43% para ETS y el objetivo recientemente asumido por el Gobierno español del 26% para no ETS, ambos frente a 2005.

Cuadro 39: Cumplimiento de los distintos objetivos medioambientales de la Unión Europea



- (1) Se cumplen los objetivos de emisiones ETS (objetivo asumido por el Gobierno de España del 26% frente al año 2005) y no-ETS a 2030 (objetivo UE 43% frente al año 2005).
(2) Tendencial de demanda de energía final sobre el que se analiza el cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética.

Fuente: Comisión Europea, MAGRAMA, IDAE, análisis Monitor Deloitte.

⁶⁴ Los datos que aquí se presentan corresponden a una alta electrificación de la demanda final. Consultar "Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación" (Monitor Deloitte, 2018) para más detalles, incluyendo implicaciones para el cumplimiento de objetivos de otros posibles escenarios a 2030-2050 no analizados en el contexto de este estudio.

- **Penetración de renovables:** durante la transición (hasta 2030) será necesario instalar 35 GW de generación renovable adicional para cumplir con los objetivos a 2030; el papel de los operadores de redes es clave para asegurar la posibilidad de instalar y mantener las líneas de evacuación de las nuevas instalaciones renovables. Adicionalmente, en el caso de que el objetivo de energía renovable sobre energía final a 2030 pasara del 27% actual al 35%, tal y como se está considerando a nivel europeo, sería necesario incrementar la electrificación, para permitir la integración eficiente de un objetivo más ambicioso de renovables. En este caso, el papel de los operadores sería clave también para desarrollar las redes para atender la mayor electrificación.
- **Eficiencia energética:** en el escenario analizado se reduce la demanda de energía final de 81 Mtep a 77 Mtep, cumpliéndose holgadamente el objetivo a 2030 (88,3 Mtep). La Comisión Europea ya recomendó a los Estados miembros que aceleren los planes de despliegue de redes inteligentes como actuación fundamental para cumplir con los objetivos de eficiencia energética a 2020. Los operadores de redes serán claves para facilitar información a terceros que permita impulsar nuevos servicios asociados a la eficiencia energética, como la gestión efectiva de la demanda. Lo anterior será posible gracias a la sensorización de las redes de baja tensión para capturar la información que permita la gestión y el control activo de la demanda. Adicionalmente, las infraestructuras y protocolos de telecomunicaciones y datos, permitirán gestionar las comunicaciones de todos los dispositivos necesarios para estos servicios.

Las inversiones en redes permitirán que el cliente desarrolle un papel central en el sistema eléctrico y en la transición energética. En este proceso, la integración en la red de recursos distribuidos – tales como

vehículos eléctricos o generación distribuida – supondrá un reto para los operadores de redes ya que requerirá la captura y el análisis de multitud de datos de la red de baja tensión para la gestión de nuevos dispositivos, incrementando la importancia de los operadores de redes en el sistema energético.

La digitalización de las redes permitirá la integración de nuevos servicios para los consumidores

El despliegue de redes eléctricas inteligentes y el nuevo rol de los operadores de redes permitirán el desarrollo de una nueva economía de servicios. Ésta se basará en nuevos modelos de negocio que posicionarán al cliente en el centro del sistema eléctrico, dotándole de nuevas herramientas para gestionar su consumo energético, y atraerán a nuevas empresas – por ejemplo, agregadores de demanda - al sector eléctrico.

Las inversiones en redes permitirán que el cliente desarrolle un papel central en el sistema eléctrico y en la transición energética

Los nuevos **servicios energéticos para los consumidores** vinculados a la transición de las redes pueden ser:

