

## CAPÍTULO IV

# Infraestructuras de energía

Diego Rodríguez Rodríguez\*

El propósito de este capítulo es analizar la función de las infraestructuras en el sector de la electricidad y el gas, identificar los retos a los que se enfrentan y presentar algunas recomendaciones sobre los principales asuntos de interés. Para tal propósito, la definición de infraestructura empleada es extensa, incluyendo tanto las vinculadas con el suministro como las vinculadas con el transporte o la distribución de energía. La evaluación otorga mayor relevancia al sector eléctrico, debido a su mayor peso económico en comparación con el gas y, en particular, su creciente relevancia en la transición energética.

*Palabras clave:* infraestructura energética, sector eléctrico, suministro, renovables, distribución, transición energética.

---

\* UCM y Fedea.

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía constituye un *input* básico en cualquier actividad económica. En consecuencia, todo lo relacionado con su provisión, almacenamiento o transporte está sujeto a una intensa discusión, que no está exenta de cierta complejidad. A ello contribuye el hecho de que en la regulación del sector energético se desea satisfacer de modo simultáneo distintos objetivos. Por un lado, se desea disponer de energía asequible para los hogares y las empresas. Para ello es básico mantener niveles adecuados de competencia, que también fomenten la innovación. Por otro lado, se desea seguridad en el suministro energético, disponiendo de la energía requerida en todo momento. Por último, dado que la generación y el consumo de energía son el origen principal de las emisiones de gases de efecto invernadero, se desea avanzar en una transformación de esta actividad como pilar fundamental para la reducción global de emisiones, en el marco de las medidas de mitigación para la lucha contra el cambio climático. La estrecha conexión existente entre estos elementos hace que en la Unión Europea (UE) se hable de la Unión de la Energía y el Clima.

En este contexto, las actividades vinculadas a la generación, transporte y comercialización de electricidad y gas están sometidas a una notable intervención regulatoria de carácter económico y técnico. La regulación económica surge, por ejemplo, porque están presentes condiciones de monopolio natural en algunas actividades, particularmente las redes, o porque se desea satisfacer determinados objetivos de política energética, como puede ser el despliegue de ciertas tecnologías. La regulación técnica está vinculada, por ejemplo, con el mantenimiento de un adecuado equilibrio entre la oferta y la demanda. A diferencia de lo que ocurre en otras actividades, donde son las fuerzas de mercado las que conducen a ese equilibrio en el medio o largo plazo, el funcionamiento del sistema eléctrico y gasista obliga a la satisfacción del equilibrio entre oferta y demanda en plazos temporales muy cortos, que de hecho pueden ser tan cortos como pocos segundos. En ese sentido, son sistemas que hay que “operar”, para lo que es necesario disponer de un amplio conjunto de reglas que configuran la operación técnica del sector.

El propósito de este capítulo es analizar el papel de las infraestructuras en el ámbito de la electricidad y el gas, identificar los retos que afrontan y realizar algunas propuestas finales. Con ese fin, el concepto de infraestructura utilizado es amplio, integrando tanto las relacionadas con el aprovisionamiento o la generación como las relacionadas con el transporte o distribución de la energía. El análisis concede más importancia al caso del sector eléctrico, dado su mayor peso económico en relación con el gas y, sobre todo, su creciente importancia en la transición energética. Obviamente, no se pretende hacer un estudio exhaustivo de todos y cada uno de los temas aquí tratados sino apuntar dónde se observan los principales asuntos de interés. Por último, debe señalarse que en el capítulo no se analiza el caso de los hidrocarburos líquidos, esto es, del petróleo y sus derivados, pues este es un sector plenamente liberalizado y no sujeto a intervenciones regulatorias.

## 2. SITUACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

### 2.1. Tipos de infraestructuras y separación vertical

Hay tres tipos básicos de infraestructuras energéticas. En primer lugar, aquellas dirigidas a la generación del *input* energético. En el caso de la electricidad, se trataría de las centrales o plantas de generación eléctrica. En el caso de los hidrocarburos (gas y petróleo), no existe generación doméstica del *input* primario, sino que este es importado en su totalidad, aunque sí hay plantas de transformación de ese *input* importado: refinerías en el caso del petróleo o plantas de regasificación en el caso del gas natural. En segundo lugar, hay un amplio conjunto de infraestructuras de red para transportar ese *input* energético generado domésticamente o adquirido al exterior hacia los lugares de consumo, básicamente hogares y empresas. Tanto en el caso de la electricidad como del gas, se distingue entre la red troncal, que es la red de transporte, y la red más capilar, que es la red de distribución. En el caso del gas, las actividades de almacenamiento y de transformación del gas importado desde el estado líquido al estado gaseoso (cuando se importa como gas natural licuado<sup>1</sup>) tienen un tratamiento regulatorio análogo al de las redes de gas (gasoductos), por lo que se tratan de modo conjunto. También existe una red troncal de distribución de derivados del petróleo. En tercer lugar, existe un amplio conjunto de infraestructuras asociadas al uso de la energía por parte de los consumidores finales. Estas pueden ser, entre otras, sistemas de combustión para la calefacción o aparatos eléctricos de cualquier tipo (incluyendo, por ejemplo, automóviles eléctricos), pero también redes privadas. En general, esas infraestructuras vinculadas con el consumo final no se consideran.

La generación y el transporte de energía son actividades sujetas a distinto grado de intervención regulatoria, que es especialmente intensa en el caso de las de transporte, pero en ambos casos son infraestructuras de titularidad privada. En particular, la generación eléctrica (o la adquisición de gas) se desarrolla en régimen de competencia. Esa generación está sujeta a una amplia regulación en relación con sus normas de funcionamiento con vistas a asegurar el funcionamiento del sistema eléctrico, que requiere en todo momento de un adecuado equilibrio entre la oferta y la demanda. Sin embargo, esa regulación técnica es compatible con un principio básico de libertad de entrada y salida en la actividad de generación. Con carácter general, los ingresos percibidos por los propietarios de estas instalaciones provienen del mercado. El caso de las redes es muy distinto, ya que, si bien son también de titularidad privada, su situación de monopolio natural conduce a que sean actividades altamente reguladas, no solo desde el punto de vista técnico, sino, también, económico (ingresos percibidos). Solo en el caso de algunas pequeñas redes de distribución local o muy pequeños generadores renovables la propiedad de esos activos es pública, sin que ello suponga cambio alguno en su funcionamiento o en su régimen de regulación.

<sup>1</sup> El gas se licúa en plantas de licuefacción en el puerto de origen a muy bajas temperaturas (aproximadamente a -162 °C), con una relación de volumen entre el estado líquido y gaseoso de aproximadamente 1/600.

Como ocurrió en otros sectores de red que partían de una situación de monopolio o de muy alta concentración del mercado, la liberalización de la actividad en la electricidad y el gas en el conjunto de la Unión Europea desde finales de la década de los noventa se basó en una separación vertical de actividades que distingue entre los generadores de energía, los que realizan su transporte y los comercializadores. Estos últimos adquieren energía a los generadores para vendérsela a los consumidores finales y la red es simplemente un canal “neutral”<sup>2</sup>. Esto es, los comercializadores no producen ni distribuyen la energía<sup>3</sup> y su margen se deriva exclusivamente de esa actividad de intermediación, pudiendo ser un margen regulado (si venden energía a un precio regulado) o no (si la venden a un precio libremente pactado entre las partes). Por lo tanto, el planteamiento general de la separación o segmentación vertical de actividades es que deben ser empresas distintas las que generen, transporten o comercialicen energía<sup>4</sup>, si bien pueden pertenecer al mismo grupo empresarial. Para explicar esta situación con más detalle, resulta conveniente partir de considerar que el regulador tiene distintas vías para separar o segmentar actividades, siendo unas más intrusivas que otras.

Una primera vía consiste en imponer una obligación a una empresa regulada basándose en que esta le proporcione información contable separada de sus distintas actividades. De ese modo tiene información, en principio suficiente, para poder fijar, por ejemplo, precios regulados sobre las actividades que estarían sometidas a regulación, de modo que esos precios estén orientados hacia los costes de producción. La obligación de disponer de una contabilidad regulatoria ha sido, de hecho, una vía habitual en el sector de las telecomunicaciones. En el caso de la energía, este modelo menos intrusivo es infrecuente, aunque existe. Por ejemplo, los ingresos del Operador del Sistema Eléctrico (OS) son ingresos regulados, pero en España, como en otros muchos países, el OS forma parte de la misma empresa propietaria de la red de transporte, que es Red Eléctrica de España (REE). De esta manera, REE está obligada a presentar información contable separada de las actividades de transporte y de operación del sistema. De ese modo, REE recibe dos retribuciones reguladas separadas. Por un lado, como transportista único que se encarga de la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte de electricidad. Por otro lado, como encargada de la operación

<sup>2</sup> En ese sentido, tiene similitudes con el transporte ferroviario, donde se segregaron distintas empresas a partir de Renfe para prestar servicios distintos, mientras que la propiedad y gestión de la red la desarrolla otra empresa (ADIF). En contraste, la liberalización en las telecomunicaciones no se basó en la desintegración vertical del monopolista, sino en facilitar el acceso a su red por parte de los operadores entrantes, lo que permitía reducir los costes de entrada asociados a la “última milla”.

<sup>3</sup> La separación de actividades entre la distribución y la comercialización, que se acometió tempranamente para las grandes empresas, se completó a finales de 2016 para el conjunto del sector eléctrico en España. Esto es así porque la Ley 54/1997 del sector eléctrico había permitido a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes realizar simultáneamente las actividades de distribución y comercialización. Esa exención se eliminó con la Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013), que entró en vigor a finales de 2013, pero estableció un periodo transitorio de tres años para la adaptación a una separación plena entre ambas actividades.

<sup>4</sup> Como referencia histórica, cabe contraponer este modelo al Marco Legal Estable vigente en España hasta 1997, en que el Estado tenía un intenso papel como planificador, garantizando a las empresas (que estaban verticalmente integradas) la obtención de unos beneficios razonables y estableciendo precios regulados (tarifas) para los consumidores finales. Ese modelo se modifica en España con la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y la Ley de Hidrocarburos de 1998.

y gestión de la red en todo el territorio nacional. Lo mismo ocurre en el sector del gas con el Gestor Técnico del Sistema (GTS), que es una tarea desarrollada por Enagás junto a su actividad como transportista.

Naturalmente, cuando la separación de actividades es contable, la empresa regulada tiene incentivos para asignar costes e ingresos entre esas actividades de un modo que sea favorable a sus intereses. Por ejemplo, si una parte de su actividad está regulada y otra no, entonces tendrá un incentivo a asignar costes comunes (por ejemplo, de los servicios centrales) a la parte regulada, mostrando así al regulador que los costes que soporta en esa parte, por los que recibe una retribución regulada, son más altos<sup>5</sup>. Este es un típico ejemplo de información asimétrica entre la empresa regulada y el regulador, que este último trata de minimizar a través de una detallada contabilidad regulatoria de costes. Adicionalmente, es habitual que la separación contable vaya acompañada de una segunda forma de separación de actividades, consistente en la separación funcional. Esta consiste en que distintas unidades dentro de la empresa se encargan de actividades distintas. Para que la separación funcional sea efectiva, el regulador debe imponer algunas medidas que aseguren cierto nivel de independencia entre las decisiones adoptadas en las distintas unidades (véase CNMC, 2024).

Una segunda vía de separación de actividades es la separación legal. En este caso, distintas empresas se dedican a distintas actividades. Sin embargo, estas empresas pueden estar vinculadas a través de su participación en un mismo grupo, por lo que se establecen reglas para facilitar la independencia entre las decisiones tomadas en las distintas sociedades del mismo grupo. Esta ha sido la vía utilizada mayoritariamente para llevar a cabo la desintegración de actividades en el sector eléctrico y gasista, siguiendo el modelo instaurado en distintos paquetes de directivas europeas. Esta vía es más estricta que la mera separación contable y funcional, pero no excluye tampoco algunas dificultades. Por ejemplo, cuando una de las empresas del grupo obtiene ingresos fijados por el regulador, hay que controlar adecuadamente los contratos de prestación de servicios que realiza con la empresa matriz, ya que esta última tiene incentivos a encarecer los contratos con su filial regulada. Lo habitual en estos casos es que el regulador elimine o reduzca considerablemente los márgenes intragrupo de la retribución de la empresa regulada. Otra situación que se vigila es que, cuando un consumidor desee cambiar de comercializadora, las actuaciones por parte de la distribuidora (que participa en ese cambio, ya que es propietaria de la red hasta el contador) no sean más o menos diligentes por el hecho de que esta forme parte del mismo grupo que la empresa comercializadora que deja de prestar el servicio o comienza a prestarlo<sup>6</sup>.

En España, como en otros países, son particularmente importantes los grupos empresariales que, a través de distintas sociedades, participan en actividades de generación, distribución y comercialización. Esas sociedades estarán sometidas a regulación en un sentido

<sup>5</sup> Este asunto fue, por ejemplo, objeto de intensa discusión en España cuando se separó la caja del negocio aeroportuario entre la parte de ingresos regulados (obtenidos a través de las tarifas aéreas) y la parte de ingresos no regulados (explotación de superficies comerciales), separación conocida como *dual till*.

<sup>6</sup> Sobre esta cuestión, véase CNMC (2025a).

amplio, pero la que tendrá una actividad fuertemente regulada será la de distribución. Ello es así porque las redes disponen de una posición de monopolio en un territorio y sus ingresos, como posteriormente se describirá, proceden de un sistema de liquidaciones que gestiona el regulador; esto es, no son ingresos que provengan del mercado o directamente de los consumidores. Naturalmente, junto a grupos empresariales integrados verticalmente que tienen empresas que participan en las tres fases de la cadena, existe un gran número de empresas que solo intervienen en una fase, bien produciendo o bien comercializando electricidad.

La tercera forma de separación de actividades, y la más estricta, consiste en separar totalmente la propiedad de las empresas que se constituyen para desarrollar distintas actividades, prohibiendo vínculos directos o indirectos entre ellas. Por ejemplo, el grupo empresarial al que pertenece el transportista de electricidad (REE) no puede poseer activos de generación eléctrica, salvo por circunstancias muy concretas relacionadas con la gestión en sistemas aislados (insulares), no puede tener activos de red de distribución ni puede comercializar energía a través de otras sociedades del grupo empresarial. El grupo sí puede poseer otras empresas en otros países, u otras actividades distintas a la energía en España, pero en todos los casos con separación legal de la sociedad que posee y gestiona la red eléctrica nacional. En estos casos, la preocupación del regulador se centra en que esas otras actividades no afecten a la capacidad y solvencia económica de la empresa con actividad regulada. En España, Redeia es el grupo al que pertenece REE y en él se integran también una filial de redes de transporte en Latinoamérica y una filial de infraestructuras de fibra oscura.

## 2.2. Infraestructuras de generación

La electricidad y el gas son bienes homogéneos. A diferencia de la mayor parte de los bienes y servicios consumidos habitualmente, que se caracterizan por una diferenciación de producto más o menos intensa, no hay nada que permita al consumidor distinguir entre dos kWh consumidos de energía. Desde el punto de vista de su oferta, el gas es una fuente primaria de energía, esto es, se hace un uso directo de la energía que contiene (por ejemplo, para la generación de calor) o esta se transforma en otras fuentes (por ejemplo, la electricidad). En España, como en la mayoría de los países, no se dispone del recurso primario, por lo que no hay infraestructuras de generación y el gas se importa en su totalidad. El gas natural se transporta desde los países donde se extrae hasta los países consumidores por gasoducto o por barco, en este caso en forma líquida (gas natural licuado, o GNL). Las infraestructuras de recepción de ese gas (regasificadoras) y de almacenamiento son parte de la red regulada y, por lo tanto, se tratarán posteriormente. Como puede observarse en el **cuadro 1**, se ha producido un cambio considerable en los países de origen del gas natural importado en España, con la aparición de Rusia y Estados Unidos como proveedores y la caída del peso relativo de Argelia. Esto último está muy relacionado con el cierre en 2021 de uno de los gasoductos desde Argelia a la península ibérica, concretamente el que transitaba a través de Marruecos.

**Cuadro 1.****Origen de los suministros de gas en España**

En porcentaje

|                | 2014 | 2024 |
|----------------|------|------|
| Argelia        | 55,1 | 39,5 |
| Rusia          | 0    | 21,8 |
| Estados Unidos | 0    | 17,0 |
| Nigeria        | 8,2  | 7,3  |
| Francia        | 12,8 | 5,0  |
| Qatar          | 9,1  | 3,3  |
| Resto          | 14,8 | 6,1  |

*Fuente:* Enagás.

A diferencia del gas, la electricidad no es una fuente primaria de energía, sino que surge de la transformación de otras fuentes, que pueden ser hidrocarburos (gas, carbón, derivados del petróleo), nuclear, renovables (hidráulica, eólica, fotovoltaica, termosolar, biomasa, etc.) o residuos. Por lo tanto, la generación se realiza mediante tecnologías de producción muy variadas y, por tanto, con distintos costes totales y con distintas estructuras de costes fijos y variables. Pero es que, además, la certidumbre con la que se genera un kWh (esto es, la seguridad de que siempre estará disponible esa energía), la capacidad de gestionar la generación o las emisiones contaminantes que se derivan del proceso de producción difieren sustancialmente según cuál sea la tecnología utilizada. Adicionalmente, el diseño de las redes de transporte y distribución eléctricas no es ajeno al tipo de generación existente, pues la generación renovable es geográficamente más dispersa y requiere de una red más amplia para poder alcanzarla. También los activos de la red pueden variar en función del tipo de generación, ya que algunas propiedades físicas de la energía producida por un generador eléctrico con una u otra tecnología no son las mismas, lo que conduce a la necesidad de disponer en las redes de activos para una correcta gestión de la seguridad de suministro, como puso de manifiesto el apagón en la península ibérica del 28 de abril de 2025.

El suministro de energía eléctrica es un servicio de interés general que se desarrolla en condiciones de libre iniciativa empresarial, lo que implica que las empresas entran al mercado asumiendo el riesgo de sus inversiones. De hecho, la competencia entre ellas en mercados organizados o no organizados, en un contexto de intenso cambio tecnológico, conduce a que las tecnologías con costes de producción más altos sean desplazadas por aquellas que disponen de costes de producción inferiores. Este ha sido el caso de las plantas de generación que usaban derivados del petróleo o carbón, que han sido sustituidas por otras que hacen uso del gas natural o de fuentes renovables. Ha sido una transformación del *mix* de generación estimulada por un diseño de mercado (el llamado mercado marginalista) conducente a minimizar en todo momento el coste de abastecimiento global para el consumidor eléctrico (Rodríguez, 2021).

