



Consejo de la
Unión Europea

Bruselas, 28 de noviembre de 2022
(OR. en)

**Expediente interinstitucional:
2021/0424(COD)**

15096/1/21
REV 1

ENER 561
ENV 1013
CLIMA 456
IND 388
RECH 568
COMPET 915
ECOFIN 1257
CODEC 1662
IA 209

PROPUESTA

N.º doc. Ción.:	COM(2021) 804 final/2
Asunto:	Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida)

Adjunto se remite a las Delegaciones el documento – COM(2021) 804 final/2.

Adj.: COM(2021) 804 final/2

Bruselas, 23.11.2022
COM(2021) 804 final/2

2021/0424 (COD)

CORRIGENDUM

This document corrects document COM (2021) 804 final of 15.12.21

Concerns all language versions.

The text shall read as follows:

Propuesta de

REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

**relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno
(versión refundida)**

{SEC(2021) 431} - {SWD(2021) 455} - {SWD(2021) 456} - {SWD(2021) 457} -
{SWD(2021) 458}

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

1. CONTEXTO DE LA PROPUESTA

• Razones y objetivos de la propuesta

1.1. Introducción

La Unión Europea se ha fijado el ambicioso objetivo de convertirse en el primer continente climáticamente neutro de aquí a 2050. Para ello, los Estados miembros y el Parlamento Europeo han acordado, en la Legislación Europea sobre el Clima, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos el 55 % para 2030. Para alcanzar estos objetivos y, al mismo tiempo, contribuir a la competitividad, el crecimiento y el empleo, el sistema energético necesita un cambio sistémico: tenemos que reducir el uso de combustibles fósiles (incluido el gas fósil) y aumentar las fuentes renovables. Por tanto, es necesario diseñar hoy una ambiciosa transición del sector del gas hacia gases hipocarbónicos y gases renovables.

El gas fósil constituye en torno al 95 % de los combustibles gaseosos consumidos en la actualidad en la Unión. Los combustibles gaseosos representan aproximadamente el 22 % del total del consumo energético actual de la Unión (lo que incluye en torno al 20 % de la producción de electricidad y el 39 % de la producción de calor). Según las hipótesis pertinentes utilizadas en la evaluación de impacto del Plan del Objetivo Climático, en 2050 el porcentaje de los combustibles gaseosos en el total del consumo energético de la Unión sería de en torno al 20 %. En 2050, los combustibles gaseosos desempeñarán un papel importante en la cesta energética, por lo que será necesaria la descarbonización del sector del gas mediante una configuración orientada al futuro con miras a unos mercados del gas descarbonizados y competitivos. Pese a su menor participación en la cesta energética actual de la Unión, el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y el hidrógeno hipocarbónico, así como el metano sintético (todos ellos gases hipocarbónicos o renovables) representarían alrededor de 2/3 de los combustibles gaseosos en la cesta energética de 2050, mientras que el gas fósil, con captura, almacenamiento y utilización de carbono, representaría el resto. La presente iniciativa también forma parte del paquete de medidas «Objetivo 55». Engloba la configuración del mercado de los gases, incluido el hidrógeno. Eliminará los obstáculos reglamentarios existentes y creará las condiciones para lograrlo de manera rentable. Es una parte importante del cambio hacia un sistema energético integrado que minimice los costes de la transición hacia la neutralidad climática, en particular para los consumidores, y ofrezca nuevas oportunidades para reducir las facturas de energía y permitir la participación activa en el mercado.

Se espera que el hidrógeno se utilice principalmente en las zonas en las que la electrificación no es posible, incluidas las industrias que en la actualidad consumen mucha energía (como las refinerías, los fertilizantes o la fabricación de acero) y determinados sectores del transporte pesado (transporte marítimo, aviación o vehículos pesados de larga distancia). Es necesario desarrollar una infraestructura de hidrógeno específica para liberar todo el potencial del hidrógeno en estas aplicaciones de uso final. El objetivo de promover los gases renovables y los gases hipocarbónicos es descarbonizar esos sectores, aumentar la flexibilidad del sistema de electricidad gracias a las tecnologías de conversión de electricidad en otro producto, reforzar la seguridad del suministro reduciendo la dependencia de las importaciones de gas natural y permitir el almacenamiento (y la producción) de electricidad. De este modo se pueden vincular varios sectores de la economía, en combinación con otras formas de almacenamiento y flexibilidad, como las baterías y la respuesta a la demanda. Asimismo, se fomentará la autoproducción y el uso inteligente del suministro de energía distribuida, contribuyendo a una mayor capacitación de los consumidores. Los consumidores también

necesitan disponer de información clara y fácilmente accesible para ayudar a cambiar los patrones de consumo energético y pasarse a soluciones renovables e hipocarbónicas, al igual que pueden hacer en el mercado de la electricidad.

Si bien el objetivo es llegar al máximo de hidrógeno renovable a partir de 2030, a corto y medio plazo otras formas de gases hipocarbónicos, en particular el hidrógeno hipocarbónico, pueden desempeñar un papel importante, principalmente para reducir rápidamente las emisiones procedentes de la producción de hidrógeno existente y contribuir a la implantación futura y paralela del hidrógeno renovable. En consonancia con la estrategia de la UE sobre el hidrógeno, la producción de hidrógeno renovable en la Unión debería llegar al millón de toneladas en 2024 y hasta los diez millones en 2030. A partir de ahí, el hidrógeno renovable debería implantarse a gran escala y sustituir al hidrógeno hipocarbónico.

El desarrollo eficiente y sostenible de los gases renovables y los gases hipocarbónicos, así como del mercado del hidrógeno, exige una adaptación del marco del mercado. Esto es debido a que, en la actualidad, los gases renovables y los gases hipocarbónicos se encuentran con obstáculos reglamentarios a la hora de acceder al mercado y a la red, lo que supone una desventaja comparativa frente al gas natural. Por otro lado, para crear un mercado del gas descarbonizado y contribuir a la transición energética, son necesarias cuotas significativamente más elevadas de fuentes de energía renovables en un sistema energético integrado, con la participación activa de los consumidores en mercados competitivos. Esto debería permitir a los consumidores beneficiarse de unos precios asequibles, un buen nivel de servicio y una elección efectiva entre ofertas que reflejen los avances tecnológicos.

Es probable que la implantación de diversos tipos de gases renovables y de gases hipocarbónicos ocurra paralelamente, y se espera que estos evolucionen a ritmos diferentes en toda la Unión:

- una infraestructura de hidrógeno complementará progresivamente la red de gas natural;
- una infraestructura de gas en la que el gas fósil será sustituido progresivamente por otras fuentes de metano.

Además, sucesos relacionados con el aumento de los precios de la energía nos han recordado que, a medida que el sistema energético de la Unión integra una energía renovable más descentralizada y van desapareciendo paulatinamente los combustibles fósiles, la resiliencia del sistema energético de la Unión es cada vez más importante. La seguridad del suministro y las medidas de preparación frente a los riesgos del sector del gas deben ser adecuadas para la transición hacia una energía limpia. La Comunicación de la Comisión para hacer frente al aumento de los precios de la energía («Un conjunto de medidas de actuación y apoyo»)¹ destaca la interacción entre la seguridad del suministro, el uso óptimo de las capacidades de almacenamiento y la volatilidad de los precios de la energía.

1.2. Objetivos de la propuesta

El objetivo de la presente iniciativa es facilitar la penetración de los gases renovables y los gases hipocarbónicos en el sistema energético, abandonando de manera progresiva el gas natural y permitiendo que estos nuevos gases desempeñen el papel necesario para lograr el objetivo de neutralidad climática de la Unión para 2050.

En este contexto, aborda los ámbitos siguientes:

¹ COM(2021) 660 final.

Bajo nivel de participación y protección de los clientes en el mercado minorista del gas ecológico. Para que los gases nuevos desempeñen un papel protagonista en la transición energética, las normas del mercado minorista deben capacitar a los clientes para elegir gases renovables y gases hipocarbónicos. En la actualidad esto no es así. Por otro lado, la Unión no cuenta con un sistema terminológico y de certificación común para los gases combustibles y los gases hipocarbónicos. Además, los mercados minoristas del gas adolecen de concentración y de bajos niveles en cuanto a nuevas entradas e innovación. Esto impide a los clientes beneficiarse de la competencia al elegir gases hipocarbónicos.

Para poder hacer elecciones energéticas sostenibles, los clientes necesitan disponer de información suficiente sobre su consumo de energía y el origen de esta, así como de herramientas eficientes para participar en el mercado. Por otro lado, los Estados miembros deben tomar las medidas necesarias para proteger a los clientes vulnerables y a los que se encuentran en situación de pobreza energética. El mercado del gas descarbonizado no debe desarrollarse sin que esos clientes puedan beneficiarse plenamente de él y debe atender las necesidades de todos los grupos de edad, desde los más jóvenes hasta los más mayores.

Infraestructura de hidrógeno y mercados del hidrógeno. El marco regulador vigente para los vectores energéticos gaseosos no aborda la implantación del hidrógeno como un vector energético independiente a través de redes de hidrógeno específicas. No existen reglas a nivel de la Unión sobre las inversiones en las redes basadas en tarifas ni sobre la propiedad y la explotación de redes de hidrógeno específicas. Además, tampoco existen normas no armonizadas sobre la calidad del hidrógeno (puro). Por consiguiente, existen barreras para el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno transfronteriza rentable y un mercado del hidrógeno competitivo, requisitos previos para la implantación de la producción y el consumo de hidrógeno. La presente propuesta trata de poner remedio a estas deficiencias. Incluye una propuesta relativa a un sistema terminológico y de certificación del hidrógeno hipocarbónico y los combustibles hipocarbónicos.

Gases renovables y gases hipocarbónicos en la infraestructura y los mercados del gas existentes, y seguridad energética. En la actualidad, los gases renovables y los gases hipocarbónicos representan una cuota menor en la cesta energética de la Unión. Para aprovechar su potencial, el acceso al mercado mayorista del gas (es decir, los puntos de intercambio virtual pertinentes) es un requisito previo fundamental. Eliminar los costes de los intercambios transfronterizos de esos gases y facilitar la conexión de las instalaciones de producción también mejorará el aspecto comercial. Las diferencias en los parámetros de calidad del gas y en el volumen de hidrógeno mezclado en la red de gas natural pueden afectar al diseño de la infraestructura del gas, a las aplicaciones de los usuarios finales y a la interoperabilidad del sistema transfronterizo, con el consiguiente riesgo de fragmentación del mercado interior. Sin embargo, las normas vigentes en materia de calidad del gas no son adecuadas para abordar la evolución futura. Con respecto al GNL, la eliminación de los obstáculos residuales al acceso a las terminales de GNL podría abrir la puerta a la importación de gases renovables y gases hipocarbónicos desde el extranjero, contribuyendo así a la descarbonización del mercado del gas de la Unión. Por último, para preservar y reforzar la resiliencia en la transición son necesarias medidas adecuadas de seguridad del suministro.

Planificación de las redes. Como se pone de manifiesto en la Estrategia para la Integración del Sistema Energético de la Comisión, la planificación y la explotación coordinadas del sistema energético de la Unión en su conjunto, teniendo en cuenta todos los vectores energéticos, las infraestructuras y los sectores de consumo, constituyen un requisito previo para lograr los objetivos climáticos de 2050. Los programas y prácticas vigentes de planificación de las redes son deficientes, ya que existen discrepancias entre el plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión y los planes de desarrollo de la red nacionales.

Mejorar la vinculación entre ambos permitiría intercambiar información a nivel transnacional sobre el uso de sistemas de transporte.

Seguridad del suministro y almacenamiento En respuesta al incremento significativo de los precios de la energía a escala de la Unión en el otoño de 2021, el Consejo Europeo invitó a la Comisión a estudiar rápidamente medidas a medio y largo plazo para aumentar la resiliencia del sistema energético de la Unión, incluidas medidas para mejorar la seguridad del suministro. A fin de contribuir a dar una respuesta oportuna a esa crisis y a posibles nuevas crisis a nivel de la Unión, la presente propuesta incluye medidas específicas para mejorar la cooperación y la resiliencia, en particular para garantizar un uso, un almacenamiento y unas disposiciones en materia de solidaridad operativa más efectivos y coordinados. Dichas medidas están destinadas a reforzar la resiliencia del sistema energético de la Unión frente a futuras crisis de manera oportuna. Abarcan tanto las medidas de la presente normativa como del Reglamento (UE) 2017/1938, sobre la seguridad del suministro de gas. A fin de garantizar una respuesta coherente, las medidas sobre la seguridad del suministro se incluyen en la presente propuesta legislativa, y no en una propuesta legislativa separada. Como se indica en la Comunicación sobre los precios de la energía, de 13 de octubre de 2021, titulada «Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía», la coordinación transfronteriza de la seguridad del suministro es fundamental para la resiliencia frente a futuras crisis.

Las medidas propuestas exigen a los Estados miembros que de manera explícita incluyan el almacenamiento en sus evaluaciones del riesgo sobre la seguridad del suministro a nivel regional, y que contemplen los riesgos vinculados al control del almacenamiento por entidades de terceros países. Los Estados miembros deben plantearse medidas de almacenamiento a través de la cooperación regional en caso de riesgos no abordados. La propuesta define condiciones que permiten la adquisición conjunta voluntaria de existencias estratégicas de gas para ser utilizadas en caso de emergencia. Se introducen también medidas para mejorar la transparencia y el acceso a las instalaciones de almacenamiento, abordar los riesgos del gas en materia de ciberseguridad y facilitar las disposiciones bilaterales de solidaridad entre Estados miembros en caso de crisis. La Comisión anima a los Estados miembros a que no esperen para adoptar disposiciones de solidaridad, de manera que incluso en caso de crisis grave los hogares reciban el gas que necesiten.

- **Coherencia con las disposiciones existentes en la misma política sectorial**

La iniciativa propuesta está fuertemente ligada a las propuestas legislativas presentadas en el contexto del paquete de medidas «Objetivo 55» para la implantación del Pacto Verde Europeo y complementa esas propuestas, que incluyen:

La Directiva revisada sobre fuentes de energía renovables (DFER II), que es el principal instrumento de la Unión que aborda el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Su objetivo es acelerar la penetración de la energía renovable, incluidos los gases renovables, en el sistema energético. La modificación propuesta aumenta al 40 % el objetivo de participación de las fuentes renovables en la cesta energética de la Unión y promueve la integración de los combustibles renovables, como el hidrógeno renovable, en la industria y el transporte, con objetivos adicionales. En relación con la presente iniciativa, la DFER II incluye el hidrógeno renovable entre los «combustibles renovables de origen no biológico» y los «combustibles de biomasa» que consiguen reducir en un 70 % las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los combustibles fósiles, y establece objetivos secundarios específicos para el consumo del hidrógeno renovable (el 50 % del consumo total de hidrógeno destinado a fines de energía y materia prima en la industria en 2030 y el 2,6 % de la energía suministrada al sector del transporte).

La Directiva de eficiencia energética y la Directiva conexa relativa a la eficiencia energética de los edificios, incluidas sus propuestas de modificación, interactúan con la presente iniciativa, ya que afectan al nivel y la estructura de la demanda de gas. Las medidas de eficiencia energética pueden aliviar la pobreza energética y reducir la vulnerabilidad de los consumidores. Dado que en la actualidad los combustibles gaseosos dominan el suministro europeo de calefacción y refrigeración y las plantas de cogeneración, su uso eficiente ocupa un lugar central en las medidas de eficiencia energética. Tanto la Directiva como el Reglamento sobre el gas son coherentes con el principio de «primero, la eficiencia energética»: un mercado de la Unión abierto y competitivo, con precios que reflejen los costes de producción de los vectores energéticos, los costes del carbono y los costes y beneficios externos, proporcionaría de manera eficiente un hidrógeno limpio y seguro a los usuarios finales que más lo valoran.

El Reglamento RTE-E, propuesto por la Comisión en diciembre de 2020, pretende apoyar en mayor medida la modernización de la infraestructura energética transfronteriza europea de cara al Pacto Verde Europeo. Introduce la infraestructura de hidrógeno como una nueva categoría de infraestructura para el desarrollo de la red europea. La presente iniciativa complementa el Reglamento RTE-E propuesto, ya que se centra en la armonización de los planes nacionales con los requisitos del plan decenal de desarrollo de la red a escala europea.

Como se anuncia en la estrategia de la Unión para la reducción de las emisiones de metano, la Comisión propondrá **legislación para reducir las emisiones de metano en el sector de la energía**. La iniciativa en cuestión tratará de mejorar la información relativa a todas las emisiones de metano en el sector de la energía. La presente iniciativa complementa a la anterior al tratar de facilitar la penetración de los gases renovables y los gases hipocarbónicos, permitiendo así el abandono progresivo del gas natural.

- **Coherencia con otras políticas de la Unión**

El régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) aumenta el precio de utilización de los combustibles fósiles en comparación con los gases renovables y los gases hipocarbónicos y, de este modo, fomenta la demanda de estos gases y la inversión en la tecnología de producción conexa. La Comisión ha propuesto reforzar el sector de la aviación, el marítimo y el del transporte por carretera, así como el de los edificios, tanto con refuerzos internos como con ampliaciones a esos sectores. En este régimen están incluidas todas las instalaciones de producción de hidrógeno, así como los electrolizadores con una capacidad de producción superior a 25 toneladas diarias. El Fondo de Innovación, creado mediante la Directiva sobre el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) para el período 2021-2030, es uno de los instrumentos de financiación que apoyan la transición hacia una Europa climáticamente neutra de aquí a 2050. El Fondo de Innovación, creado mediante la Directiva RCDE UE para el período 2021-2030, es uno de los instrumentos de financiación que apoyan la transición hacia una Europa climáticamente neutra de aquí a 2050.

La revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía trata de armonizar la fiscalidad de los productos energéticos con las políticas energéticas y climáticas de la Unión, promoviendo tecnologías limpias y eliminando las exenciones obsoletas y los tipos reducidos que actualmente fomentan el uso de combustibles fósiles. En la Directiva revisada, los productos contemplados en ella se agrupan y clasifican según su comportamiento medioambiental. Según esto, la revisión establece unos niveles mínimos preferenciales de imposición de 0,15 EUR/GJ (frente a los 10,75 EUR/GJ de los combustibles fósiles) para los combustibles de hidrógeno renovable o hipocarbónico utilizados como carburante de automoción. En el caso de los combustibles de hidrógeno renovable o hipocarbónico utilizados como

combustible para calefacción, establece unos niveles mínimos preferenciales de imposición de 0,15 EUR/GJ (frente a los 0,6 EUR/GJ del gas natural).

El Reglamento revisado sobre la infraestructura para los combustibles alternativos, que deroga la Directiva 2014/94/UE, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, propuesto por la Comisión en julio de 2021, pretende combatir el aumento de las emisiones en el transporte por carretera para contribuir a la transición hacia un parque automovilístico de emisiones casi nulas de aquí a 2050. Dicho Reglamento exige a los Estados miembros que amplíen su red de infraestructura de recarga y repostaje en consonancia con las ventas de vehículos de emisión cero y que instalen puntos de recarga y repostaje a intervalos regulares en las principales autopistas. La revisión del Reglamento sobre la infraestructura para los combustibles alternativos exigirá una estación de repostaje cada 150 km (mín. 2 t/día, 700 bares) a lo largo de la red básica de la RTE-T y en cada nodo urbano de aquí a 2030; esto se traducirá en unas setecientas estaciones de repostaje de hidrógeno a lo largo de los nodos de transporte y ochenta y ocho en los nodos urbanos.

La modificación del Reglamento por el que se establecen normas sobre las emisiones de CO₂ de turismos y furgonetas tiene como objetivo garantizar una trayectoria clara, a partir de 2025, hacia el transporte de emisión cero. En concreto, dicho Reglamento define como vehículos de emisión cero los vehículos eléctricos con batería, los vehículos con pila de combustible y otros vehículos impulsados por hidrógeno, y establece un objetivo de cero emisiones de promedio para el nuevo parque automovilístico de aquí a 2030.

La propuesta «FuelEU Maritime» tiene como objetivo aumentar la cuota de combustibles alternativos hipocarbónicos y sin carbono sostenibles en la cesta de combustibles del transporte marítimo internacional, entre ellos: los biocombustibles líquidos, los electrolíquidos, el gas descarbonizado (incluidos el biogás natural licuado y el electrogás), el hidrógeno descarbonizado y los combustibles derivados del hidrógeno descarbonizado (incluidos el metano y el amoníaco). La focalización en los combustibles y las tecnologías energéticas debería permitir reducir de manera significativa y rápida las emisiones, utilizando las tecnologías y las infraestructuras existentes junto con los incentivos que proporcionan otras medidas que se van a proponer. También facilitará la definición de las trayectorias de descarbonización para todo el sector marítimo.

La propuesta «ReFuelEU Aviation», cuyo objetivo es promover el potencial de los combustibles de aviación sostenibles para reducir la huella de los gases de efecto invernadero de la aviación, todavía está muy desaprovechada. A fin de disminuir de manera significativa sus emisiones, el sector de la aviación tendrá que reducir su dependencia actual de los combustibles fósiles y recurrir de manera creciente al uso de combustibles de aviación sostenibles en los próximos años. Dicha propuesta establece un porcentaje mínimo del 0,7 % de «combustibles de aviación sintéticos» en los combustibles de aviación suministrados a los operadores de aeronaves cuando los «combustibles de aviación sintéticos» sean combustibles renovables de origen no biológico, como se definen en la Directiva sobre fuentes de energía renovables.

2. BASE JURÍDICA, SUBSIDIARIEDAD Y PROPORCIONALIDAD

• Base jurídica

Los objetivos de la presente iniciativa no pueden alcanzarse a nivel nacional. Las medidas previstas en la presente iniciativa tratan de promover los cuatro objetivos establecidos en el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), al tiempo que contribuyen a la descarbonización de la economía de la Unión. Las medidas previstas deben adoptarse sobre la base del artículo 194, apartado 2, del TFUE, junto con el artículo 114,

apartado 1, de ese mismo Tratado. Con arreglo al artículo 4, apartado 2, letra i), la Unión dispone de competencia compartida en el ámbito de la energía.

La presente iniciativa también se basa en un conjunto exhaustivo de actos legislativos que se han adoptado y actualizado a lo largo de los dos últimos decenios. La Unión, con el objetivo de crear un mercado interior de la energía, adoptó cuatro paquetes legislativos consecutivos entre 1996 y 2019, cuya finalidad principal era la integración de los mercados y la liberalización de los mercados nacionales de la electricidad y el gas. Las disposiciones en cuestión abordan una amplia gama de aspectos, desde el acceso a los mercados hasta la transparencia, pasando por los derechos de los consumidores, el aumento de la liquidez de los mercados del gas y la independencia de las autoridades reguladoras.

- **Subsidiariedad (en el caso de competencia no exclusiva)**

En la actualidad no hay normas a nivel de la Unión que regulen las redes o los mercados del hidrógeno específicos ni el hidrógeno hipocarbónico o los combustibles hipocarbónicos. Habida cuenta de los esfuerzos que se están realizando a nivel tanto de la Unión como nacional para promover el uso del hidrógeno renovable en sustitución de los combustibles fósiles, los Estados miembros se verían incentivados para adoptar normas sobre el transporte de hidrógeno mediante la infraestructura específica a nivel nacional. Por tanto, se corre el riesgo de fragmentación del panorama regulador de la Unión, lo que podría obstaculizar la integración de las redes y mercados nacionales del hidrógeno e impedir así los intercambios transfronterizos de hidrógeno o disuadir de su realización.

La armonización de las normas relativas a la infraestructura de hidrógeno en una etapa posterior (es decir, una vez que la legislación nacional hubiera sido adoptada) aumentaría la carga administrativa para los Estados miembros e incrementaría los costes derivados de la regulación y la incertidumbre para las empresas, en particular con respecto a las inversiones a largo plazo en las infraestructuras de producción y transporte de hidrógeno.

La creación de un marco regulador a nivel de la Unión para las redes y los mercados específicos del hidrógeno contribuiría a la integración y la interconexión de los mercados y las redes nacionales del hidrógeno. Las normas a nivel de la Unión sobre planificación, financiación y explotación de esas redes específicas de hidrógeno generarían una previsibilidad a largo plazo para los inversores potenciales en este tipo de infraestructuras a largo plazo, en particular con respecto a las interconexiones transfronterizas (que, de otro modo, podrían estar sujetas a diferentes leyes nacionales, posiblemente divergentes).

En relación con el biometano, sin una iniciativa a nivel de la Unión, es probable que en 2030 siga habiendo un abigarrado conjunto de normas con respecto al acceso a los mercados mayoristas, las obligaciones de conexión y las medidas de coordinación entre los gestores de redes de transporte (GRT) y los gestores de redes de distribución (GRT). De la misma forma, sin un mínimo de armonización a nivel de la Unión, los productores de gases renovables y gases hipocarbónicos tendrán que hacer frente a unos costes muy diferentes en materia de conexión e inyección en toda la Unión, lo que daría lugar a unas condiciones de competencia desiguales.

Si no se adoptara nueva legislación a nivel de la Unión, los Estados miembros seguirían aplicando diferentes normas de calidad del gas y diferente normativa sobre los niveles de mezcla del hidrógeno, lo que conllevaría el riesgo de restricciones del flujo transfronterizo y segmentación de los mercados. Las normas de la calidad del gas seguirían definiéndose básicamente en función de los parámetros de calidad del gas natural, limitando así la integración de gases renovables en la red.

Todos estos aspectos podrían disminuir los intercambios transfronterizos de gases renovables y gases hipocarbónicos, lo que podría compensarse con un aumento de las importaciones de gas natural. La utilización de las terminales y las importaciones de GNL podría limitarse al gas natural, a pesar de que no sería necesario adaptar dichas terminales si hubiera disponible biometano o metano sintético competitivo procedente de fuentes externas a la Unión.

La planificación nacional de redes solo tendrá que llevarse a cabo en los Estados miembros en los que operen gestores de transporte y gestores de redes independientes certificados. Pese a que la mayoría de los Estados miembros disponen de un plan de desarrollo nacional del gas único en cuyo marco cooperan los gestores del gas, la cooperación intersectorial todavía es limitada.

La preparación coordinada ante emergencias a nivel de la Unión en relación con el sector actual del gas ha resultado ser más eficaz que la actuación únicamente a nivel nacional.

- **Proporcionalidad**

La presente iniciativa se atiene al principio de proporcionalidad. Entra en el ámbito de aplicación del artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). La intervención es proporcional a la dimensión y naturaleza de los problemas detectados y a la consecución de los objetivos fijados.

La presente propuesta no excede de lo necesario para alcanzar el objetivo general perseguido de facilitar la descarbonización de los combustibles gaseosos de manera competitiva al menor coste económico, al tiempo que garantiza la seguridad energética y sitúa a los consumidores en el centro de los mercados de la energía. El conjunto de opciones preferidas se considera proporcionado y se basa, en la medida de lo posible, en enfoques existentes. El equilibrio entre las obligaciones y la consideración de las diferentes capacidades de actuación entre los Estados miembros y las entidades privadas se considera adecuado, habida cuenta de la imperiosidad de alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050.

- **Elección del instrumento**

Sobre la base de la valoración global del marco regulador vigente del mercado del gas, los instrumentos elegidos son una directiva, que refunde la Directiva 2009/73/CE, y un reglamento, que refunde el Reglamento n.º 715/2009. La opción de refundir estos dos actos jurídicos existentes mejorará la claridad jurídica. El recurso a un acto modificativo podría haber sido inadecuado para gestionar un extenso conjunto de nuevas disposiciones. Por tanto, la elección de los instrumentos requiere una revisión de las normas ya adoptadas e implementadas, a modo de evolución natural de la legislación vigente, habida cuenta de estos cambios. Será necesario modificar otros actos mediante el Reglamento sobre el gas, como: el Reglamento (UE) 2017/1938, sobre la seguridad del suministro de gas, el Reglamento (UE) 2019/942, sobre la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), y el Reglamento (UE) 1227/2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (RITME).

3. RESULTADOS DE LAS EVALUACIONES *EX POST*, DE LAS CONSULTAS CON LAS PARTES INTERESADAS Y DE LAS EVALUACIONES DE IMPACTO

- **Evaluaciones *ex post* / controles de la adecuación de la legislación existente**

La entrada en vigor del tercer paquete de medidas sobre la energía ha contribuido positivamente a la competencia y el rendimiento de los mercados internos de la energía. No obstante, el marco regulador vigente para el gas se centra en el gas natural fósil y no prevé del

todo la aparición de alternativas para los gases del metano (incluidos el gas natural y el biometano), como el hidrógeno.

Es necesario volver a examinar el marco regulador actual del mercado del gas, y la Comisión Europea ya ha anunciado que va a hacerlo en su Comunicación relativa a una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. Dado el diferente potencial de los Estados miembros de la Unión para la producción de hidrógeno renovable e hidrógeno hipocarbónico, una estructura de mercado adecuada podría facilitar que el hidrógeno ejerciera su papel como vector energético y como capacitador de la integración del sistema energético.

Sobre esta base, se han detectado cuatro factores principales en el ámbito problemático I de la evaluación de impacto: i) la descarbonización dará lugar a la aparición de una cadena de valor del hidrógeno europea basada en un mercado del hidrógeno transfronterizo; ii) la falta de inversiones en infraestructuras del hidrógeno obstaculiza el desarrollo del mercado; iii) es probable que la infraestructura del hidrógeno constituya un monopolio natural, lo que generaría estructuras de mercado no competitivas; iv) la variedad en las normas sobre la calidad del hidrógeno puede poner obstáculos a los flujos transfronterizos y generar costes adicionales.