- **Gestión inteligente de carga de vehículos eléctricos**, que permitirá la optimización del consumo de electricidad de los vehículos eléctricos, para reducir el coste de la carga para el usuario y optimizar las inversiones de generación y redes. Dichos sistemas inteligentes mitigarán el impacto en las redes eléctricas del despliegue del vehículo eléctrico, por ejemplo, reduciendo el coeficiente de simultaneidad de las instalaciones de carga y, por ello, las necesidades de incrementar la capacidad de las redes.
- **Gestión activa de las instalaciones de generación distribuida**, nuevos servicios que podrían tener un gran impacto positivo, tanto para los clientes (reducción del coste de electricidad y refuerzo de su posición en el mercado eléctrico), como para el sistema eléctrico (optimizando la integración de renovables) y la sociedad (reducción de emisiones debido a la capacidad de incorporar un mayor volumen de generación renovable en la red).
- **Sistemas de monitorización de consumo**, que permitan la monitorización de elementos de consumo / generación de energía eléctrica – tanto en hogares como en empresas - aportando información al usuario sobre su consumo y facilitando la gestión del consumo por parte del mismo.
- **Electrodomésticos inteligentes**, que permiten su conexión con otros dispositivos y la optimización de su consumo, a través de la gestión activa y control de su funcionamiento, en función, por ejemplo, del precio de la electricidad o la situación de la red en cada momento.
- **Almacenamiento eléctrico**, que podrían contribuir a optimizar la gestión del sistema eléctrico, mejorar la integración de las renovables e impulsar la competitividad de la generación distribuida, al permitir almacenar energía en horas de poco consumo para puntas de demanda de un autoconsumidor.
- **Agregación de demanda**, que gestionarían la participación activa de una base agregada de consumidores en el mercado. La agregación de demanda permitiría alcanzar un volumen suficiente como para contribuir en la operación del sistema.

Los peajes de red podrían reducirse un 10% en 2030; en un contexto en el que la tarifa eléctrica debería reducirse hasta un 30-35%

El sistema remunera a las actividades de transporte y distribución según los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al mínimo coste para el sistema eléctrico (RD 1047/2013 y RD 1048/2013).



El sistema eléctrico reconoce a los operadores de redes los **costes de inversión** (amortización y retribución financiera), **operación y mantenimiento e incentivos**⁶⁵, **así como otros ingresos regulados**⁶⁶. Estos costes son recuperados por el sistema eléctrico a través de los peajes de red que pagan los consumidores.

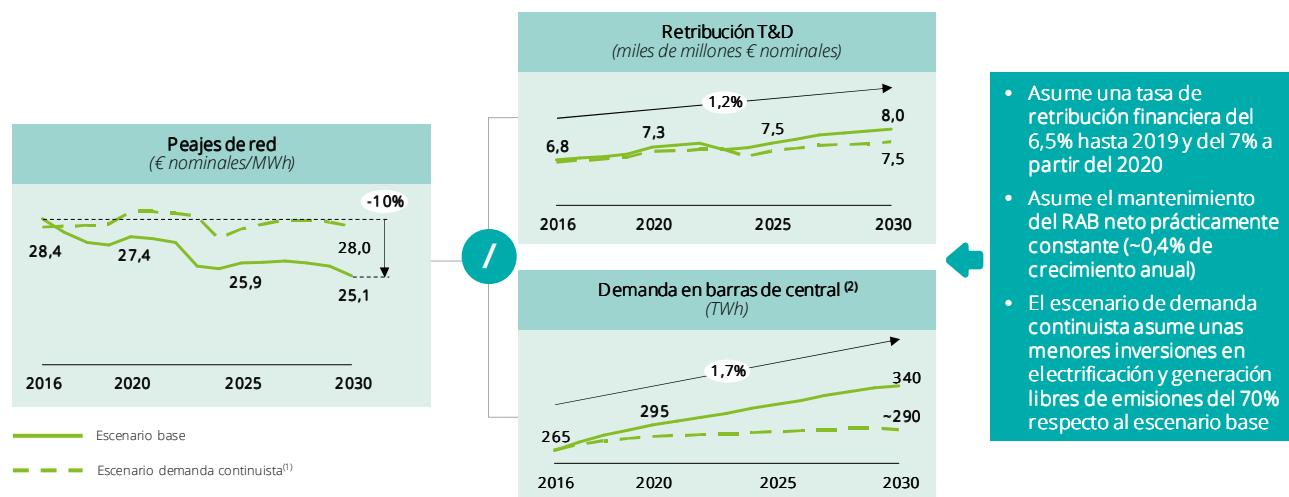
La inversión en redes durante la transición energética permitirá aumentar significativamente la participación de la electricidad en el mix energético (~1,7% de incremento anual de demanda eléctrica entre 2015 y 2030). En términos globales, el mayor incremento de demanda frente a los costes que suponen para el sistema eléctrico estas inversiones, contribuirá a reducir un **~10% los peajes de redes** (ver Cuadro 40), al **pasar de 28,4 €/MWh en 2016 a 25,1 €/MWh en 2030**.

