

Boletín

*ACTUALIDAD
NORMATIVA (II)
SECTORES REGULADOS*

N
026

CONTENIDO

• Energía	3	• Telecomunicaciones	11
— Sector eléctrico	3	• Ferroviario	13
— Sector gasista	10		



ENERGÍA

- **Sector eléctrico**

En este sector destacamos las siguientes normas:

1. El **Reglamento de Ejecución (UE) 2026/855 de la Comisión, de 14 de abril, relativo a los requisitos de interoperabilidad y procedimientos no discriminatorios y transparentes para acceder a los datos necesarios para el cambio de suministrador**. El reglamento establece los requisitos de interoperabilidad y los procedimientos (no discriminatorios y transparentes) para el acceso y el intercambio de los datos necesarios para el cambio de suministrador en el mercado de la electricidad. También especifica el proceso técnico para cambiar de suministrador, que, de conformidad con el artículo 12, apartado 1, de la Directiva (UE) 2019/944, durará como máximo veinticuatro horas y será posible cualquier día laborable. Dentro de este procedimiento, el reglamento define las responsabilidades de los suministradores entrantes y

salientes, así como del administrador del punto de medición, que ha de facilitar el acceso a los datos de forma transparente y objetiva. Las empresas eléctricas del mercado minorista aplicarán el modelo de referencia regulado en el reglamento a partir del 31 de diciembre del 2026.

2. La **Decisión (Euratom) 2026/1691 de la Comisión, de 8 de julio, relativa a la celebración por la Comisión Europea, en nombre de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, y a la aplicación provisional del Acuerdo con respecto a Gibraltar entre la Unión Europea y la Comunidad Europea de la Energía Atómica, por una parte, y el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, por otra**. La Comisión aprueba la celebración y la aplicación provisional a partir del 15 de julio del 2026 del Acuerdo sobre Gibraltar entre la Unión Europea, la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom) y el Reino Unido. La Decisión (Euratom) 2026/1691 establece el marco jurídico para la cooperación

en materia de energía atómica entre la Unión Europea y el Reino Unido respecto a Gibraltar, que quedó fuera del acuerdo tras el Brexit.

3. El **Real Decreto Ley 18/2026, de 29 de junio, por el que se adoptan determinadas medidas en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio**. Dada la situación geopolítica internacional, se considera necesario mantener de manera transitoria determinadas medidas comprendidas en el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, y articular su retirada progresiva conforme se consolide la estabilización de los mercados energéticos y disminuyan los riesgos asociados a la coyuntura geopolítica.

Las medidas prorrogadas se articulan según un esquema de retirada gradual (*phase out*) que se desarrollará de forma escalonada hasta su desaparición a finales del mes de septiembre del 2026. Se exceptúan de esta retirada progresiva las ayudas directas dirigidas a los profesionales del transporte, así como a los agricultores, ganaderos y pescadores, que se mantendrán íntegramente durante todo el periodo de vigencia. La norma incorpora un mecanismo de salvaguarda que permite reactivar las medidas en toda su intensidad si la coyuntura así lo exigiera. En concreto, en caso de que se registren incrementos significativos en los índices de precios de consumo de los distintos productos energéticos, las medidas recuperarán automáticamente su potencial completo, retornando a la plena

vigencia prevista en el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo.

Las medidas en materia energética se recogen en el capítulo I y las de carácter tributario (algunas especialmente relacionadas con el sector energético) se establecen en el capítulo II. Las medidas en materia energética pretenden garantizar el suministro, avanzar en la transición ecológica y reforzar el control del mercado eléctrico. Para ello, el real decreto ley de referencia modifica las siguientes normas: la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (art. 1); la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (art. 2); la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (art. 3), y el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio.