El principio general de mercado en competencia es compatible con el hecho de que existan distintas intervenciones regulatorias en la generación. Entre otras, se requiere de autorización administrativa previa para la entrada y salida de empresas, o hay un sistema regulado de acceso a los puntos de conexión a la red. También, en algunos casos, hay un sistema de apoyo regulado a los ingresos, que proporciona ingresos adicionales a los percibidos desde el mercado. Asimismo, los costes de producción de distintas tecnologías están afectados por los pagos por las emisiones inducidas de gases de efecto invernadero (pagos por derechos de emisión) o por distintas tasas e impuestos específicos (por ejemplo, en la energía nuclear o en la hidroeléctrica). Como es obvio, todo ello altera la competitividad de unas tecnologías frente a otras.

La situación en la UE, y en España en particular, es la de una intensa modificación del *mix* de generación eléctrica con un peso creciente de las energías renovables, particularmente la solar fotovoltaica y la eólica. El **cuadro 2** muestra esa transformación comparando la distribución porcentual del *mix* de generación y de capacidad instalada en 2014 y 2024.

### Cuadro 2.

#### **Mix de generación y capacidad eléctrica instalada en España**

En porcentaje

|                    | <i>Generación</i> |             | <i>Capacidad instalada</i> |             |
|--------------------|-------------------|-------------|----------------------------|-------------|
|                    | <i>2014</i>       | <i>2024</i> | <i>2014</i>                | <i>2024</i> |
| Hidráulica         | 14,9              | 13,3        | 16,4                       | 13,2        |
| Nuclear            | 20,8              | 20,0        | 7,3                        | 5,5         |
| Carbón             | 16,4              | 1,2         | 10,6                       | 1,6         |
| Ciclo combinado    | 9,4               | 13,6        | 25,2                       | 20,3        |
| Eólica             | 19,4              | 23,2        | 21,3                       | 24,9        |
| Solar fotovoltaica | 3,1               | 17,0        | 4,3                        | 25,2        |
| Solar térmica      | 1,9               | 1,6         | 2,1                        | 1,8         |
| Resto              | 14,0              | 10,1        | 12,8                       | 7,5         |
| Total*             | 263.096           | 262.247     | 108.142                    | 129.228     |

*Nota:* \* Total expresado en GWh/año en el caso de la generación, y en MW en el caso de la capacidad instalada.

*Fuente:* REE.

No se conoce con precisión la magnitud de las inversiones asociadas a esa transformación de las infraestructuras de generación eléctrica, pero sin duda son muchas decenas de miles de millones de euros. Por ejemplo, en el caso de la generación fotovoltaica, se ha pasado de un parque de 4,7 GW en 2014 al entorno de 37 GW a finales de 2025. Habitualmente, se estima que el coste por MW fotovoltaico instalado se sitúa entre 600.000 euros y 1.000.000 de euros. Eso implica que, incluso asumiendo un coste medio bajo en ese rango, la inver-

sión superaría 20.000 millones de euros. En el caso de la eólica, el coste se sitúa entre 1,2 y 1,5 millones de euros por MW, por lo que el incremento de 10 GW en la última década (hasta aproximadamente 33 GW al cierre de 2025) implicaría una inversión superior a 12.000 millones de euros. A ello habría que añadir inversiones, de menor magnitud, en otras tecnologías (biomasa, hidráulica...).

En cualquier caso, la curva de aprendizaje en las tecnologías fotovoltaica y eólica se ha caracterizado por una reducción muy acelerada de los costes de generación asociados. Con datos de la agencia IRENA (2025), la reducción de los costes nivelados a largo plazo (LCOE<sup>7</sup>) en la generación fotovoltaica entre 2010 y 2024 habría sido del 89 %, y del 70 % en el caso de la eólica terrestre. Es el avance tecnológico y las economías de acumulación las que explican esa evolución y, en consecuencia, por qué las tecnologías de generación renovable se han convertido en la fuente de generación más competitiva, desplazando de modo natural a la generación basada en los hidrocarburos.

La variable clave en la decisión de entrada es el precio futuro de la energía. El problema básico que se plantea es que la entrada de capacidad de generación renovable tiende a deprimir el precio, especialmente en las horas centrales del día donde confluye mucha generación fotovoltaica. De ese modo, es cada vez más frecuente observar precios muy próximos a cero o negativos en muchas horas del año. A ello se une el problema de los vertidos, esto es, generación fotovoltaica o eólica que no es posible inyectar en la red debido a problemas de congestión o de la necesidad de asegurar el funcionamiento seguro del sistema. Si la reducción de precios percibidos es muy acentuada, puede llegar a situarse por debajo del LCOE y, en consecuencia, se paraliza la decisión de entrada.

Se está iniciando ya un aumento de la inversión en activos de almacenamiento vinculados al sector eléctrico, en dos formas. Por un lado, en bombeo hidráulico, mediante la construcción de un depósito superior cerca de un embalse ya existente. Esa es la forma tradicional de almacenamiento energético y la única existente en España hasta 2025. Por otro lado, mediante la instalación de baterías estacionarias, que han registrado un crecimiento casi explosivo en los últimos años en algunas áreas del mundo<sup>8</sup>. Los ingresos de los activos de almacenamiento provienen del arbitraje de precios entre distintas horas, de servicios complementarios que pueden ofrecer al OS o de mecanismos específicos retributivos que subvencionan su disponibilidad en el sistema, denominados mecanismos de capacidad.

<sup>7</sup> El LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) integra los costes fijos (inversión en activos) y los costes variables (operación y mantenimiento). En el caso de la electricidad, se expresan en términos de MWh, para lo que se utilizan aproximaciones de los costes descontados y de la energía producida a lo largo de la vida útil de los activos. Ello permite, además, una comparación sencilla con el precio medio de la electricidad que la instalación prevé obtener por su energía producida.

<sup>8</sup> El caso paradigmático es el de California, donde la integración de baterías en red ha pasado de 0,5 GW en 2020 a casi 17 GW al cierre de 2025. Como comparación, la capacidad de almacenamiento en España, procedente íntegramente del bombeo hidráulico, es de 6 GW, permaneciendo constante desde hace más de una década.

## 2.3. Infraestructuras de red

Las actividades de suministro de energía son actividades de red, esto es, requieren de una red física para canalizar la energía hasta los consumidores finales. Las redes de larga distancia y de mayor capacidad, que habitualmente conectan con los centros de generación, son las redes de transporte<sup>9</sup>. La energía así transportada se reparte a hogares y empresas mediante una red de distribución, de menor capacidad y más capilar. En el caso de la electricidad, la diferencia entre las redes de transporte y de distribución atiende al mayor voltaje con el que se transmite la energía eléctrica en el primer caso, lo que permite reducir las pérdidas inherentes al transporte de la energía. En el caso del gas, este se canaliza a mayores presiones en la red de transporte que en la red de distribución.

Dada la separación de actividades, los titulares de las redes las ponen a disposición de los generadores y de los clientes finales en condiciones de transparencia y neutralidad. El permiso de acceso a las redes se produce en condiciones reguladas, como posteriormente se analizará. Por su parte, el acceso de los consumidores finales a la red está universalizado, al menos en los países desarrollados. De hecho, está garantizado legalmente, existiendo unas reglas específicas para conocer en qué circunstancias el coste de acceso de una nueva conexión lo debe cubrir el nuevo cliente y cuándo debe hacerlo el conjunto del sistema. Puede haber un problema de acceso cuando se trata de un consumo nuevo de elevado tamaño que no es posible conectar a la red. En el caso de los pequeños consumidores, sin embargo, los problemas de acceso se refieren habitualmente a la asequibilidad, esto es, a si se ofrece energía a precios que permiten su adquisición por hogares de menor renta. En el caso del gas, no hay una red que se extienda por todo el territorio, pero el principio general de derecho de acceso es el mismo.

Las actividades de transporte o de distribución son actividades con altos costes fijos que presentan intensas economías de escala. En consecuencia, se dan las condiciones que hacen económicamente inviable la presencia de varios operadores cubriendo simultáneamente una misma área geográfica, esto que justifica la existencia de un monopolio natural en la provisión del servicio de red. Se trata de un monopolio local que impide que se desplieguen simultáneamente varias redes, pero que no implica necesariamente que las empresas del servicio de red en distintos territorios sean la misma.

### 2.3.1. Redes de transporte de electricidad

Red Eléctrica de España (REE) es el gestor de la red de transporte de electricidad y transportista único (Ley 17/2007). Los activos de la red de transporte están fundamentalmente compuestos por las líneas (con sus sistemas de apoyo), las subestaciones y transformadores. Las líneas de transporte son de muy alto voltaje, de al menos 220 kV en la península (menos en los sistemas no peninsulares). Adicionalmente, hay elementos singulares de la red de transporte, como son las interconexiones submarinas entre islas, o las de Baleares con la

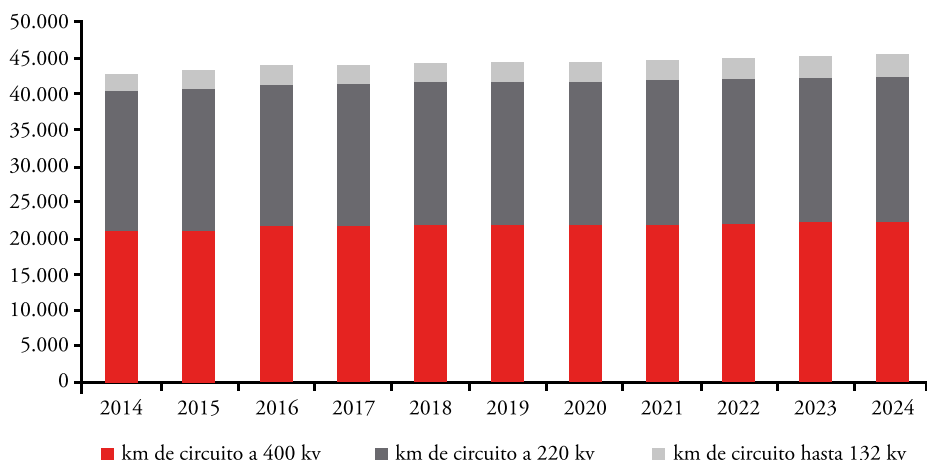
<sup>9</sup> En algunas ocasiones las plantas de generación eléctrica vierten su energía a las redes de distribución. Los consumidores se conectan habitualmente a la red de distribución, que alcanza hasta ellos, si bien algunas empresas de gran tamaño se conectan directamente a la red de transporte.

península. Por último, también integra otros activos de comunicaciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares que son necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones de la red de transporte. La **figura 1** muestra la evolución de la red de transporte eléctrico en España entre 2014 y 2024. El incremento en la extensión de la red ha sido de un 6,7 %, motivado fundamentalmente por la necesidad de acercar la red de transporte a nuevos puntos de generación renovable que, por su propia naturaleza, están más dispersos que la generación térmica tradicional. Aunque la extensión física de la red de transporte continuará en próximos años, el cambio más relevante se producirá en la composición de los activos, con la integración creciente de componentes que permitan una gestión más eficiente y segura de los flujos de energía.

**Figura 1.**

### **Evolución de la red de transporte**

Kms. de circuito



Fuente: REE.

Como se señaló previamente, la normativa europea del mercado interior de la energía (Directiva 2019/944 y Reglamento 2019/943) impide al operador del sistema de transporte tener la propiedad, gestionar y operar activos de almacenamiento de energía. Sin embargo, contempla posibles excepciones para el caso de los sistemas eléctricos aislados. De hecho, mediante la Decisión de la Comisión 2024/560 se autorizó a REE a tener la propiedad de centrales de bombeo en Canarias, sobre la base de su carácter de sistemas eléctricos aislados y de su consideración como región ultraperiférica<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Esos activos también recibirán una retribución regulada, pero integrada en el régimen retributivo relativo a los extracostos de generación en los sistemas no peninsulares. La Orden TED/1243/2022, de 2 de diciembre, aprueba la metodología de cálculo de la retribución de la instalación hidráulica reversible de 200 MW de Salto de Chira (Gran Canaria).

### 2.3.2. Redes de distribución de electricidad

En la actualidad hay 324 empresas propietarias de redes de distribución eléctrica en España. Como puede observarse en el **cuadro 3**, cinco de ellas concentran algo más del 95 % del total de 30,5 millones de puntos de suministro conectados, con E-distribución Redes Digitales S.L.U. (Endesa) e I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U (Iberdrola) concentrando un 41,1 % y 37,6 %, respectivamente<sup>11</sup>. La existencia de un amplio número de pequeñas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes<sup>12</sup>, algunas de ellas con participación pública municipal, es un legado de la configuración histórica del sector eléctrico. En cualquier caso, y a diferencia de las redes de gas, las redes de distribución eléctrica se despliegan por todo el territorio nacional y registran cierto crecimiento, aunque lento, del número de puntos de suministro: 30,1 millones en 2022, frente a 28,9 millones una década antes. La electrificación requerida en el proceso de transición energética conllevará un aumento del número de puntos de suministros y de la potencia asociada.

#### Cuadro 3.

#### Puntos de suministro por titular de las redes de distribución de electricidad

4º trimestre 2024

| Grupo                                         | Número     | Porcentaje |
|-----------------------------------------------|------------|------------|
| E-distribución Redes Digitales S.L.U.         | 12.525.343 | 41,1       |
| I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.    | 11.461.360 | 12,6       |
| UFD Distribución Electricidad, S.A.           | 3.852.422  | 12,6       |
| Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U. | 686.047    | 2,3        |
| Viesgo Distribución Eléctrica, S.L.U.         | 538.637    | 1,8        |
| Resto                                         | 1.421.056  | 4,7        |
| Total                                         | 30.490.190 | 100        |

*Fuente:* CNMC Data y elaboración propia.

Como en el caso del transporte, los principales activos de las redes de distribución son las líneas eléctricas, los centros de transformación y las subestaciones. Por supuesto, las redes de distribución son muy capilares y, por tanto, tienen una extensión notablemente superior a la de transporte<sup>13</sup>. Las distribuidoras están obligadas a remitir un amplio conjunto de infor-

<sup>11</sup> La CNMC obligó a que las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes no creen confusión en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

<sup>12</sup> El tamaño medio de estas empresas es de algo más de 4.300 puntos de suministro por distribuidora.

<sup>13</sup> La red de E-distribución Redes Digitales (Endesa) es de 317.000 km, la de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes (Iberdrola) es de 265.000 km y la de UFD Distribución Electricidad (Naturgy) es de 65.000 kms El resto de las redes son de un tamaño considerablemente menor.

mación al regulador sobre todos los activos de la red, de modo que este pueda realizar los cálculos retributivos correspondientes (Circular Informativa 8/2021 de la CNMC). Asimismo, y como en el caso de la red de transporte, el acceso a las redes se establece sobre el principio de no discriminación, de modo que el propietario de la red solo puede denegar el acceso a la misma por causas justificadas y motivadas.

### 2.3.3. Redes de regasificación, transporte y almacenamiento de gas

Las infraestructuras más básicas en el gas natural comprenden tres tipos de activos: las redes de transporte, las plantas de regasificación de gas natural y los almacenamientos subterráneos. El **cuadro 4** muestra quiénes son en la actualidad los titulares de estos tres tipos de activos en España, que incluyen siete plantas de regasificación y cuatro almacenamientos subterráneos. Como puede observarse, Enagás Transporte tiene activos de los tres tipos: además de poseer redes de transporte, es titular total o parcial de seis plantas de regasificación (Barcelona, Cartagena, Huelva, Gijón<sup>14</sup>, 50 % de Bilbao y 72,5 % de Sagunto) y de tres almacenamientos subterráneos (Yela, Serrablo y Gaviota). El grupo Naturgy, además de tener varias empresas con redes de transporte, es el titular del cuarto almacenamiento subterráneo (Marismas). Por último, la séptima regasificadora (Mugardos) es propiedad de Regasificadora del Noroeste.

#### Cuadro 4.

##### Titulares de las redes de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos

|                                           | Transporte de gas natural | Regasificación | Almacenamiento |
|-------------------------------------------|---------------------------|----------------|----------------|
| Enagás Transporte, S.A.U.                 | V                         | V              | V              |
| Enagás Transporte del Norte, S.L.         | V                         |                |                |
| Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. | V                         | V              |                |
| Regasificadora del Noroeste, S.A.         | V                         | V              |                |
| Bahía de Bizkaia Gas, S.L.                |                           | V              |                |
| Gas Natural Transporte SDG, S.L.          | V                         |                |                |
| Redexis <sup>1</sup>                      | V                         |                |                |
| Naturgy <sup>2</sup>                      | V                         |                | V              |

*Notas:* <sup>1</sup> Redexis incluye a Redexis Infraestructuras, S.L.U.; Redexis, S.A y Redexis Gas Murcia, S.A.

<sup>2</sup> Naturgy incluye a Gas Natural Transporte SDG, S.L.; NEDGIA CEGAS, S.A.; NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.; NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.; NEDGIA CATALUNYA, S.A.; NEDGIA NAVARRA, S.A.; NEDGIA RIOJA, S.A.; NEDGIA ARAGÓN, S.A.; NEDGIA, S.A y Naturgy Almacenamientos Andalucía S.A.

*Fuente:* CNMC y elaboración propia.

<sup>14</sup> La situación de la planta de regasificación de El Musel, en Gijón, es muy singular porque opera como una planta de prestación de servicios logísticos y no está conectada a la red.

La red de transporte de gas no va a extenderse más y, desde luego, no son necesarias nuevas plantas de regasificación y de almacenamiento de gas natural. De hecho, el sistema actual se dimensionó para una demanda de gas notablemente superior a la actual. En cualquier caso, la norma establece la necesidad de acreditar la sostenibilidad económica y financiera para las inversiones en instalaciones de transporte, y traslada el riesgo de demanda al promotor para nuevas instalaciones al ligar su retribución a la consecución de las previsiones de demanda que presentó inicialmente. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) supervisa las bajas o cierres de instalaciones, si bien la competencia es ministerial (RD 1434/2002). El asunto de las bajas en el régimen retributivo de aquellas instalaciones que, una vez finalizada su vida útil regulatoria, no resulten necesarias para garantizar el suministro y satisfacer la demanda actual o prevista va a ser relevante en el futuro si se produce un desplazamiento del uso de algunas redes desde el gas natural hacia el hidrógeno.

### 2.3.4. Redes de distribución de gas

Las redes de distribución de gas están compuestas por cuatro tipos de activos. Los más importantes son los gasoductos de distribución, que son tuberías en las que el gas se encuentra comprimido con presiones no superiores a 16 bares. La conexión entre la red de transporte (red troncal) y las de distribución se realiza en unas estaciones (estaciones de regulación y medida) donde se adapta la presión. Los otros tipos de activos son: i) plantas satélites de gas natural licuado (GNL), donde el gas se carga en camiones (hay en torno a 1.000 instalaciones de este tipo en España); ii) otros activos vinculados a la distribución (redes de comunicación y control, servicios auxiliares, edificios, etc.), y iii) gasoductos que conducen el gas a un solo consumidor (un cliente industrial).