Para realizar esa estimación, se ha tomado la retribución financiera actual, 6,5%, para el primer periodo regulatorio y la propuesta del 7% para el

segundo y tercer periodo regulatorio, en el cálculo de la retribución regulada de redes. La estimación del activo regulado se ha realizado incorporando al RAB neto de 2016 las inversiones previstas en cada año⁶⁷ y restando la amortización anual. Se han considerado las inversiones realizadas en los años 2015 y 2016 para la inversión que es reconocida por el sistema retributivo de 2017 y 2018. Para las inversiones de 2019 a 2030 se han empleado las inversiones estimadas en este informe para el periodo de 2017 a 2028.

Los peajes de red se reducirían en un ~10% hasta 2030 apoyado en un aumento de la demanda eléctrica

Cuadro 40: Evolución de los peajes de redes



(1) Se asume una Tasa de Retribución Financiera (TRF) igual a la del escenario base.

(2) A pesar de que en la gráfica se muestra la demanda en barras de central (b.c.), el cálculo se realiza en base al consumo final eléctrico anual (el que cubre los peajes de red). El consumo eléctrico crece un 2,1% anual debido al 1,7% de crecimiento de la producción y a una reducción de las pérdidas eléctricas del ~9% en 2016 al ~7% en 2030. La producción de 340 TWh en 2030 equivale a un consumo eléctrico de 318 TWh. Para el escenario de demanda continua se estima una demanda en b.c de ~290 TWh, correspondientes a ~270 TWh de consumo eléctrico.

Nota: El cálculo de la retribución de transporte y distribución se ha realizado con las hipótesis del plan de inversiones y tasa de retribución financiera descritas en capítulos anteriores y sin cambiar el resto de parámetros retributivos.

Fuentes: CNMC: "Informe sobre la liquidación provisional 14/2016"; análisis Monitor Deloitte.

⁶⁵ Dependen de la actividad de redes, siendo diferentes entre transporte o distribución.

⁶⁶ En el caso del sector de Distribución. Incluye entre otros, contratación y facturación, atención telefónica y tareas de planificación.

⁶⁷ Las inversiones son incluidas en el sistema retributivo con dos años de retraso sobre su año de instalación.

Se ha analizado un escenario alternativo con un nivel de electrificación que no asegurara el cumplimiento de los objetivos a 2030. Para dicho escenario⁶⁸ se ha considerado una demanda en barras de central de 290 TWh en 2030 (equivalente a un consumo final de electricidad de aproximadamente 270 TWh), lo que supone un crecimiento medio anual de ~0,6% en el periodo 2017-2030. Para el análisis de este escenario se han asumido las siguientes hipótesis:

- Reducción de las inversiones en electrificación y generación libre de emisiones del 70% respecto a las inversiones totales mostradas en el escenario base. Esta reducción de inversiones es debida a la menor electrificación del escenario que sólo alcanza una demanda en barras de central de 290 TWh en 2030.
- El resto de las inversiones se mantendrían respecto al escenario base, ya que seguirían siendo necesarias (por ejemplo, las inversiones en modernización y actualización).
- Se considera la retribución financiera actual, 6,5%, para el primer periodo regulatorio y la propuesta del 7% para el segundo y tercer periodo regulatorio

En este escenario, el peaje de las redes se mantendría prácticamente constante en todo el periodo analizado, situándose cerca de 28 €/MWh en 2030. Esto supone que este escenario tendría un peaje de las redes un 10% superior al del escenario base⁶⁹, lo que implica un menor impacto positivo en la competitividad de la economía española. Adicionalmente, como consecuencia de la menor electrificación de la demanda, **este escenario continuista no aseguraría cumplir con los objetivos medioambientales a medio y largo plazo.**⁷⁰

La reducción de costes de los peajes de red en un escenario electrificado se daría en un contexto de reducción del **coste total de suministro eléctrico**. Se ha analizado la evolución del resto de cargos y costes de dicho suministro, suponiendo que:

- Las plantas de generación recuperan los costes de inversión con una rentabilidad razonable según las vidas útiles estimadas para cada tecnología, los costes fijos de operación y mantenimiento y los costes variables.
- El déficit de tarifa desaparece según el calendario actual de amortización de la deuda titulizada.



⁶⁸ Consultar "Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación" para más detalles, incluyendo implicaciones para el cumplimiento de objetivos de otros posibles escenarios a 2030-2050 no analizados en este estudio.