Las normas vigentes sobre el gas, centradas en el gas natural fósil principalmente importado de fuera de la Unión, no abordan las características específicas de la producción descentralizada de gases renovables y gases hipocarbónicos dentro de la Unión. Además, los volúmenes crecientes de biometano e hidrógeno, pero también de GNL, afectan a la calidad del gas y, por consiguiente, al diseño de la infraestructura del gas y de los aparatos de los usuarios finales. En particular, la evaluación de impacto reconoce cinco factores principales relacionados con este ámbito problemático: i) el acceso limitado al mercado y a la red para los productores locales de biometano conectados a las redes de distribución, la divergencia de las normas relativas a la obligación de conexión y de los costes de la conexión a la red para los gases renovables y gases hipocarbónicos, junto con las tarifas a la entrada/salida dentro de la Unión obstaculizan el establecimiento de un mercado interno del gas plenamente integrado, líquido e interoperable en la Unión; ii) las diferencias en la calidad del gas y en los niveles de mezcla de hidrógeno pueden influir negativamente en los flujos transfronterizos y en los usuarios finales, y las normas vigentes sobre la calidad del gas no son adecuadas para tratar la evolución futura; iii) terminales de GNL equipadas para recibir principalmente gas natural, acceso limitado para nuevos gases a las terminales de GNL; iv) los contratos de suministro a largo plazo para gas natural no reducido pueden obligar a la dependencia del gas natural y dificultar el suministro de gases renovables de aquí a 2050; v) las disposiciones actuales sobre seguridad energética solamente tratan los riesgos relacionados con el suministro de gas natural, no de gases renovables y gases hipocarbónicos.

En lo relativo a la planificación de la red, la cooperación entre los GRT y los legisladores ha de seguir evolucionando. La creciente penetración de fuentes de energía intermitentes exige que todo el sistema energético esté mejor integrado y que aumente la interconexión de la infraestructura, sobre la base de un enfoque más holístico e inclusivo. La evaluación de impacto muestra tres factores principales en relación con este ámbito problemático: i) la planificación de la red varía entre Estados miembros y GRT, planificación independiente para la electricidad y el gas; ii) falta de transparencia sobre el potencial de la infraestructura existente para la reconversión o la retirada del servicio; iii) los GRD no están incluidos explícitamente en la planificación de los GRT. Es más, una estrategia de desarrollo de la red más armonizada incrementaría aún más la interrelación entre las redes de electricidad y de gases, incluido el hidrógeno.

La evaluación mostró la necesidad de mejorar la competencia para garantizar que los beneficios de la integración del mercado se trasladen íntegramente a los consumidores de la Unión. Además, los consumidores aún se ven privados de las herramientas necesarias para participar activamente en el mercado. Las disposiciones sobre protección de los consumidores en la legislación analizada son solo parcialmente adecuadas para sus fines. En particular, la protección de los clientes vulnerables aún es desigual entre los Estados miembros y la pobreza energética sigue siendo significativa en toda la Unión. Así, en el ámbito problemático IV se detectaron tres factores: i) potencial competitivo no aprovechado en los mercados minoristas; ii) capacitación insuficiente de los clientes en materia de cambio de suministrador, herramientas de comparación de precios, información sobre la facturación, comunidades de energía y acceso a los datos; y iii) protección inadecuada de los consumidores, en especial para los vulnerables y los que están en situación de pobreza energética.

- **Consultas con las partes interesadas**

En consonancia con las directrices para la mejora de la legislación, la Comisión llevó a cabo una consulta amplia e inclusiva con las partes interesadas basada en una estrategia que incluía diversos métodos e instrumentos. El objetivo de la estrategia era garantizar que se tuvieran en cuenta todas las pruebas pertinentes, incluidos datos sobre costes, impacto social y beneficios de la iniciativa. Se emplearon varios instrumentos de consulta: una consulta sobre la evaluación inicial de impacto (hoja de ruta), una consulta pública en línea basada en un cuestionario, una presentación de la Comisión y los comentarios de las partes interesadas, incluido el Foro de la Regulación del Gas, deliberaciones con los Estados miembros, con diputados al Parlamento Europeo y con las autoridades reguladoras nacionales, y deliberaciones con las partes interesadas en un gran seminario.

La Comisión recibió 263 respuestas a la consulta pública abierta. En general, los participantes confirmaron que veían la necesidad de revisar la Directiva sobre el gas y el Reglamento sobre el gas para ayudar a alcanzar los objetivos de descarbonización. Más del 60 % de los encuestados opinaron que los cambios tecnológicos y normativos necesarios para descarbonizar el mercado del gas tienen potencial para crear nuevos puestos de trabajo de aquí a 2030.

En relación con el desarrollo de la infraestructura y los mercados del hidrógeno, la mayoría de los encuestados apoyan la introducción de regulación en una fase inicial para fomentar un mercado y una infraestructura del hidrógeno competitivos y que funcionen bien. Se mostraron favorables a un marco legislativo de la Unión que defina los principios reguladores fundamentales y tenga un enfoque por fases. Una gran mayoría apoya, por ejemplo, el acceso de terceros, las normas para el acceso a los gasoductos de hidrógeno, las terminales de importación y el almacenamiento, y defiende la separación de las actividades en la red. La mayoría de los encuestados consideró importante definir al principio la función de las partes privadas en el desarrollo de la infraestructura del hidrógeno. Una gran mayoría de los encuestados también considera que las redes privadas existentes y futuras pueden estar exentas (temporalmente) de ciertos requisitos reglamentarios, pero que es necesario garantizar la convergencia en un único marco regulador. La inmensa mayoría opina que los derechos y los requisitos de la nueva infraestructura del hidrógeno deberían ser similares a los aplicables actualmente a los gasoductos de metano.

En relación con la promoción del acceso de gases renovables y gases hipocarbónicos al mercado y la infraestructura del gas existentes, las partes interesadas están de acuerdo en la necesidad de revisar el marco regulador vigente para ayudar a conseguir los objetivos de descarbonización. La mayoría de los encuestados considera importante garantizar el acceso pleno al mercado y facilitar la inyección de gases renovables y gases hipocarbónicos en la red

del gas. Muchos encuestados defienden la obligación de que los gestores de redes conecten a los productores de gases renovables y gases hipocarbónicos e introduzcan una reducción de las tarifas por inyección. La mayoría apoya también la mejora del marco de transparencia para las terminales de GNL. Se observa también un fuerte apoyo a la aplicación armonizada de normas en materia de calidad del gas en toda la Unión, a la coordinación transfronteriza reforzada y al aumento de la transparencia. Los encuestados se muestran divididos en cuanto a la mezcla de hidrógeno, pero la mayoría está de acuerdo en que puede ser una primera fase rentable y rápida, pese a los altos costes técnicos, para la descarbonización del sistema energético. Pocas partes interesadas apoyan la eliminación de tarifas transfronterizas dentro de la Unión. La mayoría de los encuestados consideran importantes los problemas de seguridad específicos del gas y las medidas de ciberseguridad.

En relación con la planificación de la red integrada, la mayoría de las partes interesadas apoya que el calendario del plan de desarrollo de la red coincida con el plan decenal de desarrollo de la red, y favorece un único plan sobre el gas, independientemente del modelo de separación que se elija. La mayoría de los encuestados expresó un apoyo incluso mayor a un modelo hipotético conjunto de la electricidad y el gas. Un número importante de partes interesadas pidió la inclusión de proyectos del hidrógeno en el plan de desarrollo de la red. La mayoría se mostró de acuerdo en la función de los GRD de proporcionar y compartir información, y varios encuestados también apoyaron que los GRD proporcionen su propio plan que incluya la optimización de la red entre distintos sectores. Los encuestados también prefieren un plan conjunto del gas y la electricidad a modelos hipotéticos conjuntos con planes separados. Varios señalaron como opción preferida un plan conjunto del metano y el hidrógeno, con un plan separado para la electricidad.

En relación con la participación y la protección de los clientes en el mercado minorista del gas ecológico, la mayoría de las partes interesadas pidieron un aumento de las ambiciones en las disposiciones relacionadas con los ciudadanos/consumidores a la imagen de las existentes en el mercado de la electricidad. Asimismo, las disposiciones sobre la pobreza energética ayudarían a garantizar que los consumidores no paguen el coste de cambiar a opciones limpias basadas en el gas. Los representantes del sector privado apoyan los planes encaminados a eliminar progresivamente los precios regulados, mientras que algunas organizaciones de consumidores optarían por mantenerlos para proteger a los clientes vulnerables y en situación de pobreza energética. Casi la mitad de los encuestados desean que se refuercen las disposiciones sobre la comparabilidad de las ofertas y la accesibilidad de los datos, la transparencia, los sistemas de medición inteligentes y el cambio de suministrador. Ningún encuestado ha apoyado el enfoque no regulador.

- **Obtención y uso de asesoramiento especializado**

La iniciativa propuesta y la evaluación de impacto que la respalda se basan en pruebas incluidas en las aportaciones de las partes interesadas a las amplias consultas realizadas al respecto, así como en la revisión de la bibliografía y la modelización. La revisión de la bibliografía incluyó los resultados de varios estudios específicos sobre elementos clave, como la función de la infraestructura, del mercado y de la producción de gas descarbonizado y de hidrógeno, que se llevaron a cabo para la evaluación de impacto o que contribuyeron a su ámbito de aplicación, así como evaluaciones realizadas para otras iniciativas de la Comisión pertinentes. Las conclusiones adoptadas en el marco de varios foros de partes interesadas, principalmente los relativos a la regulación del gas (Foro de Madrid) y de la electricidad (Foro de Florencia) también se tuvieron en cuenta en el análisis. Igualmente se tuvieron presentes las deliberaciones con Estados miembros, diputados al Parlamento Europeo, autoridades reguladoras nacionales, la ACER y otras partes interesadas.

- **Evaluación de impacto**

Siguiendo las directrices para la mejora de la legislación, la Comisión llevó a cabo una evaluación de impacto de varias opciones. Esta labor contó con el apoyo de una consulta dentro de la Comisión a través de un grupo director interservicios.

La evaluación de impacto se presentó al Comité de Control Reglamentario (CCR) para debate. El Comité de Control Reglamentario emitió un dictamen favorable con reserva. Las reservas se abordaron especialmente de las siguientes formas: i) integrando las conclusiones de la evaluación en la descripción del problema; ii) describiendo la función de la iniciativa como elemento del marco facilitador del paquete de medidas «Objetivo 55»; iii) aclarando la referencia del impacto de las opciones de políticas; iv) distinguiendo mejor entre distintos agentes, en particular entre productores y consumidores de gas natural y de hidrógeno; v) proporcionando una evaluación sobre las diferentes repercusiones que puede tener la iniciativa para pymes en comparación con otras empresas (de mayor tamaño); vi) reflejando mejor las opiniones divergentes y minoritarias en todo el informe, como en la definición del problema, la preparación de las opciones, el análisis de las repercusiones y la selección de la opción preferida; vii) mejorando la redacción del informe; y viii) completando los cuadros de costes y beneficios en el formato adecuado.

Durante el trabajo de evaluación del impacto, se consideraron diversas medidas en cuatro ámbitos problemáticos para abordar los problemas detectados y sus factores con el fin de lograr los objetivos de la iniciativa. Tras la evaluación de su eficacia, eficiencia, coherencia y proporcionalidad, se obtuvo un paquete de opciones preferidas que se consideró el más adecuado para contribuir a los objetivos fijados.

Ámbito problemático I: Infraestructura y mercados del hidrógeno

El ámbito problemático I tiene en cuenta las siguientes opciones: organizar una licitación para los derechos de explotación de la red de hidrógeno (opción 1); introducir principios reguladores clave inspirados en los aplicables actualmente en el mercado del gas natural pero adaptados a la fase de desarrollo de los mercados del hidrógeno (opción 2); y establecer un régimen regulador plenamente desarrollado para el hidrógeno (similar al aplicable actualmente al sector del gas natural) sin necesidad de una transición hacia un mercado de hidrógeno más maduro (opción 3). La opción preferida es introducir principios reguladores clave desde el principio aclarando al mismo tiempo el régimen regulador (futuro) final (opción 2b «Principios reguladores clave con una visión»). El beneficio fundamental de esta opción es que fomenta la integración del mercado, aporta claridad para los inversores, y evita la aparición de estructuras de mercado no competitivas y de costes posteriores para el ajuste de normas una vez que el mercado esté maduro, pero da flexibilidad para adaptar la reglamentación al aumento por fases del sector del hidrógeno.

Ámbito problemático II: Gases renovables y gases hipocarbónicos en la infraestructura y los mercados existentes de gas, y seguridad energética

El ámbito problemático II incluye opciones que promueven el acceso de gases renovables y gases hipocarbónicos a los mercados y la infraestructura del gas existentes. Todas las opciones incluyen también un nivel progresivo de intervención para abordar las inquietudes respecto a la seguridad energética, especialmente ampliar las herramientas, las normas y los procedimientos existentes para que abarquen los gases renovables y gases hipocarbónicos, una solidaridad efectiva y el tratamiento de los riesgos vinculados a la ciberseguridad para el sector del gas. La opción 3 «Permitir y promover el acceso pleno de los gases renovables y gases hipocarbónicos al mercado» es la opción preferida para el ámbito problemático II. Esta opción contiene medidas para apoyar el acceso de los gases renovables y gases

hipocarbónicos al mercado mayorista, las terminales de GNL y las redes de transporte (independientemente del lugar de conexión), como descuentos tarifarios para la inyección a la red y el transporte transfronterizo. La calidad del gas se regiría por un enfoque armonizado de la Unión para los puntos de interconexión transfronterizos que, simultáneamente, ofrecería flexibilidad a los Estados miembros. El límite máximo autorizado para las mezclas de hidrógeno se establece en el 5 % para todos los puntos transfronterizos, nivel que resulta rentable en términos de costes de adaptación y reducción.

Permitir y promover el acceso pleno de los gases renovables y gases hipocarbónicos al mercado: las medidas previstas son coherentes con los esfuerzos de la Unión sobre la lucha contra el cambio climático y son necesarias para cumplir los objetivos del Pacto Verde Europeo. El beneficio fundamental es que las medidas disminuirán los costes de producción para los productores de gases renovables y gases hipocarbónicos, aumentarán la competencia, la liquidez y el comercio de gases renovables, y al mismo tiempo fomentarán la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, los consumidores y contribuyentes resultarían beneficiados porque podrían reducirse las ayudas. Esta opción también limitará los riesgos para la seguridad energética y ahorrará tiempo y recursos, reducirá las incertidumbres, mejorará la eficiencia de las medidas de emergencia y reforzará los requisitos relativos a la seguridad para las compañías de gas.

Ámbito problemático III: Planificación de la red

El ámbito problemático III incluye opciones sobre la planificación integrada de la red. La opción preferida para el ámbito problemático III es la opción 2: «Planificación nacional basada en modelos hipotéticos europeos». Esta opción admite la planificación nacional, pero exige que se base en modelos hipotéticos conjuntos para el gas y la electricidad, coincida con el plan decenal de desarrollo de la red y esté vinculada al plan nacional de energía y clima correspondiente. Incluye a todos los agentes pertinentes (GRD) y permite determinar los gasoductos que pueden utilizarse para la reconversión de metano a H₂ con un nivel de detalle que no se alcanzaría fácilmente a escala europea.

Establecer la planificación nacional basada en modelos hipotéticos europeos: El beneficio fundamental es que eliminará el riesgo de que los GRT de la electricidad y el gas planifiquen la evolución de sus redes basándose en hipótesis incompatibles. Permite la integración del sector y un plan conceptual de la red, al tiempo que conserva las ventajas de los planes de desarrollo de la red más detallados y específicos para cada sector. Garantiza una visión común de las diferentes partes interesadas e implica que la planificación de la red tiene en cuenta las estrategias de descarbonización a escala nacional y de la Unión, lo que reduce el riesgo de posible dependencia o abandono de activos.

Ámbito problemático IV: Bajo nivel de participación y protección de los clientes en el mercado minorista del gas ecológico

El ámbito problemático IV contiene opciones que proponen un enfoque no regulador para tratar la competencia y la participación de los consumidores o, por el contrario, requieren abordar los factores mediante legislación nueva, que principalmente duplica lo ya establecido en el sector de la electricidad. A la luz del análisis, la opción preferida es la opción 2, «Legislación flexible», que duplica las disposiciones del mercado de la electricidad sobre la protección de los consumidores y también sobre su capacitación. Esta opción tiene más probabilidades de ser la más eficaz, efectiva y coherente con otros ámbitos problemáticos.

La principal ventaja es que ofrecerá posibles ahorros significativos y ayudará a los nuevos suministradores y proveedores de servicios a entrar en el mercado y desarrollar productos innovadores, lo que dará como resultado un incremento de la competencia, la participación de

los consumidores y los beneficios económicos. También permitiría a los ciudadanos y las comunidades incrementar la aceptación social, movilizaría capital privado y facilitaría el despliegue de gases renovables y gases hipocarbónicos. La reducción del riesgo de exceso de inversiones tendrá un impacto medioambiental positivo.

- **Adecuación regulatoria y simplificación**

Las propuestas de modificación de la legislación vigente se elaboran de conformidad con las opciones más rentables examinadas en la evaluación de impacto. Se prevé que algunas de las opciones preferidas incrementen los costes administrativos, de aplicación y de ejecución para los órganos reguladores y los operadores del mercado. Por ejemplo, de ellas podrían derivarse más intercambios administrativos entre las autoridades reguladoras nacionales y los transportistas de gas natural, mayores esfuerzos de coordinación entre los GRD y los GRT, y un aumento de las actividades de regulación y aplicación para los Estados miembros y las autoridades nacionales. Sin embargo, también cabe esperar que los costes de la regulación sean menores y más eficientes gracias al marco modificado.

Además, la evaluación de impacto muestra que las medidas propuestas ofrecen las opciones de regulación más rentables para alcanzar el objetivo general de la iniciativa, a saber, establecer normas para el transporte, la distribución, el suministro y el almacenamiento de los gases metano e hidrógeno que puedan fomentar la descarbonización del sistema energético y garantizar una energía segura y asequible.

Los costes de la regulación a corto plazo que conllevan algunas de las medidas preferidas deben evaluarse respecto a los costes y los esfuerzos que implicaría a largo plazo la demora en la integración y la descarbonización del sistema energético. Los beneficios que se prevé obtener de las opciones en materia de apoyo a fuentes renovables, integración del sistema energético, protección de los consumidores y seguridad energética compensarán con creces los costes administrativos y de aplicación a corto plazo.

La propuesta también contribuye a simplificar el marco regulador vigente armonizando las disposiciones sobre la infraestructura y el mercado del gas con la nueva arquitectura reguladora concebida por el paquete de medidas sobre energía limpia para el sector de la electricidad. La mayor coincidencia entre sectores beneficiará previsiblemente muchos aspectos de la regulación, en especial la protección y la capacitación de los consumidores, la gobernanza y la supervisión de la regulación. También se prevén aportaciones similares para la introducción temprana de un marco regulador para las infraestructuras y los mercados del hidrógeno. Aunque es probable que esas normas incrementen los costes administrativos y la carga reguladora inmediatos para las autoridades nacionales y los operadores del mercado, armonizar desde el principio los principios reguladores para el hidrógeno probablemente reducirá en gran medida los costes futuros de cumplimiento y evitará el riesgo de grandes divergencias en la normativa y elevados costes de ejecución.

- **Derechos fundamentales**

Es primordial salvaguardar los valores de la Unión y los derechos fundamentales y la seguridad de los ciudadanos en un entorno energético ecológico y digital en evolución. Las medidas propuestas relativas a la gestión de datos se elaboraron teniendo esto presente, con el objetivo de garantizar el acceso y el uso generalizados de tecnologías digitales y basadas en datos velando al mismo tiempo por un alto nivel de protección del derecho a la vida privada y a la protección de los datos personales, consagrado en los artículos 7 y 8 de la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea y en el Reglamento general de protección de datos.

4. REPERCUSIONES PRESUPUESTARIAS

Las repercusiones en el presupuesto de la Unión vinculadas a la propuesta de este conjunto de medidas están relacionadas con los recursos humanos de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea que se describen en la ficha de financiación legislativa que acompaña a la propuesta de la Comisión de una versión refundida del [Reglamento sobre el gas]. Básicamente, las nuevas tareas que deberá llevar a cabo la ACER, en particular las relacionadas con las normas que facilitan el desarrollo de un sector del hidrógeno competitivo, pero también con la mayor complejidad de los mercados del gas debida al aumento de la cuota de otros gases respecto al gas natural, exigen la introducción progresiva de 21 EJC adicionales en la ACER a partir de 2023. La aplicación de las nuevas normas propuestas a un sector nuevo y en crecimiento, la integración de nuevos tipos de gases en el mercado y la infraestructura del gas, así como la ejecución de disposiciones más estrictas sobre los consumidores, también hacen necesario aumentar los recursos humanos de la Dirección General de Energía en 5 EJC adicionales.

5. OTROS ELEMENTOS

- **Planes de ejecución y modalidades de seguimiento, evaluación e información**

El seguimiento de los progresos consistirá en un enfoque doble formado por un informe anual de la ACER y una evaluación de la Comisión.

Se mantendrá el mandato de la ACER sobre el seguimiento y la notificación anuales de la eficacia del mercado mediante su informe anual de seguimiento del mercado [obligación recogida en el Reglamento (CE) n.º 715/2009] y su ámbito de aplicación se ampliará al hidrógeno. En un plazo de un año a partir de la adopción de las propuestas, la Comisión invitará a la ACER a revisar y actualizar sus indicadores de seguimiento actuales (con la participación de las partes interesadas afectadas) a fin de garantizar que siguen siendo pertinentes para seguir los avances hacia los objetivos de las presentes propuestas. La ACER seguirá basándose en las fuentes de datos ya establecidas utilizadas para la preparación del informe de seguimiento del mercado, que se ampliarán con los datos pertinentes sobre el hidrógeno.

El informe anual de la ACER sustituirá las obligaciones de elaboración de informes de la Comisión que aún persisten en virtud de la Directiva sobre el gas. Las propuestas detalladas garantizarán que el seguimiento de la ACER sea complementario a otros ejercicios de seguimiento (especialmente el de la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima) y que se eviten duplicaciones.

La Comisión llevará a cabo una evaluación completa de las repercusiones de las iniciativas propuestas, incluyendo su eficacia, eficiencia, coherencia constante y pertinencia, en un calendario establecido a partir de la entrada en vigor de las medidas adoptadas (a modo indicativo, de cinco años). A más tardar el 31 de diciembre de 2030, la Comisión procederá al reexamen de la Directiva y presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo.

- **Documentos explicativos (para las directivas)**

Tras la sentencia del Tribunal de Justicia en el asunto Comisión/Bélgica (C-543/17), los Estados miembros deben acompañar sus notificaciones sobre las medidas de transposición nacionales con información suficientemente clara y precisa, indicando qué disposiciones del Derecho nacional transponen las distintas disposiciones de una directiva. Esta información debe suministrarse para cada obligación, no únicamente a «nivel de artículo». Si los Estados miembros cumplen esta obligación, en principio no tendrían que enviar a la Comisión documentos explicativos sobre la transposición.

El Reglamento será de aplicación directa y uniforme en los Estados miembros y, por tanto, no requiere un documento explicativo.

- **Explicación detallada de las disposiciones específicas de la propuesta**

La propuesta de **Directiva revisada** consta de diez capítulos con noventa artículos.

Capítulo I. Objeto, ámbito de aplicación y definiciones

En este capítulo se establecen el contenido y el ámbito de aplicación de las normas para el transporte, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gases utilizando la red de gas natural, así como las normas para el transporte, el suministro y el almacenamiento de hidrógeno utilizando el sistema de hidrógeno. También se definen los términos principales utilizados en la propuesta de Directiva.

Capítulo II. Normas generales de organización de los mercados

Este capítulo establece las normas para garantizar mercados de los gases competitivos, centrados en el consumidor, flexibles y no discriminatorios. Contiene disposiciones sobre el acceso a los mercados, como la libre elección del suministrador, precios de suministro basados en el mercado, obligaciones de servicio público, sostenibilidad, certificación de gases renovables y gases hipocarbónicos, promoción de la cooperación regional, y normas técnicas y de procedimiento.

Capítulo III. Capacitación y protección de los consumidores y mercados minoristas

Este capítulo establece en particular un conjunto de derechos para los consumidores: desarrolla los derechos contractuales básicos, el derecho a cambiar de suministrador y las tasas relacionadas, y las normas sobre las herramientas de comparación, los clientes activos y las comunidades ciudadanas de energía. También contiene disposiciones sobre facturación, sistemas de medición inteligentes y convencionales y gestión de datos.

Asimismo, incluye disposiciones sobre puntos de contacto únicos, derecho a la resolución extrajudicial de litigios, clientes vulnerables y mercados al por menor.

Capítulo IV. Acceso de terceros a la infraestructura

Este capítulo se divide en tres secciones que cubren lo siguiente: acceso a la infraestructura de gas natural, acceso a la infraestructura de hidrógeno y denegación de acceso y conexión.

Capítulo V. Normas aplicables a los gestores de redes de transporte, de almacenamientos y de redes de gas natural

Este capítulo explica las funciones de los gestores de redes de transporte, de almacenamientos y de redes de GNL, la confidencialidad y las competencias de decisión.

Capítulo VI. Funcionamiento de la red de distribución del gas natural

Este capítulo establece la designación de los gestores de redes de distribución, sus funciones, las competencias de decisión sobre la conexión de nuevas instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos a la red de distribución, la separación de los gestores de redes de distribución, la obligación de confidencialidad de los gestores de redes de distribución, y establece disposiciones sobre las redes de distribución cerradas y la explotación combinada.

Capítulo VII. Normas aplicables a las redes de hidrógeno específicas

Este capítulo establece en particular las funciones de los gestores de redes, almacenamiento y terminales de hidrógeno, disposiciones sobre redes de hidrógeno existentes, redes de

hidrógeno limitadas geográficamente, redes de hidrógeno cerradas, interconectores con terceros países y confidencialidad para los gestores.

Capítulo VIII. Planificación de la red integrada

Este capítulo trata el desarrollo de la red y las competencias para tomar decisiones de inversión, los informes sobre el desarrollo de la red de hidrógeno y también la financiación de la nueva infraestructura de hidrógeno transfronteriza.

Capítulo IX. Separación de los gestores de redes de transporte

Este capítulo se divide en seis secciones que cubren lo siguiente: separación patrimonial, gestores de redes independientes, gestores de transporte independientes, separación de los gestores de redes de hidrógeno específicas, designación y certificación de los gestores de redes de gas natural y de sistemas de hidrógeno, y separación y transparencia de las cuentas.

Capítulo X. Autoridades reguladoras

Este capítulo se centra en la designación y la independencia de las autoridades reguladoras, los objetivos generales de la autoridad reguladora, sus obligaciones y competencias, el régimen regulador de las cuestiones transfronterizas, el cumplimiento de los códigos de red y las directrices, y los registros.

Capítulo XI. Disposiciones finales

El último capítulo trata las disposiciones finales e incluye en particular artículos sobre las medidas de salvaguardia, la igualdad de condiciones, acuerdos técnicos, excepciones, el procedimiento de habilitación, el ejercicio de la delegación, el procedimiento de comité, los informes, la derogación, la transposición, la entrada en vigor y los destinatarios.

El anexo I trata sobre los requisitos mínimos de facturación e información sobre la facturación.

El anexo II se refiere a la medición inteligente del gas natural.

El anexo III indica la fecha de aplicación y los límites de transposición de la Directiva derogada y sus modificaciones.

El anexo IV contiene la tabla de correspondencias.

La propuesta de **Reglamento revisado** consta de ocho capítulos con sesenta y nueve artículos.

Capítulo I. Objeto, ámbito de aplicación y definiciones

En este capítulo se establecen el objeto y el ámbito de aplicación de las normas relacionadas con los objetivos de la Unión de la Energía, el clima y el marco de la energía, así como los consumidores. También se definen los términos principales utilizados en la propuesta de Reglamento.

Capítulo II. Normas generales de organización de los mercados y acceso a la infraestructura

Este capítulo establece los principios generales, así como la separación de bases de activos regulados, los servicios de acceso de terceros, la evaluación del mercado de gases renovables y gases hipocarbónicos, los principios de los mecanismos de asignación de la capacidad y el procedimiento de gestión de la congestión, el comercio de derechos de capacidad, las normas y tarifas de balance, la certificación y la cooperación de los gestores de redes de transporte.

Capítulo III. Acceso a la red

Este capítulo trata las tarifas de acceso a las redes y los descuentos.

Capítulo IV. Explotación de la red de transporte, almacenamiento, GNL y terminal de hidrógeno

Este capítulo establece disposiciones sobre la capacidad firme para gases renovables y gases hipocarbónicos, la coordinación transfronteriza de la calidad del gas, las mezclas de hidrógeno, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas, el control por la ACER, las autoridades reguladoras, las consultas, los costes, la cooperación regional, el plan decenal de desarrollo de la red, los requisitos de transparencia y los registros.

Capítulo V. Explotación de redes de distribución

Este capítulo establece las normas sobre la capacidad firme para gases renovables y gases hipocarbónicos, la cooperación entre los GRD y los GRT, los requisitos de transparencia y la entidad europea de los gestores de redes de distribución. También incluye procedimientos y tareas.