Respecto a las medidas tributarias, entre otras, se prevén ajustes en los tipos de gravamen del impuesto sobre hidrocarburos, aplicables durante los meses de julio y agosto del 2026; se mantiene un mecanismo extraordinario que permitirá volver a aplicar el tipo reducido del 10 % del impuesto sobre el valor añadido sobre determinados suministros de electricidad y gas durante agosto y septiembre si los precios energéticos vuelven a incrementarse significativamente; se modifica la determinación de la base imponible durante el 2026 del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica ampliando las

minoraciones aplicables en el tercer y cuarto trimestre y se prevé una modificación de este impuesto a partir del 2027 (se establece un tipo del 3,5 % para dicho ejercicio y, posteriormente, su reducción a tipo cero con efectos indefinidos desde el 2028).

4. El **Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración**, y la **Orden TED/672/2026, de 2 de julio, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia convocadas al amparo del Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración, y se aprueban sus parámetros retributivos**. Ambas normas constituyen el marco jurídico del sistema de concurrencia competitiva (subasta) que se convocará próximamente para la asignación de régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

Con ello, el Gobierno pretende impulsar la implantación de 1200 megavatios de cogeneración de alta eficiencia, objetivo asumido en el Plan Nacional Integrado

de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. La citada orden define la metodología de la subasta que incluye el mecanismo de casación y las características y requisitos que han de satisfacer las ofertas presentadas por los agentes participantes. Se prevén dos subastas, una en el 2026 y otra en el 2027, con 600 megavatios cada una, hasta alcanzar los 1200 megavatios. A ellas podrán concurrir las personas físicas o jurídicas titulares de instalaciones de cogeneración de alta eficiencia del subgrupo a.1.1 (cogeneración con gas natural) e instalaciones de cogeneración de alta eficiencia de biomasa de los grupos b.6 (centrales con biomasa de cultivos y residuos forestales o agrícolas) y b.8 (centrales con biomasa de instalaciones industriales). Podrán beneficiarse del régimen retributivo específico tanto las instalaciones nuevas como algunas modificaciones de instalaciones existentes. Este marco regulatorio ha sido analizado en sendos documentos publicados por la Firma¹.

5. La **Orden TED/624/2026, de 12 de junio, unifica oficialmente los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera en un solo sistema integrado a partir del 1 de julio del 2026**. Mediante esta orden se revisa la definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Así,

¹ Véanse la nota de *Actualidad Jurídica GA_P* titulada «Incentivos a la inversión en instalaciones de cogeneración de alta eficiencia» (en este [enlace](#)) y el *Análisis GA_P* «Un paso más hacia la convocatoria de las subastas para la asignación de régimen retributivo específico para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia» (en este [enlace](#)).

a partir de la entrada en vigor de la orden, el mapa eléctrico de Canarias se divide en los siguientes subsistemas aislados o integrados: Tenerife-La Gomera (nuevo sistema integrado); Lanzarote-Fuerteventura (sistema ya interconectado); Gran Canaria; La Palma, y El Hierro.

6. La **Orden TED/634/2026, de 17 de junio, por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a los que hacen referencia los artículos 52.4j y 52.4k de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2026.** La orden aprueba los porcentajes y valores unitarios aplicables para la financiación del bono social y del coste de suministro de los referidos consumidores, tomando en consideración los descuentos aprobados por el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, y por la Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico, correspondiente al año 2026, en la cual se consideró un descuento del 35 % para los consumidores vulnerables y otro del 50 % para los consumidores vulnerables severos, hasta que resulte de aplicación la orden correspondiente al 2027.

El reparto se hace de acuerdo con los siguientes valores unitarios: para la actividad de producción, el valor será de 0,821100 euros por cada megavatio hora (MWh) producido; para los sujetos que realizan la actividad de transporte, será de 0,007298 euros por cada euro

retribuido; para los sujetos que desarrollan la actividad de distribución, será de 1,498276 euros por cada código unificado de punto de suministro (CUPS); para los sujetos obligados que desarrollan la actividad de comercialización será de 9,011295 euros por cada CUPS, y para los consumidores directos en mercado será de 0,629066 euros por cada megavatio hora consumido.