⁶⁹ Escenario de consumo eléctrico en 2030 de 340-350 TWh.

⁷⁰ El estudio de Monitor Deloitte "Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación" analiza el cumplimiento de los objetivos medioambientales a 2030 y 2050 en más detalle.

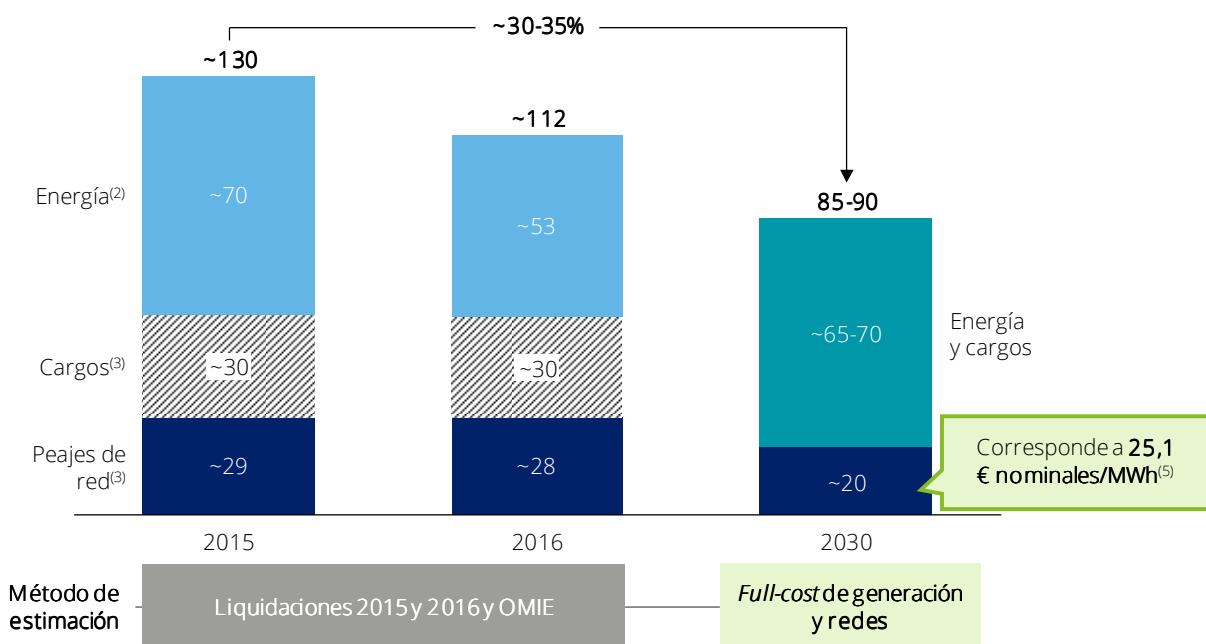
Según estas estimaciones, el **coste del suministro eléctrico podría reducirse en un 30-35% en términos reales entre 2015 (~130€/MWh₂₀₁₇) y 2030 (85-90€/MWh₂₀₁₇)**, debido a la reducción de costes regulados y el incremento de la demanda eléctrica (ver Cuadro 41).

El despliegue de redes eléctricas en la transición contribuirá al crecimiento de la economía y a la creación de empleo de alto valor añadido

Cabe destacar la importancia para la economía española de las actividades de transporte y distribución eléctrica, ya que contribuyen un ~30% del total del Valor Añadido Bruto que aporta todo el sector eléctrico al PIB español. La actividad de redes aglutina aproximadamente el 40% de los empleos del sector eléctrico, creando empleo de calidad, con baja temporalidad y alta cualificación media.

Las inversiones previstas (~40 miles de millones de €), tanto por parte de los operadores como por parte de otras entidades, llevarían **asociados unos 40 mil puestos de trabajo**. Las inversiones previstas consisten en gran medida en inversiones con alto impacto directo en la economía de España (95%). Tendrían un elevado peso de mano de obra nacional (~50-60%). Además, el desarrollo de las redes eléctricas en la transición impulsaría la fabricación nacional de equipos de redes avanzados que permitirían situar a España como un referente en la industria eléctrica (ver Cuadro 42). Estas inversiones permitirían aprovechar el elevado impacto del sector eléctrico en la creación de actividad en otros sectores – es uno de los que mayor aporte realiza al resto de la economía española -, a través del aprovisionamiento de equipos y contratación de servicios.