## Cuadro 5.

### Puntos de suministro por titular de las redes de distribución

Diciembre 2024

| Grupo                | Número    | Porcentaje |
|----------------------|-----------|------------|
| Grupo Nedgia         | 5.330.847 | 67,0       |
| Grupo Nortegas       | 990.782   | 12,4       |
| Madrileña Red de Gas | 906.763   | 11,4       |
| Grupo Redexis        | 656.328   | 8,2        |
| Gas Extremadura      | 94.127    | 1,2        |
| Domus Mil Natural    | 2.486     | 0,0        |
| Total                | 7.981.375 | 100        |

Fuente: Boletín trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, cuarto trimestre de 2024 y resumen del año (CNMC).

En la actualidad hay seis grupos empresariales en España con redes de distribución: Nedgia (grupo Naturgy), Nortegas, Redexis, Madrileña de Gas, Gas Extremadura (Dicogexsa) y Domus Mil Natural. En el **cuadro 5** se muestra el número de puntos de suministro que tiene cada grupo. Naturalmente, las redes de distribución son un monopolio natural y no se despliegan de modo paralelo en un mismo territorio. El grupo Nedgia (Naturgy) tiene también actividad de comercialización, mientras que el resto de las empresas son solo propietarias de red.

Algo más de un 21 % del total de 8.131 municipios en España se encuentran gasificados, si bien en algunos municipios el número de clientes es muy reducido (por ejemplo, menos de cinco clientes), ya que se trata de gasoductos desplegados para suministrar gas a un reducido número de empresas. De hecho, a 30 de septiembre de 2024, el número medio de puntos de suministro en los nuevos municipios gasificados en los cinco años previos fue de 24. En contraste, el 30 de diciembre de 2020 el número medio de puntos de suministro en nuevos municipios gasificados en los cinco años anteriores fue de 58.008.

La expansión de las redes de gas, que fue muy intensa en los dos decenios que median entre 1995 y 2015, alcanzó ya un techo en el año 2020, con un número de clientes que desde entonces se sitúa en el entorno de ocho millones. No cabe esperar aumentos relevantes en los próximos años, si bien sí habrá crecimientos en el número de puntos de suministro vinculados, por ejemplo, a nuevos desarrollos urbanísticos. A ese respecto, debe tenerse en cuenta que no hay aún prohibición de gasificar las nuevas viviendas, aunque esa prohibición puede terminar imponiéndose en el futuro como una herramienta más en el proceso de transición energética<sup>15</sup>. Los propietarios de las redes de distribución tienen obligación de revisión de las instalaciones de los usuarios y de medición de los suministros.

Como en el resto de las redes, los distribuidores de gas ponen sus redes a disposición de comercializadores y consumidores directos en el mercado bajo el principio de un acceso no discriminatorio, solo pudiéndose denegar el acceso por causas muy justificadas y motivadas.

### 3. MARCO REGULATORIO

#### 3.1. Organización de la estructura institucional

Los sectores de electricidad y gas se caracterizan por una intervención muy intensa del regulador público que, casi exclusivamente, es la Administración General del Estado (AGE). Ello incluye, entre otras, la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de

<sup>15</sup> La reglamentación europea y las normas de edificación sí obligan a la instalación de equipos de captación de energía solar en los edificios de nueva construcción, que se combinan con la recepción de gas a través de la Instalación Receptora Común (IRC), que es el punto de conexión entre el edificio y la red de distribución.

energía, la determinación de las medidas necesarias para garantizar el suministro y la sostenibilidad económica del sistema, el ejercicio de las facultades de planificación, el establecimiento de retribución regulada cuando sea necesaria, la determinación de las condiciones de entrada y salida en los mercados mediante un sistema de autorizaciones, o la regulación de la organización y funcionamiento de los mercados de producción de energía eléctrica y de gas, entre otros muchos aspectos.

El ámbito competencial de las administraciones territoriales es muy limitado. En particular, las comunidades autónomas (CC. AA.) tienen competencias en la autorización de instalaciones eléctricas de tamaño inferior a 50 MW, verifican y aprueban los planes de desarrollo de la red más local que son presentados por los distribuidores, o ejercen funciones de resolución de conflictos en determinadas circunstancias, en especial en el caso de conflictos con consumidores finales de energía<sup>16</sup>. Sin embargo, son competencias menores y prácticamente todo el cuerpo normativo y de supervisión de actividades reside en la AGE.

Los reguladores involucrados son dos. Por un lado, la Autoridad Nacional de Regulación independiente (ANR), que en España es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Por otro lado, la autoridad ministerial con las competencias energéticas, que actualmente es el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco). El desglose de competencias entre la CNMC y el Ministerio ha ido variando a lo largo del tiempo, con un peso creciente de las funciones asignadas a la primera. De hecho, las competencias de la CNMC se expandieron considerablemente desde el RDL 1/2019<sup>17</sup>, tras haber iniciado la Comisión Europea un procedimiento por no haberse transpuesto al ordenamiento jurídico español las competencias que, según la Directiva 2009/72/CE y la Directiva 2009/73/CE, debía tener la ANR. Desde ese momento, la CNMC pasó de informar a decidir sobre varios aspectos cruciales en la regulación energética, destacando entre ellos el establecimiento de metodologías retributivas a las redes y la determinación de las condiciones de detalle en el acceso y conexión. Sin embargo, el Gobierno mantiene competencias muy importantes en el desarrollo de las redes, sobre todo en dos ámbitos. Por un lado, en las actividades de planificación en la red de transporte. Por otro lado, en el caso del sector eléctrico, el Gobierno establece límites a las cantidades a invertir que pueden ser objeto de reconocimiento retributivo por parte de la CNMC.

Hay siempre discusión sobre cómo debe conciliarse la existencia de un regulador independiente, de carácter muy técnico, con la política energética que desea llevar a cabo el Gobierno. Por ello, el RDL referido establece que la CNMC deberá tener en consideración

<sup>16</sup> Un aspecto relevante, no tratado en este capítulo, es el ámbito fiscal. En ese caso, junto a los diversos impuestos y tasas de ámbito estatal con incidencia sobre el sector energético, hay también un variado conjunto de impuestos y tasas de ámbito autonómico y municipal basadas en el impacto medioambiental de las actividades. A este respecto, véase Carpizo (2019).

<sup>17</sup> Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializan en unas orientaciones de política energética adoptadas mediante orden ministerial con carácter previo a que la CNMC desarrolle algunas propuestas regulatorias. Aunque esas orientaciones pueden establecerse sobre cualquier aspecto que guarde relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética, a efectos prácticos las más relevantes se refieren a la adopción por parte de la CNMC de normas que afecten a las metodologías retributivas y que tienen la forma jurídica de Circulares. Adicionalmente, como no cabe descartar que una propuesta de la CNMC no sea considerada favorablemente por el Gobierno, la regulación fija también un procedimiento de conciliación previa entre la CNMC y el Ministerio, a través de una Comisión de Cooperación, para intentar alcanzar una solución consensuada a las discrepancias que pudieran surgir. En cualquier caso, en caso de persistir el desacuerdo, la CNMC puede aprobar la norma “oído el Ministerio”.

Aunque la CNMC es un organismo que aglutina funciones de regulación en distintos sectores, al mismo tiempo que es Autoridad Nacional de Competencia (ANC), es la Dirección de Energía la involucrada en el ámbito de regulación, supervisión y vigilancia de los sectores de electricidad y gas. Las decisiones en estas materias se llevan a cabo por la Sala de Supervisión Regulatoria o, en algunos casos (por ejemplo, en la aprobación de Circulares), por la totalidad del Consejo. En el caso del Ministerio, es la Secretaría de Estado de Energía, con la Dirección General de Política Energética y Minas, el órgano directivo involucrado.

### 3.2. Rasgos generales de la regulación

Las actividades de electricidad y gas están sujetas a una intensa intervención regulatoria, que afecta de modo decisivo a la estructura de los distintos mercados, a la forma en la que las empresas compiten entre sí, a las relaciones que estas mantienen con los consumidores finales y, en consecuencia, a las estrategias seguidas por las empresas. La justificación tradicional de las intervenciones regulatorias en el ámbito de las actividades económicas se fundamenta en la existencia de fallos de mercado<sup>18</sup>, cuya relevancia depende en gran medida de las características del producto intercambiado<sup>19</sup>. En el sector energético, un motivo principal de justificación es la presencia de una tendencia natural hacia la configuración de una estructura de mercado en la que un número reducido de empresas tienen alto poder de mercado.

Respecto a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas, el hecho de ser un producto homogéneo, junto a los altos costes del despliegue de esas redes (incluidos los costes medioambientales) y el bajo crecimiento de la demanda, justifican el mantenimiento de las características propias que definen a un monopolio natural. En otros términos, es más

<sup>18</sup> Hay numerosos manuales que analizan el tratamiento regulatorio de sectores de red. Una referencia completa es Decker (2023).

<sup>19</sup> Un ejemplo típico es el sector financiero, donde el principal motivo que justifica la intervención regulatoria es la presencia de asimetrías de información entre el emisor de un título de deuda y su demandante, cuyo conocimiento de los riesgos inherentes a ese título es sin duda menor.

eficiente la existencia de un solo proveedor local del servicio de red y no el despliegue de varias redes paralelas para proveer el servicio, como puede ocurrir, por ejemplo, en el caso de las redes de fibra óptica hasta los hogares. Ello no impide que en el conjunto del territorio nacional haya diversos proveedores de servicios de red<sup>20</sup>.

La existencia de un monopolio local en las redes de transporte y distribución tiene dos consecuencias principales. Por un lado, el acceso de los operadores y de los usuarios finales a la red está garantizado legalmente, existiendo un amplio conjunto de reglas para definir en qué circunstancias puede producirse ese acceso o cuál es el reparto de costes de nuevas conexiones entre el nuevo cliente y el conjunto del sistema. Por otro lado, implica que la retribución que recibe el titular de la red está fijada por el regulador que, según la norma europea, debe ser la ANR. Por lo tanto, en España es la CNMC la encargada de establecer la retribución a las redes, si bien, como se explicará posteriormente, el Ministerio también tiene algunas competencias relevantes en este ámbito.

El régimen retributivo de las infraestructuras de red se apoya en algunos principios básicos. En primer lugar, tanto en el caso de la electricidad como en el del gas, se trata de un sistema diseñado para proporcionar una retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo. Ese bajo riesgo se deriva del reconocimiento, a efectos retributivos, de la inversión realizada y de los gastos de operación y mantenimiento asociados a esos activos, siempre considerando que se trata de los gastos correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada. La idea básica es que se asegura la recuperación de las inversiones realizadas, que se van pagando a lo largo de la vida útil regulatoria de cada activo, garantizándose al mismo tiempo una tasa razonable de rentabilidad. La vida útil regulatoria es establecida por el regulador, no puede ser modificada posteriormente a su fijación inicial y no tiene por qué coincidir con la vida útil real de la instalación ni con la aplicada por la empresa propietaria de la red en su amortización contable. Adicionalmente, se pueden contemplar otros componentes, como una retribución por incentivos, que sumen o resten a la retribución percibida, o una retribución específica para promover la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria, entre otras posibilidades.

En segundo lugar, la aplicación del régimen retributivo implica un conocimiento exhaustivo de la infraestructura física que constituye la Base de Activos Regulados y la rendición de cuentas sobre la base de una Información Regulatoria de Costes. A través de Circula-

<sup>20</sup> Debe recordarse que las condiciones que justifican un monopolio natural surgen de la combinación de condiciones de oferta, y por tanto tecnológicas, y de demanda. En consecuencia, una actividad no tiene una condición inherente de monopolio natural: si las condiciones tecnológicas cambian y/o la demanda aumenta considerablemente, las condiciones que justifican el monopolio natural pueden dejar de tener su razón de ser. Un ejemplo en ese sentido es la red de telecomunicaciones fijas, donde hasta la década de los ochenta se enfatizaba la presencia de condiciones de monopolio natural en la red tradicional (el llamado “par de cobre”). Sin embargo, la aparición de tecnologías sustitutivas (fibra óptica y cable coaxial), junto a costes de despliegue razonablemente bajos y una demanda con altas tasas de crecimiento y crecientemente diversificada, han hecho que actualmente no se plantee la existencia de condiciones de monopolio natural en la red capilar de telecomunicaciones fijas. Además, a diferencia del sector eléctrico o gasista, en las telecomunicaciones nunca han existido problemas de despliegue o de oferta en la red de larga distancia, donde se cuenta con múltiples proveedores de servicios de red.

res informativas, el regulador establece unos procedimientos detallados para que las empresas le transmitan esa información con unos criterios definidos. Ello incluye auditorías sobre la información aportada y, en su caso, un régimen de inspecciones.

En tercer lugar, el régimen retributivo se concreta en unas reglas que se mantienen durante un periodo de tiempo, denominado periodo regulatorio, que en España es de seis años. Antes de que ese periodo finalice, el regulador revisa los criterios para el periodo siguiente. En particular, el tercer periodo regulatorio en las redes de electricidad se extiende entre los años 2026 y 2031, mientras que para el gas cubre el periodo 2027 a 2032. El calendario de los procesos de revisión de las metodologías de retribución se anuncia previamente y todas ellas pasan por un periodo de consulta pública. En ocasiones, también se discuten previamente en foros con los agentes involucrados o se realiza una consulta pública antes de publicar un primer borrador.

En cuarto lugar, el coste de la retribución total a pagar a los propietarios de las redes se traslada a los consumidores a través de los peajes (o cánones), cuyas metodologías están también sujetas a revisión al término del periodo regulatorio. El regulador debe garantizar que los ingresos percibidos a través de los peajes se ajusten a los costes regulados de las redes, evitando la aparición de un déficit. Actualmente, los peajes forman una bolsa de ingresos separada de otros ingresos del sistema que se destinan a cubrir otros costes del sistema distintos a los de las redes. Esto no ha sido siempre así y, de hecho, hasta 2013 hubo un fuerte desajuste entre los ingresos y costes regulados que condujo a elevados déficits y a la acumulación de una importante deuda. Se trata de una deuda de los consumidores eléctricos, no pública, y por tanto estos la han ido abonando en sus facturas desde hace más de una década, de modo que está ya muy próxima a desaparecer<sup>21</sup>. El sistema eléctrico sí percibe ingresos desde el Tesoro para pagar otros costes del sistema distintos a las redes, como los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares o la retribución específica a la generación renovable, con la particularidad de que buena parte de esos ingresos provienen de impuestos u otro tipo de cargas pagados por los mismos consumidores eléctricos (véase apartado 3.6).

Por último, el tratamiento regulatorio y retributivo de los transportistas es distinto al del Operador del Sistema (OS), en el caso de la red eléctrica, y al del Gestor Técnico del Sistema (GTS) en el caso de la red de gas. Estos dos últimos se ocupan de la operación técnica del sistema correspondiente, incluyendo servicios de balance o de ajuste a corto plazo. Aunque en España no están separados jurídicamente del transportista (REE y Enagás, respectivamente), sí tienen separaciones regulatorias en su funcionamiento y obligaciones contables que permiten al regulador calcular una retribución específica para el OS y el GTS. En cualquier caso, la retribución recibida por la operación o gestión del sistema es de un orden de magnitud muy reducido en relación con la remuneración de las redes<sup>22</sup>.

<sup>21</sup> La deuda del sector eléctrico alcanzó una cuantía cercana a 30.000 millones de euros en 2014. El último pago de la deuda (en torno a 200 millones de euros) se realizará en 2028.

<sup>22</sup> Las retribuciones (provisionales) percibidas por el OS y el GTS para 2024 ascienden a 86,1 millones de euros y 23,1 millones de euros, respectivamente.

### 3.3. Regulación en las redes: planificación y evaluación de los proyectos

La planificación de las infraestructuras de red en los sectores de electricidad y gas responde a situaciones diferenciadas y resulta necesario distinguir entre ellas.

#### 3.3.1. La red de transporte de electricidad

La red de transporte de electricidad es una red con planificación vinculante para periodos de seis años, aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros (ACM) tras ser sometida al Congreso de los Diputados. Esa planificación de largo plazo se puede combinar con modificaciones de aspectos puntuales, también aprobadas mediante ACM<sup>23</sup>. La participación del OS es clave en todo el proceso de planificación de la red de transporte de electricidad, ya que es este quien recoge las propuestas iniciales de desarrollo que provienen de las CC. AA. y de los sujetos del sector, realiza una propuesta inicial y evalúa las modificaciones sugeridas. Dado que el OS forma parte de REE, y que la ejecución del desarrollo de la red la realiza también REE como transportista único, se plantea el problema de si la separación funcional entre ambas unidades es suficiente para evitar un conflicto de interés. La CNMC establece normas y supervisa esa separación<sup>24</sup>.

El proceso de evaluación para el desarrollo de la red, que es ejecutado íntegramente por el OS, se basa en una red base o de partida sobre la que plasmar distintas hipótesis de generación y demanda. Esa red de partida es la red existente en el momento de la planificación, a la que se añaden las actuaciones ya en curso y que estarían en servicio con muy alta probabilidad en los próximos años. Las necesidades de desarrollo de esa red pueden tener orígenes variados: mejora de la calidad y seguridad del suministro, integración de nueva generación renovable, integración de almacenamiento, integración de nueva demanda (por ejemplo, transporte ferroviario o centros de datos), necesidades de apoyo a la red de distribución, aumento del nivel de interconexiones internacionales, etc. Un caso típico en este contexto consiste en comparar cuáles serían los costes asociados al control de esa necesidad a través del redespacho de unidades ya existentes para el control de sobrecargas y oscilaciones, frente a los costes de incorporar nuevos activos en la red que permitirían evitar esos medios. Se trata de análisis complejos<sup>25</sup>, realizados con elevada granularidad espacial y temporal (periodos horarios).

El análisis coste beneficio incluye a las interconexiones internacionales o entre islas, que son instalaciones singulares de elevado coste. En el caso concreto de las interconexiones internacionales existe, además, metodología de análisis coste-beneficio desarrollada por ENTSO-e para la Comisión Europea. Esto es así porque las interconexiones internacionales son el

<sup>23</sup> Por ejemplo, la planificación del periodo 2021-2026 tuvo modificaciones puntuales en abril de 2024 y en julio de 2025.

<sup>24</sup> El Gobierno del Reino Unido adquirió el OS a National Grid (el equivalente a REE) en 2024 y ahora opera como un OS de propiedad pública.

<sup>25</sup> El documento del Plan de Desarrollo recoge la metodología de análisis en la que se describen las alternativas, los criterios de selección/priorización y el análisis coste-beneficio realizado.

núcleo del Plan de Desarrollo Decenal de la Red (TYNDP) en la UE, que a su vez es parte fundamental del mercado interior de la energía<sup>26</sup>. Esos proyectos de interconexión internacional, y actualmente también los de almacenamiento, reciben importantes fondos europeos.