7. La **Orden TED/635/2026, de 23 de junio, por la que se regula el concepto de empresa de gran consumo de energía del sector industrial a los efectos de la contabilización de ahorros de energía final en el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética y en la aplicación de medidas de eficiencia energética alternativas.** En el marco del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética y de las medidas de eficiencia energética alternativas, la orden establece el concepto de *empresa de gran consumo de energía del sector industrial* y regula las condiciones que deben cumplir las actuaciones de eficiencia energética basadas en tecnologías de combustión directa de combustibles fósiles con la finalidad de contabilizar los ahorros de energía final desde el 1 de enero del 2024 y hasta el 31 de diciembre del 2030.

La orden evita que sectores con procesos difíciles de electrificar o sustituir por tecnologías renovables queden excluidos del sistema de incentivos a la eficiencia energética. Sobre los requisitos para ser calificada de empresa de gran consumo y las nuevas obligaciones impuestas a las empresas para

justificar que la actuación responde a una estrategia de eficiencia energética, nos remitimos al análisis de la orden².

8. La **Resolución de 16 de abril del 2026 de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba el procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del sistema eléctrico español**. La citada resolución aprueba el nuevo procedimiento de operación P.O. 11.1, que moderniza los criterios de protección del sistema eléctrico español.

El sistema de protección constituye un elemento fundamental para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, ya que es el encargado de detectar y resolver las perturbaciones que puedan aparecer en el sistema, minimizando tanto el número de elementos que desconectar como las repercusiones que puedan ocasionar dichas perturbaciones. El nuevo procedimiento es aplicable tanto en la península como a los sistemas de los territorios extrapeninsulares. El procedimiento define dónde aplicar cada criterio y exige redundancias en los sistemas para evitar fallos sistémicos; establece las directrices técnicas que deben cumplir las nuevas centrales y plantas de generación eléctrica; modifica los criterios para los diversos elementos de la red (subestaciones y líneas de transporte) e introduce una

nueva metodología para el cálculo del tiempo crítico de los parques eléctricos. Todo ello, con la pretensión de minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones en la red eléctrica mediante requisitos técnicos de protección más homogéneos y actualizados.

Red Eléctrica de España deberá remitir a los gestores de las redes de distribución la relación de instalaciones de generación, almacenamiento y consumo conectadas a sus redes que se encuentren incluidas dentro de la red crítica y que, en consecuencia, se vean afectadas por el procedimiento de operación aprobado por la nueva resolución.

Se establece un periodo transitorio de cinco años tanto para las instalaciones existentes como para las que entren en servicio durante los doce meses siguientes a la entrada en vigor de la resolución, en los que se aplicarán los procedimientos preexistentes («P.O. 11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada», aprobado por la Resolución de 24 de junio 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico y «P.O. 11.1 Criterios generales de protección», aprobado por

² «Nueva definición de *empresas de gran consumo de energía en el sector industrial*: contabilización retroactiva de ahorros de energía en el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética», *Análisis GA_P*, de 9 de julio del 2026. Véase en este [enlace](#).

la Resolución de 28 de abril del 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares).

La transición se vinculará a la situación técnica de cada infraestructura y a las notificaciones oficiales del operador del sistema. Transcurrido el plazo de cinco años, el nuevo procedimiento será aplicable a todas las instalaciones.

9. La **Resolución de 30 de abril del 2026 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica el valor de la anualidad de la retribución por inversión (CIn) correspondiente a las instalaciones de categoría A de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para el año 2026**. El parámetro definido para cada tipo de instalación conforme al anexo de la resolución se aplica a las instalaciones de producción eléctrica de categoría A (centrales térmicas convencionales e hidroeléctricas no fluyentes) con derecho al régimen retributivo adicional en los territorios no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla). Con ello se pretende garantizar la recuperación de las inversiones fijas y una rentabilidad financiera regulada para equiparar los costes de generación en los sistemas no peninsulares con los del territorio peninsular.

10. La **Resolución de 2 de julio del 2026 de la Secretaría de Estado de Energía**

por la que se actualizan los valores de la retribución a la operación correspondientes al tercer trimestre natural del año 2026 de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Entre otros, la resolución estima, para el tercer trimestre del año 2026, el precio del mercado eléctrico (78,714 €/MWh_E); el precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (75,48 €/tCO₂); el precio de gas natural, en función del nivel del peaje de red local al que se encuentra acogido cada consumidor y los valores de la retribución a la operación de las diversas instalaciones tipo reguladas.