Cuadro 41: Evolución del coste total del suministro eléctrico⁽¹⁾
(€ reales₂₀₁₇/MWh)



(1) Datos finales excluyen impuestos. Para el cálculo se ha utilizado el consumo final de electricidad.

(2) Segundo precio final medio de la demanda nacional de OMIE, incluyendo un 10% de pérdidas eléctricas y ajustando al consumo final de electricidad.

(3) Segundo recaudación por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad de las liquidaciones definitivas de 2015 y 2016 (CNMC). El peaje de red equivale al coste de Transporte, Distribución y Gestión Comercial.

(4) Incluye coste de activos puesto en marcha antes de 2015.

(5) Hipótesis de inflación de acuerdo al FMI hasta 2022 y 1,5% anual para el periodo 2023-2030.

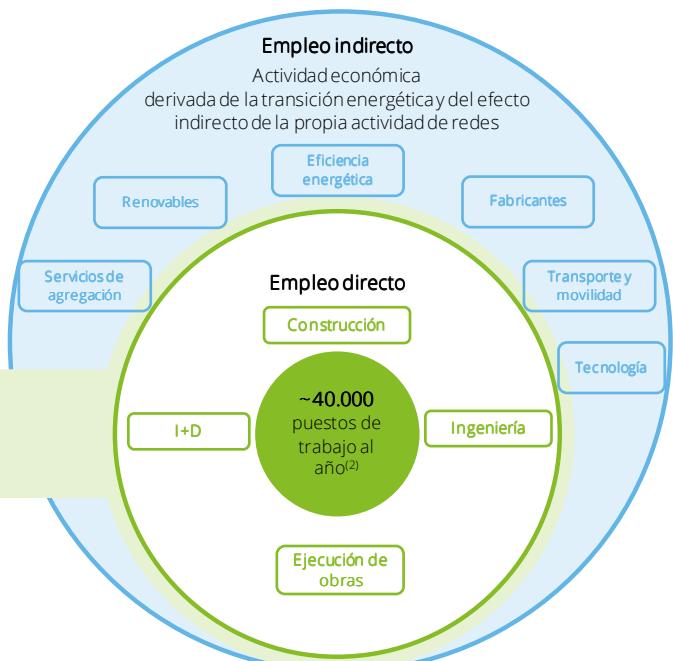
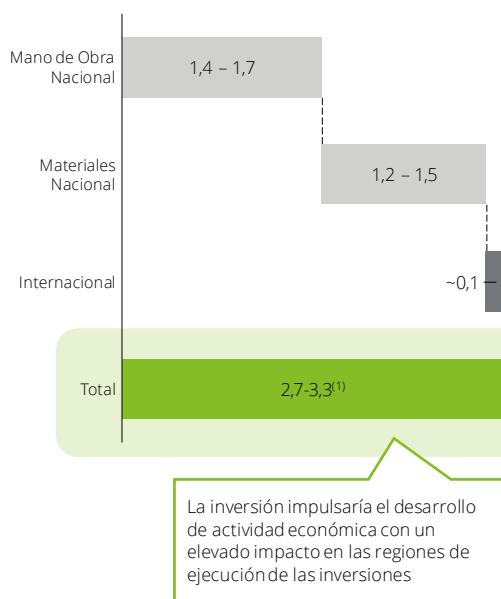
Fuente: CNMC: "Informe sobre la liquidación definitiva 2015"; CNMC: "Boletín indicador eléctrico"; OMIE; análisis Monitor Deloitte.

La innovación y la tecnología constituyen elementos fundamentales para afrontar los retos de la descarbonización a 2050 y desempeñan un papel esencial en la consecución de los objetivos de la política energética europea. Los proyectos innovadores en el ámbito de las redes eléctricas han situado a España a la cabeza de la Unión Europea, por ejemplo, en el desarrollo y despliegue de contadores inteligentes. En los últimos años se han desarrollado otros proyectos que contribuirán a que nuestro país siga liderando la innovación en este campo:

- Proyecto de *SmartCity* en Málaga, un ecosistema de innovación mediante el cual se desarrollan, entre otras iniciativas, tecnologías de telegestión y automatización de la red.