Capítulo VI. Acceso a las redes de hidrógeno específicas

Este capítulo se centra en la coordinación transfronteriza de la calidad del hidrógeno, la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno y sus tareas, el plan decenal de desarrollo de la red para el hidrógeno, los costes y la consulta, el control por la ACER, la cooperación regional y los requisitos de transparencia.

Capítulo VII. Códigos de red y directrices

Este capítulo establece disposiciones para la adopción de códigos de red y directrices, el establecimiento de códigos de red, la modificación de códigos de red, las directrices, el derecho de los Estados miembros a adoptar medidas más detalladas, el suministro de información y la confidencialidad, y las sanciones. Las tres normas se han adaptado para el hidrógeno.

Capítulo VIII. Disposiciones finales

Este capítulo se centra en las disposiciones finales e incluye, en particular, artículos sobre nuevas infraestructuras de gas natural y de hidrógeno, el procedimiento de comité, las excepciones, las exenciones, el ejercicio de la delegación, la modificación de Reglamentos y la modificación para ampliar el Reglamento sobre seguridad del suministro de gas a los gases renovables y los gases hipocarbónicos y para incluir medidas sobre ciberseguridad, solidaridad y almacenamiento, la derogación y la entrada en vigor.

El anexo I contiene las directrices.

El anexo II contiene el anexo IX añadido al Reglamento 2017/1938.

El anexo III contiene información sobre el Reglamento derogado con una lista de sus sucesivas modificaciones.

El anexo IV contiene la tabla de correspondencias.

Propuesta de

REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

~~sobre las condiciones de acceso a las~~ relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables ~~redes de transporte de gas natural~~ y del hidrógeno y por el que se ~~deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005~~ (versión refundida)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el ~~Tratado constitutivo de la Comunidad Europea~~ ☒ Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea ☒, y en particular su artículo ~~95~~ ☒ 194, apartado 2 ☒,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

Prevía transmisión del proyecto de acto legislativo a los Parlamentos nacionales,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo²,

Visto el dictamen del Comité de las Regiones³,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario,

Considerando lo siguiente:

↓ nuevo

- (1) El Reglamento (UE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo⁴ ha sido modificado en varias ocasiones y de forma sustancial. Dado que deben hacerse nuevas modificaciones y en aras de la claridad, conviene proceder a la refundición de dicho Reglamento.

↓ 715/2009 considerando 1
(adaptado)

- (2) El mercado interior del gas natural, que se ha ido implantando gradualmente desde 1999, tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la ~~Comunidad~~ ☒ Unión ☒, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad.

² DO [...] de [...], p. [...].

³ DO [...] de [...], p. [...].

⁴ Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 36).

- (3) El Pacto Verde Europeo y la legislación sobre el clima establecieron el objetivo de la Unión de alcanzar la neutralidad climática en 2050, de manera que se contribuya a la competitividad, el crecimiento y el empleo en Europa. Con el fin de establecer mercados del gas descarbonizados y contribuir a la transición energética, se necesitan cuotas significativamente mayores de fuentes de energía renovables en un sistema energético integrado con la participación activa de los consumidores en mercados competitivos.
- (4) El presente Reglamento tiene por objeto facilitar la penetración de gases renovables y gases hipocarbónicos en el sistema energético para permitir un menor uso del gas fósil, así como lograr que estos nuevos gases ejerzan un papel importante en la consecución de los objetivos climáticos de la UE para 2030 y la neutralidad climática de aquí a 2050. El Reglamento también tiene por finalidad establecer un marco regulador que permita a todos los participantes en el mercado tener en cuenta la función de transición del gas fósil durante la planificación de sus actividades para evitar un efecto de dependencia y garantizar la eliminación gradual y oportuna de ese gas fósil, especialmente en todos los sectores pertinentes de la industria y para la calefacción, y les ofrezca incentivos para hacerlo.
- (5) La Estrategia sobre el hidrógeno de la UE reconoce que, dado que los Estados miembros de la UE tienen un potencial diferente para la producción de hidrógeno renovable, un mercado de la UE abierto y competitivo con un comercio transfronterizo sin obstáculos tiene importantes ventajas para la competencia, la asequibilidad y la seguridad del suministro. Además, destaca que la transición hacia un mercado líquido con un comercio de hidrógeno basado en las materias primas facilitaría la entrada de nuevos productores y sería beneficiosa para una mayor integración con otros vectores energéticos. Crearía señales de precios viables para las inversiones y las decisiones operacionales. Por consiguiente, las normas establecidas en el presente Reglamento deberían ser favorables a la aparición de mercados de hidrógeno y de comercio de hidrógeno basado en las materias primas, así como de centros de comercio líquido, y los Estados miembros deberían eliminar los obstáculos indebidos al respecto. Las normas vigentes que permiten operaciones comerciales eficientes desarrolladas para los mercados y el comercio de la electricidad y del gas deberían tenerse en consideración para el mercado de hidrógeno, teniendo en cuenta las diferencias inherentes de este.

~~La Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural⁵ y el Reglamento (CE) n.º 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, relativo a las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural⁶ han contribuido de manera destacada a la creación de este mercado interior del gas natural.~~

⁵

~~DO L 176 de 15.7.2003, p. 57.~~

⁶

~~DO L 211 de 14.8.2009, p. 36.~~

↓ 715/2009 considerando 3

~~La experiencia adquirida en la aplicación y el control del primer conjunto de Directrices de Buenas Prácticas adoptado en el año 2002 por el Foro Europeo de la Regulación del Gas («Foro de Madrid»), demuestra que, para garantizar la plena aplicación de las normas establecidas en dichas directrices en todos los Estados miembros y con el fin de ofrecer en la práctica una garantía mínima de igualdad de condiciones de acceso al mercado, es necesario establecer su obligatoriedad jurídica.~~

↓ 715/2009 considerando 4

~~El segundo conjunto de normas comunes, denominadas las «Segundas Directrices de Buenas Prácticas», se adoptó en la reunión del Foro de Madrid de los días 24 y 25 de septiembre de 2003 y el propósito del presente Reglamento es establecer, con arreglo a dichas directrices, los principios y las normas básicas sobre el acceso a las redes y los servicios de acceso de terceros, la gestión de la congestión, la transparencia, el balance y el comercio de derechos de capacidad.~~

↓ 715/2009 considerando 5
(adaptado)

- (6) ☒ [La versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]
☒ ~~La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural⁷~~ establece la posibilidad de un gestor combinado del sistema de transporte y distribución. Por lo tanto, las normas establecidas en el presente Reglamento no hacen necesario modificar la organización de las redes nacionales de transporte y distribución que sean compatibles con las disposiciones de dicha Directiva.

↓ 715/2009 considerando 6

~~Los gasoductos de alta presión que conectan los distribuidores locales a la red de gas y que no se utilizan principalmente en el contexto de la distribución local están incluidos en el ámbito de aplicación del presente Reglamento.~~

↓ 715/2009 considerando 7
⇒ nuevo

- (7) Es necesario precisar los criterios de fijación de las tarifas de acceso a la red, para garantizar que cumplen plenamente el principio de no discriminación y que responden a las necesidades del buen funcionamiento del mercado interior, que tienen plenamente en cuenta la integridad del sistema y que reflejan los costes reales incurridos, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada de las inversiones, ⇒ y permitiendo la integración de gases renovables y gases hipocarbónicos ⇐ ~~y teniendo en cuenta, cuando proceda,~~

⁷ Véase la página 94 del presente Diario Oficial.

~~la evaluación comparativa de las tarifas efectuada por las autoridades reguladoras.~~
⇒ Las normas sobre las tarifas de acceso a la red del presente Reglamento se completan con nuevas normas sobre dichas tarifas, especialmente sobre los códigos de red y las directrices adoptados sobre la base del presente Reglamento, en [el Reglamento RTE-E propuesto en COM(2020) 824 final], [el Reglamento sobre el Metano propuesto en COM(2021) xxx], la Directiva (UE) 2018/2001 y [la Directiva sobre Eficiencia Energética propuesta en COM(2021) 558 final]. ⇐

⇓ nuevo

- (8) En general, lo más eficiente es financiar la infraestructura con cargo a los ingresos obtenidos de los usuarios de dicha infraestructura y evitar las subvenciones cruzadas. Además, esas subvenciones cruzadas, en el caso de los activos regulados, serían incompatibles con el principio general de que las tarifas reflejen los costes. En casos excepcionales, no obstante, las subvenciones cruzadas podrían conllevar beneficios para la sociedad, en particular durante las fases iniciales del desarrollo de la red, cuando la capacidad reservada es baja en comparación con la capacidad técnica y hay un alto grado de incertidumbre sobre cuándo se materializará la demanda futura de capacidad. Por tanto, las subvenciones cruzadas podrían contribuir a unas tarifas razonables y previsibles para los usuarios iniciales de la red y reducir los riesgos de las inversiones para los gestores de redes. Las subvenciones cruzadas también podrían contribuir a un clima de inversión favorable a los objetivos de descarbonización de la Unión. Dichas subvenciones cruzadas no deberían ser financiadas por usuarios de redes de otros Estados miembros, ni directa ni indirectamente. Así, solo sería apropiado obtener financiación para subvenciones cruzadas de puntos de salida hacia los clientes finales del mismo Estado miembro. Es más, puesto que las subvenciones cruzadas son una medida excepcional, debería garantizarse que sean proporcionales, transparentes y limitadas en el tiempo, y que estén sujetas a supervisión reguladora.

⇓ 715/2009 considerando 8

~~En el cálculo de las tarifas de acceso a la red es importante tener en cuenta los costes reales en que se haya incurrido, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, así como la necesidad de proporcionar una rentabilidad adecuada a las inversiones e incentivos para la construcción de nuevas infraestructuras, de forma que se incluya un tratamiento normativo especial para las nuevas inversiones, como prevé la Directiva 2009/73/CE. A este respecto, y en particular si existe una competencia efectiva entre gasoductos, será de importante consideración el establecimiento de criterios de evaluación comparativa entre las tarifas por parte de las autoridades reguladoras.~~

⇓ 715/2009 considerando 9
(adaptado)
⇒ nuevo

- (9) El uso de acuerdos basados en el mercado, tales como subastas, para establecer las tarifas debe ser compatible con lo dispuesto en ☒ la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ☒ ~~la Directiva 2009/73/CE~~ ⇒ y en el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión ⇐.

↓ 715/2009 considerando 10
(adaptado)

- (10) Es necesario un conjunto mínimo de servicios de acceso de terceros para ofrecer en la práctica un nivel de acceso mínimo común en el conjunto de la ~~Comunidad~~ ☒ Unión ☒, para garantizar que los servicios de acceso de terceros son suficientemente compatibles y para aprovechar las ventajas derivadas del buen funcionamiento del mercado interior del gas natural.
-

↓ 715/2009 considerando 11
(adaptado)

~~En la actualidad, existen obstáculos para la venta de gas en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja en la Comunidad. En particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro, y siguen existiendo mercados aislados.~~

↓ nuevo

- (11) Las normas sobre el acceso de terceros deberían basarse en los principios establecidos en el presente Reglamento. La organización de sistemas de entrada-salida, que permiten la libre asignación del gas sobre la base de la capacidad firme, ya fue acogida con satisfacción en el XXIV Foro de Madrid, en octubre de 2013. Por tanto, debería introducirse una definición de «sistema de entrada-salida» y debería garantizarse la integración del nivel de la red de distribución en la zona de balance, lo que ayudaría a crear condiciones de igualdad para gases renovables y gases hipocarbónicos conectados bien al nivel del transporte o al de la distribución. La fijación de tarifas para los gestores de redes de distribución y la organización de la asignación de capacidad entre las redes de transporte y de distribución debería ser responsabilidad de las autoridades reguladoras sobre la base de los principios consagrados en [la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx].
- (12) El acceso al sistema de entrada-salida debería basarse, generalmente, en la capacidad firme. Los gestores de redes deberían cooperar de manera que se maximice la oferta de capacidad firme, lo que, a su vez, permite a los usuarios de la red asignar libremente el gas entrante o saliente sobre la base de la capacidad firme a cualquier punto de entrada o de salida de un mismo sistema de entrada-salida.
- (13) Solo debería ofrecerse capacidad condicional cuando los gestores de redes no puedan ofrecer capacidad firme. Los gestores de redes deberían definir las condiciones para esa capacidad condicional sobre la base de limitaciones operacionales de manera clara y transparente. La autoridad reguladora debería garantizar que el número de productos de capacidad condicional sea limitado para evitar la fragmentación del mercado y velar por que se cumpla el principio de facilitar el acceso eficiente de terceros.

↓ 715/2009 considerando 12

- (14) Debe alcanzarse un nivel suficiente de capacidad de interconexión transfronteriza para el gas y fomentarse la integración de los mercados, a fin de conseguir la plena realización del mercado interior del gas natural.

↓ 715/2009 considerando 13

~~La Comunicación de la Comisión de 10 de enero de 2007, «Una política energética para Europa», destacaba la importancia de completar el mercado interior del gas natural y de crear condiciones de igualdad para todas las empresas de gas establecidas en la Comunidad. Las Comunicaciones de la Comisión de 10 de enero de 2007, tituladas «Perspectivas de los mercados interiores del gas y la electricidad» e «Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)» demostraron que las actuales normas y medidas no crean el marco necesario ni tampoco ofrecen las condiciones necesarias para la creación de capacidades de interconexión para lograr el objetivo de un mercado interior eficiente y abierto que funcione adecuadamente.~~

↓ 715/2009 considerando 14

~~Además de aplicar rigurosamente el marco regulador vigente, el marco regulador del mercado interior del gas natural establecido en el Reglamento (CE) n.º 1775/2005 debe adaptarse según lo indicado en dichas comunicaciones.~~

↓ 715/2009 considerando 15
(adaptado)
⇒ nuevo

- (15) ~~En particular,~~ Se requiere una mayor cooperación y coordinación entre los gestores de redes de transporte ⇒ y, en su caso, de distribución ⇐ para crear códigos de red según los cuales se ofrezca y se dé un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte a través de las fronteras, así como para garantizar una planificación coordinada y suficientemente previsora y una evolución técnica adecuada del sistema de transporte ⇒ gas natural ⇐ de la Comunidad ☒ Unión ☒, incluida la creación de capacidades de interconexión, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente. Los códigos de red deben ajustarse a directrices marco que no tienen carácter vinculante (directrices marco), elaboradas por la Agencia de ☒ la Unión Europea para la ☒ Cooperación de los Reguladores de la Energía ☒ (ACER) ☒ creada ~~por~~ ☒ de conformidad con ☒ el Reglamento (UE) 2019/942 ~~(CE) n.º 713/2009~~ del Parlamento Europeo y del Consejo^{8 9}, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía¹⁰ («la Agencia»). La ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~ debe intervenir en la revisión, sobre la base de elementos de hecho, de los proyectos de códigos de

⁸ Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía.

⁹ Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 211 de 14.8.2009, p. 1).

¹⁰ Véase la página 1 del presente Diario Oficial.

red, incluida su conformidad con las directrices marco y poder recomendar su adopción a la Comisión. ☒ La ACER ☒ ~~La Agencia~~ debe también evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y poder recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de transporte deben operar sus redes de conformidad con estos códigos de red.

↓ 715/2009 considerando 16
(adaptado)
⇒ nuevo

- (16) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de transporte de gas en la ~~Comunidad~~ ☒ Unión ☒, debe ☒ facilitarse ☒ ~~establecerse~~ una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas («REGRT de Gas»). Las tareas de la REGRT de Gas deben desempeñarse con arreglo a las normas ~~comunitarias~~ de competencia ☒ de la Unión ☒, que son aplicables a las decisiones de la REGRT de Gas. Las tareas de la REGRT de Gas deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de la REGRT de Gas. Los códigos de red que elabore la REGRT de Gas no tendrán por objeto sustituir los necesarios códigos de red nacionales para asuntos no transfronterizos. Dado que pueden conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de transporte deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes decenales no vinculantes de desarrollo de red a nivel ☒ de la Unión ☒ ~~comunitario~~. La cooperación dentro de estas estructuras regionales presupone la separación efectiva entre, por una parte, las actividades de red y, por otra, las de producción y suministro, sin la cual la cooperación regional entre los gestores de redes de transporte crea un riesgo de actuaciones contrarias a la competencia. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de las operaciones de la red a nivel regional. La cooperación a nivel regional debe ser compatible con el progreso hacia un mercado interior ~~del gas~~ ⇒ de los gases ⇐ competitivo y eficiente.

↓ 715/2009 considerando 17
(nuevo)

~~El trabajo asignado a la REGRT de Gas es de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial contar con un proceso eficaz de consulta, y en él deben desempeñar un papel importante las estructuras creadas para facilitar y agilizar las consultas, como la Asociación europea para la racionalización del comercio de energía, los reguladores nacionales o la Agencia.~~

↓ 715/2009 considerando 18
(adaptado)
⇒ nuevo

- (17) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo al desarrollo de la totalidad de la red de transporte de gas en la ~~Comunidad~~ ☒ Unión ☒, la REGRT de Gas debe elaborar, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒ y no vinculante ⇒ basado en un modelo hipotético conjunto y en el modelo interactivo ⇐ («plan de desarrollo de la red

~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒»). Este plan de desarrollo de la red debe incluir redes viables de transporte de gas y las conexiones regionales necesarias y pertinentes desde el punto de vista comercial o de la seguridad del suministro.

↓ 715/2009 considerando 19
⇒ nuevo

- (18) Para mejorar la competencia mediante los mercados mayoristas líquidos del gas, es vital que el gas pueda comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema. La única manera de hacerlo es dar a los usuarios de la red libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, creando así un transporte de gas por zonas en vez de por itinerarios contractuales. ⇒ Para garantizar la libertad de reservar capacidad independientemente en los puntos de entrada y de salida, las tarifas fijadas para un punto de entrada no deberían guardar relación con las tarifas fijadas para un punto de salida, y viceversa, ofrecidas para esos puntos de manera separada y las tarifas no deberían combinar los gastos de entrada y de salida en un único precio. ⇐ ~~La mayor parte de los participantes en el VI Foro de Madrid de los días 30 y 31 de octubre de 2002 manifestaron ya su preferencia por los sistemas de entrada-salida para facilitar el desarrollo de la competencia. Las tarifas no deben depender de la ruta de transporte. Por consiguiente, la tarifa fijada para uno o más puntos de entrada no debe guardar relación con la tarifa fijada para uno o más puntos de salida y viceversa.~~

↓ nuevo

- (19) Aunque el Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, contempla normas para establecer normas técnicas por las que se crea un régimen de balance, admite varias opciones de diseño para cada régimen de balance que se aplica en un sistema de entrada-salida específico. La combinación de opciones por las que se opte da lugar a un régimen de balance específico que es aplicable en un sistema de entrada-salida concreto, y los que hay en la actualidad reflejan principalmente territorios de los Estados miembros.
- (20) Los usuarios de red asumirán la responsabilidad de alcanzar un balance en sus aportaciones y retiradas, estableciéndose plataformas de comercio para facilitar el comercio de gas entre los usuarios de red. Para integrar mejor los gases renovables y los gases hipocarbónicos en el sistema de entrada-salida, la zona de balance también debería cubrir el nivel de la red de distribución. El punto de intercambio virtual debería usarse para intercambiar gas entre las cuentas de balance de los usuarios de red.

↓ 715/2009 considerando 20

- (21) Las referencias a los contratos de transporte armonizados en el contexto de un acceso no discriminatorio a la red de los gestores de redes de transporte no implican que los términos y condiciones de los contratos de transporte de un gestor de la red de transporte particular en un Estado miembro deban ser iguales a los de otro gestor de la red de transporte en ese o en otro Estado miembro, a menos que se fijen requisitos mínimos que deban satisfacer todos los contratos de transporte.

↓ 715/2009 considerando 21

~~Existe una congestión contractual considerable en las redes de gas. Por ello, los principios que rigen la asignación de capacidad y la gestión de la congestión para los contratos nuevos o renegotiados se basan en la liberación de la capacidad no utilizada permitiendo a los usuarios de la red subarrendar o revender la capacidad contratada, y en la obligación de los gestores de redes de transporte de ofrecer la capacidad no utilizada al mercado, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible. Dada la elevada proporción de contratos ya en vigor y la necesidad de crear auténticas condiciones de igualdad entre los usuarios de las instalaciones nuevas y de las ya existentes, estos principios deben aplicarse a toda la capacidad contratada, incluidos los contratos ya en vigor.~~

↓ 715/2009 considerando 22

~~Aunque actualmente la congestión física de las redes no suele ser un problema en la Comunidad, puede llegar a serlo en el futuro. Por ello es importante establecer el principio fundamental de la asignación de la capacidad congestionada en tales circunstancias.~~

↓ 715/2009 considerando 23

~~El seguimiento del mercado efectuado estos últimos años por las autoridades reguladoras nacionales y por la Comisión ha mostrado que los requisitos de transparencia y las normas de acceso a las infraestructuras actuales no son suficientes para garantizar un mercado interior del gas genuino, eficiente y abierto que funcione adecuadamente.~~

↓ 715/2009 considerando 24

- (22) Se necesita un acceso homogéneo a la información relativa al estado físico y a la eficiencia de la red, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican los movimientos de los precios mayoristas. Esto incluye una información más precisa sobre la oferta y la demanda, la capacidad de la red, los flujos y el mantenimiento, el balance y la disponibilidad y el uso del almacenamiento. La importancia de esta información para el buen funcionamiento del mercado exige que se palién las limitaciones existentes a la publicación por motivos de confidencialidad.
-

↓ 715/2009 considerando 25

- (23) Los requisitos en cuanto al carácter confidencial de la información comercialmente sensible tienen especial importancia cuando se trata de datos de índole estratégica comercial para la empresa, o cuando para una instalación de almacenamientos exista un solo usuario, o en los puntos de salida dentro de una red o red secundaria que no estén conectadas a otras redes de transporte o distribución sino a un solo consumidor industrial final si la publicación de tales datos revela información confidencial en lo que se refiere al proceso de producción de dicho consumidor.

↓ 715/2009 considerando 26

- (24) Para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que quienes participan en él estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden ser sancionados de forma efectiva, proporcionada y disuasiva. Debe concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro. En el mercado del gas, todas estas decisiones son comunicadas a los gestores de redes en forma de reservas de capacidad, nominaciones y flujos efectuados. Los gestores de redes deben mantener esta información fácilmente accesible y a disposición de las autoridades competentes durante un período de tiempo especificado. Además, las autoridades competentes deben hacer un seguimiento periódico de la observancia de las normas por parte de los gestores de redes de transporte.
-

↓ 715/2009 considerando 27

⇒ nuevo

- (25) El acceso a las instalaciones de almacenamientos ⇒ de gas natural ⇐ y ⇒ las instalaciones ⇐ de gas natural licuado («GNL») es insuficiente en algunos Estados miembros, y, por tanto, hay que mejorar la aplicación de las normas existentes ⇒, incluso en lo relativo a la transparencia. Esas mejoras deberían tener en cuenta el potencial y la adopción de gases renovables y gases hipocarbónicos para esas instalaciones en el mercado interior. ⇐ El seguimiento llevado a cabo por el Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas concluyó que las directrices sobre buenas prácticas para el acceso de terceros destinadas a los gestores de almacenamientos, de carácter voluntario y acordadas por todas las partes interesadas en el Foro de Madrid, se aplican de manera insuficiente y, por consiguiente, es necesario que se hagan vinculantes.
-

↓ 715/2009 considerando 28

⇒ nuevo

- (26) Unos sistemas de balance de gas ⇒ natural ⇐ transparentes y no discriminatorios, dirigidos por los gestores de las redes de transporte, son mecanismos especialmente importantes para los nuevos participantes en el mercado, que pueden tener más dificultades para equilibrar sus ventas globales que empresas ya establecidas en un mercado determinado. En consecuencia, es necesario establecer normas que garanticen que los gestores de las redes de transporte apliquen esos mecanismos de forma compatible con unas condiciones de acceso real a la red transparentes y no discriminatorias.
-

↓ 715/2009 considerando 29

~~El comercio de los derechos de capacidad primaria es un aspecto importante del desarrollo de un mercado competitivo y de la creación de liquidez. Por consiguiente, el presente Reglamento debe establecer las normas básicas sobre dicho comercio.~~

↓ 715/2009 considerando 30
⇒ nuevo

- (27) Las autoridades reguladoras ~~nacionales~~ deben garantizar el cumplimiento de las normas del presente Reglamento ⇒ y de los códigos de red ⇐ y de las directrices adoptadas con arreglo al mismo.

↓ 715/2009 considerando 31
(adaptado)
⇒ nuevo

- (28) En las directrices adjuntas al presente Reglamento se definen ~~las~~ normas ☒ más ☒ detalladas ~~de aplicación específica, con arreglo a las Segundas Directrices de Buenas Prácticas~~. Cuando proceda, estas normas ⇒ deberían ⇐ evolucionarán con el tiempo y tendrán ☒ teniendo ☒ en cuenta las diferencias entre las redes nacionales de gas ⇒ y el desarrollo de estas ⇐.

↓ 715/2009 considerando 32

- (29) Al proponer la modificación de las directrices que se recogen en el anexo I del presente Reglamento, la Comisión debe asegurar la consulta previa de las partes afectadas por dichas directrices, representadas por las organizaciones profesionales, y de los Estados miembros dentro del Foro de Madrid.

↓ 715/2009 considerando 33

- (30) Los Estados miembros y las autoridades nacionales competentes han de facilitar a la Comisión toda la información pertinente. La Comisión debe tratar dicha información de forma confidencial.

↓ 715/2009 considerando 34
(adaptado)
⇒ nuevo

- (31) El presente Reglamento y ⇒ los códigos de red y ⇐ las directrices adoptadas con arreglo al mismo se entenderán sin perjuicio de la aplicación de las normas comunitarias de competencia ☒ de la Unión ☒.

↓ 715/2009 considerando 35
(nuevo)

~~Procede aprobar las medidas necesarias para la ejecución del presente Reglamento con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión¹¹.~~

¹¹ DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

↓ 715/2009 considerando 36
(nuevo)

~~Conviene, en particular, conferir competencias a la Comisión para que establezca o adopte las directrices necesarias para obtener el grado mínimo de armonización requerido con objeto de alcanzar el fin que persigue el presente Reglamento. Dado que esas medidas son de alcance general y están destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento, incluso completándolo con nuevos elementos no esenciales, deben adoptarse con arreglo al procedimiento de reglamentación con control previsto en el artículo 5 bis de la Decisión 1999/468/CE.~~

↓ nuevo

- (32) Los Estados miembros y las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía deben cooperar estrechamente en todos los asuntos relacionados con el desarrollo de una región integrada del comercio de gas y no deben adoptar medidas que pongan en peligro el avance de la integración de los mercados del gas natural ni la seguridad del suministro de los Estados miembros y las Partes contratantes.
- (33) Se podría permitir a los gestores de redes de transporte que reserven almacenamientos de gas natural exclusivamente para el ejercicio de sus funciones y con fines de seguridad del suministro. Estas reservas estratégicas podrían constituirse mediante adquisiciones conjuntas utilizando la plataforma de comercio mencionada en el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, sin perjuicio de las normas de competencia de la Unión. La retirada de gas natural solo debería permitirse para que los gestores de redes de transporte ejerzan sus funciones o en caso de que se declare una situación de emergencia, como se menciona en el artículo 11, apartado 1, del citado Reglamento, a fin de no interferir en el funcionamiento normal del mercado.
- (34) Cuando se lleve a cabo la integración de mercados regionales, los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras pertinentes deben abordar cuestiones que tienen repercusiones transfronterizas, como las estructuras tarifarias, el régimen de balance, las capacidades en los demás puntos transfronterizos, los planes de inversión y la realización de las tareas de los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras.
- (35) La transición energética y la integración progresiva del mercado del gas requerirán mayor transparencia sobre los ingresos autorizados u objetivo del gestor de red de transporte. Diversas decisiones relacionadas con las redes de gas natural se basarán en esa información. Por ejemplo, la transferencia de activos de transporte desde una red de gas natural hasta una red de hidrógeno o la puesta en marcha de un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte exigen más transparencia de la existente en la actualidad. Además, los análisis de la evolución de las tarifas a largo plazo exigen claridad tanto en la demanda de gas natural como en las proyecciones de costes. La transparencia de los ingresos autorizados debería permitir estas últimas. En particular, las autoridades reguladoras deberían facilitar información sobre la metodología utilizada para calcular los ingresos de los gestores de redes de transporte, el valor de la base de activos regulados de estos y su depreciación con el tiempo, el valor de los gastos operacionales, el coste de capital aplicado a los gestores de redes de transporte y los incentivos y las primas aplicados.