Desde el año 2013 está vigente un límite al volumen de inversiones que puede realizar REE como transportista, situado en el 0,065 % del PIB, que equivaldría a aproximadamente 1.100 millones de euros en 2025. Ese límite ha sido aumentado para el periodo regulatorio vigente, siempre que las inversiones a realizar cumplan con determinadas características. Adicionalmente, la regulación contempla distintas actuaciones de inversión que no están sujetas a ese límite. De ese modo, la planificación 2021-2026 contempla una inversión total de 6.964 M€ pero, dentro de esa cuantía, 1.260 millones de euros no computan en el límite de inversión. Se trata, fundamentalmente, de interconexiones internacionales. A ello habría que añadir inversiones adicionales por modificación de diversos aspectos puntuales de la planificación, que tampoco computan en el límite. Por lo tanto, *de facto*, una parte relevante de las inversiones que realiza REE, especialmente en grandes infraestructuras de interconexión, no computan en el límite global.

El **cuadro 6** muestra las inversiones anuales de REE en 2022-2024 que, como puede observarse, se han incrementado notablemente. Esas inversiones<sup>27</sup> se sitúan, sin embargo, por debajo de lo recogido en la planificación, debido a que algunas de ellas no llegan a realizarse en el periodo correspondiente debido, fundamentalmente, a retrasos en los procedimientos administrativos de concesión de permisos, sobre todo en el ámbito de las declaraciones de impacto medioambiental.

Por último, en relación con las infraestructuras de interconexión internacional, debe señalarse que el Consejo y la Comisión Europea han indicado la necesidad de alcanzar una

### Cuadro 6.

#### Inversiones de REE 2022-2024

Millones de euros

|      | Inversiones totales |
|------|---------------------|
| 2021 | 426                 |
| 2022 | 576                 |
| 2023 | 825                 |
| 2024 | 1.105               |

Fuente: REE y elaboración propia.

<sup>26</sup> Véase <https://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>27</sup> Esas inversiones incluyen tanto las del transportista como las del OS, aunque se sabe que las segundas son residuales. Adicionalmente, incluyen algunas inversiones que no son propiamente inversiones en redes y cuya retribución tiene un régimen retributivo completamente diferenciado. Por ejemplo, incluyen la construcción de la central de bombeo reversible de Salto de Chira.

ratio de interconexión superior al 15 %. Esa ratio se define en términos de las capacidades de intercambio de importación dividida por la potencia doméstica instalada. Como es lógico, en un contexto de aumento constante de la potencia instalada nacional por la entrada de nueva generación renovable, esa ratio no hace sino disminuir por mucha capacidad de interconexión que se añada. Ello arrojaría dudas sobre la relevancia de la capacidad de interconexión medida de ese modo, a lo que se añade que la demanda doméstica de electricidad también se ha reducido en la última década. Una ratio en términos de la demanda punta sería más sensata, aunque esa no es la métrica que se utiliza. Probablemente debido a que se definió a principios de la década de los 2000, cuando la situación y evolución del *mix* de generación era muy distinta a la actual.

### 3.3.2. Las redes de distribución de electricidad

A diferencia de lo señalado para la red de transporte, los desarrollos de las redes de distribución no están sujetos a planificación vinculante. Son las propias empresas titulares las que planifican el desarrollo de su red atendiendo a las necesidades locales de generación y consumo. La incidencia de un límite de inversiones, que en este caso es del 0,13 % del PIB para el conjunto de las redes de distribución<sup>28</sup>, y los incentivos que pueda proveer el marco regulatorio de la retribución son elementos que tienen un papel mucho más relevante que en el transporte. Por lo tanto, las empresas distribuidoras pueden realizar las inversiones que consideren oportunas para sus redes, siendo estas inversiones reconocidas por el regulador (CNMC). Las empresas distribuidoras tienen que presentar *ex ante* unos planes de inversión, de carácter anual y trienal, que deben contar con el informe favorable de la Comunidad Autónoma donde se instala el activo y que deben cumplir con los límites de inversión<sup>29</sup>. Es el Miteco quien, tras el análisis de esos planes por parte de la CNMC, los aprueba. Todas las instalaciones nuevas, o en las que se lleven a cabo modificaciones sustanciales, han de pasar por distintos procesos de autorización administrativa ante las administraciones públicas competentes.

Como principio general, es razonable pensar que, si una actuación de inversión resultase en un beneficio neto para el conjunto del sistema, no debería estar sujeta a un límite. Sin embargo, ello requeriría analizar cientos de actuaciones de inversión, de modo que el reconocimiento retributivo de las inversiones realizadas requeriría de unas capacidades de análisis y supervisión muy superiores a las actuales. Es decir, el regulador tendría que dotarse de recur-

<sup>28</sup> Adicionalmente, la regulación establece dos situaciones en las que el límite para una empresa podría ser superado y retribuido con cargo al sistema. En primer lugar, que el crecimiento previsto de la demanda para esa empresa fuese superior al triple del crecimiento previsto en la planificación para el conjunto del sector eléctrico. En segundo lugar, que una sola de las actuaciones de inversión previstas suponga más del 50 % de la remuneración global de la empresa. Sin embargo, estas condiciones no son operativas en la práctica, al menos para los principales titulares de las redes. Durante 2021 y 2022 se efectuaron inversiones no computables en el límite, referidas a inversiones para la digitalización de las redes, que fueron parcialmente subvencionadas desde el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

<sup>29</sup> El límite agregado del 0,13 % del PIB se distribuye en límites específicos para cada empresa según su cuota de mercado.

tos humanos y técnicos con un dimensionamiento completamente alejado de su situación actual<sup>30</sup>. En ausencia de esas capacidades, el límite de inversión es un instrumento operativo imperfecto que trata de evitar un sobredimensionamiento de las redes, que pagarían los consumidores en forma de mayores peajes. En cualquier caso, para 2026-2031 se permite un aumento de las inversiones por encima del límite legal, sujeto a diversas condiciones.

A finales de 2023, la Comisión Europea (CE) puso en marcha una iniciativa<sup>31</sup> en la que se incluyen varias propuestas dirigidas a desarrollar con mayor rapidez los proyectos de interconexión catalogados como proyectos de interés común europeos, mejorar la planificación a largo plazo y la electrificación, introducir nuevos incentivos reglamentarios para la expansión de las redes eléctricas e incentivar su uso más eficiente, mejorar la financiación de las redes y acelerar los permisos para su despliegue, así como para reforzar las cadenas de suministro de los equipamientos necesarios<sup>32</sup>. Una propuesta relevante es la de desarrollar los principios que determinen las condiciones en las que los reguladores nacionales pueden permitir “inversiones anticipatorias” en redes. Por ejemplo, se podría plantear extender la red en zonas con un elevado potencial de generación renovable sin explotar como vía para posibilitar de modo anticipado el desarrollo de nueva generación en esa área. Obviamente, si ese fuera el caso, esas inversiones estarán infrautilizadas hasta que se produjesen avances en la generación. La posición de la CE es lograr un equilibrio entre la anticipación de las necesidades futuras de infraestructuras, lo que evitaría pérdidas de bienestar por el retraso en la modernización de la red, y el mayor coste inducido por esas infraestructuras, que en un momento inicial podrían no utilizarse plenamente. Se trata de un asunto que se está comenzando a desarrollar reglamentariamente<sup>33</sup>.

### 3.3.3. Las redes de gas

La situación en el caso del gas natural es completamente distinta de la electricidad porque no va a haber más desarrollos de la red de transporte y de distribución de gas, salvo, por ejemplo, nuevas conexiones locales por desarrollos urbanísticos o suministros a empresas<sup>34</sup>.

<sup>30</sup> Si el análisis se circunscribiera a proyectos de inversión “grandes”, definidos, por ejemplo, a partir de un determinado volumen de inversión, y se dejaran sin supervisar los que estuviesen debajo de ese límite, resultaría sencilla la partición de esos proyectos grandes en varios de menor volumen. Sería una situación similar a la ya observada en otros ámbitos regulatorios. Por ejemplo, solo hay que analizar la cantidad de instalaciones renovables geográficamente contiguas con potencia instalada de 49,9 MW. La norma establece diferencias en la administración responsable de la tramitación para instalaciones con 50 MW de potencia o superior, frente a las que se sitúan por debajo de ese umbral.

<sup>31</sup> Redes, el eslabón perdido: Plan de Acción de la UE para las Redes. COM(2023) 757 final.

<sup>32</sup> El informe Letta (2024) enfatiza el papel de la falta de integración de los mercados europeos de la energía y llama a favor de la interconexión y de las inversiones en redes.

<sup>33</sup> Véase ACER-CEER (2024). En ACER (2023) se hace un análisis de los procedimientos seguidos por distintas agencias independientes de regulación para el desarrollo de análisis coste-beneficio.

<sup>34</sup> Los distribuidores están obligados a presentar a las comunidades autónomas (CC. AA.) sus planes de inversión, que dependen de sus propias decisiones empresariales, ya que no hay una planificación pública de la red de distribución.

Por supuesto, no va a haber más desarrollos de almacenamientos subterráneos ni de nuevas regasificadoras. De hecho, hay exceso de capacidad en algunas de las infraestructuras existentes en relación con el gas natural en España, situación que se acentuará en los próximos años en un contexto tendencial de caída de la demanda del gas<sup>35</sup>. En consecuencia, no hay vigente ni se prevé ningún documento de planificación de la red de gas.

Hay dos asuntos que sí generan una creciente regulación en relación con las redes de gas. En primer lugar, el acceso a la misma por parte de las plantas de biometano. El biometano es un gas renovable de origen orgánico que es un sustituto perfecto del gas natural y, por tanto, susceptible de ser inyectado en la red. Ello está llevando a establecer un conjunto de normas que faciliten su conexión a la red de gas, que se acompaña del desarrollo de un sistema de garantías de origen que es análogo al existente para las renovables eléctricas. En segundo lugar, en el proceso de desplazamiento desde el gas natural hacia otros gases menos emisores, se plantea la posibilidad de utilizar parte de las redes existentes de gas natural para el transporte de hidrógeno. Ello se puede hacer mediante la mezcla de una pequeña parte del hidrógeno en la red de gas existente (*blending*), pero en unas proporciones muy pequeñas (inferiores al 5 %) debido a limitaciones técnicas. Alternativamente, cabría pensar en la transformación de parte de la red existente para un eventual transporte del hidrógeno (*repurposing*) o, simplemente, la eliminación de parte de la red de gas excedentaria (*decommissioning*). Se trata de una discusión abierta en la UE, que requerirá de soluciones nacionales distintas en los próximos años.

### 3.4. Regulación en las redes: retribución y rentabilidad

Las redes son activos que reciben una remuneración regulada, determinada por el regulador independiente (CNMC) de acuerdo con una metodología previamente aprobada. La necesidad de proporcionar estabilidad regulatoria conduce a que esa metodología solo se revise al término del periodo regulatorio de seis años. Los costes por esa retribución regulada son pagados en su totalidad por los consumidores a través de los peajes bajo el principio de suficiencia de ingresos. Esto es, cualquier variación significativa de esos costes generará una variación equivalente en los peajes, también determinados por la CNMC. No hay discusión sobre esa transmisión de costes de las redes a los consumidores finales, que es obligada por la normativa europea. El marco retributivo presenta características específicas en el transporte y la distribución de electricidad y gas, por lo que a continuación se detallan sus rasgos principales en cada caso y se ofrece información sobre los costes asociados.

#### 3.4.1. La retribución a la red de transporte de electricidad

La metodología actual de retribución para las redes de transporte se establece en la Circular 5/2019 de la CNMC, con modificación en curso a final de 2025 para el periodo regulatorio 2026-2031. La retribución regulada al transporte en un año *n* consta de tres com-

<sup>35</sup> La demanda de gas en España fue de 312 TWh en 2024, frente a 449 TWh en 2007.

ponentes: la retribución por cada una de las instalaciones de transporte que se encuentre en servicio en el año  $n-2$ , la retribución por extensión de la vida útil y una retribución por incentivo a la disponibilidad. Esta última se asocia al grado de disponibilidad ofrecida por las instalaciones de transporte, pero en la práctica representa una parte muy reducida de la retribución total.

La retribución anual a percibir por cada elemento del inmovilizado es la suma de dos componentes: la retribución a la inversión y la retribución por operación y mantenimiento. La retribución a la inversión existirá siempre que el inmovilizado no haya superado la vida útil regulatoria y es la suma de i) la retribución por amortización, calculada dividiendo el valor de la inversión entre la vida útil regulatoria, y ii) la retribución financiera de la inversión, calculada mediante la multiplicación de la tasa de retribución financiera por el valor neto de la inversión. Por tanto, hay tres parámetros a los que hay que asignar valores: el valor neto de la inversión, la tasa de retribución financiera (basada en el coste medio ponderado del capital o WACC) y la vida útil regulatoria que, en el caso de las instalaciones de transporte es, en la mayoría de los casos, igual a 40 años. El **cuadro 7** muestra la retribución regulada del transporte para el año 2022<sup>36</sup>.

### Cuadro 7.

#### **Retribución anual al transporte de electricidad en España**

En euros

| <i>Empresa</i>                | <i>Retribución inversión</i> | <i>Retribución operación y mantenimiento</i> | <i>Incentivo disponibilidad</i> | <i>Retribución total</i> |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| Red Eléctrica de España S.A.  | 1.072.637.261                | 385.761.613                                  | 9.644.040                       | 1.468.042.914            |
| UFD (Grupo Naturgy)           | 18.365.993                   | 3.254.226                                    | 8.136                           | 21.628.355               |
| Vall de Sóller Energía S.L.U. | 369.864                      | 175.676                                      | 4.392                           | 549.932                  |
| Total                         | 1.091.373.118                | 389.191.515                                  | 9.656.568                       | 1.490.221.201            |

*Fuente:* CNMC (2025a).

En el caso del transporte de electricidad se ha establecido un sistema que distingue entre dos tipos de instalaciones: las singulares y las no singulares. Las instalaciones no singulares son activos “estándar” y, hasta 2025, su retribución resultaba de un valor medio entre el coste auditado de la inversión y unos valores unitarios (esto es, unos valores medios) previamente establecidos. A partir de 2026, la retribución se hace solo en función del coste auditado, si

<sup>36</sup> Se trata de la última retribución ya cerrada a finales de 2025. Las de ejercicios posteriores aplican, provisionalmente, la misma retribución del ejercicio 2022. Por otro lado, debe señalarse que, por razones justificadas, y con autorización, algunas instalaciones de la red de transporte se mantienen en manos de dos distribuidoras. Sin embargo, se trata de una parte muy reducida de la retribución total del transporte (1,5 %).

bien con una corrección trienal posterior al alza o a la baja en función de una comparación con esos valores unitarios.

Adicionalmente, existen algunos activos “no estándar” para los que no hay un valor unitario de referencia. Son las denominadas instalaciones singulares. Un ejemplo son las líneas submarinas, que son escasas y específicas de cada tendido concreto. Estas instalaciones singulares se retribuyen en su totalidad mediante costes auditados, limitando el valor de la inversión reconocida de modo que esta no podrá superar en más del 25 % el valor que se había estimado en el momento inicial de la solicitud de reconocimiento del carácter singular de la inversión.

El caso de las instalaciones con régimen retributivo de inversiones singulares es especialmente relevante porque suelen ser instalaciones de alto coste en las que, con frecuencia, hay modificaciones del valor reconocido inicialmente. Así ha ocurrido, por ejemplo, en el caso del enlace Tenerife-La Gomera (que pasó de un valor inicial reconocido de 84,5 millones de euros a 144,5 millones de euros) o el enlace Península-Ceuta (de 198,7 millones de euros a 332,3 millones de euros)<sup>37</sup>. Un caso particular es el de la nueva interconexión con Francia (Golfo de Vizcaya), que aumentará la capacidad de interconexión peninsular desde los 2.800 MW actuales a 5.000 MW. En este caso hubo un importante aumento de la inversión prevista, del orden de 1.000 millones de euros, acompañado de una modificación de la decisión conjunta sobre asignación transfronteriza de costes entre España y Francia. Esto ha llevado a una modificación de la inversión reconocida inicialmente, si bien limitando la cantidad de la inversión que puede pagarse vía peajes.

### 3.4.2. La retribución a las redes de distribución de electricidad

El modelo retributivo de la distribución eléctrica se basa también en el reconocimiento de los costes incurridos, previamente auditados. Hasta 2025 ese modelo se basaba en una remuneración separada de los costes correspondientes al capital (CAPEX) y a la operación y el mantenimiento (OPEX). El **cuadro 8** muestra la retribución regulada de la distribución de electricidad para el año 2021, que es la retribución definitiva más actualizada a finales de 2025.

#### Cuadro 8.

#### **Retribución anual a la distribución de electricidad en España**

En millones de euros

| <i>Retribución inversión</i> | <i>COMGES</i> | <i>Otras tareas reguladas (ROTD)</i> | <i>Incentivos</i> | <i>Otros</i> | <i>Retribución total</i> |
|------------------------------|---------------|--------------------------------------|-------------------|--------------|--------------------------|
| 2.872                        | 1.451         | 896                                  | 45                | 7            | 5.271                    |

Fuente: CNMC (2025b).

<sup>37</sup> Pese a ello, el valor actual neto (VAN), que calcula la propia REE según la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E, se mantiene en valores positivos. La CNMC ha advertido que esa metodología no se adapta a las condiciones de los territorios no peninsulares y que la consideración de estas o ligeras modificaciones en los parámetros considerados por REE arrojaría VAN negativos.

Ese régimen ha cambiado a partir del periodo regulatorio 2026-2031, donde se retribuye por costes totales (TOTEX). Se trata de una evolución del modelo retributivo que ya está presente en la mayoría de los países europeos y que busca crear los incentivos adecuados para que las empresas distribuidoras tomen la decisión más eficiente entre CAPEX y OPEX.

La retribución integra el pago por la inversión realizada (auditada), con una retribución base por amortización y una retribución a la inversión que incluye la retribución financiera. Esta última se calcula mediante la multiplicación de la tasa de retribución financiera (TRF) por el valor neto de la inversión puesta en servicio dos años antes. En la actualidad, la TRF se calcula a partir del WACC, como ocurre en otras actividades reguladas. En el cálculo del valor de la inversión con derecho a retribución, se descuenta la parte del activo que ha sido financiada y cedida por terceros o las ayudas públicas percibidas<sup>38</sup>. Además, dado que la inversión se produjo dos años antes del momento en que se reconoce, se incrementa multiplicándola por un factor de retardo retributivo. Finalmente, la retribución regulada integra otros componentes, tales como una remuneración por extensión de la vida útil en aquellas instalaciones que, habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio, así como incentivos o penalizaciones por la reducción de pérdidas o la calidad del suministro.