- Consorcio PRICE, en el Corredor del Henares, desarrolla soluciones en el ámbito de la supervisión y automatización de los centros de transformación, además de en la gestión energética de las redes inteligentes.
- Programa Grid2030, un programa plurianual cuyos objetivos son acelerar la amplia implantación de la electrónica de potencia avanzada en el sistema y desarrollar nuevos recursos para mejorar la flexibilidad del sistema.
- El proyecto RedACTIVA enmarcado en Smart Grids, con el objetivo de desarrollar soluciones y equipos innovadores que permitan la mejora de la automatización de la red de distribución eléctrica de media y baja tensión.

Cuadro 42: Desglose de inversiones en redes a 2030
(miles de millones de € nominales)



(1) En base a una inversión en redes de 34-40 mil millones de euros en el periodo 2017-2030. Representa el empleo total en todo el plan dividido por el número de años.

(2) En base a una inversión en redes de 34-40 mil millones de euros en el periodo 2017-2030. Representa el empleo total en todo el periodo dividido por el número de años. Se emplea un ratio de 1.000 empleos cada 75-80 millones de € invertidos.

Fuente: UNESA; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte.

La transformación del modelo energético es una necesidad para luchar contra el cambio climático y asegurar la sostenibilidad de nuestra economía. Para ello, es fundamental el cambio a vectores energéticos menos emisores, el incremento de la generación eléctrica libre de emisiones y la eficiencia energética y la conservación, gracias a la gestión de la demanda.

Las redes tienen un papel central en el desarrollo de la electrificación, la integración de la generación renovable y el fomento de la eficiencia energética. Los operadores tendrán que realizar unas inversiones de 29-34 miles de millones de €, para lo que será necesaria una tasa de retribución razonable. Esta tasa de retribución se debe situar en el entorno del 7%, en línea con su coste del capital (WACC), lo que supondría un diferencial de 490 ppbb sobre la deuda soberana considerada.

Las inversiones previstas consisten en gran medida en inversiones con impacto directo en la economía de España (95%), con un elevado peso de mano de obra nacional (~50-60%). Estas inversiones llevarían asociados unos 40 mil puestos de trabajo, en parte en la fabricación nacional de equipos de redes avanzados, sector en el que nuestro país cuenta con una industria competitiva y de calidad. Asimismo, se fomentaría una nueva economía de servicios al consumidor y un suministro eléctrico más competitivo.



Contactos



Alberto Amores es Socio Responsable de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)
aamores@deloitte.es



Laureano Álvarez es Socio de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)
jjalvarez@deloitte.es



Oliverio Álvarez es Socio de Consultoría de Energía y Recursos Naturales (Deloitte)
oalvarezalonso@deloitte.es



Joaquín Chico es Senior Manager de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)
jochico@deloitte.es

Monitor **Deloitte.**

Deloitte hace referencia, individual o conjuntamente, a Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL") (*private company limited by guarantee*, de acuerdo con la legislación del Reino Unido), y a su red de firmas miembro y sus entidades asociadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades con personalidad jurídica propia e independiente. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Consulte la página <http://www.deloitte.com/about> si desea obtener una descripción detallada de DTTL y sus firmas miembro.

Deloitte presta servicios de auditoría, consultoría, asesoramiento financiero, gestión del riesgo, tributación y otros servicios relacionados, a clientes públicos y privados en un amplio número de sectores. Con una red de firmas miembro interconectadas a escala global que se extiende por más de 150 países y territorios, Deloitte aporta las mejores capacidades y un servicio de máxima calidad a sus clientes, ofreciéndoles la ayuda que necesitan para abordar los complejos desafíos a los que se enfrentan. Los más de 225.000 profesionales de Deloitte han asumido el compromiso de crear un verdadero impacto.

Esta publicación contiene exclusivamente información de carácter general, y ni Deloitte Touche Tohmatsu Limited, ni sus firmas miembro o entidades asociadas (conjuntamente, la "Red Deloitte"), pretenden, por medio de esta publicación, prestar un servicio o asesoramiento profesional. Antes de tomar cualquier decisión o adoptar cualquier medida que pueda afectar a su situación financiera o a su negocio, debe consultar con un asesor profesional cualificado. Ninguna entidad de la Red Deloitte será responsable de las pérdidas sufridas por cualquier persona que actúe basándose en esta publicación.

Para más información póngase en contacto con Deloitte Consulting, S.L.U.

© 2018 Deloitte Consulting, S.L.U.