11. Por último, destacamos varias resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que inciden en los procedimientos de operación del sistema eléctrico:

- La **Resolución de 11 de mayo del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se modifica el procedimiento de operación eléctrico 7.5 para mejorar la eficiencia en la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda**. Esta resolución pretende incrementar la eficiencia y la transparencia en la adjudicación del servicio de respuesta activa de la demanda, que permite a los grandes consumidores industriales reducir su consumo eléctrico para equilibrar la red a cambio de una retribución.



- La **Resolución de 19 de junio del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se aprueba el procedimiento de operación eléctrico 7.6 para el servicio de arranque autónomo**. Este nuevo procedimiento moderniza y dota de un marco retributivo a las instalaciones que proveen ese servicio, conforme a los planes de reposición. El nuevo procedimiento 7.6 define su ámbito de aplicación, los requisitos de prestación, la asignación y habilitación, las pruebas, el intercambio de información, la disponibilidad, el régimen retributivo y las penalizaciones para garantizar la disponibilidad de las instalaciones cuando sea necesario reponer el servicio. Con ello se pretende reformar la resiliencia del sistema ante situaciones de cero eléctrico, ya sean zonales o totales, fomentar que nuevas instalaciones participen en el proceso conforme a los planes de reposición y corregir los fallos detectados durante la reposición del sistema tras el cero eléctrico del 28 de abril del 2025.
- La **Resolución de 19 de junio del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos P.O.9.2 y P.O.14.4 para permitir la liquidación de las penalizaciones asociadas al incumplimiento del envío de información en tiempo real**. Esta resolución pretende habilitar el cobro efectivo de las penalizaciones económicas a las instalaciones eléctricas que incumplan sus obligaciones de conectarse a los centros de control y de enviar datos de telemedida en tiempo real.
- La **Resolución de 30 de junio del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.4 y 14.4 para fomentar la prestación dinámica del servicio de control de tensión**. Mediante la modificación de los referidos procedimientos se pretende estimular una prestación más dinámica del servicio de control de tensión e incentivar la participación de las instalaciones renovables. Entre las principales novedades, se incorpora una nueva modalidad de prestación básica basada en el seguimiento de consignas fijas de tensión o potencia reactiva que permitirá que las instalaciones que no dispongan de los sistemas de comunicación necesarios para recibir consignas variables en tiempo real puedan contribuir de forma más activa al control de la tensión del sistema. Podrán acogerse las instalaciones de generación y almacenamiento con potencia igual o superior a 1 megavatio que estén conectadas tanto a la red de transporte como a la de distribución. Además, se mejoran los incentivos económicos para promover la participación de las instalaciones capaces de proporcionar control dinámico de la tensión.

- **Sector gasista**

Por lo que se refiere a este sector destacamos las siguientes normas:

1. La **Resolución de 12 de junio del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se determina la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema gasista correspondiente al año 2025.**

El cálculo se basa en la evaluación de siete indicadores de eficiencia operativa que son valorados y cuantificados por la resolución.

La **Resolución de 29 de junio del 2026 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se calcula el saldo de la cuenta regula-**

toria del gestor técnico del sistema gasista al cierre del 2025. Conforme al mecanismo de recuperación regulado por la Circular 1/2020 de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia, que permite a Enagás GTS como gestor técnico del sistema gasista recuperar costes extraordinarios justificados y auditados que no estaban cubiertos inicialmente por su retribución ordinaria, la resolución determina que los usuarios industriales y comercializadores de gas financiarán 1828 807 euros adicionales tras el cierre de la cuenta regulatoria de Enagás GTS del ejercicio 2025 (encuadrado dentro del periodo regulatorio 2024-2026).