- (36) Los gastos de los gestores de redes de transporte son, predominantemente, gastos fijos. Su modelo de negocio y los marcos reguladores nacionales vigentes se basan en la hipótesis de una utilización a largo plazo de las redes, que conlleva largos períodos de depreciación (de 30 a 60 años). Por tanto, en el contexto de la transición energética, las autoridades reguladoras deberían ser capaces de anticipar la reducción de la demanda de gas para modificar los procedimientos reguladores en su debido momento y evitar situaciones en que la recuperación de costes de los gestores de redes de transporte mediante las tarifas amenace la asequibilidad para los consumidores debido a un aumento de la relación entre los costes fijos y la demanda de gas. Cuando sea necesario podrían, por ejemplo, modificarse el perfil de depreciación o la remuneración de los activos de transporte.
- (37) Debería aumentar la transparencia de los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte para permitir que los usuarios de las redes realicen evaluaciones comparativas y análisis. Esa mayor transparencia también facilitaría la cooperación transfronteriza y el establecimiento de un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte, bien para la integración regional o bien para la aplicación de descuentos tarifarios a los gases renovables y los gases hipocarbónicos, como se establece en el presente Reglamento.
- (38) A fin de explotar las ubicaciones más económicas para la producción de gases renovables y gases hipocarbónicos, los usuarios de la red deberían beneficiarse de descuentos en las tarifas basadas en la capacidad. Entre ellos, debería incluirse un descuento para la inyección desde instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos, un descuento para las tarifas en los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia instalaciones de almacenamiento, y un descuento sobre la tarifa transfronteriza y en los puntos de entrada desde instalaciones de GNL. En caso de cambio en el valor de los descuentos no transfronterizos, la autoridad reguladora necesita alcanzar un equilibrio entre el interés de los usuarios y de los gestores de redes, teniendo en cuenta marcos financieros estables específicamente para las inversiones existentes, en particular para las instalaciones de producción de renovables. Cuando sea posible, deberían proporcionarse indicadores o condiciones para la modificación del descuento con la antelación suficiente al momento en que se tome la decisión de modificarlo. El descuento no debería afectar a la metodología general de fijación de tarifas, sino que debería aplicarse con posterioridad a la tarifa pertinente. Para que los usuarios de la red se beneficien del descuento deberían presentar al gestor de red de transporte la información necesaria basada en un certificado que debería estar vinculado a la base de datos de la Unión.
- (39) La disminución de ingresos debida a la aplicación de descuentos será tratada como una disminución general de ingresos, por ejemplo, por la reducción de ventas de capacidad, y será necesario recuperarla mediante las tarifas en el momento oportuno, por ejemplo mediante un incremento de las tarifas específicas siguiendo las normas generales que figuran en el artículo 15 del presente Reglamento. Conviene conferir competencias a la Comisión para que modifique los niveles de descuento mediante actos delegados a fin de mitigar los desequilibrios estructurales de los ingresos para los gestores de redes de transporte.
- (40) Con el fin de aumentar la eficiencia de las redes de distribución de gas natural en la Unión y de asegurar una estrecha cooperación entre los gestores de redes de transporte y con la REGRT de Gas, conviene establecer una entidad de los gestores de redes de distribución de la Unión («entidad de los GRD de la UE») que incluya también a los gestor de redes de distribución de gas natural. Las tareas de la entidad de los GRD de

la UE deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de los gestores de redes de distribución de la Unión. La entidad de los GRD de la UE debe cooperar estrechamente con la REGRT de Gas en la preparación e implementación de los códigos de red, cuando corresponda, y debe ofrecer directrices sobre la integración, entre otros, de la generación distribuida y otros ámbitos relacionados con la gestión de las redes de distribución.

- (41) Los gestores de redes de distribución ejercen un papel importante en la integración de los gases renovables y gases hipocarbónicos en la red dado que, por ejemplo, en torno a la mitad de la capacidad de producción de biometano está conectada a la red de distribución. A fin de facilitar la participación de estos gases en el mercado mayorista, las instalaciones de producción conectadas a la red de distribución en todos los Estados miembros deberían tener acceso al punto de intercambio virtual. Es más, según lo dispuesto en el presente Reglamento, los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte deberían colaborar para permitir los flujos inversos desde la red de distribución a la red de transporte, o para garantizar la integración del sistema de distribución por medios alternativos, lo que equivale en efecto a facilitar la integración de los gases renovables y los gases hipocarbónicos en el mercado.
- (42) La integración de volúmenes cada vez mayores de gases renovables y gases hipocarbónicos en la red europea de gas natural cambiará la calidad del gas natural transportado y consumido en Europa. Para garantizar el flujo transfronterizo de gas natural libre de obstáculos, mantener la interoperabilidad de los mercados y permitir la integración de estos, es necesario aumentar la transparencia sobre la calidad del gas y sobre los costes de su gestión, ofrecer un enfoque armonizado sobre las funciones y responsabilidades de las autoridades reguladoras y los gestores de las redes, y reforzar la coordinación transfronteriza. Al tiempo que se garantiza un enfoque armonizado sobre la calidad del gas para los puntos de interconexión transfronterizos, se debe mantener la flexibilidad de los Estados miembros en lo que respecta a la aplicación de normas de calidad del gas en sus redes nacionales de gas natural.
- (43) El mezclado de hidrógeno en la red de gas natural es menos eficiente que el uso del hidrógeno en forma pura, y reduce el valor del hidrógeno. También afecta a la explotación de la infraestructura del gas, las aplicaciones de los usuarios finales y la interoperabilidad de los sistemas transfronterizos. La decisión de los Estados miembros sobre si deben aplicar el mezclado de hidrógeno en sus redes nacionales de gas natural debe respetarse. Al mismo tiempo, el riesgo de segmentación del mercado se limitaría mediante un enfoque armonizado sobre el mezclado de hidrógeno en la red de gas natural, en forma de un límite máximo permitido a escala de la Unión en los puntos de interconexión transfronterizos entre los Estados miembros de la Unión, donde los gestores de redes de transporte deban aceptar gas natural con un nivel de mezclado de hidrógeno inferior a ese límite. Las redes de transporte adyacentes tendrían libertad para acordar niveles superiores de mezclado de hidrógeno para puntos de interconexión transfronterizos.
- (44) Es esencial contar con un proceso firme de coordinación transfronteriza y de solución de conflictos entre los gestores de redes de transporte sobre la calidad del gas, incluso sobre las mezclas de biometano e hidrógeno, para facilitar el transporte eficiente de gas natural entre distintas redes en la Unión y, de esa manera, avanzar hacia una mayor integración del mercado interior. Los requisitos sobre una mayor transparencia de los parámetros de calidad del gas, como el poder calorífico bruto, el índice de Wobbe y el contenido de oxígeno, y de las mezclas de hidrógeno y su desarrollo con el tiempo,

combinados con las obligaciones de seguimiento e informes, deberían contribuir al buen funcionamiento de un mercado interior del gas natural abierto y eficiente.

- (45) A fin de modificar elementos no esenciales del presente Reglamento y de completarlo en lo que respecta a elementos no esenciales de ciertos ámbitos específicos que son fundamentales para la integración del mercado, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Reviste especial importancia que la Comisión lleve a cabo las consultas oportunas durante la fase preparatoria, en particular con expertos, y que esas consultas se realicen de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación¹². En particular, a fin de garantizar una participación equitativa en la preparación de los actos delegados, el Parlamento Europeo y el Consejo reciben toda la documentación al mismo tiempo que los expertos de los Estados miembros, y sus expertos tienen acceso sistemáticamente a las reuniones de los grupos de expertos de la Comisión que se ocupen de la preparación de actos delegados.
- (46) El Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión¹³ establece normas de interoperabilidad y de intercambio de datos para la red de gas natural, especialmente en relación con los acuerdos de interconexión, que incluyen las normas para el control del flujo, los principios de medición de la cantidad y la calidad del gas, las normas para el proceso de casación y para la asignación de cantidades de gas, los procedimientos de comunicación en caso de situación excepcional; el conjunto común de unidades; la calidad del gas, incluidas normas para la gestión de las restricciones al comercio transfronterizo debidas a las diferencias de calidad del gas y debidas a diferencias en las prácticas de odorización, la supervisión a corto y largo plazo de la calidad del gas, y el suministro de información; el intercambio de datos y la información sobre la calidad del gas; y la transparencia, la comunicación, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado.
- (47) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de hidrógeno de la Unión y de permitir el comercio y el suministro de hidrógeno a través de las fronteras de la Unión, debe establecerse una Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH). Las tareas de la REGRH deben desempeñarse con arreglo a las normas de competencia de la Unión. Las tareas de la REGRH deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de la REGRH. Los códigos de red que elabore la REGRH no sustituirán los necesarios códigos de red nacionales para asuntos no transfronterizos.
- (48) Hasta que se establezca la REGRH, debe ponerse en marcha una plataforma temporal a cargo de la Comisión con la participación de la ACER y todos los participantes en el mercado pertinentes, tales como la REGRT de Gas, la REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE. Esta plataforma debe apoyar los trabajos iniciales de localización y desarrollo de cuestiones pertinentes para la construcción de la red y los mercados de hidrógeno, sin competencias formales para la adopción de decisiones. La plataforma se debe disolver una vez que se establezca la REGRH. Hasta ese momento, la REGRT de Gas será responsable de elaborar planes de desarrollo de la red a escala de la Unión, incluyendo las redes de hidrógeno.

¹² DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

¹³ Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión, de 30 de abril de 2015, por el que se establece un código de red sobre las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos (DO L 113 de 1.5.2015, p. 13).

- (49) A fin de asegurar la transparencia en el desarrollo de la red de hidrógeno en la Unión, la REGRH debe establecer, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red, no vinculante y a escala de la Unión, para el hidrógeno que esté dirigido a las necesidades de los mercados de hidrógeno en desarrollo. Este plan de desarrollo de la red debe incluir redes de transporte de hidrógeno viables y las interconexiones necesarias, pertinentes desde el punto de vista comercial. La REGRH debe participar en el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético –incluido el modelo interactivo del mercado y la red de la energía que abarque la infraestructura de transporte de electricidad, gas e hidrógeno, así como el almacenamiento, el GNL y los electrolizadores–, los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red y el informe de determinación de las carencias de la infraestructura, como se establece en los artículos 11, 12 y 13 del [Reglamento RTE-E propuesto en COM(2020) 824 final] para el desarrollo de las listas de proyectos de interés común. Con ese fin, la REGRH debe cooperar estrechamente con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas para facilitar la integración de las redes. La REGRH debe llevar a cabo esas tareas por primera vez para la elaboración de la octava lista de proyectos de interés común, siempre que esté en funcionamiento y en situación de proporcionar las aportaciones necesarias al plan decenal de desarrollo de la red de aquí a 2026.
- (50) El trabajo asignado a la REGRH es de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial contar con un proceso de consulta eficaz. En general, la REGRH, en cooperación con otros participantes pertinentes en el mercado y con sus asociaciones, debe buscar experiencia con la planificación, el desarrollo y la explotación de infraestructuras, basarse en esa experiencia e integrarla en su labor.
- (51) Dado que pueden conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de hidrógeno deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes decenales no vinculantes de desarrollo de la red a escala de la Unión. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de la red a nivel regional.
- (52) Los requisitos de transparencia son necesarios para garantizar que se pueda generar confianza en los mercados de hidrógeno emergentes en la Unión entre los participantes en el mercado. Se necesita un acceso equitativo a la información relativa al estado físico y al funcionamiento del sistema de hidrógeno, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican la evolución del precio de mercado. La información siempre debe divulgarse de manera inteligible, fácilmente accesible y no discriminatoria.
- (53) La REGRH establecerá una plataforma central, basada en Internet para ofrecer todos los datos pertinentes que permitan a los participantes en el mercado obtener un acceso efectivo a la red.
- (54) Las condiciones de acceso a las redes de hidrógeno en la fase inicial de desarrollo del mercado deben garantizar la explotación eficiente, la no discriminación y la transparencia para los usuarios de la red, y al mismo tiempo mantener una flexibilidad suficiente para los gestores. La limitación de la duración máxima de los contratos de capacidad debería reducir el riesgo de congestión contractual y de acaparamiento de capacidad.

- (55) Se deben establecer condiciones generales para permitir el acceso de terceros a las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y a las terminales de hidrógeno a fin de garantizar el acceso no discriminatorio y la transparencia para los usuarios de la red.
- (56) Los gestores de redes de hidrógeno deben cooperar para crear códigos de red a fin de proporcionar y gestionar un acceso transparente y no discriminatorio a las redes a través de las fronteras y de garantizar el desarrollo coordinado de la red en la Unión, sin olvidar la creación de capacidades de interconexión. Los códigos de red deben adecuarse a las directrices marco no vinculantes elaboradas por la ACER. La ACER debe intervenir en la revisión, sobre la base de elementos de hecho, de los proyectos de códigos de red, incluida su conformidad con las directrices marco, y debe poder recomendar su adopción a la Comisión. La ACER debe también evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y poder recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de hidrógeno deben operar sus redes de conformidad con estos códigos de red.
- (57) Los códigos de red que elabore la REGRT no tendrán por objeto sustituir las normas nacionales necesarias para asuntos no transfronterizos.
- (58) La calidad del hidrógeno transportado y consumido en Europa puede variar según su tecnología de producción y las especificidades del transporte. Por tanto, un enfoque armonizado a escala de la Unión de la gestión de la calidad del hidrógeno en los interconectores transfronterizos debe favorecer el flujo transfronterizo de hidrógeno y la integración del mercado.
- (59) Cuando la autoridad reguladora lo considere necesario, los gestores de redes de hidrógeno podrían ser responsables de gestionar la calidad del hidrógeno de sus redes, en el marco de las normas aplicables sobre la calidad del hidrógeno, y de garantizar la calidad fiable y estable del hidrógeno para los consumidores finales.
- (60) Es esencial contar con un proceso firme de coordinación transfronteriza y de solución de conflictos entre los gestores del sistema de hidrógeno, para facilitar el transporte de hidrógeno entre distintas redes de hidrógeno dentro de la Unión y, de esa manera, avanzar hacia una mayor integración del mercado interior. Los requisitos sobre una mayor transparencia de los parámetros de calidad del hidrógeno y su desarrollo con el tiempo, combinados con las obligaciones de seguimiento e informes, deberían contribuir al buen funcionamiento de un mercado interior del hidrógeno abierto y eficiente.
- (61) A fin de garantizar condiciones uniformes de ejecución del presente Reglamento, deben conferirse a la Comisión competencias de ejecución de conformidad con el artículo 291 del TFUE. Dichas competencias deben ejercerse de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁴.
- (62) A fin de garantizar la explotación eficiente de las redes europeas de hidrógeno, los gestores de redes de hidrógeno deben ser responsables de la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de transporte de hidrógeno, en estrecha cooperación con otros gestores de redes de hidrógeno y gestores de otras redes con las

¹⁴ Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de febrero de 2011, por el que se establecen las normas y los principios generales relativos a las modalidades de control por parte de los Estados miembros del ejercicio de las competencias de ejecución por la Comisión (DO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

que estén conectadas las suyas, incluso para facilitar la integración del sistema energético.

- (63) En interés del funcionamiento del mercado interior, conviene disponer de normas armonizadas a escala de la Unión. Una vez publicada la referencia a una norma en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, el cumplimiento de la misma debe aportar una presunción de conformidad con los requisitos correspondientes establecidos en la medida de ejecución adoptada sobre la base del presente Reglamento, aunque se deben permitir otros medios de demostrar esta conformidad. Con arreglo al artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, la Comisión Europea tiene la posibilidad de pedir a las organizaciones europeas de normalización que elaboren especificaciones técnicas, normas europeas y normas europeas armonizadas. Una de las funciones principales de las normas armonizadas debe ser ayudar a los gestores a aplicar las medidas de ejecución adoptadas con arreglo al presente Reglamento y a la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx.
- (64) Para tener plenamente presentes los requisitos de calidad de los usuarios finales del hidrógeno, las especificaciones técnicas y las normas sobre la calidad del hidrógeno en la red de hidrógeno deben tener en cuenta las normas ya vigentes que establecen esos requisitos de los usuarios finales (por ejemplo, la norma EN 17124).
- (65) Los gestores del sistema de hidrógeno deben generar una capacidad transfronteriza para el transporte de hidrógeno suficiente para aceptar toda demanda económicamente razonable y técnicamente viable de esa capacidad, permitiendo así la integración del mercado.
- (66) La ACER debe publicar un informe de seguimiento sobre la situación de la congestión.
- (67) En vista del potencial del hidrógeno como vector energético y de la posibilidad de que los Estados miembros comercien hidrógeno con terceros países, es necesario aclarar que los acuerdos intergubernamentales en el ámbito de la energía relativos al gas sujetos a obligaciones de notificación de conformidad con la Decisión (UE) 2017/684 incluyen los acuerdos intergubernamentales relativos al hidrógeno, incluidos los componentes del hidrógeno como el amoníaco y vectores de hidrógeno orgánico líquido.
- (68) Como reacción a los aumentos significativos y a escala de la UE del precio de la energía observados en otoño de 2021, y a sus repercusiones negativas, la Comunicación de la Comisión de 13 de octubre de 2021 titulada «Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía» destacó la importancia de un mercado interior de la energía eficiente y que funcione adecuadamente, y del uso eficaz de los almacenamientos de gas en Europa en todo el mercado único. Esa Comunicación también destacó que una mejor coordinación de la seguridad del suministro a través de las fronteras es crucial para la resiliencia frente a perturbaciones futuras. Los días 20 y 21 de octubre de 2021, el Consejo Europeo adoptó conclusiones en las que invitaba a la Comisión a considerar con urgencia medidas que aumentaran la resiliencia del sistema energético de la UE y del mercado interno de la energía, entre ellas medidas para mejorar la seguridad del suministro. Para contribuir a una respuesta coherente y oportuna a esta crisis y a posibles crisis futuras a escala de la Unión, deben introducirse en el presente Reglamento y en el Reglamento (UE) 2017/1938 normas específicas destinadas a mejorar la cooperación y la resiliencia, en particular relativas a normas de almacenamiento y solidaridad más coordinadas.

- (69) El análisis del funcionamiento de las capacidades de almacenamiento en las evaluaciones comunes de riesgos a escala regional debe basarse en evaluaciones objetivas de las necesidades de seguridad del suministro, teniendo debidamente en cuenta la cooperación transfronteriza y las obligaciones de solidaridad con arreglo al presente Reglamento. También debe tener en cuenta la importancia de evitar activos abandonados en la transición hacia la energía limpia y el objetivo de reducir la dependencia de la Unión de proveedores externos de combustibles fósiles. El análisis debe incluir una evaluación de los riesgos vinculados al control de la infraestructura de almacenamiento por entidades de terceros países. Además, el análisis debe tener en cuenta la posibilidad de utilizar instalaciones de almacenamiento en otros Estados miembros y de que los gestores de redes de transporte organicen la adquisición conjunta de existencias estratégicas para situaciones de emergencia, siempre que se respeten las condiciones del presente Reglamento. Las evaluaciones comunes de riesgos a escala regional y las evaluaciones de riesgos nacionales deben ser coherentes entre sí para detectar las medidas de los planes nacionales de prevención y emergencia de conformidad con el presente Reglamento que garanticen que las medidas adoptadas no ponen en peligro la seguridad del suministro de otros Estados miembros ni obstaculizan indebidamente el funcionamiento eficiente del mercado del gas. Por ejemplo, no deberían bloquear ni restringir el uso de capacidades de transporte transfronterizo.
- (70) La cooperación de los Estados miembros con las partes contratantes del Tratado de la Comunidad de la Energía¹⁵ que tienen grandes capacidades de almacenamiento disponibles podría favorecer actuaciones cuando el almacenamiento en la Unión no sea viable o rentable. Esto puede incluir la posibilidad de tener en cuenta el uso de estas capacidades de almacenamiento ubicadas fuera de la Unión en la evaluación común de riesgos correspondiente. Los Estados miembros pueden solicitar a los grupos de riesgo regionales pertinentes que inviten a expertos del tercer país a reuniones *ad hoc* de dichos grupos sin sentar precedente para una participación plena y periódica.
- (71) La adquisición conjunta de existencias estratégicas por varios gestores de transporte de distintos Estados miembros debe diseñarse de manera que puedan utilizarse en caso de emergencia regional o a escala de la Unión como parte de las acciones coordinadas por la Comisión de conformidad con el artículo 12, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/1938. Los gestores de redes de transporte participantes en la adquisición conjunta de existencias estratégicas velarán por que todo acuerdo de adquisición conjunta cumpla las normas de competencia de la UE y, en particular, los requisitos del artículo 101 del TFUE. La notificación efectuada para evaluar el cumplimiento del presente Reglamento se entenderá sin perjuicio de la notificación de las ayudas otorgadas por los Estados, cuando proceda, de conformidad con el artículo 108, apartado 3, del TFUE.
- (72) El sector europeo de la energía está experimentando un cambio importante hacia una economía descarbonizada, al tiempo que garantiza la seguridad del suministro y la competitividad. Aunque la ciberseguridad del subsector de la electricidad ya está mejorando con un código de red sobre el flujo de electricidad transfronterizo, se necesitan normas obligatorias específicas para el subsector del gas con objeto de garantizar la seguridad del sistema energético europeo.

¹⁵

DO L 198 de 20.7.2006, p. 18.

(73) Como quedó demostrado en las simulaciones a escala de la Unión de 2017 y 2021, las medidas regionales de cooperación y solidaridad son esenciales para garantizar la resiliencia de la Unión en caso de deterioro grave de la situación del suministro. Las medidas de solidaridad deben garantizar el suministro de clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, como los hogares a través de las fronteras en todas las situaciones. Los Estados miembros deben adoptar las medidas necesarias para la aplicación de las disposiciones relativas al mecanismo de solidaridad, y en particular mediante la aprobación por los Estados miembros implicados de acuerdos técnicos, jurídicos y financieros. Los Estados miembros deben describir los detalles de dichos acuerdos en sus planes de emergencia. En el caso de Estados miembros que no hayan aprobado el acuerdo bilateral necesario, debe aplicarse el modelo por defecto del presente Reglamento, a fin de garantizar esa solidaridad efectiva.

(74) Por consiguiente, esas medidas pueden generar la obligación de que un Estado miembro abone una compensación a los afectados por sus medidas. Para garantizar que la compensación abonada por el Estado miembro que solicita la solidaridad al Estado miembro que la proporciona es justa y razonable, la autoridad nacional reguladora de la energía o la autoridad nacional de competencia debe tener, en calidad de autoridad independiente, poderes para auditar el importe de la compensación solicitada y abonada y, en caso necesario, para solicitar una rectificación.

↓ 715/2009 considerando 37
(adaptado)

(75) Dado que el objetivo del presente Reglamento, a saber, el establecimiento de normas imparciales sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, instalaciones de almacenamiento y GNL, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros ~~y, por consiguiente, ☒~~, sino que, debido a las dimensiones y los efectos de la acción, ☒ puede lograrse mejor a ~~nivel comunitario~~ ☒ escala de la Unión ☒, ~~la Comunidad~~ ☒ esta ☒ puede adoptar medidas de acuerdo con el principio de subsidiariedad consagrado en el artículo 5 del Tratado ☒ de la Unión Europea ☒. De conformidad con el principio de proporcionalidad enunciado en dicho artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.

↓ 715/2009 considerando 38
(adaptado)

~~Dado el alcance de las modificaciones que se introducen en el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, conviene, en aras de la claridad y la racionalización, proceder a una refundición de las disposiciones en cuestión reuniéndolas en un solo texto en un nuevo Reglamento.~~

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Capítulo I

⊠ Objeto, ámbito de aplicación y definiciones ⊠

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento ~~tiene por objeto:~~

- a) ~~establecer~~ ⊠ establece ⊠ normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes ~~de transporte~~ de gas natural ⇒ y de hidrógeno ⇐, teniendo en cuenta las características especiales de los mercados nacionales y regionales, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior ⇒ de los gases ⇐ ~~del gas~~; ⇒ y ⇐
- ~~b) establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las instalaciones de GNL y a las instalaciones de almacenamiento, teniendo en cuenta las características especiales de los mercados nacionales y regionales, y~~
- be) ~~Facilitar~~ ⊠ facilita ⊠ la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro de ⇒ gases ⇐ ~~gas~~ y ~~establecer~~ ⊠ establece ⊠ mecanismos de armonización de las normas de acceso a la red para el comercio transfronterizo de ⇒ gases ⇐ ~~gas~~.

Los objetivos mencionados en el párrafo primero incluirán la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red ⇒ de gas natural ⇐ o de sus métodos de cálculo, pero no para el acceso a las instalaciones de almacenamiento, el establecimiento de servicios de acceso de terceros y de principios armonizados de asignación de capacidad y gestión de la congestión, el establecimiento de requisitos de transparencia y de normas y tarifas de balance, y la necesidad de facilitar las transacciones.

Con excepción del artículo ~~31~~ ~~19~~, apartado ~~54~~, el presente Reglamento solo se aplicará a las instalaciones de almacenamiento ⇒ de gas natural y de hidrógeno ⇐ que entren en el ámbito de aplicación del artículo ~~2933~~, apartados 3 o 4, ~~de la Directiva 2009/73/CE~~ ⊠ de la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ⊠.

Los Estados miembros podrán crear un órgano o entidad, de conformidad con lo dispuesto en la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ⊠ versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ⊠ al objeto de que desempeñe una o varias funciones normalmente atribuidas al gestor de la red de transporte ⇒ o al gestor de la red de hidrógeno ⇐, que quedará sujeto a los requisitos del presente Reglamento. Este órgano o entidad estará sujeto a certificación de conformidad con el artículo ~~132~~ del presente Reglamento y a designación de conformidad con el artículo ~~6510~~ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ⊠ versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ⊠.

Artículo 2

Definiciones

1. A efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones siguientes:

↓ nuevo

- 1) «base de activos regulados»: todos los activos de red de un gestor de redes utilizados para la prestación de servicios de red regulados que se tienen en cuenta al calcular los ingresos de los servicios relacionados con la red.

↓ 715/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

- 2) ~~(1)~~ «transporte»: el transporte de gas natural por redes, constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintos de las redes de gasoductos previas y de la parte de los gasoductos de alta presión utilizados fundamentalmente para la distribución local de gas natural, para su suministro a los clientes, pero sin incluir el suministro;
- 3) ~~(2)~~ «contrato de transporte»: el contrato entre el gestor de la red de transporte ⇒ o el gestor de la red de hidrógeno ⇐ y el usuario de la red para la realización ⇒ de servicios de transporte de gases ⇐ ~~del transporte~~;
- 4) ~~(3)~~ «capacidad»: el flujo máximo, expresado en metros cúbicos normales por unidad de tiempo o en unidad de energía por unidad de tiempo, a que tiene derecho el usuario de la red con arreglo a las cláusulas del contrato de transporte;
- 5) ~~(4)~~ «capacidad no utilizada»: la capacidad firme que un usuario de la red ha adquirido en virtud de un contrato de transporte, pero que, en el momento de la finalización del plazo establecido en el contrato, dicho usuario no ha nominado;
- 6) ~~(5)~~ «gestión de la congestión»: la gestión del conjunto de capacidades del gestor de la red de transporte con la finalidad de aprovechar al máximo y de forma óptima la capacidad técnica y de detectar por anticipado los puntos de saturación y congestión futuros;
- 7) ~~(6)~~ «mercado secundario»: el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario;
- 8) ~~(7)~~ «nominación»: la comunicación previa que efectúa el usuario de la red al gestor de la red de transporte sobre el flujo efectivo que dicho usuario desea inyectar en el sistema o retirar del mismo;
- 9) ~~(8)~~ «renomulación»: la comunicación subsiguiente de una nominación modificada;
- 10) ~~(9)~~ «integridad de la red»: la situación ~~de una red de transporte, incluidas las instalaciones de transporte necesarias,~~ en la que la presión y la calidad del gas natural ⇒ o del hidrógeno ⇐ se mantienen dentro de los límites mínimo y máximo establecidos por el gestor de la red de transporte, de forma que el transporte de gas natural ⇒ o de hidrógeno ⇐ está garantizado desde el punto de vista técnico;
- 11) ~~(10)~~ «período de balance»: el período en que la retirada de una determinada cantidad de ⇒ gases ⇐ ~~gas natural,~~ expresada en unidades de energía, debe ser compensada por cada usuario de la red mediante la inyección de la misma cantidad

de $\Rightarrow$ gases $\Leftarrow$ ~~gas natural en la red de transporte~~, de acuerdo con ~~el contrato de transporte o con~~ el código de la red;

- 12) ~~(11)~~ «usuario de la red»: el cliente o el cliente potencial de un gestor de la red ~~de transporte~~ y los propios gestores de redes ~~de transporte~~ en la medida en que sea necesario para desempeñar sus funciones de transporte $\Rightarrow$ de gas natural y de hidrógeno $\Leftarrow$;
- 13) ~~(12)~~ «servicios interrumpibles»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$ en relación con la capacidad interrumpible;
- 14) ~~(13)~~ «capacidad interrumpible»: la capacidad de transporte que puede ser interrumpida por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$ con arreglo a las condiciones estipuladas en el contrato de transporte;
- 15) ~~(14)~~ «servicios a largo plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$ que tienen una duración de un año o más;
- 16) ~~(15)~~ «servicios a corto plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$ que tienen una duración de menos de un año;
- 17) ~~(16)~~ «capacidad firme»: la capacidad de transporte de gas garantizada contractualmente como ininterrumpible por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$;
- 18) ~~(17)~~ «servicios firmes»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$ en relación con la capacidad firme;
- 19) ~~(18)~~ «capacidad técnica»: la máxima capacidad garantizada que puede $\Rightarrow$ ser ofrecida $\Leftarrow$ ~~ofrecer el gestor de la red de transporte~~ a los usuarios de la red, teniendo en cuenta la integridad de la red y los requisitos de funcionamiento de la red de transporte $\Rightarrow$ o de la red de hidrógeno $\Leftarrow$;
- 20) ~~(19)~~ «capacidad contratada»: la capacidad que ~~el gestor de la red de transporte~~ $\Rightarrow$ se $\Leftarrow$ ha asignado al usuario de la red en virtud de un contrato de transporte;
- 21) ~~(20)~~ «capacidad disponible»: la parte de la capacidad técnica que no se ha asignado y que está disponible en la red en un momento determinado;
- 22) ~~(21)~~ «congestión contractual»: una situación en la que el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica;
- 23) ~~(22)~~ «mercado primario»: el mercado de la capacidad directamente contratada con el gestor de la red de transporte $\Rightarrow$ o el gestor de la red de hidrógeno $\Leftarrow$;
- 24) ~~(23)~~ «congestión física»: una situación en la que el nivel de demanda de suministro es superior a la capacidad técnica en un momento determinado;
- 25) ~~(24)~~ «capacidad de una instalación de GNL»: la capacidad, en una terminal de $\boxtimes$ gas natural licuado $\boxtimes$ (GNL), de licuefacción de gas natural o de importación, descarga, prestación de servicios auxiliares, almacenamiento temporal y regasificación de GNL;
- 26) ~~(25)~~ «espacio»: el volumen de gas que un usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a utilizar para el almacenamiento de gas;

- 27) ~~(26)~~ «capacidad de extracción»: el índice de retirada según el cual el usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a retirar gas de la instalación de almacenamiento;
- 28) ~~(27)~~ «capacidad de inyección»: el índice de inyección según el cual el usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a inyectar gas en la instalación de almacenamiento;
- 29) ~~(28)~~ «capacidad de almacenamiento»: cualquier combinación de espacio, capacidad de inyección y capacidad de extracción;.