Una segunda diferencia muy relevante del modelo retributivo a la distribución eléctrica a partir de 2026 es que, por primera vez, al no considerar una referencia de costes en términos de valores unitarios, se ha optado por vincular parte de la retribución a una senda de sostenibilidad financiera vinculada al aumento de la potencia demandada. La idea es que la empresa puede obtener el reconocimiento de los costes de inversión que se realizan por encima de lo que se considera como inversión sostenible<sup>39</sup> si ese aumento de la inversión se ve acompañado de un aumento de la potencia. En suma, cuando las inversiones se encuentren por encima de la senda de inversión prevista para un incremento de potencia determinado, se aplica una penalización por una eficiencia inferior a la esperable, mientras que, cuando se encuentren por debajo, se aplica una bonificación por una eficiencia superior a la prevista<sup>40</sup>.

### *3.4.3. La retribución a las redes de transporte, regasificación y almacenamiento de gas*

La metodología retributiva para el transporte de gas natural y las plantas de gas natural licuado se recoge en la Circular 9/2019 de la CNMC y es aplicable desde 2021. Ello se acompaña con la Circular 8/2020, donde se establecen los valores unitarios, de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026. Como en la electricidad, la retribución utiliza el WACC para el cálculo de la rentabilidad de los recursos financieros invertidos. La inversión reconocida es un promedio entre el valor de inversión

<sup>38</sup> Se descuenta el 90 % del importe percibido, si bien el margen del 10 % que es “apropiable” por la empresa no podrá ser superior a 10.000.000 millones de euros.

<sup>39</sup> La inversión sostenible sería aquella que resulte necesaria para el desarrollo de su actividad, sin que requiera un incremento de la potencia demandada a efectos de su reconocimiento retributivo.

<sup>40</sup> Téngase en cuenta que si el incremento de inversión no se acompaña de incremento de potencia ello repercutirá en un aumento de los peajes unitarios que deberán pagar los consumidores.

auditado y el valor de inversión con valores unitarios mientras que los costes de operación y mantenimiento se determinan, con carácter general, mediante valores unitarios de referencia. La retribución se complementa con incentivos por mejoras de productividad, por permanecer en ratios de solvencia financiera adecuados<sup>41</sup>, a la venta de gas como combustible marítimo (búnker) que se carga desde las plantas de regasificación o un incentivo por el gas natural suministrado a estaciones de servicio (gas natural vehicular). Con estos últimos se pretende fomentar el uso del gas natural en lugar de otros hidrocarburos.

El **cuadro 9** ofrece un desglose de la retribución provisional de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento correspondiente a 2024. La retribución asciende a 1.210 millones de euros en ese año, una cuantía que es solo ligeramente inferior a la correspondiente a la actividad de distribución de gas.

### Cuadro 9.

#### **Retribución provisional de la actividad de transporte y regasificación para el año de gas 2024<sup>1</sup>**

En euros

|                                   | <i>Transporte</i> | <i>Regasificación</i> | <i>Almacenamientos</i> |
|-----------------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|
| Retribución por inversión         | 283.032.573       | 117.290.573           |                        |
| Retribución por O&M               | 281.278.102       | 193.633.995           |                        |
| Retribución por ARPE <sup>2</sup> | 151.765.900       | 71.583.869            |                        |
| Retribución por RSAE <sup>3</sup> | 0                 | 24.942.338            |                        |
| Total                             | 716.076.575       | 407.450.765           | 86.099.143             |

*Notas:* <sup>1</sup>El año de gas comprende desde el 1 de octubre de 2023 al 30 de septiembre de 2024. <sup>2</sup> Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia, que integra incentivos y la parte remanente de la RCS.

<sup>3</sup> Retribución por instalaciones en situación administrativa especial, referida a la planta de El Musel.

*Fuente:* CNMC y elaboración propia.

#### *3.4.4. La retribución a las redes de distribución de gas*

Los ingresos que obtienen los propietarios de las redes de distribución de gas provienen de tres fuentes. En primer lugar, de la retribución de las actividades reguladas que se determina a partir de una metodología elaborada por la CNMC. Esos ingresos se financian con los peajes y cánones que pagan los usuarios, calculados siguiendo una metodología establecida por la CNMC. En segundo lugar, provienen de derechos cuyos precios están regulados por las CC. AA., que en algunos casos deben situarse en una banda de precios fijados por la CNMC: derechos de acometida (conexión de nuevos puntos de suministro o ampliación de su capa-

<sup>41</sup> Véase, por ejemplo, la Resolución por la que se establece el valor del índice global de ratios de 2024 y la penalización relativa a la prudencia financiera de las empresas que llevan a cabo las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución de gas natural (RAP/DE/002/23).

cidad), derechos de alta, de enganche, por revisiones, etc. En tercer lugar, como en el caso de las redes de distribución eléctrica, provienen del alquiler de los contadores, aunque los consumidores pueden tener su contador en propiedad. El precio del alquiler se regula mediante una Orden Ministerial, estando en curso el despliegue de contadores inteligentes para todos los clientes de menos de 50.000 kWh/año.

Con mucho, la principal fuente de ingresos para las empresas distribuidoras de gas es el régimen económico de retribución regulada, que se examina a continuación. Un aspecto muy importante es que la retribución de la distribución de gas sigue un modelo regulatorio distinto al eléctrico y, también, al existente en la retribución del transporte de gas. Se trata de un modelo donde no se hace el seguimiento de una base de activos regulados (BAR), sino que es una retribución por actividad. Básicamente, es un modelo en el que se fijó un punto de partida con una retribución inicial correspondiente a un año, a la que se añade una retribución unitaria por cada nuevo punto de suministro y por variación de la demanda con respecto a ese año. De ese modo, es la distribuidora la que decide qué zonas gasificar, conociendo de antemano la retribución unitaria que va a recibir en el futuro. Esto hace que el riesgo de despliegue de la red corra por cuenta de la empresa, ya que debe valorar cuál es el coste que le supone desarrollar un nuevo suministro en relación con la retribución futura que va a obtener por el mismo.

En cualquier caso, el análisis económico realizado por la CNMC para el desarrollo de la Circular actual puso de manifiesto que las empresas habían obtenido en el periodo previo rentabilidades de los recursos financieros invertidos superiores a lo que se consideraría como una rentabilidad adecuada para una actividad de bajo riesgo, al mismo tiempo que los consumidores habían visto incrementados notablemente los importes que debían sufragar a través de los peajes y cánones. La CNMC también señaló que la retribución obtenida desde 2002 hasta 2018 por los activos puestos en servicio en 2002 superaba ampliamente el valor neto de esos activos en dicho año, por lo que se realizó un ajuste retributivo sobre los mismos. Sin embargo, dado el impacto sobre la retribución de las redes, la CNMC optó por aplicar ese ajuste de modo paulatino en el segundo periodo regulatorio (2021-2026), una aproximación (*glide path*) frecuente en el ámbito regulatorio para evitar impactos bruscos. De ese modo, por ejemplo, la retribución para el año 2024 se redujo en el 65 % de ese ajuste, que se aplicará en su integridad en el último año del periodo regulatorio. El **cuadro 10** muestra la retribución provisional para el ejercicio 2024 de la distribución de gas, distinguiendo los tres componentes principales ya referidos.

### Cuadro 10.

#### **Retribución provisional de la distribución de gas en 2024**

En euros

| <i>Retribución base (2020)</i> | <i>Retribución por desarrollo de mercado</i> | <i>Retribución transitoria</i> | <i>Total</i>  |
|--------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------|---------------|
| 1.159.428.631                  | 8.603.352                                    | 83.663.771                     | 1.251.695.754 |

*Fuente:* Memoria justificativa de la resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural (CNMC).

### 3.4.5. La retribución financiera

El modelo retributivo aplicado, como en los países de nuestro entorno, se basa en un modelo de reconocimiento de inversiones ya realizadas (salvo en la distribución de gas). Esas inversiones reciben una retribución financiera, que es calculada por la CNMC sobre la base del coste medio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* o WACC). El uso del WACC es habitual en el ámbito regulatorio, y de hecho es empleado por la CNMC ya desde hace tiempo en otros sectores regulados<sup>42</sup>, así como por los reguladores de energía en otros países europeos. No hay, pues, discusión sobre su uso como método para la estimación de la tasa de retribución financiera, pero, como es natural, sí la hay sobre el cálculo concreto de los distintos parámetros que la componen. La metodología actual del WACC se contiene en la Circular 2/2019<sup>43</sup> y trata de reflejar la realidad de los mercados de capital a los que las empresas acuden para obtener financiación. El objeto último es reconocer ese coste de capital, que integra tanto los costes asociados a los fondos propios como los costes de la deuda según la siguiente expresión:

$$\text{WACC} = \text{RA} * \text{Rd} * (1 - \text{T}) + (1 - \text{RA}) * (\text{TLR} + \text{PRM} * \beta) \quad [1]$$

La ratio de apalancamiento (RA) se calcula como la deuda neta en relación con la deuda neta más los fondos propios. El coste de la deuda neta (Rd) recoge el coste de la financiación ajena y se calcula como la suma de un tipo de interés de referencia (*Interest Rate Swap*, o IRS) más un diferencial (*Credit Default Swap*, o CDS), ambos a 10 años. La parte izquierda del sumatorio se “convierte” a un coste de la deuda tras impuestos multiplicándola por (1-T), donde T es la tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno (T=0,25).

La segunda parte del sumatorio es el coste de los fondos propios y tiene dos componentes. El primero es una tasa libre de riesgo (TLR), calculada a partir de las cotizaciones del Bono del Estado español a 10 años. El segundo componente es el producto de una prima de riesgo del mercado (PRM) y un coeficiente  $\beta$ , coeficiente que viene dado por la ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado, siendo  $\beta \leq 1$ . Cuanto menor sea el  $\beta$  más diversificable (o menos sistémico) es el riesgo asociado a ese activo, mientras que  $\beta=1$  reflejaría que el riesgo asociado a ese activo no es diversificable (esto es, es sistémico). El regulador retribuye una tasa de retorno sobre los fondos propios coherente con el riesgo no diversificable. El WACC calcula varios de los distintos parámetros requeridos a partir de los datos de un amplio grupo de empresas comparables europeas y utilizando un periodo histórico de 6 años

<sup>42</sup> Los conceptos básicos de la metodología aplicada por la CNMC para el sector energético y para otros sectores regulados (aeroportuario, telecomunicaciones y postal) son los mismos, si bien la elección concreta de los parámetros atiende a especificidades propias de cada sector y de la regulación sectorial.

<sup>43</sup> Además de la memoria que, como siempre, acompaña a la Circular, el lector interesado puede leer el Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/044/18). En dicho informe se explican las alternativas metodológicas existentes.

Partiendo del cálculo de cada uno de los parámetros requeridos, la CNMC estimó un WACC del 4,19 % para el transporte y la distribución eléctrica en el periodo 2021-2025, lo que representa una TRF del 5,58 %<sup>44</sup> y casi 100 puntos básicos inferior a la fijada para el periodo regulatorio previo por el Miteco (6,53 %). Sin embargo, para el transporte y regasificación de gas natural, el WACC calculado y su correspondiente TRF, fueron ligeramente inferiores: 4,08 % y 5,44 %, respectivamente. La razón principal fue el menor coste de la deuda, afectado por la distinta ventana temporal utilizada para el cálculo entre los sistemas eléctrico y gasista, pues el periodo regulatorio en el gas comienza un año después que en el eléctrico. Sin embargo, en el caso del sector gasista, la CNMC tuvo en cuenta la influencia del cambio en la política monetaria mediante la compra de deuda pública por parte del Banco Central Europeo desde comienzos de 2015. En el caso de la distribución gasista, su modelo de retribución basado en la actividad implica que el WACC calculado no le es relevante. Adicionalmente, cabe señalar que a finales de 2025 está en curso la aprobación de una nueva metodología de cálculo del WACC, a aplicar para el periodo 2026-2031, que va a introducir algunos cambios con respecto a lo ya descrito. El principal será la introducción de una combinación de costes históricos y futuros en el cálculo del coste de la deuda, en línea con lo que ya se realiza en otros países de nuestro entorno, junto a la aplicación de un control por la influencia de la política monetaria también en el caso de la retribución a las redes eléctricas.

La tasa de retribución financiera se aplica también a otras actividades que reciben retribución regulada. En concreto, se aplica tanto a las actividades de producción renovable, cogeneración y residuos (RECORE) incluidas en el régimen de retribución específica como a las actividades reguladas de generación en los sistemas no peninsulares (SNP). Para ello se aplica también una metodología basada en el coste medio ponderado del capital (WACC) propuesto por la CNMC y aprobado por parte del Miteco (RDL 17/2019), que es quien tiene la competencia en ese ámbito. Para el periodo regulatorio 2020-2025, la tasa de retribución financiera del RECORE es del 7,09 %, si bien las instalaciones que han renunciado a iniciar o continuar procesos arbitrales han visto reconocida hasta 2031 la TRF fijada en el periodo regulatorio previo (7,398 %). Por su parte, la TRF para los SNP es del 5,58 % en el periodo 2020-2025.

### 3.5. Regulación en la generación eléctrica

La regulación europea establece libertad de entrada en la generación eléctrica y, por tanto, el principio general es que los ingresos percibidos por los generadores son los obtenidos por su actividad en los distintos mercados eléctricos o por los acuerdos de venta de energía bilaterales que puedan tener. Este principio general tiene diversas excepciones para algunos activos de generación, cuyos casos más destacados se describen a continuación.

La entrada de capacidad de generación renovable en España en la primera década de este siglo, y concretamente hasta 2012, estuvo acompañada de un importante apoyo público

<sup>44</sup> La tasa de retribución financiera (TRF) se define como  $TRF = WACC / (1 - T)$ , donde T es la tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno ( $T=0,25$ ). La TRF es la tasa reconocida en la retribución regulada, ya que esta es percibida por las empresas antes de pagar impuestos (*pre-tax*).

en forma de pagos regulados. Este sistema retributivo específico a la generación renovable, cogeneración y residuos (RECORE) se modificó a partir de 2013 para convertirlo en un sistema de complemento a los ingresos de mercado percibidos por las empresas. El sistema se mantiene actualmente, aunque sus costes han disminuido considerablemente debido, entre otras razones, a que el periodo regulatorio durante el que se tiene derecho a la retribución ha finalizado. Ese es el caso, sobre todo, de la generación eólica.

Con posterioridad a aquel año se estableció un régimen de apoyo a la entrada de renovables mediante la celebración de subastas. El diseño más actual de esas subastas se basa en contratos de largo plazo con el sistema eléctrico basados en contratos por diferencias (*contracts for differences*, o cfd), cuya función es garantizar la estabilidad del precio percibido. De hecho, la actual regulación europea obliga a los Estados miembros a utilizar ese diseño en el caso de que deseen implementar un sistema de apoyo para la entrada de nueva capacidad de generación renovable. Sin embargo, aunque en España se han desarrollado subastas de este tipo, no han tenido éxito y las empresas han preferido o bien no participar en el sistema o bien firmar contratos privados de largo plazo con consumidores (*Power Purchasing Agreements* o PPAs). En este contexto, el sector financiero juega un papel fundamental en la inversión en generación renovable, y de hecho suele ser parte activa en los acuerdos en forma de PPA.

Una segunda excepción al régimen general de obtención de ingresos a través del mercado se refiere a las instalaciones de producción en los sistemas no peninsulares, y concretamente a las de tipo térmico basadas en hidrocarburos (derivados de petróleo, gas o carbón). Esas instalaciones son aún muy importantes en las islas, Ceuta y Melilla, pero sus costes de producción son muy superiores a los ingresos que percibirían en el caso de obtener el precio marginal fijado para el mercado peninsular. Por lo tanto, esos costes adicionales se cubren mediante un sistema retributivo específico, financiado a partes iguales por el conjunto de consumidores eléctricos a través del concepto de cargos en la factura y por el conjunto de los contribuyentes a través de los Presupuestos Generales del Estado.

### 3.6. El pago por las redes y por otros servicios

Los consumidores pagan en sus facturas por un amplio conjunto de partidas de costes vinculados con el suministro energético. En primer lugar, pagan por la energía consumida, medida en términos de kWh. El precio de esa energía se determina básicamente en el mercado eléctrico, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE). Se trata de un mercado marginalista en el que se fija el precio de la electricidad para cada quince minutos<sup>45</sup> del día siguiente a partir de la interacción entre oferentes (generadores) y demandantes (comercializadores). El mercado diario es un mercado de subasta, que desde 2013 está integrado en una plataforma común con el resto de los mercados europeos y aplica un algoritmo común para resolver simultáneamente entre las posiciones de venta y de compra en todos los países y maximizar el uso de las interconexiones internacionales. Al precio final

<sup>45</sup> Desde el 1 de octubre de 2025. Hasta ese momento, la fijación del precio era horaria.

del mercado diario que paga un consumidor por cada kWh consumido, se añaden otros componentes: los precios de los mercados intradiarios, los pagos por capacidad y los sobrecostes por restricciones técnicas y por servicios de ajuste. Estos sobrecostes asociados a los servicios para el funcionamiento seguro del sistema son gestionados por el OS y se han venido incrementando en los últimos años en un contexto de creciente penetración renovable, con una aceleración de esa tendencia creciente a partir del apagón de abril de 2025.

En segundo lugar, el consumidor abona unos peajes por el uso de las redes, que dependen de los periodos horarios y del nivel de tensión al que se conectan. A diferencia de lo que ocurre en otras actividades, los costes de inversión y de operación y mantenimiento asociados a las redes de electricidad y gas se traspasan completamente a los consumidores. Esto es, no hay financiación pública de los costes de las redes<sup>46</sup> que, recuérdese, son de titularidad privada. Por lo tanto, el precio unitario de los peajes depende de la retribución global a los propietarios de las redes y de su mecanismo de reparto a los usuarios finales. En España, ambas competencias son ejercidas por la CNMC. El principio general en el diseño de los peajes es el de causalidad de los costes de redes, debido a que cada peaje se calcula en función de los elementos de coste inducidos por las redes de transporte y distribución. Por ello, cuanto “más arriba” se conecta un consumidor a la red, esto es, cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conecta, como ocurre en el caso de las empresas de mayor consumo, el peaje pagado por unidad de energía es menor, pues esa energía no ha circulado por la totalidad de la red.

Un elemento que es ampliamente discutido en la configuración de los peajes es la distribución entre un término fijo y uno variable. El término fijo depende de la potencia contratada (término de potencia, en kW), mientras que el término variable depende del consumo energético (término de energía, en kWh). La configuración de los peajes se realiza por la CNMC en forma de una Circular específica, que en la actualidad asigna un 75 % del coste al término fijo y un 25 % al término variable<sup>47</sup>.

Una discusión adicional es si los peajes deben ser homogéneos en todo el territorio o si deben reflejar la disparidad de los costes de las redes en distintas zonas. De hecho, cabe argumentar que el uso de peajes nodales (*nodal tariffs*) permitiría incorporar elementos como los costes de las congestiones o los efectos de las pérdidas de un modo más preciso, ya que estos varían entre distintos nodos de la red. Sin embargo, son muy pocas las experiencias reales de este tipo en el mundo y en España; como en la inmensa mayoría de países, esos peajes son idénticos para todo el territorio nacional. Ello se debe tanto a las dificultades técnicas para diseñar e implementar un sistema de peajes con características nodales como a la dificultad para que ese sistema fuese políticamente aceptable, debido a que tendría efectos sobre la equidad<sup>48</sup>.