Ana
Mendoza Losana



TELECOMUNICACIONES

En este sector, destacan las siguientes normas:

1. La **Decisión de Ejecución (UE) 2026/883 de la Comisión, de 21 de abril, sobre la armonización del espectro radioeléctrico para su uso por aplicaciones de radiodeterminación en la banda de frecuencias de 116-260 GHz**. La decisión armoniza las condiciones técnicas para la disponibilidad y el uso eficiente del espectro radioeléctrico en la banda de frecuencias de 116-260 gigahercios en la Unión mediante aplicaciones de radiodeterminación. Los dispositivos de radiodeterminación que utilizan la banda de frecuencias de subterahercios de 116-260 gigahercios son dispositivos de corto alcance, como los sensores y los radares.
2. La **Resolución de 14 de abril del 2026 por la que se atribuyen recursos públicos de numeración para la prestación de servicios de atención a la clientela y se establecen las condiciones generales para su uso** y la **Resolución de 14 de abril del 2026 por la que se atribuyen recursos públicos de numeración para la prestación del servicio de llamadas comerciales y se es-**

tablecen las condiciones para su uso; ambas resoluciones, de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones e Infraestructuras Digitales. Con ellas se pretende diferenciar de manera clara las llamadas de atención a la clientela de las llamadas comerciales y dotar a los usuarios de instrumentos para su fácil distinción. Se da así cumplimiento al artículo 16.3 de la Ley 10/2025, de 26 de diciembre, por la que se regulan los Servicios de Atención a la Clientela, que exige que, cuando se habilite un canal telefónico para la atención a la clientela, este servicio tenga un código numérico específico y diferenciado del código utilizado para prestar servicios comerciales por el canal telefónico, que también será específico para estos servicios.

Los números que podrán ser utilizados para la prestación de servicios de atención a la clientela son los siguientes: códigos de numeración corta (formato «1XYA») utilizada por los operadores de comunicaciones electrónicas para servicios internos ofrecidos a los usuarios finales (gratuitos); números 800 y 900, que ya se encuentran atribuidos en

el Plan Nacional de Numeración Telefónica a los servicios de atención a clientes (gratuitos), y numeración geográfica utilizada para la prestación de servicios de atención a la clientela en los que se aplicará la tarifa estándar.

Por otra parte, se atribuye el rango de numeración XYZ = 400 a la prestación del servicio de llamadas comerciales. Se trata de números de nueve dígitos, identificados por los dígitos iniciales NXY = 400, que sólo admitirán la realización de llamadas, pero no su recepción.

Las citadas resoluciones prevén un plazo de seis meses, hasta el 17 de octubre del 2026, para que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los operadores y los servicios de atención a la clientela realicen en sus respectivos sistemas las modificaciones necesarias para tratar y encaminar las comunicaciones hacia estos números en las condiciones reguladas.

3. La **Resolución de 27 de abril del 2026 de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones e Infraestructuras Digitales por la que se modifica la de 30 de junio del 2005, de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información, por la que se atribuyen recursos públicos de numeración al servicio telefónico fijo disponible al público y a los servicios vocales nómadas, y se adjudican determinados indicativos provinciales.** Se suprime la numeración nómada geográfica y se garantiza que la prestación de servicios nómadas pueda seguir llevándose a cabo mediante el empleo de la numeración

nómada no geográfica (código 51). Los subrangos de numeración geográfica atribuidos hasta ahora a servicios nómadas (código 8XY) pasan a atribuirse al servicio telefónico disponible al público según la asignación prevista en la nueva redacción del anexo II de la resolución de 30 de junio del 2005.

4. La **Resolución de 27 de abril del 2026 de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones e Infraestructuras Digitales por la que se modifica la de 12 de marzo del 2010, de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información, por la que se atribuyen recursos públicos de numeración a los servicios de comunicaciones móviles y los servicios de comunicaciones máquina a máquina.** La resolución modifica el Plan Nacional de Numeración para regular la numeración asignada a los servicios máquina a máquina (M2M) y a los dispositivos de internet de las cosas. Pretende evitar el «agotamiento prematuro» de la numeración móvil tradicional (que actualmente comienza por 6 o 7) y liberar millones de números para el mercado general. Para ello, se asigna a los servicios máquina a máquina un rango de numeración propio y específico (el código «59» del Plan Nacional de Numeración). Desde el 1 de julio del 2026, todos los números que se soliciten para servicios M2M deberán utilizar el formato 59 y, antes del 1 de enero del 2031, los dispositivos y números M2M que actualmente utilizan numeración móvil estándar han de migrar al nuevo rango.