↓ nuevo

- 30) «sistema de entrada-salida»: el conjunto de todos los sistemas de transporte y distribución a los que se aplica un régimen de balance específico;
- 31) «zona de balance»: el sistema de entrada-salida al que se aplica un régimen de balance específico;
- 32) «punto de intercambio virtual»: el punto comercial no físico dentro de un sistema de entrada-salida en el que se realiza el intercambio de gases entre un vendedor y un comprador sin necesidad de reservar capacidad de transporte o de distribución;
- 33) «punto de entrada»: el punto sujeto a procedimientos de reserva por parte de los usuarios de la red o los productores que permite acceder a un sistema de entrada-salida;
- 34) «punto de salida»: el punto sujeto a procedimientos de reserva por parte de los usuarios de la red o los clientes finales que permite que el gas salga del sistema de entrada-salida;
- 35) «capacidad condicional»: la capacidad firme que conlleva condiciones transparentes y predefinidas, bien para permitir el acceso desde y hacia el punto de intercambio virtual o bien para la asignabilidad limitada;
- 36) «asignabilidad»: la combinación discrecional de una capacidad de entrada con una capacidad de salida, o viceversa;
- 37) «ingresos autorizados»: la suma de los ingresos por servicios de transporte y por servicios no asociados al transporte que se reconocen al gestor de la red de transporte por la prestación de sus servicios durante un plazo concreto en un determinado período regulatorio, que dicho gestor tiene derecho a percibir con arreglo a un régimen sin límite de precio y que se establecen de conformidad con el artículo 72, apartado 7, letra a), de la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx;
- 38) «infraestructuras nuevas»: las infraestructuras que no se hayan completado a más tardar el 4 de agosto de 2003.

↓ 715/2009 (adaptado)

2. Sin perjuicio de las definiciones del apartado 1 ~~del presente artículo~~, se aplicarán también las definiciones del artículo 2 de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ☒ que sean pertinentes para la aplicación del presente Reglamento, ~~con excepción de la definición de transporte del punto 3 de dicho artículo.~~

Las definiciones contenidas en el apartado 1, puntos ~~43~~ a ~~2423~~, ~~del presente artículo~~ en relación con el transporte se aplicarán por analogía a las instalaciones de almacenamiento y de GNL.

↓ nuevo

CAPÍTULO II

NORMAS GENERALES APLICABLES A LAS REDES DE GAS NATURAL Y LOS SISTEMAS DE HIDRÓGENO

SECCIÓN 1

NORMAS GENERALES DE ORGANIZACIÓN DE LOS MERCADOS Y ACCESO A LA INFRAESTRUCTURA

Artículo 3

Principios generales

Los Estados miembros, las autoridades reguladoras, los gestores de las redes de transporte, los gestores de las redes de distribución, los gestores de almacenamiento, los gestores de GNL, los gestores de sistemas de hidrógeno y los operadores delegados, como los operadores de zonas de mercado o los operadores de plataformas de reserva, velarán por que los mercados de los gases operen con arreglo a los principios siguientes:

- a) los precios de los gases se fijarán según la oferta y la demanda;
- b) los gestores de redes de transporte y de distribución colaborarán entre ellos para proporcionar a los usuarios de las redes libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente. El gas se transportará mediante el sistema de entrada-salida en vez de por itinerarios contractuales;
- c) las tarifas cobradas en los puntos de entrada y salida se estructurarán de forma que contribuyan a la integración del mercado, mejoren la seguridad del suministro y promuevan la interconexión entre redes de gas;
- d) las empresas activas en un mismo sistema de entrada-salida intercambiarán gas en el punto de intercambio virtual;
- e) los usuarios de la red serán responsables de equilibrar sus carteras de balance a fin de reducir al mínimo la necesidad de que los gestores de redes de transporte realicen acciones de balance;
- f) las acciones de balance se efectuarán sobre la base de productos normalizados y se ejecutarán en plataformas de comercio;
- g) las normas de mercado evitarán acciones que impidan la fijación de precios según la oferta y la demanda de gases;
- h) las normas de mercado fomentarán la aparición y el funcionamiento del comercio líquido de gases, favoreciendo la fijación y la transparencia de los precios;

- i) las normas de mercado permitirán la descarbonización de las redes de gas natural y los sistemas de hidrógeno, entre otras cosas posibilitando que el gas procedente de fuentes de energía renovables se integre en el mercado de los gases y ofreciendo incentivos para la eficiencia energética;
- j) las normas de mercado aportarán incentivos a la inversión apropiados, en particular para inversiones a largo plazo en una red de gas descarbonizada y sostenible, para el almacenamiento de energía, la eficiencia energética y la respuesta a la demanda a fin de satisfacer las necesidades del mercado, y facilitarán la competencia justa y la seguridad del suministro;
- k) se eliminarán los obstáculos a los flujos transfronterizos de gas, si existieran, entre los sistemas de entrada-salida;
- l) las normas de mercado facilitarán la cooperación y la integración regionales.

Artículo 4

Separación de bases de activos regulados

1. Cuando un gestor de la red de transporte o un gestor de la red de hidrógeno proporcione servicios regulados de gas, hidrógeno y/o electricidad, cumplirá los requisitos de separación de cuentas establecidos en el artículo 69 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] y en el artículo 56 de la Directiva (UE) 2019/944, y tendrá una base de activos regulados independiente para los activos de gas, electricidad o hidrógeno. La base de activos regulados independiente garantizará las medidas siguientes:
 - a) los ingresos en concepto de servicios obtenidos por la prestación de servicios regulados específicos solamente se podrán utilizar para recuperar el capital y los gastos operacionales relacionados con los activos incluidos en la base de activos regulados para los cuales se presten los servicios regulados;
 - b) cuando se transfieran activos a una base de activos regulados distinta, se establecerá el valor de dichos activos. El valor fijado para los activos transferidos se someterá a auditoría y será aprobado por la autoridad reguladora competente. El valor que se establezca impedirá que se produzcan subvenciones cruzadas.
2. Un Estado miembro podrá permitir transferencias financieras entre servicios regulados que estén separados en el sentido del apartado 1, siempre que se cumplan las condiciones siguientes:
 - a) todos los ingresos necesarios para la transferencia financiera se recaudan en forma de canon específico;
 - b) el canon específico solamente se cobra en los puntos de salida a los clientes finales ubicados en el mismo Estado miembros que el beneficiario de la transferencia financiera;
 - c) el canon específico y la transferencia financiera, o las metodologías subyacentes para calcularlos, son aprobados antes de su entrada en vigor por la autoridad reguladora contemplada en el artículo 70;
 - d) el canon específico, la transferencia financiera y las metodologías, en caso de que se hayan aprobado metodologías, se hacen públicos.

3. La autoridad reguladora solamente podrá aprobar las transferencias financieras y los cánones específicos contemplados en el apartado 2 si se cumplen las condiciones siguientes:
- a) se cobran tarifas de acceso a la red a los usuarios de la base de activos regulados beneficiaria de una transferencia financiera;
 - b) la suma de las transferencias financieras y los ingresos en concepto de servicios cobrados mediante tarifas de acceso a la red no puede ser superior a los ingresos autorizados;
 - c) las transferencias financieras se aprueban para un período limitado y este nunca podrá ser superior a un tercio del período de depreciación de la infraestructura en cuestión.
4. Para el [fecha de adopción más un año], la ACER formulará recomendaciones dirigidas a los gestores de transporte o de redes y a las autoridades reguladoras sobre las metodologías para:
- a) la determinación del valor de los activos que se transfieren a otra base de activos regulados y el destino de cualquier beneficio y pérdida que pueda producirse en consecuencia;
 - b) el cálculo de la cuantía y la duración máxima de la transferencia financiera y el canon específico;
 - c) los criterios para asignar las aportaciones al canon específico entre los consumidores finales conectados a la base de activos regulados.
- La ACER actualizará las recomendaciones como mínimo una vez cada dos años.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~544~~

Servicios de acceso de terceros en relación con los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte:
- a) garantizarán la oferta de ⇒ capacidad y ⇐ servicios de forma no discriminatoria a todos los usuarios de la red;
 - b) ofrecerán ⇒ capacidad firme e interrumpible ⇐ ~~servicios de acceso de terceros firmes e interrumpibles~~. El precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de la interrupción;
 - c) ofrecerán a los usuarios de la red ⇒ capacidad ⇐ ~~servicios~~ a largo y a corto plazo.

Por lo que respecta al párrafo primero, letra a), cuando un gestor de la red de transporte ofrezca un mismo servicio a distintos clientes, lo hará en condiciones contractuales equivalentes, ya sea a través de contratos de transporte armonizados o mediante un código de red común aprobado por la autoridad competente de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo ~~724~~ ☒ o en el artículo 73 ☒ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ☒.

2. Los contratos de transporte firmados sin fecha de comienzo fija, o de duración inferior al contrato de transporte normalizado de duración anual, no podrán dar lugar a tarifas arbitrariamente superiores o inferiores que no correspondan con el valor de mercado del servicio, de conformidad con los principios establecidos en el artículo ~~1543~~, apartado 1.

↓ nuevo

3. Si dos o más puntos de interconexión conectan los dos mismos sistemas de entrada-salida adyacentes, los gestores de redes de transporte adyacentes pertinentes ofrecerán las capacidades disponibles en los puntos de interconexión en un punto de interconexión virtual. Toda capacidad contratada en los puntos de interconexión, independientemente de la fecha de celebración del contrato, se transferirá al punto de interconexión virtual.

Solamente se establecerá un punto de interconexión virtual si se cumplen las condiciones siguientes:

- a) la capacidad técnica total en los puntos de interconexión virtuales deberá ser igual o superior a la suma de las capacidades técnicas en cada uno de los puntos de interconexión que contribuyan a los puntos de interconexión virtuales;
- b) los puntos de interconexión virtual facilitarán el uso económico y eficiente de la red, incluyendo las normas establecidas en los artículos 9 y 10 del presente Reglamento, entre otras.

↓ 715/2009

- ~~43.~~ Cuando proceda, los servicios de acceso de terceros podrán condicionarse a que los usuarios de la red ofrezcan garantías de solvencia adecuadas. Estas garantías no constituirán barreras de entrada al mercado injustificadas y serán no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.

↓ nuevo

5. Si lo necesitan para desempeñar sus funciones, incluido el transporte transfronterizo, los gestores de red de transporte podrán acceder a la red de otros gestores de red de transporte.

Artículo 6

Servicios de acceso de terceros en relación con los gestores de redes de hidrógeno

1. Los gestores de redes de hidrógeno ofrecerán sus servicios de forma no discriminatoria a todos los usuarios de la red. Cuando ofrezcan un mismo servicio a distintos clientes, lo harán en condiciones contractuales equivalentes. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán en su página web las condiciones contractuales y las tarifas cobradas en concepto de acceso a la red y, en su caso, las tarifas de balance.

2. Se pondrá a disposición de los participantes en el mercado la máxima capacidad que pueda ofrecer la red de hidrógeno, teniendo en cuenta la integridad y la explotación eficiente de la red.
3. La duración máxima de los contratos de capacidad será de veinte años para infraestructuras completadas a [fecha de entrada en vigor] y de quince años para infraestructuras completadas después de esa fecha. Las autoridades reguladoras tendrán el derecho de imponer una duración máxima más breve si es necesario para garantizar el funcionamiento del mercado, para salvaguardar la competencia y para garantizar la integración transfronteriza futura.
4. Los gestores de redes de hidrógeno pondrán en marcha y publicarán procedimientos no discriminatorios y transparentes de gestión de la congestión, que también facilitarán los intercambios transfronterizos de hidrógeno de manera no discriminatoria.
5. Los gestores de redes de hidrógeno evaluarán periódicamente la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones, teniendo en cuenta la seguridad del suministro y la eficiencia de los usos finales del hidrógeno.
6. A partir del 1 de enero de 2031, las redes de hidrógeno estarán organizadas como sistemas de entrada-salida.
7. A partir del 1 de enero de 2031, el artículo 15 de aplicará también a las tarifas para el acceso a las redes de hidrógeno. Los artículos 16 y 17 no se aplicarán. No se cobrarán tarifas de conformidad con el artículo 15 para el acceso a las redes de hidrógeno en los puntos de interconexión entre Estados miembros. Cuando un Estado miembro decida aplicar el acceso regulado de terceros a las redes de hidrógeno de conformidad con el artículo 31 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas] antes del 1 de enero de 2031, el artículo 15, apartado 1, será aplicable a la tarifa de acceso a las redes de hidrógeno en ese Estado miembro.
8. A partir del 1 de enero de 2031, los gestores de redes de hidrógeno cumplirán los requisitos aplicables a los gestores de redes de transporte de conformidad con los artículos 5, 9 y 12 cuando ofrezcan sus servicios, y publicarán las tarifas para cada punto de red en una plataforma en línea gestionada por la REGRH. En espera de que se adopte un código de red sobre la asignación de capacidad para las redes de hidrógeno de conformidad con el artículo 54, apartado 2, letra d), y de que entre en vigor, se podrán publicar esas tarifas mediante vínculos a las tarifas publicadas en los sitios web de los operadores de redes de hidrógeno.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~715~~

- Servicios de acceso de terceros en relación con las instalaciones de almacenamiento**
 ☒ de gas natural ☒ ☒ , las terminales de hidrógeno ☒ ☒ , las instalaciones de GNL
 y las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno ☒ ~~y de GNL~~
1. Los ⇒ gestores de instalaciones de GNL y de terminales de hidrógeno, los gestores de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno así como los ⇐ gestores de almacenamientos ⇒ de gas natural ⇐ ~~y de la red de GNL~~:

- a) ofrecerán sus servicios de manera no discriminatoria a todos los usuarios de la red que satisfagan la demanda del mercado; en particular, cuando un gestor de ~~de almacenamientos o de la red~~ ⇨ instalaciones de ⇨ GNL ⇨ o un gestor de terminales de hidrógeno, de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno o de almacenamientos de gas natural ⇨ ofrezca el mismo servicio a diferentes clientes, lo hará en condiciones contractuales equivalentes;
- b) ofrecerán servicios que sean compatibles con el uso de las redes de transporte de gas ⇨ natural ⇨ ⇨ y de hidrógeno ⇨ interconectadas y facilitarán el acceso mediante la cooperación con el gestor de la red de transporte ⇨ o el gestor de la red de hidrógeno ⇨, y
- c) harán pública la información pertinente, en particular los datos sobre el uso y la disponibilidad de los servicios, en un plazo compatible con las necesidades comerciales razonables de los usuarios de las instalaciones de almacenamiento y de GNL ⇨, de las terminales de hidrógeno o de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno ⇨; la publicación de dicha información estará sujeta al control de las autoridades reguladoras ~~nacionales~~.

2. Los gestores de almacenamientos:

- a) prestarán a terceros servicios de acceso tanto firmes como interrumpibles. El precio de la capacidad interrumpible ~~estará~~ reflejará la probabilidad de interrupción;
- b) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios tanto a corto como a largo plazo, y
- c) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios, tanto agrupados como separados, de espacio de almacenamiento, inyección y extracción.

⇩ nuevo

3. Cada gestor de la red de GNL ofrecerá a los usuarios de las instalaciones de GNL servicios, tanto agrupados como separados, en la instalación de GNL según las necesidades expresadas por dichos usuarios.

↓ 715/2009
⇨ nuevo

- ~~43.~~ Los contratos de las instalaciones de almacenamiento ⇨ de gas natural ⇨ y de GNL no podrán dar lugar a tarifas arbitrarias más elevadas en caso de que se firmen:

- a) fuera del año natural del gas sin fecha de comienzo fija, o
- b) con una duración inferior al contrato normalizado de las instalaciones de almacenamiento y de GNL de duración anual.

⇩ nuevo

Los contratos de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y las terminales de hidrógeno con una duración inferior al contrato normalizado de las instalaciones

de almacenamiento y de GNL de duración anual no podrán dar lugar a tarifas arbitrarias más elevadas.

↓ 715/2009

⇒ nuevo

54. Cuando proceda, los servicios de acceso de terceros podrán condicionarse a que los usuarios de la red ofrezcan garantías de solvencia adecuadas. Estas garantías no constituirán barreras de entrada al mercado injustificadas y serán no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.

65. Los límites contractuales sobre las dimensiones mínimas obligatorias de la capacidad de la instalación de GNL ⇒ o la terminal de hidrógeno ⇐ y de la capacidad de almacenamiento ⇒ de gas natural o de hidrógeno ⇐ se justificarán mediante limitaciones técnicas y permitirán que los usuarios del almacenamiento más pequeños obtengan acceso a los servicios de almacenamiento.

↓ nuevo

Artículo 8

Evaluación del mercado de gases renovables y gases hipocarbónicos por los gestores de almacenamientos y de GNL

Los gestores de almacenamientos y de GNL evaluarán, al menos cada dos años, la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones que permitan el uso de gases renovables y gases hipocarbónicos en las instalaciones. Al planificar nuevas inversiones, los gestores de almacenamientos y de GNL evaluarán la demanda del mercado y tendrán en cuenta la seguridad del suministro. Los gestores de almacenamientos y de GNL harán público cualquier plan relativo a nuevas inversiones que permitan el uso de gases renovables y gases hipocarbónicos en sus instalaciones.

↓ 715/2009

⇒ nuevo

Artículo ~~916~~

Principios que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión aplicables a los gestores de redes de transporte

1. Se pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado la capacidad máxima en los puntos importantes a que hace referencia el artículo ~~3018~~, apartado 3, teniendo en cuenta la integridad de la red y el funcionamiento eficaz de la misma.
2. Los gestores de redes de transporte aplicarán y publicarán unos mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios. Estos mecanismos deberán:
 - a) proporcionar señales económicas apropiadas para una utilización eficiente y máxima de la capacidad técnica, facilitar las inversiones en nuevas infraestructuras y facilitar los intercambios transfronterizos de gas natural;

- b) ser compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los grandes centros de intercambio, y ser, al mismo tiempo, flexibles y capaces de adaptarse a un entorno de mercado en evolución, y
 - c) ser compatibles con los regímenes de acceso a las redes de los Estados miembros.
3. Los gestores de redes de transporte aplicarán y publicarán procedimientos no discriminatorios y transparentes de gestión de la congestión que faciliten los intercambios transfronterizos de gas natural sobre una base no discriminatoria, partiendo de los siguientes principios:
- a) en caso de congestión contractual, el gestor de la red de transporte ofrecerá la capacidad no utilizada en el mercado primario, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible, y
 - b) los usuarios de la red que deseen revender o subarrendar su capacidad contractual no utilizada en el mercado secundario tendrán derecho a hacerlo.

Por lo que respecta al párrafo primero, ~~letra b)~~ $\Rightarrow$ letra a) $\Leftarrow$, los Estados miembros podrán exigir a los usuarios de la red que notifiquen o informen de lo anterior al gestor de la red de transporte.

$\Downarrow$ nuevo

4. Los gestores de redes de transporte evaluarán periódicamente la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones teniendo en cuenta el modelo hipotético conjunto elaborado para el plan integrado de desarrollo de la red sobre la base del artículo 51 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], así como la seguridad del suministro.

$\Downarrow$ 715/2009 (adaptado)
 $\Rightarrow$ nuevo

- ~~4. En caso de congestión física, el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, las autoridades reguladoras aplicarán mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios.~~
- ~~5. Los gestores de redes de transporte evaluarán regularmente la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones. Al planificar nuevas inversiones, los gestores de redes de transporte evaluarán la demanda del mercado y tendrán en cuenta la seguridad del suministro.~~

Artículo ~~1047~~

Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a $\boxtimes$ las instalaciones de almacenamiento de gas natural $\boxtimes$ $\boxtimes$, las terminales de hidrógeno, las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y $\boxtimes$ las instalaciones de GNL

1. Se pondrá a disposición de los participantes en el mercado la máxima capacidad que puedan ofrecer las instalaciones de almacenamiento $\Rightarrow$ de gas natural y las $\Leftarrow$ ~~de~~ GNL $\Rightarrow$ o las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno, así como de las

terminales de hidrógeno, ⇐ teniendo en cuenta la integridad y la buena explotación de la red.

2. Los gestores de ☒ instalaciones de ☒ almacenamiento ☒ de hidrógeno ☒ y de GNL ⇒ así como los gestores de terminales de hidrógeno y de almacenamiento de gas natural ⇐ aplicarán y publicarán unos mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios, que:
 - a) aporten unas indicaciones económicas adecuadas para un eficiente y máximo aprovechamiento de la capacidad, y faciliten las inversiones en nuevas infraestructuras;
 - b) sean compatibles con los mecanismos del mercado, incluidos los mercados al contado y los centros de intercambio, siendo, al mismo tiempo, flexibles y capaces de adaptarse a las cambiantes circunstancias del mercado, ≠
 - c) sean compatibles con los sistemas de acceso a la red conectados.
3. Los contratos relativos a ⇒ terminales de GNL, terminales de hidrógeno e ⇐ instalaciones de almacenamiento ☒ de hidrógeno y de gas natural ☒ ~~y de GNL~~ incluirán medidas para evitar el acaparamiento de capacidad, teniendo en cuenta los principios siguientes, que se aplicarán en los casos de congestión contractual:
 - a) el gestor de red ~~deberá ofrecer~~ ☒ ofrecerá ☒ sin demora la capacidad de almacenamiento y la capacidad de las instalaciones de GNL ⇒ y de las terminales de hidrógeno ⇐ no utilizadas en el mercado primario; para las instalaciones de almacenamiento, esta oferta ~~deberá tener~~ ☒ tendrá ☒ lugar, al menos, con un día de antelación y con carácter interrumpible;
 - b) los usuarios de instalaciones de almacenamiento y de GNL ⇒ y de terminales de hidrógeno ⇐ que deseen revender la capacidad contratada en el mercado secundario ~~deberán tener~~ ☒ tendrán ☒ derecho a hacerlo; ⇒ Los gestores de instalaciones de almacenamiento y de GNL y de terminales de hidrógeno, de manera individual o regional, garantizarán una plataforma de reserva transparente y no discriminatoria para que los usuarios de instalaciones de almacenamiento y de GNL, y de terminales de hidrógeno, revendan la capacidad contratada en el mercado secundario a más tardar dieciocho meses después del [fecha de entrada en vigor del presente Reglamento]. ⇐

Artículo ~~11~~22

Comercio de derechos de capacidad

Cada gestor de una red de transporte, almacenamiento, ≠ GNL ⇒ e hidrógeno ⇐ adoptará todas las medidas razonables para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y para facilitar este intercambio de forma transparente y no discriminatoria. Con este fin, establecerá ~~procedimientos y~~ contratos ⇒ y procedimientos ⇐ armonizados de transporte, de instalaciones de GNL ⇒, de terminales de hidrógeno ⇐ y de almacenamiento ⇒ de gas natural y de hidrógeno ⇐ en el mercado primario para facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios de la red.

Estos contratos y procedimientos armonizados ~~respecto a instalaciones de transporte, almacenamiento y GNL~~ se notificarán a las autoridades reguladoras.

Artículo ~~1221~~

Normas y tarifas de balance

1. Las normas de balance que se elaboren serán equitativas, no discriminatorias y transparentes, y se basarán en criterios objetivos. Las normas de balance reflejarán las auténticas necesidades del mercado considerando los recursos de que dispone el gestor de la red de transporte. Las normas de balance se basarán en el mercado.
2. A fin de que los usuarios de la red puedan aplicar a tiempo medidas correctoras, los gestores de redes de transporte proporcionarán información en línea fiable, suficiente y el momento oportuno sobre el balance de los usuarios de la red.

La información proporcionada corresponderá al nivel de la información disponible para el gestor de la red de transporte y al período de liquidación para el cual se calculan las tarifas de balance.

La información a que se refiere el presente apartado se facilitará sin cargo alguno.
3. Las tarifas de balance reflejarán los costes en la medida de lo posible, proporcionando incentivos adecuados a los usuarios de la red para equilibrar sus aportaciones y retiradas de gas. Evitarán las subvenciones cruzadas entre usuarios de las redes y no obstaculizarán la entrada de nuevos participantes en el mercado.

Las autoridades competentes o el gestor de la red de transporte, según proceda, publicarán las tarifas de balance, así como ⇒ los valores ⇐ ~~las tarifas~~ finales y la metodología para el cálculo de las mismas.
4. Los Estados miembros velarán por que los gestores de redes de transporte procuren armonizar los regímenes de balance y simplifiquen las estructuras y los niveles de las tarifas de balance, a fin de facilitar el comercio de gas ⇒ llevado a cabo en el punto de intercambio virtual ⇐.

Artículo ~~133~~

Certificación de los gestores de redes de transporte ☒ y de los gestores de redes de hidrógeno ☒

1. La Comisión examinará las notificaciones relativas a las decisiones sobre la certificación de un gestor de la red de transporte ⇒ o de un gestor de la red de hidrógeno ⇐ conforme a lo establecido en el artículo ~~6540~~, apartado 6, de la ☒ [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021)xxx] ☒ ~~Directiva 2009/73/CE~~, tan pronto como las reciba. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de dicha notificación, la Comisión enviará a la autoridad reguladora ~~nacional~~ pertinente su dictamen sobre la compatibilidad con el artículo ~~6540~~, apartado 2, o el artículo ~~6611~~ y el artículo ~~549~~ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas ☒ ⇒ para los gestores de redes de transporte, y el artículo 65 de esa Directiva para los gestores de redes de hidrógeno ⇐.

Cuando elabore el dictamen mencionado en el párrafo primero, la Comisión podrá solicitar a la ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~ que emita un dictamen sobre la decisión de la

autoridad reguladora ~~nacional~~. En dicho caso, el plazo de dos meses previsto en el párrafo primero se ampliará en dos meses.

Si la Comisión no dictamina en el plazo previsto en los párrafos primero y segundo, se entenderá que la Comisión no plantea objeciones sobre la decisión de la autoridad reguladora.

2. En un plazo de dos meses a partir de la recepción del dictamen de la Comisión, la autoridad reguladora ~~nacional~~ adoptará una decisión firme sobre la certificación del gestor de la red de transporte ⇨ o el gestor de la red de hidrógeno ⇨ teniendo en cuenta al máximo el dictamen de la Comisión. La decisión y el dictamen de la Comisión se publicarán juntos.
3. En cualquier fase del procedimiento las autoridades reguladoras ~~y/o~~ la Comisión podrán solicitar a los gestores de redes de transporte ⇨, los gestores de redes de hidrógeno ⇨ y/o a las empresas que realicen cualquiera de las funciones de producción o suministro cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas indicadas en el presente artículo.
4. Las autoridades reguladoras y la Comisión mantendrán la confidencialidad de la información delicada a efectos comerciales.
5. La Comisión ~~podrá adoptar~~ ⇨ estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 para facilitar ⇨ unas directrices en las que se establezcan normas detalladas sobre el procedimiento que debe seguirse para la aplicación de los apartados 1 y 2 del presente artículo. ~~Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 28, apartado 2.~~
6. Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo ~~549~~, apartado 10, de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ~~⊗~~ versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx ~~⊗~~, la Comisión adoptará una decisión relativa a la certificación. La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión.

↓ nuevo

Artículo 14

Cooperación de los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte cooperarán con otros gestores de redes de transporte y gestores de infraestructuras para coordinar el mantenimiento de sus respectivas redes y reducir al mínimo las perturbaciones en los servicios de transporte ofrecidos a los usuarios de la red y a los gestores de redes de transporte de otras regiones.
2. Los gestores de redes de transporte cooperarán entre ellos así como con otros gestores de infraestructuras con el objetivo de maximizar la capacidad técnica en el sistema de entrada-salida y minimizar el uso de gas combustible en la medida de lo posible.