<sup>46</sup> Solo existe financiación pública en circunstancias excepcionales. Por ejemplo, el PRTR dedicó financiación a la digitalización de redes eléctricas. También hay financiación europea a activos de interconexión entre países, fundamentalmente a través de *Connecting Europe Facility* (CEF).

<sup>47</sup> En valores medios, ya que hay diferencia en esos porcentajes por nivel de tensión.

<sup>48</sup> La discusión sobre el diseño óptimo de peajes es muy amplia. El lector interesado puede consultar CEER (2017).

En tercer lugar, hay un conjunto de costes distintos a los de redes que los consumidores también pagan, al menos parcialmente, en sus facturas. Esos costes son principalmente tres: la retribución regulada a la generación renovable, cogeneración y residuos, el coste derivado de la amortización y pago de intereses de la deuda del sistema eléctrico y la compensación por los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares (SNP). Para sufragar parcialmente esos costes regulados, el sistema eléctrico recibe ingresos provenientes del Tesoro: i) ingresos provenientes de impuestos específicos a actividades energéticas fijados en Ley 15/2012, el más importante de los cuales es el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica; ii) parte de los ingresos obtenidos por el Tesoro por las subastas de derechos de emisión, y iii) ingresos de los Presupuestos Generales del Estado para sufragar la mitad de los extracostes de generación en los SNP. La parte de los costes distintos de las redes que no son sufragadas por esas tres partidas de ingresos se distribuye entre los consumidores mediante una partida de cargos en sus facturas eléctricas. Como en el caso de los peajes, hay una metodología específica en la que se basa ese reparto, que trata de emular una distribución de costes basada en precios Ramsey. Esa metodología de cargos la aprueba el Gobierno, ya que es este el encargado de decidir sobre esta parte de la factura.

El **cuadro 11** sintetiza la evolución de costes e ingresos del sector eléctrico en 2022 y 2023, último año con cuentas definitivas en noviembre de 2025. En los últimos años se han producido cambios notables en los ingresos obtenidos por el sector eléctrico, como consecuencia de distintas medidas de intervención regulatoria en el contexto de la crisis de precios de la energía. En esa situación, se han producido fuertes superávits o déficits del sistema, esto es, remanentes positivos o negativos que se han utilizado en ejercicios posteriores.

Por último, cabe señalar que en el caso del sector gasista los principios generales son los mismos: los consumidores abonan por la cantidad consumida y por el uso de las redes. Sin embargo, se trata de un sistema de mucho menor tamaño que el sistema eléctrico que, además, no recibe transferencias desde el sector público.

## 4. PROBLEMAS Y RETOS EN LAS INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

### 4.1. Competencia

En el sector eléctrico se ha producido un intenso cambio en la estructura de la generación, que ha sido consecuencia de la entrada de nuevas plantas de generación renovable, tanto fotovoltaicas como eólicas. Aunque en ambos casos hay economías de escala asociadas al tamaño de las plantas, estas no son tan intensas como para no permitir centrales de tamaño muy diverso. De ese modo, mientras que una central nuclear tiene una potencia muy cercana a 1.000 MW y un ciclo combinado entre 400 MW y 600 MW, la distribución de tamaños de

**Cuadro 11.****Ingresos y costes regulados del sector eléctrico: 2022 y 2023**

Millones de euros

|                                                                          | 2022          | 2023          |
|--------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| <b>Ingresos:</b>                                                         |               |               |
| Ingresos peajes y cargos                                                 | 10.250        | 9.949         |
| Peajes                                                                   | 7.189         | 7.547         |
| Cargos                                                                   | 3.185         | 2.585         |
| Otros ingresos peajes de acceso                                          | -124          | -183          |
| Otros ingresos regulados                                                 | 247           | 292           |
| Ingresos Ley Medidas Fiscales (15/2012)                                  | 3.721         | 543           |
| Ingresos por CO <sub>2</sub>                                             | 2.028         | 917           |
| Otros ingresos externos a peajes                                         | 2.776         | 664           |
| <b>Total ingresos</b>                                                    | <b>19.022</b> | <b>12.365</b> |
| <b>Costes:</b>                                                           |               |               |
| Redes de transporte                                                      | 1.550         | 1.489         |
| Distribución y gestión comercial                                         | 5.212         | 5.222         |
| Anualidades de la deuda                                                  | 2.410         | 2.364         |
| RECORE <sup>1</sup>                                                      | 4.046         | 4.448         |
| Sistemas no peninsulares                                                 | 835           | 821           |
| Otros costes                                                             | 107           | 83            |
| <b>Total costes</b>                                                      | <b>14.160</b> | <b>14.427</b> |
| <b>Ingresos por regularización ejercicios previos</b>                    | <b>555</b>    | <b>129</b>    |
| <b>Rentas congestión con Francia</b>                                     |               | <b>-354</b>   |
| <b>SALDO del ejercicio<sup>2</sup></b>                                   | <b>5.418</b>  | <b>-2.287</b> |
| Remanente que se trae del ejercicio anterior                             | 772           | 6.190         |
| Remanente al final del ejercicio tras la aplicación del remanente previo | 6.190         | 3.903         |
| De transporte y distribución                                             | 1.236         | 1.816         |
| De cargos                                                                | 4.954         | 2.087         |

*Notas:* <sup>1</sup> El RECORE es el acrónimo del régimen retributivo específico para renovables, cogeneración y residuos. Ese régimen está regulado por el Real Decreto 413/2014 y a él han estado acogidas, o continúan estando, las instalaciones de generación con esas tecnologías que entraron a producir con un mecanismo de apoyo público hasta el año 2012. <sup>2</sup> El saldo del ejercicio se refiere a la diferencia entre el conjunto de ingresos regulados del sistema, menos los costes regulados, a lo que se añade el saldo de la regularización de distintas partidas correspondientes a ejercicios previos (que puede ser positivo o negativo). Además, desde 2023 se deducen los ingresos procedentes de las rentas de congestión con Francia, que se colocan en una cuenta específica para la retribución de los costes por la interconexión del Golfo de Vizcaya.

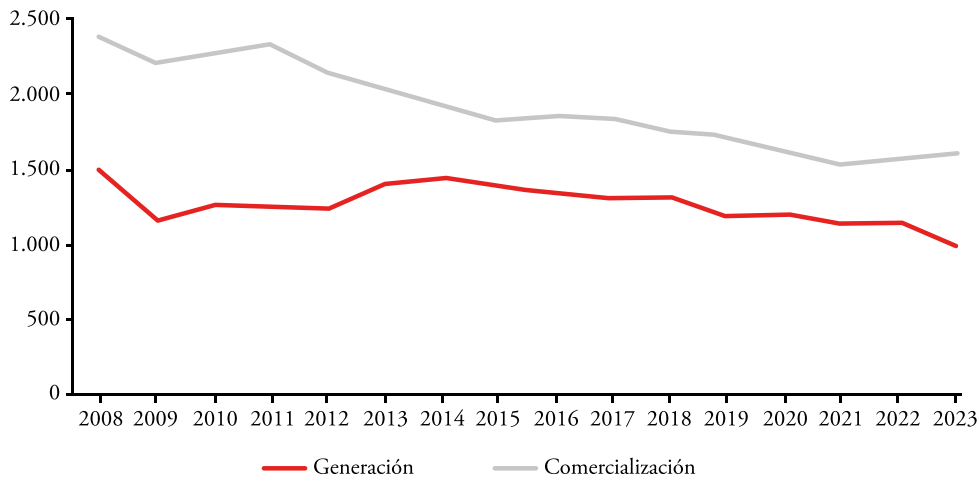
*Fuente:* CNMC (liquidaciones definitivas de varios años y resoluciones de peajes) y elaboración propia.

las centrales fotovoltaicas se sitúa desde menos de 1 MW hasta el entorno de 500 MW<sup>49</sup>. Las menores barreras de entrada en relación con la generación tradicional facilitan que haya múltiples propietarios de las nuevas instalaciones. De hecho, hay una elevada rotación de activos, con empresas que participan en las primeras fases de los proyectos y su ejecución, mientras que en muchas ocasiones son los fondos de inversión los protagonistas en fases de explotación posteriores. Por lo tanto, hay una tendencia natural a la caída de la concentración empresarial. La **figura 2** refleja esa situación a través de la evolución del índice de concentración Herfindahl-Hirschman (HHI) entre 2008 y 2023<sup>50</sup>. El valor más reciente del índice (1.007) se sitúa muy por debajo del umbral habitual de 1.800 puntos que se suele considerar como “problemático” a efectos de la competencia, al identificar una situación de alta concentración (USDJ y FCC, 2023). Debe señalarse que la disminución de la concentración en la generación eléctrica es compatible con la existencia de poder de mercado por parte de algunos generadores y con la posibilidad de que estos abusen de ese poder.

La **figura 2** también muestra la evolución de la concentración de mercado en el caso de la comercialización. Como puede apreciarse, se ha producido una caída notable de la con-

**Figura 2.**

**Evolución del índice de concentración Herfindahl-Hirschman en la generación y comercialización de electricidad: 2008-2023**



*Fuente:* CNMC y elaboración propia.

<sup>49</sup> Además, el hecho de que haya un umbral de 50 MW para dilucidar cuál es la administración competente en la tramitación administrativa genera una fuerte acumulación de plantas que rozan, sin alcanzar, ese umbral.

<sup>50</sup> El índice se define como  $HHI = \sum_{i=1}^n \left( \frac{X_i}{X} \right)^2$ , donde  $X_i$  es la generación de la empresa o grupo empresarial  $i$  (esto es, agrupa la generación de empresas pertenecientes al mismo grupo) en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). El PDBF se corresponde con la generación programada en el programa diario, incluyendo las transacciones bilaterales. El rango de variación del HHI va de 0 (máxima competencia) a 10.000 (máxima concentración).

centración de mercado en ese ámbito, si bien la concentración es más alta que en la generación. La crisis de los precios energéticos en 2022-2023 impactó sobre las comercializadoras de menor tamaño, volviendo a aumentar los niveles de concentración en los años más recientes. Ese nivel también está afectado por la existencia de precios regulados (precio voluntario al pequeño consumidor, PVPC), pues son las empresas de mayor tamaño las que están obligadas a ofrecer contratos de ese tipo a través de comercializadoras específicas, denominadas comercializadoras de último recurso (CUR). Dados los bajos márgenes con los que se opera en ese segmento (el margen de comercialización también está regulado), es una parte del mercado en la que no entran otras comercializadoras<sup>51</sup>.

La CNMC, como Autoridad Nacional de Competencia, ha actuado en diversas ocasiones estableciendo sanciones por prácticas no competitivas relacionadas con el abuso de posición de dominio (artículo 2 de la Ley de Defensa de la Competencia, LDC) o competencia desleal (artículo 3 de la LDC) en el ámbito de los sectores energéticos. También se han impuesto sanciones por infracciones tipificadas en el ámbito de las leyes de energía sectoriales por diversas prácticas no competitivas en relación con la fijación de precios o por alteración en el despacho de generación. En el sector energético no se han producido, sin embargo, expedientes sancionadores relacionados con el acceso a las infraestructuras, algo que sí ha ocurrido, por ejemplo, en las comunicaciones electrónicas. Ha sido suficiente el marco de solución de conflictos para solventar los problemas que se han manifestado en ese contexto.

En el caso de las actividades liberalizadas, esto es, generación y comercialización, el hecho de que haya empresas integradas verticalmente podría generar distorsiones competitivas. Un ejemplo sería que las empresas distribuidoras hagan uso del conocimiento que tienen de los consumidores a los que alcanzan hasta su punto de suministro (el contador) para reforzar la posición de empresas comercializadoras de su mismo grupo empresarial. Por eso los procedimientos de cambio de comercializador deben estar bien diseñados y ser ágiles, evitando que la posición de monopolista local del distribuidor se traslade a una posición de alto poder de mercado en la comercialización del producto. A este respecto, y contrariamente a la percepción general, los consumidores de energía cambian mucho de compañía comercializadora. Los datos más recientes indican una tasa de rotación (*switching*) próxima al 10 %. Sin embargo, lo hacen con una alta fidelidad al distribuidor local, de modo que las empresas comercializadoras de su grupo acaparan casi la mitad de todos los cambios.

En relación con las fusiones y adquisiciones, los procesos de concentración en el sector energético fueron bastante intensos en el periodo 1990-2012, pero desde entonces no ha habido concentraciones relevantes. Sí se ha producido una amplia internacionalización en algunos de los principales grupos, que han entrado en actividades de generación y de redes en otros países. Ello se ha acompañado de la entrada de fondos de inversión internacional en la

<sup>51</sup> En el caso del gas natural, ya se señaló que no existe una “generación” como tal en territorio nacional, existiendo diversos agentes que intervienen en el negocio de adquisición y transporte del gas hasta territorio nacional. Sí hay una actividad de comercialización a clientes finales, parte de los cuales también pueden optar, si así lo desean, por una tarifa regulada (tarifa de último recurso, TUR) que, de nuevo, solo es ofrecida por unas pocas empresas que están obligadas a ello.

generación y distribución eléctrica y, más recientemente, también la entrada de otros actores energéticos, especialmente provenientes de los hidrocarburos líquidos.

Por último, el sector eléctrico es protagonista destacado en el ámbito del control de las ayudas de Estado. De hecho, con la excepción de los años del COVID, las ayudas vinculadas a protección medioambiental y energía han sido siempre la principal partida de gasto en ayudas públicas en la UE (EC, 2025), con una Comunicación de la CE sobre Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía que fue renovada en 2022.

## 4.2. Seguridad de suministro

La seguridad de suministro es uno de los tres pilares básicos de la política energética, acompañando a la creación de un mercado interior de la energía competitivo y la satisfacción de objetivos medioambientales. La seguridad de suministro requiere una gestión eficiente del sistema, que incluye la provisión adecuada de servicios que permitan el equilibrio de la red<sup>52</sup>, pero también de unas infraestructuras de generación y de red adecuadas y resilientes. El apagón de abril de 2025 en España puso de manifiesto la relevancia de esas infraestructuras. Algunos equipamientos facilitan mantener esas condiciones de funcionamiento más seguro del sistema y, aunque ya se dispone de ellos y forman parte de las redes eléctricas, ganarán peso en el conjunto de activos regulados de las redes en los próximos años. Se trata de componentes como compensadores síncronos, desfasadores, equipamientos de emulación electrónica de potencia, etc.

El apagón también puso de manifiesto la relevancia de los grupos de generación convencionales, como los grupos de generación térmica, para la seguridad de suministro. Son equipamientos que ya están presentes en el *mix* de generación, pero, dado el proceso de transición hacia soluciones de generación renovable, su utilización es decreciente. Por ejemplo, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se calcula que una central de ciclo combinado solo funcionará un 9 % de las horas anuales<sup>53</sup>. Con tan baja utilización de la capacidad, es muy probable que los márgenes operativos de esas centrales sean negativos y que sus propietarios soliciten su cierre<sup>54</sup>. Sin embargo, la generación proporcionada por esos grupos térmicos es necesaria para asegurar la disponibilidad de generación en momentos de baja generación renovable y alta demanda, pero también porque tiene características físicas que contribuyen de modo decisivo al control de la frecuencia y la tensión de la red.

<sup>52</sup> La descripción de la intervención del OS mediante la resolución de restricciones técnicas y los servicios de balance excede el objetivo de este capítulo. El lector interesado puede acudir a Carbajo (2007) para una explicación básica, y a CNMC (2025d) para datos más actualizados.

<sup>53</sup> En términos de horas anuales equivalentes a máxima capacidad.

<sup>54</sup> De hecho, ya se han producido solicitudes de cierre y, en el caso de las centrales de ciclo combinado, no han sido aprobadas por el Miteco. Sí lo han sido en el caso de las centrales que usan carbón.

En ese contexto, un aspecto discutido es cómo y en qué medida establecer incentivos para la disponibilidad de potencia en el sistema eléctrico. Una posibilidad es la de apostar porque los mercados de corto y de largo plazo ofrezcan señales de precios suficientemente potentes para que esos generadores se mantengan disponibles en todo momento. Se trata de una solución de *only energy markets*. Sin embargo, hay serias dudas de que esas señales de precios sean suficientemente potentes para asegurar el suministro en un contexto de producción crecientemente renovable. Por ello, la CE ha venido autorizando mecanismos de capacidad en distintos Estados miembros. Al tratarse de un mecanismo de ayudas hacia ciertos productores, están sujetas al control de ayudas de Estado. La posición inicial de la CE en este ámbito era inicialmente bastante restrictiva. Sin embargo, se ha modificado con la última reforma del mercado interior de la electricidad, en 2024, para facilitar su implementación por los Estados miembros y convertir a estos mecanismos en un elemento estructural en el funcionamiento del sector, frente al carácter provisional que han tenido tradicionalmente. Para ello, la CE exige un detallado plan de implementación (Reglamento (UE) 2019/943). En el caso de España, a finales de 2025, está aún pendiente el desarrollo regulatorio que ponga en marcha el mecanismo de capacidad. Si es conocido que, siguiendo reglamentación europea, la asignación de ayudas se hará mediante un procedimiento competitivo en forma de subastas, en las que los oferentes del servicio subastado podrán ser generadores, proveedores de almacenamiento o, incluso, consumidores. Aunque el pago de los mecanismos de capacidad repercutirá en un aumento de la factura de los consumidores, no es posible adelantar en estos momentos su impacto, ya que ello dependerá, entre otros factores, del precio resultante de las subastas y de los volúmenes a subastar para los distintos plazos temporales<sup>55</sup>.

En el caso del gas natural, la seguridad de suministro añade dos particularidades. En primer lugar, el hecho de que el producto energético sea importado. Ello implica que la diversificación de orígenes del gas es también un elemento relevante en la seguridad de suministro. Las posibilidades de diversificación son mucho mayores cuando el gas se importa en forma de gas natural licuado (GNL), ya que actualmente hay más de veinte países que exportan GNL (IGU, 2025). Por el contrario, por su propia naturaleza, el gas importado mediante gasoductos vincula físicamente con un país de origen y su disponibilidad es muy sensible al riesgo geopolítico, como se puso de manifiesto en relación con los gasoductos desde Rusia hacia el este y centro de la UE tras el comienzo de la guerra con Ucrania. La regulación española (Ley de Hidrocarburos) ha establecido desde hace treinta años obligaciones de diversificación de aprovisionamientos, que deben cumplir los comercializadores de gas natural y que son vigiladas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

La segunda particularidad se refiere al papel de los almacenamientos de gas, que resultan vitales para asegurar la disponibilidad del producto en caso de riesgo exterior de abastecimiento y, también, para reducir los costes de suministro a través de un arbitraje de precios

<sup>55</sup> Se prevé el desarrollo de subastas con distintos periodos de duración del servicio (de uno a quince años) y distintos calendarios de celebración. Además, las resoluciones de convocatoria de las subastas deberán definir diversos parámetros que sin duda afectarán a la estructura de mercado, como los coeficientes de firmeza para las distintas tecnologías. Por último, un elemento muy importante es el establecimiento del precio de reserva en las subastas, de carácter confidencial, que evita asignar volúmenes a precios superiores al mismo.

entre las temporadas de invierno (con mayor demanda en el hemisferio norte y, por tanto, precios más caros) y de verano. Incluso en el contexto del mercado interior de la energía, la regulación de las infraestructuras de almacenamiento de gas en la UE ha sido tradicionalmente doméstica. Solo ha sido tras la fuerte incertidumbre provocada por el comienzo de la guerra en Ucrania cuando se comenzaron a establecer normas comunes relativas, por ejemplo, a las obligaciones de llenado o la colaboración entre Estados miembros en caso de crisis de suministro zonal.