Ana
Mendoza Losana



FERROVIARIO

En este sector destacamos el **Reglamento (UE) 2026/1184 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de mayo, relativo al uso de la capacidad de infraestructura ferroviaria en el espacio ferroviario europeo único, por el que se modifica la Directiva 2012/34/UE y se deroga el Reglamento (UE) 913/2010 (PE/27/2026/INIT)**.

Como indica su título, este reglamento regula el uso de la capacidad de infraestructura ferroviaria en el espacio ferroviario europeo único; modifica las directrices previas de la Directiva 2012/34/UE y deroga el Reglamento (UE) 913/2010 relativo a la red ferroviaria para un transporte de mercancías competitivo, con efectos a partir del 14 de diciembre del 2030.

Entre sus objetivos figuran el de maximizar la eficiencia del uso de las líneas ferroviarias en un contexto de libre competencia sin necesidad de acometer grandes inversiones en infraestructura física; el de impulsar una gestión no discriminatoria de la capacidad de infraestructura ferroviaria y un acceso transparente y equitativo a ella; el de reducir «cuellos de botella» transfronterizos, y el de mejorar el servicio de

transporte de viajeros y mercancías e impulsar el transporte sostenible. Para la consecución de estos objetivos prevé, entre otros instrumentos, un sistema de planificación estratégica de la capacidad a largo plazo adaptado a la demanda real de los operadores ferroviarios (véanse los arts. 14, 19 y 20), sistema que incluye el Marco Europeo para la Gestión de la Capacidad (art. 7), el Marco Europeo para la Coordinación de la Gestión Transfronteriza del Tráfico, de Perturbaciones y de Crisis (art. 46) y el Marco Europeo para la Evaluación del Rendimiento (art. 52); el impulso de la cooperación entre administradores de infraestructura nacionales mediante la Red Europea de Administradores de Infraestructuras, que definirá las características de las especificaciones de capacidad con el apoyo centralizado de un coordinador de red (art. 16 y arts. 55 a 66); herramientas armonizadas para la gestión y monitorización en tiempo real del tráfico y del uso de las franjas horarias (arts. 51 a 54); definición y régimen peculiar de infraestructuras ferroviarias muy utilizadas y congestionadas (arts. 23-27), y asignación de la capacidad de infraestructura ferroviaria mediante acuerdos marco (art. 33).

Los Estados miembros podrán proporcionar al administrador de infraestructuras orientaciones estratégicas basadas en las estrategias indicativas de desarrollo de la infraestructura ferroviaria y disponer que uno o más elementos de orientación (por ejemplo, diseños de horarios específicos o volúmenes mínimos de capacidad para ciertos servicios) sean vinculantes en los términos del artículo 4 del reglamento comentado.

El reglamento establece el calendario de los procedimientos de adjudicación de capacidad (art. 40 y secciones 4 a 7 del anexo I), así como el calendario de actuaciones de la Red Europea de Administradores de Infraestructuras, que, como máximo el 12 de junio del 2027, preparará y adoptará una estructura común de

declaración sobre la red que tendrá en cuenta la información enumerada en el anexo IV de la Directiva 2012/34/UE y en el anexo V del reglamento comentado, así como un calendario común para consultar a los interesados en relación con el proyecto de declaración sobre la red. A más tardar el 12 de diciembre del 2026, la Red Europea de Administradores de Infraestructuras presentará un proyecto de estructura común para la referida declaración sobre la red.

Con carácter general, el reglamento entró en vigor el 12 de junio del 2026, pero el artículo 81 prevé un calendario diferente para la entrada en vigor de sus diversos contenidos.

Ana Mendoza Losana