SECCIÓN 2

ACCESO A LA RED

↓ 715/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

Artículo 15~~43~~

Tarifas de acceso a las redes

1. Las tarifas, o los métodos para calcularlas, aplicadas por los gestores de redes de transporte, y aprobadas por las autoridades reguladoras de conformidad con el artículo ~~7241~~, apartado ~~67~~, de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas ☒, así como las tarifas publicadas conforme a lo dispuesto en el artículo ~~2732~~, apartado 1, de dicha Directiva serán transparentes, tendrán en cuenta las necesidades de integridad de la red y su mejora y reflejarán los costes reales en que se haya incurrido, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada de las inversiones, ~~y tendrán debidamente en cuenta, en su caso, la evaluación comparativa de tarifas efectuada por las autoridades reguladoras.~~ Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, se aplicarán de forma no discriminatoria.

~~Los Estados miembros podrán decidir que~~ Las tarifas ~~podrán~~ podrán fijarse también mediante procedimientos basados en el mercado, como las subastas, siempre que dichos procedimientos y los ingresos que con ellos se generen sean aprobados por la autoridad reguladora.

Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte.

Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras ~~nacionales~~. ~~A más tardar el 3 de septiembre de 2011,~~ Los Estados miembros se asegurarán de que, ~~transcurrido un período transitorio,~~ el cálculo de las tarifas por el uso de la red no se base en los itinerarios contractuales.

2. Las tarifas de acceso a la red no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Cuando las diferencias en las estructuras tarifarias ~~o en los mecanismos de balance~~ constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo ~~7241~~, apartado ~~67~~, de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas ☒, todos los gestores de redes de transporte fomentarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, la convergencia de las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación ~~incluyendo también los relativos al balance.~~

Artículo 16

Descuentos tarifarios para gases renovables y gases hipocarbónicos

1. Al fijar las tarifas, se aplicará un descuento para los gases renovables y los gases hipocarbónicos en:
 - a) los puntos de entrada desde instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos. Se aplicará un descuento del 75 % a las tarifas respectivas basadas en la capacidad a los efectos de aumentar la inyección de gases renovables y gases hipocarbónicos;
 - b) las tarifas de transporte basadas en la capacidad en los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia las instalaciones de almacenamiento, a menos que una instalación de almacenamiento esté conectada a más de una red de transporte o distribución y se utilice para competir con un punto de interconexión. Ese descuento se fijará en el nivel del 75 % en los Estados miembros donde se haya inyectado por primera vez en la red el gas renovable y el gas hipocarbónico.
2. Las autoridades reguladoras pueden fijar índices de descuento inferiores a los establecidos en el apartado 1 del presente artículo siempre que el descuento se atenga a los principios generales de las tarifas que figuran en el artículo 15 y, en particular, el principio de que las tarifas reflejen los costes, teniendo en cuenta la necesidad de marcos financieros estables para las inversiones existentes, cuando proceda, y el incremento del despliegue de los gases renovables y gases hipocarbónicos en el Estado miembro en cuestión.
3. Los detalles sobre los descuentos otorgados de conformidad con el apartado 1 podrán indicarse en el código de red sobre las estructuras tarifarias contemplado en el artículo 52, apartado 1, letra e).
4. La Comisión volverá a examinar las reducciones tarifarias con arreglo al apartado 1 [cinco años después de la entrada en vigor del Reglamento]. Elaborará un informe con un panorama general de la aplicación de tales reducciones y evaluará si el nivel de las reducciones establecidas en el apartado 1 sigue siendo adecuado a la luz de los avances más recientes del mercado. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 para modificar los niveles de descuento establecidos en el apartado 1.
5. A partir del 1 de enero del año siguiente a la adopción, los usuarios de la red recibirán un descuento del 100 % de la tarifa regulada del gestor de la red de transporte en todos los puntos de interconexión, incluidos los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia terceros países, así como los puntos de entrada desde terminales de GNL para los gases renovables y gases hipocarbónicos, una vez que hayan proporcionado al gestor de la red de transporte en cuestión una prueba de sostenibilidad, basada en un certificado de sostenibilidad válido de conformidad con

los artículos 29 y 30 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁶ y registrado en la base de datos de la Unión.

En relación con ese descuento:

- a) los gestores de redes de transporte deberán proporcionar el descuento solamente para la ruta más corta posible en términos de cruces fronterizos entre la ubicación donde se registró por primera vez en la base de datos de la Unión la declaración específica de la prueba de sostenibilidad, basada en el certificado de sostenibilidad, y la ubicación donde se canceló al considerarse consumido. El descuento no cubrirá posibles primas por subasta;
- b) los gestores de redes de transporte proporcionarán a la autoridad reguladora correspondiente información sobre los volúmenes reales y previstos de gases renovables y gases hipocarbónicos y sobre el efecto de aplicar el descuento tarifario a sus ingresos. Las autoridades reguladoras harán un seguimiento del descuento y evaluarán su impacto sobre la estabilidad de las tarifas;
- c) una vez que los ingresos de un gestor de la red de transporte derivados de estas tarifas específicas se vean reducidos en un 10 % como resultado de la aplicación del descuento, los gestores de redes de transporte afectados y todos los colindantes deberán negociar un mecanismo de compensación entre ellos. Los gestores de redes afectados llegarán a un acuerdo en un plazo máximo de tres años. Cuando no lleguen a un acuerdo en ese plazo, las autoridades reguladoras pertinentes decidirán conjuntamente un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte en un plazo máximo de dos años. De no alcanzarse ningún acuerdo entre las autoridades reguladoras, se aplicará el artículo 6 del Reglamento de la ACER. Cuando las autoridades reguladoras no puedan alcanzar un acuerdo en un plazo de dos años, o cuando lo pidan conjuntamente, la ACER tomará una decisión, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, párrafo segundo, del Reglamento (UE) 2019/942.
- d) Otros detalles necesarios para aplicar el descuento a los gases renovables y gases hipocarbónicos, como el cálculo de la capacidad elegible a la que se aplicará el descuento y los procesos necesarios, se fijarán en un código de red establecido sobre la base del artículo 53 del presente Reglamento.

Artículo 17

Ingresos de los gestores de redes de transporte de gas

1. A partir de [un año después de la transposición], la autoridad reguladora pertinente garantizará la transparencia de las metodologías, los parámetros y los valores utilizados para determinar los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte. La autoridad reguladora publicará la información contemplada en el anexo I, o exigirá que la publique el gestor de la red de transporte pertinente. Esta información se facilitará en un formato de fácil comprensión y, en la medida de lo posible, en uno o varios idiomas de uso habitual.
2. Los costes del gestor de la red de transporte estarán sujetos a una comparación de eficiencia entre gestores de redes de transporte de la Unión, que la ACER definirá

¹⁶

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (DO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

adecuadamente. La ACER publicará el [tres años después de la transposición] y cada cuatro años a continuación un estudio de comparación de la eficiencia de los costes de los gestores de redes de transporte de la Unión. Las autoridades reguladoras pertinentes y los gestores de redes de transporte proporcionarán a la ACER todos los datos necesarios para esta comparación. Las autoridades reguladoras pertinentes tendrán en cuenta los resultados de la comparación, junto con las circunstancias nacionales, para la fijación periódica de los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte.

3. Las autoridades reguladoras pertinentes evaluarán la evolución a largo plazo de las tarifas de transporte basándose en los cambios previstos en los ingresos autorizados u objetivo y en la demanda de gas hasta 2050. Para efectuar esta evaluación, la autoridad reguladora incluirá la información de la estrategia descrita en los planes nacionales de energía y clima del Estado miembro en cuestión y en los modelos hipotéticos en los que se basa el plan integrado de desarrollo de la red elaborado de conformidad con el artículo 51 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx].

SECCIÓN 3

EXPLOTACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, GNL Y TERMINALES DE HIDRÓGENO

Artículo 18

Capacidad firme para gases renovables y gases hipocarbónicos de la red de transporte

1. Los gestores de redes de transporte garantizarán la capacidad firme para el acceso a las instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos conectadas a su red. Con este fin, los gestores de redes de transporte desarrollarán, en cooperación con los gestores de redes de distribución, procedimientos y acuerdos, incluidas inversiones, para garantizar el flujo inverso desde la red de distribución a la de transporte.
2. El apartado 1 se entenderá sin perjuicio de la posibilidad de que los gestores de redes de transporte elaboren alternativas a las inversiones en el flujo inverso, como soluciones de redes inteligentes o conexión a otros gestores de redes. El acceso firme podrá estar limitado solamente a ofrecer capacidades sujetas a limitaciones operacionales, a fin de garantizar la eficiencia económica. La autoridad reguladora garantizará que cualquier limitación de la capacidad firme o cualquier limitación operacional se introduzca sobre la base de procedimientos transparentes y no discriminatorios y no cree obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Cuando la instalación de producción sea responsable de los costes por garantizar la capacidad firme, no se aplicará ninguna limitación.

Artículo 19

Coordinación transfronteriza de la calidad del gas en la red de gas natural

1. Los gestores de redes de transporte cooperarán para evitar restricciones en los flujos transfronterizos debidos a diferencias en la calidad del gas en los puntos de interconexión entre Estados miembros de la Unión.

2. Cuando los gestores de redes de transporte afectados no puedan evitar una restricción del flujo transfronterizo en sus operaciones ordinarias debido a diferencias en la calidad del gas, informarán sin demora a las autoridades reguladoras afectadas. La información incluirá la descripción y una motivación justificada de todas las medidas que ya hayan adoptado los gestores de redes de transporte.
3. Las autoridades reguladoras afectadas acordarán conjuntamente, en un plazo de seis meses, si reconocen la restricción.
4. Cuando las autoridades reguladoras afectadas reconozcan la restricción, solicitarán a los gestores de redes de transporte afectados que lleven a cabo, en un plazo de doce meses a contar desde la fecha de reconocimiento, las acciones siguientes en el orden indicado:
 - a) cooperar y desarrollar opciones técnicamente viables, sin modificar las especificaciones de calidad del gas, que pueden incluir compromisos en relación con el flujo y el tratamiento del gas, a fin de eliminarla restricción reconocida;
 - b) efectuar conjuntamente un análisis de costes y beneficios de las opciones técnicamente viables para definir soluciones económicamente eficientes que deberán especificar el desglose de los costes y los beneficios entre las categorías de partes afectadas;
 - c) realizar una estimación del tiempo de ejecución de cada posible opción;
 - d) realizar una consulta pública sobre las soluciones viables identificadas y tener en cuenta los resultados;
 - e) presentar una propuesta conjunta de solución para eliminar la restricción reconocida, que incluya el plazo de ejecución, sobre la base del análisis de costes y beneficios y los resultados de la consulta pública, a las autoridades reguladoras respectivas para su aprobación, y a las demás autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro involucrado para información.
5. Cuando los gestores de redes de transporte afectados no alcancen un acuerdo sobre una solución, cada uno de ellos informará de inmediato a su autoridad reguladora.
6. Las autoridades reguladoras afectadas adoptarán una decisión coordinada conjunta para eliminar la restricción reconocida o para indicar que no debe tomarse ninguna otra medida, teniendo en cuenta el análisis de costes y beneficios elaborado por los gestores de redes de transporte afectados y los resultados de la consulta pública, en un plazo de seis meses como se establece en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
7. La decisión coordinada conjunta de las autoridades reguladoras afectadas incluirá una decisión sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte para poner en marcha la solución acordada, así como su inclusión en las tarifas, teniendo en cuenta los costes y beneficios económicos, sociales y medioambientales de la solución en los Estados miembros afectados.
8. La ACER podrá formular recomendaciones a las autoridades reguladoras sobre los detalles de las decisiones de asignación de costes contempladas en el apartado 7.
9. Cuando las autoridades reguladoras afectadas no puedan llegar al acuerdo contemplado en el apartado 3, la ACER tomará una decisión sobre la restricción,

siguiendo el proceso establecido en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Cuando la ACER reconozca la restricción, solicitará a los gestores de redes de transporte afectados que lleven a cabo, en un plazo de doce meses, las acciones contempladas en el apartado 4, letras a) a e), en el orden indicado.

10. Cuando las autoridades reguladoras pertinentes no puedan adoptar la decisión coordinada conjunta contemplada en los apartados 6 y 7, la ACER tomará una decisión sobre la solución para eliminar la restricción reconocida y sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte para poner en marcha la solución acordada, siguiendo el proceso establecido en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
11. Otros detalles necesarios para aplicar elementos del presente artículo, como los detalles sobre el análisis de costes y beneficios, se fijarán en un código de red establecido sobre la base del artículo 53 del presente Reglamento.

Artículo 20

Mezclas de hidrógeno en los puntos de interconexión entre Estados miembros de la Unión en la red de gas natural

1. Los gestores de redes de transporte aceptarán flujos de gas con un contenido de hidrógeno de hasta el 5 % por volumen en los puntos de interconexión entre Estados miembros de la Unión en la red de gas natural a partir del 1 de octubre de 2025, siempre que se haya realizado el procedimiento descrito en el artículo 19 del presente Reglamento.
2. Cuando el contenido de hidrógeno mezclado en la red de gas natural supere el 5 % por volumen, no se aplicará el proceso descrito en el artículo 19 del presente Reglamento.
3. Los Estados miembros no utilizarán la mezcla de hidrógeno en la red de gas natural para restringir los flujos transfronterizos de gas.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo 214

Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas

Todos los gestores de redes de transporte cooperarán a ☒ escala de la Unión ☒ nivel comunitario a través de la ☒ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas ☒ (REGRT de Gas), a fin de promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior del gas natural y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, una explotación coordinada y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de gas natural.

Artículo 225

~~Establecimiento~~ ☒ Organización ☒ de la REGRT de Gas

1. ~~A más tardar el 3 de marzo de 2011, todos los gestores de redes de transporte de gas presentarán~~ ⇒ La REGRT presentará ⇐ a la Comisión y a la ☒ ACER ☒ Agencia el proyecto de estatutos de la REGRT de Gas ~~que debe crearse~~, una lista de sus

futuros miembros y el proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a los interesados ⇒ , en caso de modificaciones de esos documentos o en respuesta a una solicitud motivada de la Comisión o de la ACER ⇐.

2. En los ~~dos~~ ⇐ cuatro ⇐ meses siguientes al día de la recepción de esta documentación, la ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~, previa consulta formal a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios y clientes del sistema, entregará un dictamen a la Comisión sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno.
3. La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno, teniendo en cuenta el dictamen de la ☒ ACER ☒ ~~Agencia a que se refiere~~ ☒ contemplado en ☒ el apartado 2 y en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del dictamen de la ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~.
4. En los tres meses siguientes al día de la recepción del dictamen de la Comisión, ~~los gestores de redes de transporte establecerán~~ la REGRT de Gas, ~~y aprobarán y publicarán~~ sus estatutos y su reglamento interno ☒ revisados ☒.

↓ 715/2009 (adaptado)

Artículo ~~238~~

Tareas de la REGRT de Gas

1. Previa solicitud formulada por la Comisión de conformidad con el artículo ~~53~~, ~~apartado 96, apartado 6~~, la REGRT de Gas elaborará códigos de red en los ámbitos mencionados en el apartado 6 del presente artículo.
2. La REGRT de Gas podrá elaborar códigos de red en los ámbitos aludidos en el apartado 6, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo ~~214~~, cuando estos no se refieran a los ámbitos contemplados en una solicitud que le haya formulado la Comisión. Estos códigos de red se transmitirán a la ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~ para que dictamine al respecto. La REGRT de Gas tendrá debidamente en cuenta el dictamen ~~de la Agencia~~.
3. La REGRT de Gas adoptará:
 - a) herramientas de gestión de la red comunes para garantizar la coordinación de la operación de la red en situaciones de normalidad y de emergencia, con inclusión de una escala común de clasificación de incidentes, y planes de investigación;
 - b) cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒ y no vinculante (plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒), que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro;
 - c) recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte ~~comunitarios~~ ☒ de la Unión ☒ y de terceros países;
 - d) un programa de trabajo anual;

- e) un informe anual;
- f) unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano;

↓ nuevo

- g) un informe de seguimiento de la calidad del gas, el 15 de mayo de 2024 a más tardar y cada dos años a partir de entonces, que incluya la evolución de los parámetros de calidad del gas, la evolución del nivel y del volumen del hidrógeno mezclado en la red de gas natural, previsiones sobre la evolución de los parámetros de calidad del gas y del volumen de hidrógeno mezclado en la red de gas natural, el impacto de la mezcla de hidrógeno en los flujos transfronterizos, así como información sobre casos relacionados con las diferencias en las especificaciones de calidad del gas o en las especificaciones de los niveles de mezcla, y sobre cómo se solucionaron esos casos;
- h) el informe de seguimiento de la calidad del gas también incluirá la evolución de los ámbitos que figuran en la letra g) en la medida en que sea pertinente para la red de transporte, según la información facilitada por la entidad de los gestores de redes de distribución de la Unión («entidad de los GRD de la UE»).

↓ 715/2009

4. Las perspectivas europeas de suministro a que se refiere el apartado 3, letra b), se referirán a la adecuación global de la red de transporte de gas para abastecer la demanda, actual y prevista, de gas durante los cinco años siguientes, así como para el período comprendido entre el quinto y el décimo año a partir de la fecha del informe de previsión. Estas perspectivas europeas en materia de adecuación del suministro se basarán en las perspectivas de suministro a nivel nacional elaboradas por cada gestor de la red de transporte.

↓ nuevo

El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión contemplado en el apartado 3, letra b), incluirá la modelización de la red integrada, incluidas las redes de hidrógeno, la elaboración de modelos hipotéticos, las perspectivas europeas sobre la adecuación del suministro y una evaluación de la resiliencia de la red.

↓ 715/2009

5. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 3, letra d), incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre coordinación de la gestión común de la red y actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse en dicho año, así como un calendario indicativo.
6. Los códigos de red mencionados en los apartados 1 y 2 tratarán los siguientes aspectos, teniendo presentes, en su caso, las especificidades regionales:
- a) normas de seguridad y fiabilidad de la red;
 - b) normas de conexión a la red;
 - c) normas de acceso de terceros;

- d) normas de intercambio de datos y liquidación;
- e) normas de interoperabilidad;
- f) procedimientos operativos en caso de emergencia;
- g) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión;
- h) normas sobre transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de la red;
- i) normas de transparencia;
- j) normas de balance, incluidas las normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, sobre las tarifas de balance y sobre el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte;
- k) normas sobre las estructuras tarifarias de transporte armonizadas, ~~u~~
- l) eficiencia energética de las redes de gas; ~~u~~

m) ciberseguridad de las redes de gas.

7. Los códigos de red se desarrollarán en materia de redes transfronterizas y en materia de integración de mercados y se entenderán sin perjuicio del derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten al comercio transfronterizo.
8. La REGRT de Gas controlará y analizará la aplicación de los códigos y las directrices adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 53, apartado 136, ~~apartado 11~~, $\Rightarrow$ o con el artículo 56, $\Leftarrow$ y sus efectos sobre la armonización de las normas aplicables que tengan por objetivo facilitar la integración del mercado. La REGRT de Gas informará de sus conclusiones a la $\boxtimes$ ACER $\boxtimes$ ~~Agencia~~ y hará constar el resultado del análisis en el informe anual mencionado en el apartado 3, letra e), del presente artículo.
9. La REGRT de Gas transmitirá toda la información que la $\boxtimes$ ACER $\boxtimes$ ~~Agencia~~ exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo 249, apartado 1.
10. ~~11.~~ La $\boxtimes$ ACER $\boxtimes$ ~~Agencia~~ revisará los planes decenales nacionales de desarrollo de la red para evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ $\boxtimes$ a escala de la Unión $\boxtimes$. Si la $\boxtimes$ ACER $\boxtimes$ ~~Agencia~~ detecta incoherencias entre un plan decenal nacional de desarrollo de la red y el plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ $\boxtimes$ a escala de la Unión $\boxtimes$, recomendará que se modifique el plan nacional o el plan ~~comunitario~~ $\boxtimes$ a escala de la Unión $\boxtimes$, según proceda. Si dicho plan decenal nacional de desarrollo de la red se elabora de conformidad con el artículo 51~~22~~ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ $\boxtimes$ [versión refundida de la Directiva propuesta en COM(2021) xxx] $\boxtimes$, la $\boxtimes$ ACER $\boxtimes$ ~~Agencia~~ recomendará que la autoridad reguladora ~~nacional~~ competente modifique el plan

decenal nacional de desarrollo de la red de conformidad con el artículo ~~51~~²², apartado ~~57~~, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión.

11. ~~12~~ A instancia de la Comisión, la REGRT de Gas le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo ~~56~~²³.

Artículo ~~24~~⁹

Control por la ~~ACER~~ ^{Agencia}

1. La ~~ACER~~ ^{Agencia} controlará la ejecución de las tareas indicadas en el artículo ~~23~~⁸, apartados 1, 2 y 3, asignadas a la REGRT de Gas, e informará al respecto a la Comisión.

La ~~ACER~~ ^{Agencia} llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRT de Gas de los códigos de red elaborados con arreglo al artículo ~~23~~⁸, apartado 2, y de los códigos de red que se hayan establecido de conformidad con el artículo ~~53~~⁶, apartados 1 a ~~12~~¹⁰, pero que no hayan sido adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo ~~53~~⁶, apartado ~~13~~¹¹. Cuando la REGRT de Gas haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red, la ~~ACER~~ ^{Agencia} exigirá a la REGRT de Gas que facilite una explicación debidamente motivada de los motivos del incumplimiento. La ~~ACER~~ ^{Agencia} informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.

La ~~ACER~~ ^{Agencia} llevará a cabo un seguimiento y análisis de la aplicación de los códigos de red y de las directrices que adopte la Comisión con arreglo a los artículos ~~52~~⁵, ~~al artículo 6, apartado 1~~¹¹, ~~53~~⁶, ~~55~~⁷ y ~~56~~⁸, ~~así como de su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado y la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado, e informará de ello a la Comisión.~~

2. La REGRT de Gas presentará a la ~~ACER~~ ^{Agencia}, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ^{de} a escala de la Unión ^{de} y el proyecto de programa de trabajo anual, incluidos la información sobre el proceso de consulta y los demás documentos a que se refiere el artículo ~~23~~⁸, apartado 3.

En un plazo de dos meses desde la fecha de su recepción, la ~~ACER~~ ^{Agencia} presentará a la REGRT de Gas y a la Comisión un dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ^{de} a escala de la Unión ^{de} no contribuyen a la no discriminación, la competencia efectiva, el funcionamiento eficiente del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza abierta al acceso de terceros.

Artículo ~~25~~⁴

Autoridades reguladoras

En el ejercicio de las atribuciones que les confiere el presente Reglamento, las autoridades reguladoras de los Estados miembros garantizarán el cumplimiento del mismo [⇒], de los códigos de red [⇐] y de las directrices adoptadas de conformidad con [⇒] los artículos 52 a 56 [⇐] ~~el artículo 23~~.

Siempre que sea necesario, cooperarán entre sí, con la Comisión y la ☒ ACER ☒ Agencia en cumplimiento del capítulo ~~VIII~~ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ ☒ versión refundida de la Directiva sobre el gas ☒.

Artículo ~~26~~

Consultas

1. Cuando esté preparando los códigos de red, el proyecto de plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒ y el programa de trabajo anual indicados en el artículo ~~23~~, apartados 1, 2 y 3, la REGRT de Gas llevará a cabo un procedimiento de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, que incluya a todos los participantes en el mercado relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todos los interesados, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo ~~22~~, apartado 1. Esta consulta también se dirigirá a las autoridades reguladoras ~~nacionales~~ y otras autoridades nacionales, a las empresas de producción y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo a los clientes, a los gestores de redes de distribución, incluyendo a las asociaciones del sector pertinentes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados afectados. Tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes afectadas durante el proceso de decisión.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.
3. Antes de aprobar el programa de trabajo anual y los códigos de red mencionados en el artículo ~~23~~, apartados 1, 2 y 3, la REGRT de Gas indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos cuando no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

↓ 347/2013 art. 22, apartado 2
⇒ nuevo

Artículo ~~27~~

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la REGRT de Gas mencionadas en los artículos ~~21~~ a ~~42~~ ⇒ 23, 52 y 53 ⇐ del presente Reglamento y en el artículo 11 del Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁷ correrán a cargo de los gestores de redes de transporte y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán dichos costes cuando sean razonables y proporcionados.

¹⁷ Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

Artículo 28~~12~~

Cooperación regional de los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte mantendrán una cooperación regional en la REGRT de Gas para contribuir a las tareas indicadas en el artículo ~~238~~, apartados 1, 2 y 3. ~~En particular, publicarán un plan regional de inversiones cada dos años y podrán tomar decisiones sobre inversiones basándose en este plan.~~
2. Los gestores de redes de transporte promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y fomentar el desarrollo de intercambios de energía, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado, prestando la debida atención a los méritos específicos de las subastas implícitas para las asignaciones a corto plazo y la integración de los mecanismos de balance.
3. Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartado 1 y 2, la Comisión
⇒ estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 relativos a ~~⇒ podrá definir~~ ☒ la definición de ☒ la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional teniendo presente las estructuras de cooperación regional existentes. Se permitirá que cada Estado miembro propicie la cooperación en más de una zona geográfica. ~~La medida a que se refiere la primera frase, destinada a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptará con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 28, apartado 2.~~

A tal efecto, la Comisión consultará a la ☒ ACER ☒ ~~Agencia~~ y a la REGRT de Gas.

Artículo 29

☒ Plan decenal de desarrollo de la red ☒

~~10.~~ La REGRT de Gas adoptará y publicará cada dos años el plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒ a que se refiere el ☒ artículo 23, ☒ apartado 3, letra b). El plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒ incluirá la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos, las perspectivas europeas sobre la adecuación del suministro y una evaluación de la robustez de la red.

En particular, el plan de desarrollo de red ~~de ámbito comunitario~~ ☒ a escala de la Unión ☒:

- a) se basará en los planes nacionales de inversiones ⇒ y en el capítulo IV del Reglamento (UE) n.º 347/2013 ~~⇒ teniendo en cuenta los planes regionales de inversiones mencionados en el artículo 12, apartado 1, y, si procede, en los aspectos de la planificación de la red a escala de la Unión tal como se establecen en el Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril~~

~~de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas¹⁸; se someterá a un análisis de rentabilidad utilizando la metodología establecida tal como se contempla en el artículo 11 de dicho Reglamento;~~

↓ 715/2009 art. (adaptado)
⇒ nuevo

- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios de las redes e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores a que se refieren los artículos ~~⇒ 56 ⇐ 14 y 5222~~ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~, ~~⊗~~ [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]; ~~⊗~~ y
- c) señalará las carencias de la inversión, especialmente en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza.

Por lo que respecta al párrafo segundo, letra ~~bc~~), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red ~~de ámbito comunitario se podrá adjuntar~~ ~~⊗~~ a escala de la Unión ~~⊗~~ una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación.

Artículo ~~3018~~

Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte harán pública la información detallada sobre ~~⇒ la capacidad y ⇐~~ los servicios que ofrecen y las condiciones pertinentes aplicadas, con la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a la red.
2. Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias y facilitar una utilización eficaz de la red de gas, los gestores de redes de transporte o las autoridades nacionales competentes publicarán información razonable y suficientemente detallada sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas.
3. En lo que respecta a los servicios prestados, cada gestor de la red de transporte publicará información cuantitativa sobre la capacidad técnica, contratada y disponible en todos los puntos relevantes, incluidos los puntos de entrada y salida, de forma periódica y regular y en un formato normalizado y de fácil comprensión ~~⇒ como se explica en el anexo I ⇐~~.
4. Las autoridades competentes aprobarán, previa consulta a los usuarios de la red, los puntos relevantes del sistema de transporte sobre los que haya de publicarse información.
5. Los gestores de redes de transporte publicarán siempre la información exigida en el presente Reglamento de un modo ~~comprensible~~, cuantificable, claro y fácilmente accesible, y no discriminatorio.
6. Los gestores de redes de transporte harán pública la información sobre la oferta y la demanda *ex ante* y *ex post*, basándose en las nominaciones ~~⇒~~ y asignaciones ~~⇐~~, las

¹⁸ ~~DO L 115 de 25.4.2013, p. 39.~~

previsiones y los flujos de entrada y de salida de la red efectuados. La autoridad reguladora ~~nacional~~ garantizará que se publique toda esa información. El grado de detalle de la información publicada corresponderá a la información en poder del gestor de la red de transporte.

Los gestores de redes de transporte harán públicas las medidas tomadas, así como los costes soportados y los ingresos generados para equilibrar el sistema.

Los participantes en el mercado proporcionarán a los gestores de redes de transporte los datos mencionados en el presente artículo.

↓ nuevo

7. Los gestores de redes de transporte harán pública información detallada sobre la calidad de los gases transportados en sus respectivas redes, que podría afectar a los usuarios de la red, sobre la base de los artículos 16 y 17 del Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~31~~¹⁹

Requisitos de transparencia con respecto a las instalaciones de almacenamiento ~~de~~ de gas natural y de hidrógeno ~~de~~ y a las instalaciones de GNL ~~de~~ y a las terminales de hidrógeno ~~de~~

1. Los gestores ~~de~~ de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de (gas natural) y los gestores de terminales de hidrógeno ~~de~~ ~~de~~ ~~almacenamientos y de GNL~~ publicarán información detallada sobre ~~de~~ todos ~~de~~ los servicios que ofrecen y las condiciones impuestas, junto con la información técnica necesaria para que los usuarios de las instalaciones de almacenamiento ~~de~~ de hidrógeno ~~de~~ y de GNL ~~de~~ y de terminales de hidrógeno ~~de~~ puedan acceder a ellas de manera efectiva. ~~de~~ Las autoridades reguladoras podrán solicitar a esos gestores que hagan pública toda la información adicional pertinente para los usuarios de la red. ~~de~~

↓ nuevo

2. Los gestores de redes de GNL proporcionarán instrumentos que permitan calcular fácilmente las tarifas de los servicios disponibles.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

3. ~~2.~~ En cuanto a los servicios prestados, los gestores ~~de~~ de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de gas natural ~~de~~ ~~de~~ ~~almacenamientos y de GNL~~ publicarán información sobre la capacidad de almacenamiento y la capacidad de las instalaciones ~~de~~ de almacenamiento de hidrógeno y ~~de~~ de GNL, ~~de~~ así como de las terminales de hidrógeno, ~~de~~ contratada y disponible, de forma cuantificada, periódica y continua, y, además, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.