### 4.3. Planificación

Son varios los problemas a los que se enfrenta la planificación de la red de transporte de electricidad. El primero se refiere a que se trata de un proceso muy lento y burocratizado, que tiene dificultades para acompañar a las transformaciones que se exigen para avanzar en el proceso de transición energética. De ese modo, es muy frecuente que la planificación se apruebe cuando se ha comenzado el periodo de planificación al que esta se refiere<sup>56</sup>. Esa lentitud se aplica también a los procesos de modificaciones puntuales a la planificación vigente, que exigen también largos periodos administrativos que culminan en su aprobación mediante Acuerdo del Consejo de Ministros. Estaba prevista una modificación normativa para agilizar esta situación<sup>57</sup>. En concreto, se preveían revisiones de la planificación cada tres años, de modo que pasaran a solaparse los periodos de planificación de seis años y modificaciones puntuales a la planificación cada dos años, frente al carácter excepcional que les confiere la norma actual. Todo ello se acompañaría con periodos muy cortos para la realización de informes y silencio positivo en el caso de no recibirse aquellos. Esos cambios para agilizar el proceso no han culminado a finales de 2025 y serían necesarios.

Un problema en la planificación de la red de transporte es la lentitud con que esta se adapta a los cambios de la demanda, sobre todo cuando estos no son esperados y, por tanto, no se han podido tener en cuenta para la planificación en el ciclo temporal correspondiente. Un caso paradigmático se produce cuando la rigidez de la planificación impide atender demanda en una subestación, pese a que hay viabilidad física para poder introducir posiciones de conexión adicionales y estas solo suponen un pequeño coste adicional para el sistema. Es muy probable que los ingresos obtenidos por el consumo eléctrico en esas nuevas posiciones (en forma de peajes) sean mayores que el coste del equipamiento adicional; pero, sin embargo, no se lleva a cabo porque esa actuación no estaba recogida en la planificación del sexenio correspondiente. En un sentido similar, las posiciones en una subestación tienen una asignación *ex ante* de generación (esto es, a ella se conecta un productor de electricidad) o de demanda (se conecta un consumidor), lo que no tiene por qué responder a las circunstancias concretas con las que ha evolucionado la demanda y la oferta en esa localización. De nuevo, hasta ahora hay que esperar a una nueva planificación para proceder a un cambio de asignación.

<sup>56</sup> La planificación del periodo 2021-2026 se aprobó en marzo de 2022. La del periodo 2025-2030 no se había aprobado al final del año 2025.

<sup>57</sup> Esas medidas se contenían en el Real Decreto-Ley 7/2025 (RDL), no convalidado.

Las condiciones del despliegue de la red de distribución eléctrica son distintas a las de transporte, ya que no se basan en una planificación, sino en planes desarrollados por las propias empresas titulares de las redes. A ese respecto, a finales de 2025 está pendiente de aprobación una regulación más exigente para dotar de mayor supervisión y control a las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras, así como para aumentar sus condiciones de transparencia y publicidad. De ese modo se pasa a obligar, por ejemplo, a que los planes de inversión de las empresas distribuidoras se sometan a un proceso de información pública en los territorios afectados, o que toda la información sobre el cumplimiento de esos planes de inversión se haga pública mediante acceso *online*. Este aspecto es básico porque hasta ahora ha existido muy poca información pública sobre el grado de cumplimiento real de los planes de inversión.

#### 4.4. Inversión y acceso a las redes

La inversión en infraestructuras energéticas se desarrolla en marcos regulatorios muy diferenciados. Por lo que se refiere a la inversión en nuevos equipamientos de generación, esta se realiza fundamentalmente en nueva capacidad eólica y fotovoltaica. La inversión en otras fuentes de generación, como la biomasa o la termosolar, es, de existir, marginal, pues, dados sus mayores costes operativos, necesita estar apoyada en un mecanismo de subvenciones públicas. La configuración marginal de los mercados eléctricos de corto plazo, y en particular el diario, proporciona una señal muy potente para la entrada de nueva generación eólica y fotovoltaica, al tener costes de operación y de recuperación de los costes de inversión inferiores al precio marginal de mercado. Sin embargo, el patrón de generación horaria en la generación fotovoltaica, con una fuerte concentración en las horas centrales del día y, obviamente, generación nula en las horas no solares, conduce a que la entrada de nueva generación fotovoltaica se acompañe con un intenso proceso de canibalización de precios. De ese modo, cada vez más los precios en los mercados diarios se sitúan en valores cercanos a cero, e incluso negativos, en las horas centrales del día. De hecho, el precio de mercado realmente “capturado” por la generación fotovoltaica, en relación con el precio de mercado, es una proporción decreciente. Esto es especialmente intenso en el comienzo de la primavera, con menor demanda eléctrica y mayor entrada de generación eólica e hidráulica. Se trata de una situación ya esperada y cuya solución depende de la posibilidad de desplazar parte de la generación fotovoltaica a horas nocturnas a través del almacenamiento. Por lo tanto, es previsible que, en muchos países, entre ellos España, se produzca una intensa inversión en instalaciones de almacenamiento en los próximos años, inversión que se ve también facilitada por la reducción de los costes de las baterías.

El caso de las infraestructuras de red es muy distinto al de la generación, dada la naturaleza regulada de su retribución. El elemento crítico en las decisiones de inversión es la rentabilidad, que depende de la metodología retributiva que se implemente, incluyendo la correspondiente a la tasa de retribución financiera. El regulador debe garantizar que esa metodología proporcione incentivos adecuados a la inversión eficiente, esto es, la que sea

necesaria para satisfacer las demandas de conexión y de potencia. Ello en un contexto donde, si bien hay expectativas de aumento de la demanda futura de electricidad debido al proceso de electrificación de actividades (en la generación de calor, transporte, industria, etc.), se ha producido una caída de la demanda eléctrica en el transcurso de la última década, tanto en términos de demanda anual como en términos de la demanda pico.

La puesta a disposición de los consumidores de la electricidad o el gas requiere del acceso previo de los generadores a las redes. Como es lógico en un contexto de regulación técnica del sistema, que implica una monitorización precisa de la oferta y la demanda para satisfacer su equilibrio, el acceso a la red se produce en condiciones reguladas. En concreto, cualquier nuevo generador requiere obtener un permiso previo de acceso y conexión a la red<sup>58</sup>, proporcionado por su titular. La regulación de las condiciones para la concesión de permisos la realizan el Ministerio<sup>59</sup> en su parte más general, y la CNMC en lo relativo a las especificaciones de detalle. El criterio general de otorgación del acceso es el de prelación temporal. Esto es, si hay capacidad suficiente en el nudo para el que se solicita acceso, las peticiones se ordenan por orden de llegada, se evalúan y, si se dan las condiciones técnicas, se concede el permiso. También como criterio general, con numerosas excepciones, el permiso obtenido caduca a los cinco años. Debe tenerse en cuenta que la realización del proyecto empresarial que justifica esa petición de acceso no se realizaría de no obtener previamente el permiso de acceso.

Un caso cada vez más habitual es que haya muchas peticiones de acceso a un nudo y que el titular de la red no pueda satisfacerlas todas. En ese caso, si es la red de transporte, ese nudo sería objeto de un concurso específico para otorgar la capacidad de acceso disponible entre los demandantes de acceso. En los últimos años se han otorgado muchos GW de acceso a la red, tanto por parte de generadores como de grandes consumidores. Por ejemplo, en el caso de la generación renovable eólica, solar fotovoltaica e híbrida, en julio de 2025 había 65,8 GW en servicio en España, a lo que se añadirían 91,6 GW que no están aún en servicio, pero que ya disponen del permiso de acceso, más otros 29,2 GW en tramitación para la concesión de ese permiso. Se trata de una potencia muy superior a la potencia requerida para los próximos años. Adicionalmente, hay numerosas peticiones adicionales en otros nudos que, ante la fuerte demanda de acceso, se reservan para futuros concursos. En agosto de 2025 había ya 386 nudos reservados para tal fin (la red de transporte tiene 937 nudos), con una potencia conjunta de 54 GW. En este contexto, no es de extrañar que, pese a que llevan acumulándose nudos para una eventual celebración de concursos de conexión de generación desde 2021, casi no se haya celebrado ninguno a finales de 2025. De hecho, solo se han celebrado en los correspondientes a los denominados nudos de transición justa. Se trata de puntos de acceso que se liberan por el cese de producción de centrales de carbón o, en el futuro, por el cierre de

<sup>58</sup> La diferencia entre el acceso y la conexión se refiere a que el primero se circunscribe al derecho, mientras la segunda se refiere a las actuaciones para la conexión física a la red. En la práctica, ambas cuestiones están completamente vinculadas y, de hecho, su tramitación es conjunta. De ahí que no se entre aquí en distinciones de detalle.

<sup>59</sup> Aunque con numerosas modificaciones posteriores, la norma básica se contiene en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

centrales nucleares. Los criterios de valoración en la resolución de esos concursos ponderan de modo prioritario el impacto socioeconómico de los proyectos y, con menor relevancia, los criterios asociados a la tecnología de generación, el estado de madurez del proyecto y la minimización del impacto ambiental.

La discusión actual no se centra, sin embargo, en la obtención de permisos de acceso a la red por parte de la generación, sino de la demanda. La situación es que ya se ha otorgado también una considerable capacidad de acceso por parte de la demanda: 43 GW en agosto de 2025. De la elevada cuantía que supone esa cifra da cuenta que la demanda punta en España en 2024 fue de 40 GW. Al mismo tiempo, existe una elevada demanda adicional que ha llevado a reservar también un elevado número de nudos para futuros concursos de demanda<sup>60</sup>.

Por lo tanto, es claro que se ha producido un elevado acaparamiento de los puntos de conexión a la red, tanto por el lado de la generación como de la demanda. Las empresas que solicitan acceso deben depositar garantías económicas para cubrir el riesgo de no utilizar finalmente la conexión concedida. Esas garantías eran inicialmente muy reducidas, pero se elevaron para reducir el riesgo de acaparamiento, pues el permiso de acceso es un activo valioso que otorga mucho valor a un proyecto de generación renovable. Una garantía demasiado alta, sin embargo, actúa como una barrera de entrada a generadores de menor tamaño. Ello se acompañó con el establecimiento de un sistema de hitos temporales en el caso de la instalación de plantas de generación renovable, cuyo incumplimiento llevaría a la pérdida de las garantías depositadas. Sin embargo, no existe información pública que informe de la frecuencia o volumen de permisos de acceso que terminan caducando sin ser utilizados, lo que impide valorar en qué medida se produce un problema serio de asignación ineficiente de un recurso escaso.

En cualquier caso, la regulación actual muestra elevada predilección por el sistema de concurso público para la asignación de capacidad. Un concurso implica la baremación de distintos aspectos, algunos de ellos basados en previsiones o apreciaciones. Por ejemplo, en el caso de los primeros concursos de demanda (anunciados en julio de 2025), se bareman previsiones de impacto medioambiental aportadas por las empresas. Dado que el acceso es un recurso escaso, parece que debería explorarse un sistema de subasta, que no excluye el depósito de garantías. Ello se debería acompañar de la modificación de distintas actuaciones regulatorias que mejorasen otros aspectos. Por ejemplo, es muy frecuente que un solicitante pida acceso en distintos puntos de la red, lo que sesga al alza el volumen de peticiones y aumenta la percepción de que hay muchas que no pueden ser atendidas.

Adicionalmente, una de las tareas del regulador es la resolución de conflictos entre las empresas del sector. En concreto, en el ámbito energético, la CNMC debe tomar decisiones ante los conflictos que le presenten las empresas que participan en el mercado eléctrico, cuando estas no están de acuerdo con las actuaciones del Operador del Mercado o del Operador del Sistema, o cuando los generadores no están de acuerdo con las actuaciones de

<sup>60</sup> En julio de 2025 se han convocado los primeros concursos en este ámbito.

las empresas titulares de las redes de transporte o distribución. En el primer caso se trata de conflictos de gestión económica y técnica del sistema, mientras que los segundos son en casi todos los casos conflictos de acceso a las redes.

En los últimos años, con la entrada de nuevas plantas de generación renovable, se ha producido un extraordinario aumento en relación con los conflictos de acceso a la red. De hecho, ello ha sido un acicate para la modificación normativa de las condiciones de acceso para ofrecer más transparencia y predictibilidad. Aunque no son procedimientos administrativos, ya que los agentes involucrados (el titular de la red y el demandante) son privados y no públicos, sí son procedimientos que deben estar muy reglados en cada uno de sus pasos y ofrecer transparencia y trazabilidad, tanto a los generadores como al propio regulador. Esto último es importante para que este pueda intervenir resolviendo en caso de conflicto.

En el ámbito del gas natural, las peticiones de acceso a la red se centran en los nuevos generadores de biometano, ya que este es un sustituto perfecto del gas natural y puede mezclarse sin problema. En este caso también el regulador ha tenido que resolver distintos conflictos de acceso. Esos conflictos también se están presentando para los accesos de las instalaciones de producción de hidrógeno renovable, pese a que se trata de una actividad todavía por despegar y para la que se requiere también de la transposición del marco normativo sobre el hidrógeno adoptado en años recientes en la Unión Europea.

#### 4.5. Equidad

El consumo energético es un componente relevante del consumo de los hogares y de las empresas. Al ser un servicio universalizado, no hay un problema de acceso a las redes<sup>61</sup> ni regulación para la prestación de un servicio universal, como sí ocurre, por ejemplo, en otros sectores como las telecomunicaciones o el postal. Obviamente, los costes de prestación del servicio de red son muy distintos entre zonas geográficas, pero, como se ha señalado, los peajes son idénticos en todo el territorio nacional. Los parámetros mediante los que se distribuyen los peajes entre los consumidores son el nivel de tensión (o de presión, en el caso del gas) al que se conectan y, en la electricidad, los periodos horarios o temporadas del año.

Dado que el acceso a la red es universal, aunque en condiciones reguladas y con lo indicado anteriormente sobre las dificultades en la obtención de puntos de conexión para nuevos consumidores de elevado tamaño, el énfasis no se pone en el acceso al servicio, sino en su asequibilidad. Para ello, ha habido tradicionalmente intervención pública mediante la fijación de precios regulados a los que pueden acogerse los hogares o, en algunos casos, empresas de muy pequeño tamaño. En España, es el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC)

<sup>61</sup> Aunque la primera llegada del gas natural a España se produjo a final de la década de los sesenta, la red de gas no avanzó en su despliegue hasta la década de los noventa. La red no es universal y, en 2024, son 1.825 los municipios en España que sí tienen red de gas natural en España.

para la electricidad y la tarifa de último recurso (TUR) en el caso del gas. La TUR es un precio regulado típico, establecido en términos de euros por unidad de consumo (kWh), que se modifica mediante Orden Ministerial cada tres meses. La fijación del precio se basa en una metodología conocida y aprobada por el Ministerio, con el criterio general de transmisión de la variación de los costes del suministro a la tarifa final. Sin embargo, en algunas ocasiones, y de modo muy destacado durante la crisis del precio del gas en 2022-2023, esa transmisión fue incompleta con el objeto de laminar el impacto sobre la factura final del encarecimiento del precio del gas en los mercados. El PVPC es, sin embargo, un precio dinámico, que traslada los precios horarios fijados en el mercado de diario y, parcialmente, en los mercados de futuros. En ese sentido, es un precio regulado atípico, que sí regula el margen de intermediación que obtiene el comercializador en esa transmisión desde el precio en los mercados mayoristas hacia el precio final al consumidor.

En cualquier caso, la presencia de precios finales regulados en la electricidad o el gas es compatible con el hecho de que los hogares pueden elegir entre ese precio regulado o el precio fijado en un contrato con cualquier comercializadora, pues el mercado de comercialización está liberalizado desde hace más de dos décadas. En ese sentido, la regulación europea incide en la necesidad de que vaya desapareciendo ese tipo de intervención<sup>62</sup>, de modo que esta debe centrarse en los colectivos más vulnerables. Para ello existe un sistema de rebaja de la factura para determinados colectivos más vulnerables.

La existencia de un mercado ibérico de electricidad (MIBEL), donde se producen los intercambios de energía y se obtienen precios para distintos periodos temporales en toda la península, plantea la cuestión de cuáles son los precios aplicables en los sistemas eléctricos no peninsulares, en los que no existe un mercado en el que confluyen oferentes y comercializadores. En su lugar, hay un sistema de despacho gestionado por el operador del sistema, que si bien prioriza a las unidades de menor coste de generación (renovables), sigue dependiendo de un modo decisivo de generadores térmicos. En consecuencia, el coste de la electricidad generada es muy superior al de la península. En este caso, la regulación ha establecido mecanismos que hacen que el precio de adquisición de la energía por parte del comercializador sea el mismo que en la península<sup>63</sup>. Esto genera una brecha entre el coste real de producción y el precio pagado, referida en la regulación como “extracostes”, que se pagan al 50 % entre todos los consumidores eléctricos, a través de los cargos, y los contribuyentes, a través de los PGE. Esta decisión “salomónica” no es la misma que la utilizada en otros contextos donde se trata de compensar situaciones análogas derivadas del aislamiento de los territorios no peninsulares, como la relativa al transporte aéreo, cuyos costes se abonan íntegramente por los PGE.

<sup>62</sup> Esto no resulta sorprendente y va en la línea de lo que ha ocurrido en otros sectores regulados. De nuevo, la comparación con lo ocurrido en las telecomunicaciones resulta pertinente, pues en ese ámbito la regulación de mercados abandonó la intervención de precios minoristas, para concentrarse exclusivamente en intervenciones regulatorias aguas arriba, esto es, en el ámbito mayorista. Ello implicó abandonar progresivamente toda intervención regulatoria sobre los precios finales.

<sup>63</sup> Con un pequeño ajuste por apuntamiento de la demanda (ver Anexo I del RD 738/2015).