4. ~~3.~~ Los gestores de ~~⇒ de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de gas natural~~ ~~⇐ almacenamientos y de GNL~~ divulgarán siempre la información requerida por el presente Reglamento de forma inteligible, claramente cuantificable y fácilmente accesible, y, asimismo, de manera no discriminatoria.

5. ~~4.~~ Los gestores de almacenamientos y de GNL ~~⇒ y los gestores de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de terminales de hidrógeno~~ ~~⇐~~ harán pública la cantidad de gas de cada instalación de almacenamiento ~~⇒ y de GNL y cada terminal de hidrógeno~~ ~~⇐~~ o grupo de instalaciones de almacenamiento, si es esta la forma en que se ofrece el acceso a los usuarios del sistema, los flujos de entrada y de salida y la capacidad de las instalaciones de almacenamiento ~~⇒ de gas natural y de hidrógeno,~~ ~~⇐ y de GNL,~~ ~~⇒ y de cada terminal de hidrógeno~~ ~~⇐~~, incluidas las instalaciones exentas del acceso de terceros. Esta información se comunicará también al gestor de la red de transporte, ~~⇒ o al gestor de la red de hidrógeno para el almacenamiento y las terminales de hidrógeno,~~ ~~⇐~~ que la hará pública de forma agregada por sistema o subsistema definido por los puntos correspondientes. La información se actualizará al menos diariamente.

Cuando para una instalación de almacenamiento ~~⇒ de gas natural o de hidrógeno~~ ~~⇐~~ exista un solo usuario, dicho usuario podrá presentar a la autoridad reguladora ~~nacional~~ una solicitud motivada de tratamiento confidencial de los datos mencionados en el párrafo primero. Si dicha autoridad reguladora ~~nacional~~ llega a la conclusión de que la solicitud en cuestión está justificada, teniendo en cuenta, en particular, la necesidad de ponderar el interés de legítima protección del secreto comercial cuya revelación afectaría de forma negativa a la estrategia comercial global del usuario del almacenamiento y el objetivo de creación de un mercado interior del gas competitivo, podrá permitir al gestor de almacenamientos que no haga públicos los datos mencionados en el párrafo primero durante un período máximo de un año.

El párrafo segundo no dispensará al gestor de red de la obligación de comunicación y publicación a que se refiere el párrafo primero relativo al gestor de la red de transporte, excepto si los datos agregados son idénticos a los datos de los almacenamientos ~~⇒ de gas natural o de hidrógeno~~ ~~⇐~~ para los cuales la autoridad reguladora ~~nacional~~ haya aprobado que no se publiquen.

6. ~~5.~~ Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias y para facilitar una utilización eficaz de las infraestructuras, los gestores de instalaciones de GNL y de almacenamientos ~~⇒ de gas natural o de hidrógeno~~ ~~⇐~~ o las autoridades reguladoras ~~nacionales~~ competentes publicarán información suficientemente detallada sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas para infraestructuras con arreglo al acceso regulado de terceros~~⇒~~ ~~⇒ las instalaciones de GNL que sean objeto de una exención, de conformidad con el artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE y con el artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE, así como con el artículo 60 del presente Reglamento, y los gestores de almacenamiento de gas natural sujetos al régimen de acceso negociado de terceros, harán públicas las tarifas para infraestructuras a fin de garantizar un nivel suficiente de transparencia.~~ ~~⇐~~

↓ nuevo

Los gestores de almacenamientos y de GNL establecerán, respectivamente, una única plataforma europea en un período de dieciocho meses a partir de [fecha de entrada en

vigor del Reglamento] para publicar de manera transparente y fácilmente comprensible para el usuario la información requerida por el presente artículo.

↓ 715/2009

Artículo ~~32~~²⁹

Registros llevados por los gestores de redes

Los gestores de redes de transporte, gestores de almacenamientos y gestores de redes de GNL mantendrán a disposición de las autoridades nacionales, incluida la autoridad reguladora ~~nacional~~, la autoridad nacional de competencia y la Comisión, toda la información a que se refieren los artículos ~~30~~¹⁸ y ~~31~~¹⁹ y el anexo I, parte 3, durante un período de cinco años.

↓ nuevo

SECCIÓN 4

EXPLOTACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 33

Capacidad firme para gases renovables y gases hipocarbónicos de la red de distribución

1. Los gestores de redes de distribución garantizarán la capacidad firme para el acceso a las instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos conectadas a su red. Con este fin, los gestores de redes de distribución desarrollarán, en cooperación con los gestores de redes de transporte, procedimientos y acuerdos, incluidas inversiones, para garantizar el flujo inverso desde la red de distribución a la de transporte.
2. El apartado 1 se entenderá sin perjuicio de la posibilidad de que los gestores de redes de distribución elaboren alternativas a las inversiones en el flujo inverso, como soluciones de redes inteligentes o conexión a otros gestores de redes. El acceso firme podrá estar limitado solamente a ofrecer capacidades sujetas a limitaciones operacionales, a fin de garantizar la eficiencia económica. La autoridad reguladora garantizará que cualquier limitación de la capacidad firme o cualquier limitación operacional se introduzca sobre la base de procedimientos transparentes y no discriminatorios y no cree obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Cuando la instalación de producción sea responsable de los costes por garantizar la capacidad firme, no se aplicará ninguna limitación.

Artículo 34

Cooperación entre gestores de redes de distribución y gestores de redes de transporte

Los gestores de redes de distribución cooperarán con otros gestores de redes de distribución y gestores de redes de transporte para coordinar el mantenimiento, el desarrollo de redes, las nuevas conexiones y la explotación de la red, a fin de garantizar la integridad de la red y con miras a maximizar la capacidad y minimizar el uso de gas combustible.

Artículo 35

Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de distribución

Los gestores de redes de distribución son responsables de gestionar la calidad del gas en sus respectivas redes y harán pública información detallada sobre la calidad de los gases transportados en ellas, que podría afectar a los usuarios de la red, sobre la base de los artículos 16 y 17 del Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión.

Artículo 36

Entidad europea de los gestores de redes de distribución

Los gestores de redes de distribución que explotan una red de gas natural cooperarán a escala de la Unión mediante la entidad europea de los gestores de redes de distribución («entidad de los GRD de la UE») establecida de conformidad con los artículos 52 a 57 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁹, a fin de promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior del gas natural, y de promover la gestión óptima y la explotación coordinada de las redes de distribución y transporte.

Los miembros registrados podrán participar en la entidad de los GRD de la UE directamente o estar representados por la asociación nacional designada por un Estado miembro o por una asociación a escala de la Unión.

Los costes derivados de las actividades de la entidad de los GRD de la UE correrán a cargo de los gestores de redes de distribución que sean miembros afiliados y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán los costes que sean razonables y proporcionados.

Artículo 37

Cambios en las principales normas y procedimientos para la entidad de los GRD de la UE

1. Las normas y procedimientos sobre la participación de los gestores de redes de distribución en la entidad de los GRD de la UE de conformidad con el artículo 54 del Reglamento (UE) 2019/942 se aplicarán también a los gestores de redes de distribución que exploten una red de gas natural.
2. El grupo consultivo estratégico establecido de conformidad con el artículo 54, apartado 2, letra f), del Reglamento (UE) 2019/942 también estará formado por representantes de asociaciones que representen a gestores de redes de distribución europeos que exploten exclusivamente una red de gas natural.
3. A partir de [un año después de la entrada en vigor], la entidad de los GRD de la UE presentará a la Comisión y a la ACER un proyecto de estatutos actualizados, que incluirá un código de conducta, una lista de los miembros afiliados, un proyecto de reglamento interno actualizado, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y otras partes interesadas, y un proyecto de normas de financiación actualizadas.

¹⁹ Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DO L 158 de 14.6.2019, p. 54).

El proyecto de reglamento interno actualizado de la entidad de los GRD de la UE garantizará una representación equilibrada de todos los gestores de redes de distribución participantes, incluidos los que son propietarios o los que explotan exclusivamente redes de gas natural.

4. En los cuatro meses siguientes a la recepción de los documentos contemplados en el apartado 3, la ACER presentará su dictamen a la Comisión, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema de distribución.
5. En un plazo de tres meses a partir de la recepción del dictamen de la ACER, la Comisión emitirá un dictamen sobre los documentos contemplados en el apartado 3, teniendo en cuenta el dictamen de la ACER previsto en el apartado 4.
6. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de distribución aprobarán y publicarán las versiones modificadas de sus estatutos, su reglamento interno y sus normas de financiación.
7. Los documentos contemplados en el apartado 3 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de cualquiera de las dos. La Comisión y la ACER podrán emitir un dictamen de conformidad con el proceso establecido en los apartados 3, 4 y 5.

Artículo 38

Tareas adicionales de la entidad de los GRD de la UE

1. La entidad de los GRD de la UE llevará a cabo las tareas indicadas en el artículo 55, apartado 1, letras a) a e), del Reglamento (UE) 2019/943 y realizará las actividades indicadas en el artículo 55, apartado 2, letras c) a e), de ese mismo Reglamento también en relación con las redes de distribución que formen parte de la red de gas natural.
2. Además de las tareas indicadas en el artículo 55, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943, la entidad de los GRD de la UE participará en el desarrollo de códigos de red que sean pertinentes para la explotación y la planificación de las redes de distribución, y para la explotación coordinada de las redes de transporte y las redes de distribución en virtud del presente Reglamento, y contribuirá a la mitigación de las emisiones fugitivas de metano en la red de gas natural.

Cuando participe en la elaboración de códigos de red de conformidad con el artículo 53, la entidad de los GRD de la UE cumplirá los requisitos para las consultas establecidos en el artículo 56 del Reglamento (UE) 2019/943.
3. Además de las actividades indicadas en el artículo 55, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943, la entidad de los GRD de la UE deberá:
 - a) cooperar con la REGRT de Gas en el seguimiento de la aplicación de los códigos de red y las directrices adoptadas con arreglo al presente Reglamento que sean pertinentes para la explotación y planificación de las redes de distribución y la explotación coordinada de las redes de transporte y redes de distribución;
 - b) cooperar con la REGRT de Gas y adoptar las mejores prácticas sobre la explotación coordinada y la planificación de las redes de transporte y

distribución, incluyendo aspectos como el intercambio de datos entre los gestores y la coordinación de los recursos energéticos distribuidos;

- c) trabajar en la determinación de las mejores prácticas para la aplicación de los resultados de las evaluaciones de conformidad con el artículo 23, apartado 1, letra a), de [propuesta de Directiva sobre fuentes de energía renovables III] y con el artículo 23 de [propuesta de Directiva de eficiencia energética revisada] y para la cooperación entre gestores de redes de distribución de electricidad, redes de distribución de gas natural y de sistemas de calefacción y refrigeración urbana, incluso a los efectos de la evaluación de conformidad con el artículo 24, apartado 8, de [propuesta de Directiva sobre fuentes de energía renovables III].

4. La entidad de los GRD de la UE facilitará aportaciones a la REGRT de Gas para los informes sobre la calidad del gas, en relación con las redes de distribución cuando los gestores de redes de distribución sean responsables de gestionar la calidad del gas, como se contempla en el artículo 23, apartado 3.

Capítulo III

NORMAS APLICABLES A LAS REDES DE HIDRÓGENO ESPECÍFICAS

Artículo 39

Coordinación transfronteriza de la calidad del hidrógeno

1. Los gestores de redes de hidrógeno cooperarán para evitar que se produzcan restricciones al comercio transfronterizo de hidrógeno debidas a diferencias de calidad del hidrógeno.
2. Cuando los gestores de redes de hidrógeno afectados no puedan evitar una restricción del flujo transfronterizo debido a diferencias en la calidad del hidrógeno en sus operaciones ordinarias, informarán sin demora a las autoridades reguladoras afectadas. La información incluirá la descripción y una motivación justificada de todas las medidas que ya hayan adoptado los gestores de redes de hidrógeno.
3. Las autoridades reguladoras afectadas acordarán conjuntamente, en un plazo de seis meses, si reconocen la restricción.
4. Cuando las autoridades reguladoras afectadas reconozcan la restricción, solicitarán a los gestores de redes de hidrógeno afectados que lleven a cabo, en un plazo de doce meses, las acciones siguientes en el orden indicado:
 - a) cooperar y desarrollar opciones técnicamente viables para eliminar la restricción reconocida;
 - b) efectuar conjuntamente un análisis de costes y beneficios de las opciones técnicamente viables para definir soluciones económicamente eficientes que deberán especificar el desglose de los costes y los beneficios entre las categorías de partes afectadas;
 - c) realizar una estimación del tiempo de ejecución de cada posible opción;
 - d) realizar una consulta pública sobre las soluciones viables identificadas y tener en cuenta los resultados;

- e) presentar una propuesta conjunta de solución para eliminar la restricción reconocida, que incluya el plazo de ejecución, sobre la base del análisis de costes y beneficios y los resultados de la consulta pública, a las autoridades reguladoras respectivas para su aprobación, y a las demás autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro involucrado para información.
5. Cuando los gestores de redes de hidrógeno afectados no alcancen un acuerdo sobre una solución en un plazo de doce meses, cada uno de ellos informará de inmediato a su autoridad reguladora nacional.
6. Las autoridades reguladoras afectadas adoptarán una decisión coordinada conjunta para eliminar la restricción reconocida, teniendo en cuenta el análisis de costes y beneficios elaborado por los gestores de redes de transporte afectados y los resultados de la consulta pública, en un plazo de seis meses como se establece en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
7. La decisión coordinada conjunta de las autoridades reguladoras afectadas incluirá una decisión sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de hidrógeno para poner en marcha la solución acordada, así como su inclusión en las tarifas después del 1 de enero de 2031, teniendo en cuenta los costes y beneficios económicos, sociales y medioambientales de la solución en los Estados miembros afectados.
8. La ACER podrá formular recomendaciones a las autoridades reguladoras sobre los detalles de las decisiones de asignación de costes contempladas en el apartado 7.
9. Cuando las autoridades reguladoras afectadas no puedan llegar al acuerdo contemplado en el apartado 3 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la restricción, siguiendo el proceso establecido en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Cuando la ACER reconozca la restricción, solicitará a los gestores de redes de hidrógeno afectados que lleven a cabo, en un plazo de doce meses, las acciones contempladas en el apartado 4, letras a) a e), en el orden indicado.
10. Cuando las autoridades reguladoras pertinentes no puedan adoptar la decisión coordinada conjunta contemplada en los apartados 6 y 7 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la solución para eliminar la restricción reconocida y sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes para poner en marcha la solución acordada, siguiendo el proceso establecido en el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
11. Otros detalles necesarios para la aplicación del presente artículo, como los detalles sobre especificaciones comunes y vinculantes sobre la calidad del hidrógeno para los interconectores de hidrógeno transfronterizos, el análisis de costes y beneficios para eliminar las restricciones en los flujos transfronterizos debidos a diferencias en la calidad del gas, las normas de interoperabilidad para la infraestructura de hidrógeno transfronteriza, incluso las relativas a los acuerdos de interconexión, unidades, intercambio de datos, comunicación y suministro de información entre los participantes pertinentes en el mercado, se fijarán en un código de red establecido de conformidad con el artículo 54, apartado 2, letra b).

Artículo 40

Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno

1. Los gestores de redes de hidrógeno cooperarán a escala de la Unión a través de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH), a fin de promover el desarrollo y el funcionamiento del mercado interior del hidrógeno y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, una explotación coordinada y la evolución técnica adecuada de la red europea de hidrógeno.
2. En el desempeño de sus funciones de conformidad con el Derecho de la Unión, la REGRH actuará con miras a establecer un mercado interior de hidrógeno integrado y que funcione correctamente, y contribuirá a la eficiencia y la sostenibilidad en el logro de los objetivos fijados en el marco estratégico en materia de clima y energía, en particular contribuyendo a la integración eficiente del hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables y al aumento de la eficiencia energética, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del sistema. La REGRH dispondrá de los recursos humanos y financieros adecuados para desempeñar sus funciones.
3. A más tardar el 1 de septiembre de 2024, los gestores de redes de hidrógeno presentarán a la Comisión y a la ACER el proyecto de estatutos de la REGRH que debe crearse, una lista de sus miembros y el proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a los interesados.
4. Los gestores de redes de hidrógeno presentarán a la Comisión y a la ACER los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno de la REGRH.
5. En los cuatro meses siguientes al día de la recepción de los proyectos y de los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno, la ACER, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, en particular a los usuarios y clientes del sistema, entregará un dictamen a la Comisión sobre estos proyectos o los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno.
6. La Comisión emitirá un dictamen sobre los proyectos y sobre los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno, teniendo en cuenta el dictamen de la ACER a que se refiere el apartado 5 y en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del dictamen de la ACER.
7. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de hidrógeno aprobarán y publicarán los estatutos, la lista de miembros y el reglamento interno.
8. Los documentos contemplados en el apartado 3 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de cualquiera de las dos. La Comisión y la ACER emitirán un dictamen de conformidad con los apartados 5, 6 y 7.

Artículo 41

Transición a la REGRH

1. Hasta que se establezca la REGRH de conformidad con el artículo 40, la Comisión pondrá en marcha una plataforma temporal con la participación de la ACER y todos los participantes en el mercado pertinentes, tales como la REGRT de Gas, la REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE, y garantizará los medios de apoyo administrativo. Esta plataforma promoverá los trabajos de localización y desarrollo

de cuestiones pertinentes para la construcción de la red y los mercados de hidrógeno. La plataforma dejará de existir una vez que se establezca la REGRH.

2. Hasta ese momento, la REGRT de Gas será responsable de elaborar planes de desarrollo de la red a escala de la Unión para las redes de gas y de hidrógeno. Para llevar a cabo esta tarea, la REGRT de Gas garantizará la consulta y la inclusión efectivas de todos los participantes en el mercado, incluidos los participantes en el mercado de hidrógeno.

Artículo 42

Tareas de la REGRH

1. La REGRH llevará a cabo las tareas siguientes:
 - a) desarrollar códigos de red en los ámbitos contemplados en el artículo 54, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 40;
 - b) adoptar y publicar, cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión y no vinculante, que incluya perspectivas europeas sobre la adecuación del suministro;
 - c) cooperar con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas;
 - d) elaborar recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte y de distribución de gas, por una parte, y los gestores de redes de hidrógeno, por otra, en la Unión;
 - e) elaborar recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de la Unión y de terceros;
 - f) adoptar un programa de trabajo anual;
 - g) adoptar un informe anual;
 - h) adoptar unas perspectivas anuales sobre el suministro de hidrógeno que cubran los Estados miembros donde se use hidrógeno en la generación de electricidad o para el suministro de los hogares;
 - i) adoptar un informe de seguimiento de la calidad del hidrógeno, el 15 de mayo de 2026 a más tardar y cada dos años a partir de entonces, que incluya la evolución y previsiones sobre la evolución de los parámetros de calidad del hidrógeno, así como información sobre casos relacionados con las diferencias en las especificaciones de calidad del hidrógeno y sobre cómo se solucionaron esos casos;
 - j) promover la ciberseguridad y la protección de datos en cooperación con las autoridades y las entidades reguladas pertinentes.
2. La REGRH controlará y analizará la aplicación de los códigos de red y las directrices adoptadas por la Comisión de conformidad con los artículos 54, 55 y 56, y sus efectos sobre la armonización de las normas aplicables que tengan por objetivo facilitar el desarrollo y la integración del mercado. La REGRH informará de sus conclusiones a la ACER y hará constar el resultado del análisis en el informe anual contemplado en el apartado 1, letra f), del presente artículo.
3. La REGRH publicará las actas de las reuniones de su asamblea, de su consejo de administración y de sus comités, y ofrecerá periódicamente al público información sobre sus decisiones y actividades.

4. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 1, letra f), incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre coordinación de la explotación de la red, una lista de actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse en dicho año, y un calendario indicativo.
5. La REGRH proporcionará a la ACER la información que esta necesite para el cumplimiento de sus tareas de conformidad con el artículo 46. A fin de que la REGRH pueda cumplir este requisito, los gestores de redes de hidrógeno le proporcionarán la información solicitada.
6. A instancia de la Comisión, la REGRH le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo 56.

Artículo 43

Plan decenal de desarrollo de la red para el hidrógeno

1. El plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión contemplado en el artículo 42, incluirá la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos y una evaluación de la resiliencia del sistema.

En particular, el plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión:

- a) se basará en los informes sobre desarrollo de la red de hidrógeno establecidos en el artículo 52 de la versión refundida de la Directiva sobre el gas, cuando estén disponibles, y en el capítulo IV del Reglamento (UE) xxx [Reglamento RTE-E];
- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios de la red e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores contemplados en el artículo 55 y el capítulo IX, sección 3, de la versión refundida de la Directiva sobre el gas;
- c) señalará las carencias de la inversión, especialmente en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza.

Por lo que respecta al párrafo segundo, letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red a escala de la Unión una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación.

2. La ACER entregará un dictamen sobre los informes nacionales relativos al desarrollo de la red de hidrógeno cuando sea pertinente para evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión. Si la ACER detecta incoherencias entre un informe nacional sobre desarrollo de la red de hidrógeno y el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, recomendará que se modifique el informe nacional o el plan a escala de la Unión, según proceda.
3. Al elaborar el plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión contemplado en el artículo 42, la REGRH cooperará con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas, en particular durante el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético y del modelo interactivo del mercado y la red de la energía que abarque la infraestructura de transporte de electricidad, gas e hidrógeno, así como el almacenamiento, el GNL y las terminales de hidrógeno y los electrolizadores como se contempla en el artículo 11 del [revisión del Reglamento RTE-E], los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red contemplados en el

artículo 12 del [revisión del Reglamento RTE-E] y la determinación de las carencias de la infraestructura contemplada en el artículo 13 del [revisión del Reglamento RTE-E].

Artículo 44

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la REGRH contempladas en el artículo 42 del presente Reglamento correrán a cargo de los gestores de redes de hidrógeno y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán dichos costes cuando sean razonables y proporcionados.

Artículo 45

Consulta

1. Cuando esté preparando las propuestas de conformidad con las tareas contempladas en el artículo 42, la REGRH llevará a cabo un amplio procedimiento de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, que incluirá a todos los participantes en el mercado pertinentes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con el reglamento interno contemplado en el artículo 40 del presente Reglamento. El proceso de consulta incorporará las observaciones de las partes interesadas antes de la adopción final de la propuesta y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes afectadas durante el proceso de decisión. La consulta también se dirigirá a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales, a los productores, a los usuarios de la red, incluidos los clientes, a los organismos técnicos y a las plataformas de partes interesadas.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con la consulta se harán públicos.
3. Antes de aprobar las propuestas contempladas en el artículo 42, la REGRH indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos cuando no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

Artículo 46

Control por la ACER

1. La ACER controlará la ejecución de las tareas de la REGRH contempladas en el artículo 42 e informará de sus conclusiones a la Comisión
2. La ACER llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRH de los códigos de red y las directrices adoptados por la Comisión de conformidad con los artículos 54, 55 y 56. Cuando la REGRH haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red o dichas directrices, la ACER solicitará a la REGRH que facilite una explicación debidamente motivada del incumplimiento. La ACER informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.
3. La REGRH presentará a la ACER, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, el proyecto de programa de trabajo

anual, incluida la información sobre el proceso de consulta, y los demás documentos contemplados en el artículo 42.

Cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión presentado por la REGRH no contribuye a la no discriminación, la competencia efectiva, el funcionamiento eficiente del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza, la ACER presentará un dictamen debidamente motivado acompañado de recomendaciones a la REGRH y a la Comisión en un plazo de dos meses desde la fecha de presentación del programa o del plan.

Artículo 47

Cooperación regional de los gestores de redes de hidrógeno

1. Los gestores de redes de hidrógeno mantendrán una cooperación regional en la REGRH para contribuir a las tareas indicadas en el artículo 42.
2. Los gestores de redes de hidrógeno promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y garantizarán la interoperabilidad del sistema de hidrógeno de la Unión interconectado para facilitar la cooperación comercial y operacional entre gestores de redes de hidrógeno adyacentes.

Artículo 48

Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de hidrógeno

1. Los gestores de redes de hidrógeno harán pública información detallada sobre los servicios que ofrecen y las condiciones pertinentes aplicadas, junto con la información técnica necesaria para que los usuarios de la red de hidrógeno puedan acceder de forma efectiva a la red.
2. Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias, y de facilitar una utilización eficaz de la red de hidrógeno, a partir del 1 de enero de 2031 los gestores de redes de hidrógeno o las autoridades competentes publicarán información completa sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas.
3. Los gestores de redes de hidrógeno harán pública información detallada sobre la calidad del hidrógeno transportado en sus respectivas redes, que podría afectar a los usuarios de la red.
4. Las autoridades competentes aprobarán, previa consulta a los usuarios de la red de hidrógeno, los puntos relevantes de una red de hidrógeno sobre los que haya de publicarse información.
5. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán siempre la información exigida en el presente Reglamento de un modo comprensible, cuantificable, claro y fácilmente accesible, y no discriminatorio.
6. Los gestores de redes de hidrógeno harán pública la información sobre la oferta y la demanda *ex ante* y *ex post*, incluidas una previsión periódica y la información registrada. La autoridad reguladora garantizará que se publique toda esa información. El grado de detalle de la información publicada corresponderá a la información en poder de los gestores de redes de hidrógeno.
7. Los participantes en el mercado proporcionarán a los gestores de redes de hidrógeno los datos contemplados en el presente artículo.

8. Otros detalles necesarios para cumplir los requisitos de transparencia de los gestores de redes de hidrógeno, como los relativos al contenido, la frecuencia y el formato para el suministro de información por esos gestores de redes de hidrógeno, se fijarán en un código de red establecido de conformidad con el artículo 54, apartado 1, del presente Reglamento.

Artículo 49

Registros en el sistema de hidrógeno

Los gestores de redes de hidrógeno, gestores de almacenamiento de hidrógeno y gestores de terminales de hidrógeno mantendrán a disposición de las autoridades nacionales, incluida la autoridad reguladora, la autoridad nacional de competencia y la Comisión, toda la información contemplada en los artículos 31 y 48 y en el anexo I, parte 4, durante un período de cinco años.

Artículo 50

Presunción de conformidad con las normas armonizadas

1. Se presumirá que las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea* son conformes con los requisitos mencionados en actos delegados adoptados de conformidad con el artículo 54, apartado 2, letra b), del presente Reglamento o en actos de ejecución adoptados de conformidad con el artículo 51.
2. La Comisión informará al organismo europeo de normalización competente y, en caso necesario, emitirá un nuevo mandato con el fin de revisar las normas armonizadas de que se trate.

Artículo 51

Especificaciones comunes

La Comisión estará facultada para adoptar actos de ejecución que establezcan especificaciones comunes para los requisitos establecidos en el artículo 46 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] o podrá establecer esas especificaciones en un código de red de conformidad con el artículo 54, apartado 2, letra b), del presente Reglamento, en los casos siguientes:

- a) esos requisitos no están cubiertos por las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea*; o
- b) la Comisión observa demoras indebidas en la adopción de normas armonizadas solicitadas, o considera que las normas armonizadas pertinentes no son suficientes; o
- c) la Comisión ha decidido, de conformidad con el procedimiento contemplado en el artículo 11, apartado 5, del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, mantener con restricciones o retirar las referencias a normas o partes de normas armonizadas que cubren esos requisitos.

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 61, apartado 3.

Capítulo IV

CÓDIGOS DE RED Y DIRECTRICES

Artículo 52

Adopción de códigos de red y directrices

1. La Comisión podrá, sin perjuicio de las competencias contempladas en los artículos 53 a 56, adoptar actos de ejecución o actos delegados. Esos actos podrán ser adoptados bien como códigos de red sobre la base de propuestas de textos elaboradas por la REGRT de Gas o la REGRH, o bien, cuando así se establezca en la lista de prioridades contemplada en el artículo 53, apartado 3, por la entidad de los GRD de la UE, cuando proceda en cooperación con la REGRT de Gas, la REGRH o la ACER, con arreglo al procedimiento establecido en los artículos 53 a 55, o bien como directrices de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 56.
2. Los códigos de red y las directrices:
 - a) garantizarán que ofrecen el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento;
 - b) tendrán en cuenta las especificidades regionales, si procede;
 - c) no irán más allá de lo necesario a para alcanzar el objetivo de la letra a); y
 - d) se aplicarán a todos los puntos de interconexión dentro de la Unión y a los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia terceros países.