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los sectores energéticos de electricidad y gas son actividades intensamente reguladas que, sobre todo en el primero de los casos, están sujetos a una intensa discusión sobre las características deseables de esa regulación en un contexto de transición energética. El propósito de este apartado es el de ofrecer, sobre la base del análisis previamente realizado, algunas conclusiones y recomendaciones acerca de los principales asuntos de interés que, por claridad expositiva, se agrupan por bloques temáticos.

### *Sobre el cambio del mix*

Actualmente, la principal preocupación en relación con las infraestructuras de generación renovable es la reducción del precio capturado como consecuencia de la concentración de producción procedente de plantas fotovoltaicas en las horas centrales del día. Esa reducción del precio pone en peligro la rentabilidad de las instalaciones ya existentes y afecta muy negativamente a la señal de entrada para nuevas instalaciones, especialmente las fotovoltaicas. Si el precio medio capturado se llega a situar de modo consistente por debajo del precio mínimo necesario para recuperar los costes operativos y la anualidad de la inversión (esto, por debajo del LCOE), se producirá una paralización abrupta de la entrada de nueva generación renovable. De hecho, se observan ya problemas para obtener financiación para nuevas plantas, pues las entidades financieras ya están adelantando los mayores riesgos para la recuperación de la inversión.

La incorporación de nueva capacidad de almacenamiento, bien mediante bombeo o bien mediante baterías, es condición necesaria para facilitar la continuidad de la entrada de generación renovable, al permitir el desplazamiento de parte de la generación renovable hacia las horas nocturnas. Sin embargo, la entrada de nueva capacidad de almacenamiento está aún por comenzar. Es muy probable que a partir de 2026 se produzca una entrada de baterías estacionarias sustancial que, en buena parte, va a estar apoyada en las subvenciones provenientes del *Next Generation*, pero ese régimen de apoyo es limitado y tiene fecha de caducidad. Por ello, es necesario valorar en qué medida un futuro mecanismo de capacidad podrá ofrecer una remuneración a la flexibilidad proporcionada por el almacenamiento. Del mismo modo, resulta necesario desarrollar rápidamente todas las posibilidades de obtención de ingresos de nuevas plantas de almacenamiento en los servicios de balance del sistema.

En relación con la generación eólica, el principal problema para su despliegue no se refiere al precio capturado, que es claramente superior al de la generación fotovoltaica, sino a los persistentes problemas para las autorizaciones administrativas, particularmente en lo que concierne a la declaración de impacto ambiental. Si no se avanza en su solución con un marco legal que acelere los procesos administrativos, al tiempo que reduzca su judicialización, va a ser muy difícil avanzar en los próximos años en la incorporación de nueva capacidad de generación eólica.

En cualquier caso, hay que recordar que la entrada de ambos tipos de generación depende de las condiciones de mercado, tanto en lo relativo a los mercados de corto plazo como de largo plazo, estos últimos fundamentalmente mediante la firma de acuerdos de venta de energía con grandes compradores (PPAs). Sin embargo, no hay preocupación en estos próximos años para la realización de subastas centralizadas que, según la normativa europea, tendrían que adoptar la forma de contratos por diferencias. Del mismo modo, no hay una preocupación intensa por la disponibilidad de acceso a la red por parte de la generación renovable, pues, recuérdese, los accesos ya concedidos para futuras instalaciones de generación se sitúan muy por encima de las entradas requeridas.

### *La demanda y su acceso a la red*

El asunto más relevante en la transformación del sector eléctrico no es actualmente el cambio en el *mix* de generación, sino el lento crecimiento de la demanda, pues el volumen de demanda eléctrica (y la demanda punta) en España en 2025 sigue siendo inferior al existente en los años previos al covid. En ese contexto, la transformación del *mix* de generación no puede avanzar mucho más si no crece la demanda. Es cierto que hay muchas expectativas de que el peso relativo de la electricidad en el consumo final de energía aumente en los próximos años, con dos impulsos fundamentales procedentes del transporte, a través de la penetración del automóvil eléctrico, y de la electrificación de procesos industriales, pero en ambos casos los costes de transformación son altos y hay considerables incertidumbres sobre su ritmo.

Además, no debe olvidarse que en la industria hay que avanzar en la transformación de dos fuentes de emisiones: las vinculadas a las emisiones por el uso de la energía y las vinculadas a las emisiones de procesos. En el primer caso, hay limitaciones tecnológicas vinculadas a los procesos de altas temperaturas, que requerirán de soluciones no eléctricas basadas, por ejemplo, en biogases. En el caso de las emisiones de proceso, que son una parte mayoritaria de las emisiones en algunos sectores industriales, se requerirán mecanismos que faciliten la captura y almacenamiento del carbono. Para facilitar ambas soluciones, sería importante desarrollar señales de precios a largo plazo mediante el desarrollo de instrumentos regulatorios, ya en funcionamiento en otros países, como son los contratos por diferencias al carbono. En España, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia solo ha previsto una pequeña partida para el estudio y evaluación del posible desarrollo de un fondo de apoyo a los contratos por diferencias de carbono y, en su caso, la realización de un proyecto piloto.

En cualquier caso, la mayor preocupación de la industria se centra en las limitaciones para nuevos accesos a la red. Además, como se ha indicado, hay un elevadísimo volumen de accesos ya concedidos, que retienen ese acceso durante un periodo de al menos cinco años. En el caso de la generación, el acaparamiento en el pasado condujo a un sistema de hitos para demostrar que el proyecto detrás del permiso de acceso está realmente avanzando, evitando tener que esperar a esos cinco años para comprobar que el proyecto finalmente no se ha construido. Ese sistema no existe por el lado de la demanda, por lo que sería imprescindible

establecer algún procedimiento que permita discernir entre los proyectos detrás de los accesos concedidos que avanzan y los que no, evitando un acaparamiento de puntos de acceso que transmite una falsa señal de “saturación” de la red. En la actualidad, la única consecuencia de que un solicitante de acceso no termine utilizando el acceso es que pierde la garantía depositada, que tampoco es alta porque no se desea que termine funcionando como una barrera a la entrada.

### *Las redes de transporte y distribución de electricidad*

En estrecha conexión con la necesidad de que aumente la demanda eléctrica, y con los problemas de acceso a la red, se encuentra la amplia discusión en curso sobre el papel de las redes eléctricas y su despliegue. Esa discusión tiene varios frentes. En primer lugar, las redes deben ser capaces de atender y gestionar una generación renovable que es mucho más dispersa geográficamente que la generación térmica tradicional, pero, sobre todo, con características diferenciales en términos de su contribución al control de la frecuencia y la tensión y, por tanto, sobre la estabilidad del sistema. Estas características diferenciales deben ser atendidas por la planificación de la red de transporte y por los planes de inversión de las empresas distribuidoras. Para ello es imprescindible que la planificación del transporte sea mucho más flexible que la actual. Un instrumento adecuado es, por ejemplo, seguir teniendo planificaciones a seis años, pero con renovaciones cada dos o tres años. Además, los procesos de modificación puntual de esa planificación deben ser mucho más ágiles.

En segundo lugar, es necesario incrementar sustancialmente la transparencia en relación tanto con los planes de inversión en la distribución como, sobre todo, con la ejecución real de los planes de despliegue en la red de transporte y de distribución. Es bien conocido que hay un amplio espacio entre el desarrollo previsto de las redes y su ejecución real, pero ha habido muy poca supervisión sobre esta circunstancia y, hasta ahora, que ese espacio fuese más o menos grande no ha tenido consecuencias relevantes para el titular de la red. Hay propuestas en curso que tratan de avanzar en estos aspectos. Además, la transparencia debe extenderse a que las empresas ofrezcan información más detallada y pública sobre la concesión de accesos a la red. Hasta ahora, por ejemplo, no hay conocimiento detallado y regular sobre las causas de los rechazos a las peticiones de acceso a la red. Adicionalmente, se sabe que algunos proyectos solicitan acceso en distintos puntos de la red, por lo que puede haber un problema de acaparamiento del que se desconoce realmente su relevancia.

En tercer lugar, hay una amplia discusión sobre la metodología retributiva a las redes y el establecimiento de una adecuada tasa de rentabilidad financiera por las inversiones realizadas. Las propuestas realizadas por la CNMC a finales de 2025 para el nuevo periodo regulatorio 2026-2031 ponen de manifiesto que la metodología retributiva para el reconocimiento a los costes de las redes va a ser más flexible que la existente hasta ahora, con el ánimo de conseguir que las empresas escojan las soluciones que sean las más eficientes en costes para el conjunto del sistema.

Por último, si bien la flexibilización en curso de los límites de inversión es adecuada en un contexto en el que se desea una inversión mayor en redes para lograr su refuerzo, no hay que olvidar que ello introducirá mayores costes futuros para los consumidores en forma de mayores peajes. En ese sentido, la metodología retributiva deberá evolucionar de modo progresivo hacia un modelo que permita un adecuado reparto de los riesgos de extensión de la red entre los titulares de las redes y el sistema. En caso contrario, una situación en que no se materialicen las expectativas de aumento de la demanda conducirá a que sean los consumidores actuales los que paguen por un exceso de inversiones a través de mayores peajes, lo que sería una señal de precios que dificultaría el necesario avance en el proceso de electrificación.

### *Las redes de gas y de hidrógeno*

Como se ha indicado con anterioridad, los activos de redes de gas en España (incluyendo regasificadoras y almacenamientos) son más que suficientes para abastecer las necesidades del sistema y no va a haber ampliaciones de capacidad en ningún caso. De hecho, un reto futuro será cómo se produce el desmantelamiento de algunos activos (*decommissioning*) a medida que su vida útil regulatoria vaya finalizando y, en un contexto de decreciente demanda de gas, no tenga sentido extender la vida de esos activos. El regulador deberá entonces analizar esa cuestión con cuidado, evitando perpetuar el mantenimiento de activos con muy baja utilización de capacidad y cuyos costes, como en todos los casos, se trasladan a los consumidores.

Una discusión que se presentará en los próximos años, y que no ha sido tratada en este trabajo, se refiere a una eventual red para el transporte de hidrógeno. Esa posible red necesariamente será troncal, para abastecer a grandes consumidores, ya que no cabe esperar redes capilares de hidrógeno. La cuestión básica es que los costes de las redes de electricidad y de gas se distribuyen entre un amplísimo número de puntos de suministro. De hecho, los mayores costes de esas redes recaen sobre los millones de pequeños consumidores. Una red de hidrógeno que solo abastezca a grandes consumidores implica que solo estos deberán pagar los correspondientes peajes, lo que obviamente encarece el coste del suministro. Para que el coste fuese asumible, se requeriría de mecanismos regulatorios específicos para aplanar temporalmente la transmisión de esos costes, de modo que no recayesen en su totalidad sobre los consumidores iniciales y, muy probablemente, también requeriría de subvenciones públicas. En cualquier caso, hay una amplia discusión sobre si el modelo imperante para un futuro escenario de uso del hidrógeno será el de redes de larga distancia o si, por el contrario, cabe esperar una producción del hidrógeno cercana al punto de consumo, reduciendo así la necesidad de contar con redes extensas.

### *La seguridad de suministro*

La preocupación por el mantenimiento de la seguridad de suministro eléctrico se ha colocado en el centro del debate sobre el sector energético en España, especialmente tras el apagón de abril de 2025. La discusión sobre sus causas y sobre la asignación de responsabili-

dades entre el Operador del Sistema y algunos productores es intensa. En cualquier caso, es importante seguir recordando que un sistema eléctrico requiere disponer de generadores que aporten inercia, clave para el control de la frecuencia, y que también sean capaces de generar o absorber energía reactiva, clave en el control de la tensión. Se trata de dos características que son consustanciales a los generadores convencionales (centrales térmicas e hidráulicas). El apagón ha acelerado también el comienzo de mercados locales para que algunas plantas de generación renovable, previamente habilitadas para ello, puedan prestar servicios de control dinámico de la tensión. Se trata de un proceso novedoso, que tardará tiempo en irse implementando y del que aún es difícil adelantar cuáles pueden ser sus efectos.

La seguridad de suministro no solo se relaciona con una puesta al día de los procedimientos de operación, sino también con la disponibilidad de activos en las redes que ayuden al control de la frecuencia y la tensión. Se trata de activos, como compensadores síncronos o reactancias, de elevado coste, pero que el apagón ha valorado. Sin ir más lejos, las modificaciones puntuales a la red de transporte, aprobadas en julio de 2025, pivotan sobre el despliegue de esos dos tipos de activos, cuya presencia en la red ha sido hasta ahora marginal.

En cualquier caso, mientras no sean operativos esos nuevos procedimientos y activos, la gestión de la red eléctrica ha entrado en un procedimiento de operación reforzada tras el apagón, cuyo efecto más visible es la incorporación más intensa de centrales de ciclo combinado en la operación del sistema. Las consecuencias de ello son claras: incremento de la factura final para el consumidor eléctrico y de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del sector eléctrico.

Un asunto al que también se alude frecuentemente al analizar la seguridad de suministro es el papel de las interconexiones con otros países. A ese respecto, la posición tradicional de España como país importador de electricidad procedente de Francia ha cambiado sustancialmente en los últimos años, en los que nos hemos convertido en un país exportador debido a los menores precios en el mercado peninsular en muchas horas del día. El papel de posibles futuras interconexiones a través de los Pirineos para la seguridad de suministro sería, en ese sentido, menor. Lo importante es que cualquier análisis que se haga para interconexiones adicionales a las existentes se base en un análisis riguroso de costes y beneficios que, además, permita una asignación eficiente de los costes entre los dos lados de la frontera. Además, dada la magnitud de los costes asociados a estas instalaciones de carácter singular, conviene reforzar la supervisión por parte del regulador. Ello permitiría reducir el riesgo de que el traspaso directo de los costes de las interconexiones a los costes del sistema se haga sin un análisis de si se han llevado a cabo las mejoras prácticas encaminadas a la reducción de esos costes por parte del transportista único.

En relación con el gas, la seguridad de suministro se asocia con un nivel de reservas adecuado y con una diversificación de proveedores suficiente. Sobre esta última cuestión, sería aconsejable que la previsible desaparición de Rusia como un proveedor de gas a España a partir de 2028 vaya acompañada de un esfuerzo adicional de diversificación del suministro, evitando que se produzca un aumento sustancial de la concentración en muy pocos proveedores (Argelia y Estados Unidos).

### La fiscalidad

Para finalizar, conviene recordar un aspecto que no ha sido tratado en este capítulo, pero que es de extraordinaria importancia en el sector energético, referido a la fiscalidad. A ese respecto, la fiscalidad sobre la energía es extraordinariamente amplia, integrando no solo impuestos especiales (por ejemplo, el impuesto especial sobre la electricidad) y otros impuestos específicos establecidos para recaudar fondos para pagar algunos costes del sistema (impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, impuesto sobre el combustible nuclear gastado y almacenado), sino también diversas tasas y medidas parafiscales (por ejemplo, derechos de emisión). Hay un consenso elevado acerca de que la fiscalidad medioambiental es clave para dar las señales de precios adecuadas en el proceso de transición energética. Sin embargo, y pese a constituir una parte importante de las recomendaciones realizadas en el Libro Blanco realizado por el Comité de Personas Expertas para la Reforma del Sistema Tributario (2021), el avance en este ámbito en los últimos años ha sido prácticamente nulo. Como se analiza en Rodríguez (2025), algunos de estos impuestos se crearon para afrontar situaciones que están muy próximas a desaparecer, por lo que convendría revisarlos.

### Referencias

- ACER. (2023). Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects. [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_Report\\_Risks\\_Incentives.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_Report_Risks_Incentives.pdf)
- ACER-CEER. (2024). Position on anticipatory investments, March 2024. <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/ACER-CEER-Position-on-Anticipatory-Investments.pdf>
- CARBAJO, A. (2007). Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Economía Industrial*, 364, 55-62. <https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>
- CARPIZO, J. (2019). La fiscalidad energética autonómica y local: Problemática y posibles soluciones. *Presupuesto y Gasto Público*, 97/2019, 121-137. [https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97\\_07.pdf](https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_07.pdf)
- CNMC. (2024). Informe de supervisión de la aplicación de los criterios de separación funcional de actividades previstos en la Disposición Adicional Vigésima Tercera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico a la Unidad Orgánica que ejerce en exclusiva la función del operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte integrada en Red Eléctrica de España, S.A.U. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5416825.pdf>
- CNMC. (2025a). Informe de supervisión de los cambios de comercializador– tercer trimestre de 2024. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6099882.pdf>
- CNMC. (2025b). Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2022. <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00222>
- CNMC. (2025c). Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021. <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01120>
- CNMC. (2025d). Informe de supervisión del mercado mayorista al contado de electricidad. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5779264.pdf>
- COMITÉ DE PERSONAS EXPERTAS PARA ELABORAR EL LIBRO BLANCO SOBRE LA REFORMA TRIBUTARIA. (2022). *Libro blanco sobre la reforma tributaria*. [https://www.ief.es/docs/investigacion/comiteexpertos/LibroBlancoReformaTributaria\\_2022.pdf](https://www.ief.es/docs/investigacion/comiteexpertos/LibroBlancoReformaTributaria_2022.pdf)

- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. (2017). Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice, Ref: C16-DS-27-03. [https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/CEER-DS-WG-Best-Practice-Tariffs-GGP-external-publication\\_final.pdf](https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/CEER-DS-WG-Best-Practice-Tariffs-GGP-external-publication_final.pdf)
- DECKER, C. (2023). *Modern Economic Regulation*. Second Edition. Cambridge University Press.
- EUROPEAN COMMISSION. (2025). State aid Scoreboard 2024. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip\\_25\\_952/IP\\_25\\_952\\_EN.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_25_952/IP_25_952_EN.pdf)
- ICEX. (2025). Spain: Global Platform for Business and International Investment. June 2025. <https://www.invest-inspain.org/content/dam/icex-invest/documentos/publicaciones/doing-business/Investment%20Trends%20and%20Records.pdf>
- IGU. (2025). World LNG Report 2025. <https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report>
- IRENA. (2025). Renewable Power Generation Costs in 2024. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- LETTA, E. (2024). *Much more than a market. SPEED, SECURITY, SOLIDARITY Empowering the Single Market to deliver a sustainable future and prosperity for all EU Citizens*, April 2024. <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf>
- RODRÍGUEZ, D. (2021). *Sobre los costes, los precios y el mercado de electricidad*. Fedea, Estudios sobre la Economía Española – 2021/28. <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2021-28.pdf>
- RODRÍGUEZ, D. (2025). *El equilibrio financiero del sector eléctrico y la desaparición del impuesto de generación*. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2025/ap2025-04.pdf>
- U.S. DEPARTMENT OF JUSTICE AND THE FEDERAL TRADE COMMISSION. (2023). Merger Guidelines. [https://www.ftc.gov/system/files/ftc\\_gov/pdf/2023\\_merger\\_guidelines\\_final\\_12.18.2023.pdf](https://www.ftc.gov/system/files/ftc_gov/pdf/2023_merger_guidelines_final_12.18.2023.pdf)