↓ 715/2009

Artículo ~~53~~

Establecimiento de códigos de red

↓ nuevo

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos de ejecución que establezcan códigos de red en los ámbitos siguientes:
 - a) normas de intercambio de datos y liquidación para la aplicación de los artículos 21 y 22 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] relativas a la interoperabilidad y el intercambio de datos, así como normas armonizadas para la explotación de redes de transporte de gas, plataformas de reserva de capacidad y procesos de TI pertinentes para el funcionamiento del mercado interior;
 - b) normas de interoperabilidad en la red de gas natural para la aplicación de los artículos 9, 35 y 40 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] incluso en relación con los acuerdos de interconexión, las normas para el control del flujo y los principios de medición de la cantidad y la calidad del gas, las normas para la asignación y la casación, los conjuntos comunes de unidades, el intercambio de datos, la calidad del gas, incluidas normas para la gestión de las restricciones transfronterizas debidas a

diferencias de calidad del gas o debidas a diferencias en las prácticas de odorización o debidas a diferencias en el volumen de hidrógeno mezclado en la red de gas natural, los análisis de costes y beneficios para eliminar las restricciones en los flujos transfronterizos, la clasificación del índice de Wobbe, las medidas de atenuación, los niveles mínimos de aceptación para parámetros de calidad del gas pertinentes a fin de garantizar el flujo transfronterizo de biometano libre de obstáculos (por ejemplo, el contenido de oxígeno), el seguimiento de la calidad del gas a corto y a largo plazo, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado, los informes sobre la calidad del gas, la transparencia y los procedimientos de comunicación, incluso en caso de situaciones excepcionales;

- c) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión para la aplicación del artículo 27 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] y de los artículos 7 a 10 del presente Reglamento, incluidas normas sobre la cooperación de los procedimientos de mantenimiento y de cálculo de la capacidad que afecten a la asignación de capacidad, la normalización de los productos y unidades de capacidad incluida la agrupación, la metodología de asignación incluidos los algoritmos de subasta, la secuencia y el procedimiento de la capacidad existente, incremental, firme e interrumpible, las plataformas de reserva de capacidad, los regímenes de sobresuscripción y readquisición, los mecanismos de utilización o pérdida a corto y a largo plazo y cualquier otro régimen de gestión de la congestión que evite el acaparamiento de capacidad;
- d) normas de balance, incluidas las normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, sobre las tarifas de balance y sobre el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte para la aplicación del artículo 35, apartado 5, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] y de los artículos 7 a 10 del presente Reglamento, incluidas normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, las tarifas de balance, los procesos de liquidación ligados a la tarifa de balance diario y el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte;
- e) normas sobre las estructuras tarifarias de transporte armonizadas para la aplicación del artículo 72, apartado 7, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] y de los artículos 15 y 16 del presente Reglamento, incluidas normas sobre la aplicación de una metodología de precio de referencia, los requisitos conexos de consulta y publicación, así como el cálculo de precios de reserva para productos estándar de capacidad, descuentos para GNL y almacenamientos, ingresos autorizados, y procedimientos para la aplicación de un descuento a los gases renovables y gases hipocarbónicos, incluidos los principios comunes para los mecanismos de compensación entre gestores de redes de transporte;

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 61, apartado 3.

2. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 en lo referente al establecimiento de códigos de red en los ámbitos siguientes:

- a) normas de seguridad y fiabilidad de la red, incluidas normas para la seguridad operativa de la red, así como normas de fiabilidad que garanticen la calidad del servicio de la red;
 - b) normas de conexión a la red, incluidas normas sobre la conexión de instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos, procedimientos para solicitudes de conexión;
 - c) procedimientos operativos en caso de emergencia, incluidos planes de defensa de la red, planes de reposición, interacciones de mercado, intercambio de información y comunicación, y herramientas y equipos;
 - d) normas sobre transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de la red;
 - e) eficiencia energética de las redes de gas y los componentes, así como eficiencia energética en relación con la planificación de la red y las inversiones que permitan la solución de mayor eficiencia energética desde la perspectiva del sistema;
 - f) aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de gas natural, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.
3. Previa consulta a la ACER, a la REGRT de Gas, a la REGRH, a la entidad de los GRD de la UE y a los demás interesados correspondientes, la Comisión establecerá cada tres años una lista de prioridades en la que señalará los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red. Si el objeto del código de red está relacionado directamente con la explotación del sistema de distribución y no concierne principalmente al sistema de transporte, la Comisión podrá pedir a la entidad de los GRD de la UE, en cooperación con la REGRT de Gas, que convoque un comité de redacción y presente a la ACER una propuesta de código de red.
4. La Comisión instará a la ACER a que le transmita en un plazo razonable, que no superará los seis meses desde la fecha de recepción de tal solicitud, directrices marco no vinculantes en las que se establezcan principios claros y objetivos para el desarrollo de códigos de red relativos a los ámbitos señalados en la lista de prioridades. La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberán abordar las directrices marco. Cada directriz marco contribuirá a la integración del mercado, a la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento eficaz del mercado. Previa solicitud motivada de la ACER, la Comisión podrá ampliar el plazo para la presentación de las directrices.
5. La ACER consultará a la REGRT de Gas, a la REGRH, a la entidad de los GRD de la UE y a las demás partes interesadas correspondientes acerca de las directrices marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.
6. La ACER presentará una directriz marco no vinculante a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 4.
7. En caso de que la Comisión estime que la directriz marco no contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado, podrá solicitar a la ACER que revise la directriz marco en un plazo razonable y vuelva a transmitirla a la Comisión.

8. Si la ACER no transmitiera o no volviera a transmitir una directriz marco, en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 4 o 7, la Comisión se encargará de la elaboración de dicha directriz marco.
9. La Comisión invitará a la REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, a la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, a que transmita a la ACER, en un plazo razonable que no superará los doce meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión, una propuesta de código de red de conformidad con la directriz marco pertinente.
10. La REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, convocará un comité de redacción para que la apoye en el proceso de desarrollo del código de red. El comité de redacción estará compuesto por representantes de la ACER, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE, si procede, y un número limitado de las principales partes interesadas afectadas. Previa solicitud formulada por la Comisión de conformidad con el apartado 9, la REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.
11. La ACER revisará el código de red propuesto para asegurarse de que se ajusta a las directrices marco pertinentes y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado, y transmitirá el código de red revisado a la Comisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la propuesta. En la propuesta presentada a la Comisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta bajo la dirección de la REGRT de Gas o de la entidad de los GRD de la UE y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión del código de red que deba presentarse a la Comisión.
12. En caso de que la REGRT de Gas o la entidad de los GRD de la UE no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 9, la Comisión podrá invitar a la ACER a que elabore un proyecto de código de red con arreglo a la directriz marco correspondiente. La ACER podrá poner en marcha una nueva consulta. La ACER transmitirá a la Comisión un proyecto de código de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.
13. Si la REGRT de Gas o la entidad de los GRD de la UE no hubieran desarrollado un código de red, o si la ACER no hubiera elaborado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 12, o bien a propuesta de la ACER en virtud del apartado 11, la Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia, uno o más códigos de red en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2.
14. Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa, la Comisión consultará a la ACER, a la REGRT de Gas y a todas las partes interesadas pertinentes acerca del proyecto de código de red durante un período de al menos dos meses.
15. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 56. No afectará a la posibilidad de que la REGRT de Gas desarrolle directrices no vinculantes en los

ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2, cuando dichas directrices no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que haya dirigido la Comisión a la REGRT de Gas. La REGRT de Gas presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

↓ 715/2009

- ~~1. Previa consulta a la Agencia, a la REGRT de Gas y a los demás interesados correspondientes, la Comisión establecerá una lista anual de prioridades en la que señalará los ámbitos mencionados en el artículo 8, apartado 6, que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red.~~
- ~~2. La Comisión instará a la Agencia a que le transmita en un plazo razonable, que no superará los seis meses, una directriz marco no vinculante («directriz marco») en la que se establezcan principios claros y objetivos, de conformidad con el artículo 8, apartado 7, para el establecimiento de códigos de red relativos a las zonas definidas en la lista de prioridades. Cada directriz marco contribuirá a la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento eficaz del mercado. Previa solicitud motivada de la Agencia, la Comisión podrá ampliar este plazo.~~
- ~~3. La Agencia consultará formalmente a la REGRT de Gas y a las demás partes interesadas correspondientes acerca de la directriz marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.~~
- ~~4. En caso de que la Comisión estime que la directriz marco no contribuye a la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado, podrá solicitar a la Agencia que revise la directriz marco, en un plazo razonable, y volverá a transmitirlo a la Comisión.~~
- ~~5. Si la Agencia no transmitiera o no volviera a transmitir en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 2 o 4 una directriz marco, la Comisión se encargará de la elaboración de dicha directriz marco.~~
- ~~6. La Comisión invitará a la REGRT de Gas a que transmita a la Agencia un código de red que se ajuste a la directriz marco correspondiente en un plazo razonable que no superará los doce meses.~~
- ~~7. En el plazo de tres meses desde la fecha de recepción de un código de red, período durante el cual la Agencia podrá consultar formalmente a los interesados correspondientes, la Agencia transmitirá a la REGRT de Gas un dictamen motivado acerca del código de red.~~
- ~~8. La REGRT de Gas podrá modificar el código de red atendiendo al dictamen de la Agencia y volver a transmitirlo a la Agencia.~~
- ~~9. Una vez que la Agencia haya llegado a la conclusión de que el código de red se ajusta a la directriz marco correspondiente, transmitirá el código de red a la Comisión y podrá recomendar que sea adoptado en un plazo razonable. Si la Comisión no adopta el código, habrá de motivar su decisión.~~
- ~~10. En caso de que la REGRT de Gas no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 6, la Comisión podrá pedir a la Agencia que elabore un proyecto de código de red con arreglo a la directriz marco correspondiente. La Agencia podrá poner en marcha una nueva consulta mientras elabora un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La Agencia~~

~~transmitirá a la Comisión un proyecto de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.~~

- ~~11. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la REGRT de Gas no hubiera desarrollado un código de red o la Agencia no hubiera desarrollado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 10 del presente artículo, o previa recomendación de la Agencia en virtud del apartado 9 del presente artículo, uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 8, apartado 6.~~

~~Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa, la Comisión consultará a la Agencia, a la REGRT de Gas y a los interesados correspondientes acerca de un proyecto de código de red durante un período no inferior a dos meses. Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 28, apartado 2.~~

- ~~12. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 23.~~

↓ nuevo

Artículo 54

Establecimiento de códigos de red para el hidrógeno

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos de ejecución a fin de garantizar condiciones uniformes para la ejecución del presente Reglamento estableciendo códigos de red en el ámbito de las normas de transparencia para el cumplimiento del artículo 48 del presente Reglamento, incluidos otros detalles relativos al contenido, la frecuencia y el formato para el suministro de información por los gestores de redes de hidrógeno, y para el cumplimiento del anexo I, punto 4, del presente Reglamento, incluidos detalles sobre la forma y el contenido de la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder efectivamente a la red, la información que debe publicarse en los puntos relevantes y detalles sobre los plazos previstos.

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento consultivo a que se refiere el artículo 61, apartado 2.

2. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados de conformidad con el artículo 63 que completen el presente Reglamento en lo referente al establecimiento de códigos de red en los ámbitos siguientes:

- a) eficiencia energética de las redes de hidrógeno y los componentes, así como eficiencia energética en relación con la planificación de la red y las inversiones que permitan la solución de mayor eficiencia energética desde la perspectiva del sistema;
- b) normas de interoperabilidad para la red de hidrógeno, incluso en relación con los acuerdos de interconexión, las unidades, el intercambio de datos, la transparencia, la comunicación, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado, así como la calidad del hidrógeno, incluidas especificaciones comunes y la normalización, la odorización, los análisis de costes y beneficios para eliminar restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del hidrógeno, y la información sobre la calidad del hidrógeno;

- c) normas para el sistema de compensación financiera para la infraestructura de hidrógeno transfronteriza;
 - d) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión, incluidas normas sobre la cooperación de los procedimientos de mantenimiento y de cálculo de la capacidad que afecten a la asignación de capacidad, la normalización de los productos y unidades de capacidad incluida la agrupación, la metodología de asignación incluidos los algoritmos de subasta, la secuencia y el procedimiento de la capacidad existente, incremental, firme e interrumpible, las plataformas de reserva de capacidad, los regímenes de sobresuscripción y readquisición, los mecanismos de utilización o pérdida a corto y a largo plazo y cualquier otro régimen de gestión de la congestión que evite el acaparamiento de capacidad;
 - e) normas relativas a estructuras tarifarias armonizadas para el acceso a la red de hidrógeno, incluidas normas sobre la aplicación de una metodología de precio de referencia, los requisitos conexos de consulta y publicación, así como el cálculo de precios de reserva para productos estándar de capacidad y los ingresos autorizados;
 - f) normas para determinar el valor de los activos transferidos y el canon específico;
 - g) normas de balance, incluidas las normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, sobre las tarifas de balance y sobre el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de hidrógeno, incluidas normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, las tarifas de balance, los procesos de liquidación ligados a la tarifa de balance diario y el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte;
 - h) aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de hidrógeno, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.
3. Previa consulta a la ACER, a la REGRH, a la REGRT de Gas, a la entidad de los GRD de la UE y a las demás partes interesadas correspondientes, la Comisión establecerá cada tres años una lista de prioridades en la que señalará los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red.
 4. La Comisión instará a la ACER a que le transmita en un plazo razonable, que no superará los seis meses desde la fecha de recepción de tal solicitud, directrices marco no vinculantes en las que se establezcan principios claros y objetivos para el desarrollo de códigos de red relativos a los ámbitos señalados en la lista de prioridades. La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberá abordar la directriz marco. Cada directriz marco contribuirá a la integración del mercado, a la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento eficaz del mercado. Previa solicitud motivada de la ACER, la Comisión podrá ampliar el plazo para la presentación de las directrices.
 5. La ACER consultará a la REGRH, a la REGRT de Gas y a las demás partes interesadas correspondientes acerca de la directriz marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.
 6. La ACER presentará una directriz marco no vinculante a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 4.

7. En caso de que la Comisión estime que la directriz marco no contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado, podrá solicitar a la ACER que revise la directriz marco en un plazo razonable y vuelva a transmitirla a la Comisión.
8. Si la ACER no transmitiera o no volviera a transmitir una directriz marco, en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 4 o 6, la Comisión se encargará de la elaboración de dicha directriz marco.
9. La Comisión invitará a la REGRH a que transmita a la ACER, en un plazo razonable que no superará los doce meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión, una propuesta de código de red de conformidad con la directriz marco pertinente.
10. La REGRH convocará un comité de redacción para que la apoye en el proceso de desarrollo del código de red. El comité de redacción estará compuesto por representantes de la ACER, la REGRT de Gas, la REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE, si procede, y un número limitado de las principales partes interesadas afectadas. La REGRH elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.
11. La ACER revisará el código de red propuesto para asegurarse de que se ajusta a las directrices marco pertinentes y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado, y transmitirá el código de red revisado a la Comisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la propuesta. En el código de red revisado, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta bajo la dirección de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión revisada que deba presentarse a la Comisión.
12. En caso de que la REGRH no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 9, la Comisión podrá invitar a la ACER a que elabore un proyecto de código de red con arreglo a la directriz marco correspondiente. La ACER podrá poner en marcha una nueva consulta mientras elabora un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La ACER transmitirá a la Comisión un proyecto de código de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.
13. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno no hubiera desarrollado un código de red o la ACER no hubiera desarrollado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 12, o previa recomendación de la ACER en virtud del apartado 11, uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en los apartados 1 y 2.
14. Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa, consultará a la ACER, a la REGRH, a la REGRT de Gas y a todas las partes interesadas pertinentes acerca del proyecto de código de red durante un período de al menos dos meses.
15. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 56. No afectará a la posibilidad de que la REGRH desarrolle directrices no vinculantes en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2, cuando dichas directrices no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que haya dirigido la Comisión a la REGRH.

La REGRH presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

↓ 715/2009 (nuevo)

Artículo 557

Modificación de códigos de red

- ~~1. Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado con arreglo al artículo 6, incluidos la REGRT de Gas, los gestores de red de transporte, los usuarios y los consumidores de la red, podrán proponer a la Agencia proyectos de modificación de dicho código de red. La Agencia también podrá proponer modificaciones por propia iniciativa.~~
- ~~2. La Agencia consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 10 del Reglamento (CE) n.º 713/2009. Tras dicho procedimiento, la Agencia podrá formular podrá formular a la Comisión propuestas motivadas de modificación, explicando la coherencia de las propuestas con los objetivos de los códigos de red establecidos en el artículo 6, apartado 2, del presente Reglamento.~~
- ~~3. La Comisión podrá adoptar modificaciones de cualquier código de red adoptado con arreglo al artículo 6, teniendo en cuenta las propuestas de la Agencia. Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 28, apartado 2.~~
- ~~4. El examen de las propuestas de modificación con arreglo al procedimiento contemplado en el artículo 28, apartado 2, se limitará al examen de los aspectos relacionados con la propuesta de modificación. Dichas propuestas de modificación se entienden sin perjuicio de otras modificaciones que podrá proponer la Comisión.~~

↓ nuevo

1. La Comisión estará facultada para modificar los códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 53, apartados 1 y 2, y en el artículo 54, apartados 1 y 2, de conformidad con el procedimiento correspondiente establecido en esos mismos artículos.
2. Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado con arreglo a los artículos 52 a 55, incluidos la REGRT de Gas, la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno, la entidad de los GRD de la UE, las autoridades reguladoras, los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución y los usuarios y consumidores de la red, podrán proponer a la ACER proyectos de modificación de dicho código de red. La ACER también podrá proponer modificaciones por propia iniciativa.
3. La ACER podrá formular a la Comisión propuestas motivadas de modificación, con la explicación sobre la coherencia de las propuestas con los objetivos de los códigos de red establecidos en el artículo 52 del presente Reglamento. Si considera admisible una propuesta de modificación y cuando proponga modificaciones por su propia

iniciativa, la ACER consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2019/942.

↓ 715/2009

Artículo ~~56~~²³

Directrices

1. ~~En caso necesario, las directrices sobre el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento especificarán lo siguiente:~~

⇓ nuevo

1. La Comisión estará facultada para adoptar directrices vinculantes en los ámbitos que se enumeran en el presente artículo.
2. La Comisión estará facultada para adoptar directrices en los ámbitos en los que tales actos podrían también desarrollarse según el procedimiento relativo a los códigos de red de los artículos 53 y 54. Dichas directrices se adoptarán mediante actos delegados o actos de ejecución, en función de la correspondiente delegación de competencias prevista en el presente Reglamento.
3. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados de conformidad con el artículo 63 que completen el presente Reglamento en lo referente al establecimiento de directrices en los ámbitos siguientes:

↓ 715/2009

⇒ nuevo

- a) los servicios de acceso de terceros, de manera detallada, incluida la naturaleza, duración y otros requisitos de estos servicios, con arreglo a los artículos ~~5 a 7~~ ⇨ ~~14 y 15~~;
- b) los principios detallados que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y la aplicación de los procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual, con arreglo a los artículos ~~916 y 1017~~;
- c) datos detallados sobre la aportación de información y la definición de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder efectivamente al sistema, así como la definición de todos los puntos relevantes para los requisitos de transparencia, incluida la información que debe publicarse en todos los puntos relevantes y los plazos previstos para la publicación de esta información, con arreglo a los artículos ~~3048 y 3149~~;
- d) datos detallados sobre metodología de tarifas en relación con el comercio transfronterizo de gas natural, de conformidad con ~~el artículo 13, y~~ ⇨ los artículos 15 y 16 del presente Reglamento ⇨;
- e) información detallada sobre los aspectos enumerados en el artículo ~~238~~, apartado 6.

↓ nuevo

4. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados de conformidad con el artículo 63 a fin de modificar las directrices establecidas en el anexo I del presente Reglamento.
5. Cuando adopte o modifique las directrices, la Comisión consultará a la ACER, a la REGRT de Gas, a la REGRH, a la entidad de los GRD de la UE y, si procede, a otras partes interesadas.

↓ 715/2009

- ~~A tal efecto, la Comisión consultará a la Agencia y a la REGRT de Gas.~~
6. ~~Las directrices sobre los aspectos enumerados en el apartado 1, letras a), b) y c), del presente artículo, se establecen en el anexo I, en relación con los gestores de redes de transporte.~~
~~La Comisión podrá adoptar directrices sobre las cuestiones enunciadas en el apartado 1 del presente artículo y modificar las directrices a que se refieren las letras a), b) y c), del mismo. Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento, incluso completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 28, apartado 2.~~
 7. ~~La aplicación y la modificación de las directrices adoptadas con arreglo al presente artículo reflejarán diferencias entre las redes nacionales de gas, y por tanto no se requerirán términos y condiciones detalladas y uniformes de acceso de terceros a nivel comunitario. Sin embargo, podrán fijar requisitos mínimos que haya que satisfacer para cumplir con las condiciones no discriminatorias y transparentes para el acceso a la red, necesarias para un mercado interior de gas natural, que podrán aplicarse considerando las diferencias entre las redes nacionales de gas.~~

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~57~~²⁶

Derecho de los Estados miembros a establecer medidas más detalladas

El presente Reglamento se entiende sin perjuicio de los derechos de los Estados miembros de mantener o introducir medidas que contengan disposiciones más detalladas que las ⇒ contenidas en él, en las directrices a que se refiere el artículo 56 o en los códigos de red contemplados en los artículos 52 a 55, siempre y cuando tales medidas sean compatibles con el Derecho de la Unión ⇐ ~~establecidas en él y en las directrices a que se refiere el artículo 23.~~

Artículo ~~58~~²⁵

Suministro de información ☒ y confidencialidad ☒

1. Los Estados miembros y las autoridades reguladoras suministrarán a la Comisión, a instancia de esta, ~~toda~~ la información necesaria para los propósitos ⇒ de hacer

cumplir el presente Reglamento, incluyendo las directrices y los códigos de red adoptados en virtud del mismo ⇐ ~~del artículo 23.~~

2. La Comisión fijará un plazo razonable para que se facilite la información, teniendo en cuenta la complejidad ☒ y la urgencia ☒ de la información necesaria ~~y la urgencia que revista su obtención.~~

↓ nuevo

3. Cuando el Estado miembro o la autoridad reguladora de que se trate no faciliten la información en el plazo fijado por la Comisión, esta podrá solicitar toda la información necesaria a efectos de hacer cumplir el presente Reglamento directamente de las empresas en cuestión.

Cuando la Comisión envíe una solicitud de información a una empresa, enviará simultáneamente una copia de la misma a las autoridades reguladoras del Estado miembro en el que esté ubicada la sede de la empresa.

4. En su solicitud de información, la Comisión indicará la base jurídica, el plazo en el cual deberá facilitarse la información y el objeto de la solicitud, así como las sanciones previstas en el artículo 59, apartado 2, para el caso en que se le proporcione información inexacta, incompleta o engañosa.

5. Estarán obligados a facilitar la información solicitada los propietarios de las empresas o sus representantes y, en el caso de personas jurídicas, las personas físicas autorizadas para representarlas de acuerdo con la ley o con su escritura de constitución. En el caso de que abogados debidamente autorizados por sus clientes para representarles faciliten la información, los clientes serán plenamente responsables si la información facilitada es incompleta, inexacta o engañosa.

6. Si una empresa no facilitase la información requerida en el plazo fijado por la Comisión, o la proporcionase de manera incompleta, la Comisión podrá pedirla mediante decisión. En esta se precisará la información solicitada, se fijará un plazo apropiado en el que deberá facilitarse la información y se indicarán las sanciones previstas en el artículo 59, apartado 2. Asimismo, se indicará el derecho a someter la decisión a revisión por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

La Comisión enviará simultáneamente una copia de su decisión a las autoridades reguladoras del Estado miembro en cuyo territorio resida la persona o esté situada la sede de la empresa.

7. La información contemplada en los apartados 1 y 2 se utilizará solo a efectos de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento.

La Comisión no podrá divulgar la información obtenida en virtud del presente Reglamento cuando la información esté protegida por la obligación del secreto profesional.

↓ 715/2009

Artículo ~~59~~²⁷

Sanciones

1. Los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicables en caso de incumplimiento del presente Reglamento, de los códigos de red y de las directrices adoptados en virtud de los artículos 52 a 56 y de las directrices establecidas en el anexo I del presente Reglamento, y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Tales sanciones serán efectivas, proporcionadas y disuasorias. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el régimen establecido y las medidas adoptadas, sin demora, y le notificarán sin demora toda modificación posterior de estas.
2. La Comisión, mediante decisión, podrá imponer a las empresas multas de una cuantía no superior al 1 % del volumen de negocios del ejercicio anterior, cuando estas, deliberadamente o por negligencia, faciliten información incorrecta, incompleta o engañosa en respuesta a una solicitud de información presentada en virtud del artículo 58, apartado 4, o no proporcionen la información en el plazo fijado por la decisión adoptada en virtud del artículo 58, apartado 6, párrafo primero. Al fijar la cuantía de la multa, la Comisión tendrá en cuenta la gravedad del incumplimiento de lo dispuesto en el apartado 1 del presente artículo.
3. El régimen de sanciones adoptado en virtud del apartado 1 y cualquier decisión adoptada en virtud del apartado 2 no será de carácter penal.

↓ 715/2009
 ➔₁ Corrección, DO L 309 de
 24.11.2009, p. 87.

- ~~1. Los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicable en caso de incumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Las sanciones previstas deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias. Los Estados miembros notificarán a la Comisión dicho régimen, correspondiente a las disposiciones establecidas por el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, a más tardar el 1 de julio de 2006, así como cualquier modificación posterior que le afecte a la mayor brevedad. El Los Estados miembros notificarán a la Comisión todo régimen que no corresponda a las disposiciones establecidas por el Reglamento (CE) n.º 1775/2005 a más tardar el 3 de marzo de 2011, así como cualquier modificación posterior que le afecte a la mayor brevedad. e~~
- ~~2. El régimen de sanciones adoptado en virtud del apartado 1 no será de naturaleza penal.~~

Capítulo V

Disposiciones finales

↴ nuevo

Artículo 60

Nuevas infraestructuras de gas natural y de hidrógeno

1. Previa solicitud, las grandes infraestructuras de gas natural nuevas, es decir, los interconectores y las instalaciones de GNL y de almacenamiento, podrán quedar exentas, durante un período determinado, de lo dispuesto en el presente Reglamento así como en los artículos 28, 27, apartado 1, 29 y 54, en el artículo 72, apartados 7 y 9, y en el artículo 73, apartado 1, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas]. Previa solicitud, las grandes infraestructuras de hidrógeno nuevas, es decir, los interconectores, las terminales de hidrógeno y las instalaciones subterráneas de almacenamiento de hidrógeno, podrán quedar exentas, durante un período determinado, de lo dispuesto en los artículos 62, 31, 32 y 33 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas] y en el artículo 15 del presente Reglamento. Se aplicarán las condiciones siguientes:
 - a) la inversión refuerza la competencia en el suministro de gas o en el suministro de hidrógeno y potencia la seguridad del suministro;
 - b) la inversión contribuye a la descarbonización;
 - c) el nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que esta no se llevaría a cabo de no concederse una exención;
 - d) la infraestructura es propiedad de una persona física o jurídica distinta, por lo menos en su personalidad jurídica, de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse;
 - e) se cobran cánones a los usuarios de la infraestructura; y
 - f) la exención no va en detrimento de la competencia en los mercados pertinentes que probablemente se vean afectados por la inversión, del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas, del funcionamiento eficaz de las redes reguladas en cuestión, de la descarbonización ni de la seguridad del suministro en la Unión.

Estas condiciones deberían evaluarse teniendo en cuenta el principio de solidaridad energética. Las autoridades nacionales deberían tener en cuenta la situación en otros Estados miembros afectados y ponderar los posibles efectos negativos respecto a los efectos beneficiosos en su territorio.
2. La exención contemplada en el apartado 1 se aplicará también a los aumentos significativos de capacidad en las infraestructuras ya existentes, así como a las modificaciones de dichas infraestructuras que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gases renovables y gases hipocarbónicos.
3. La autoridad reguladora podrá decidir, en función de cada caso particular, sobre las exenciones previstas en los apartados 1 y 2.

Antes de adoptar una decisión sobre la exención, la autoridad reguladora o, cuando proceda, otra autoridad competente del Estado miembro, consultará a:

- a) las autoridades reguladoras de los Estados miembros cuyos mercados es probable que se vean afectados por las nuevas infraestructuras; y
- b) las autoridades pertinentes de los terceros países, cuando la infraestructura en cuestión esté conectada con la red de la Unión sujeta a la jurisdicción de un Estado miembro y comience o termine en uno o varios terceros países.

En caso de que las autoridades de terceros países consultadas no respondan a la consulta en un período razonable o en un plazo establecido que no supere los tres meses, la autoridad reguladora competente podrá adoptar la decisión necesaria.

4. Cuando la infraestructura en cuestión se encuentre ubicada en el territorio de más de un Estado miembro, la ACER podrá presentar un dictamen consultivo a las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados en el plazo de dos meses a partir de la fecha en que la última de esas autoridades reguladoras haya recibido la solicitud de exención. Ese dictamen podrá servir de base para la decisión.

Si todas las autoridades reguladoras competentes alcanzan un acuerdo sobre la solicitud de exención en el plazo de seis meses a partir de la fecha en que la última de las autoridades reguladoras la haya recibido, informarán a la ACER de su decisión. Cuando la infraestructura en cuestión sea una línea de transporte entre un Estado miembro y un tercer país, la autoridad reguladora o, cuando proceda, otra autoridad competente del Estado miembro donde se encuentre ubicado el primer punto de interconexión con la red de los Estados miembros, podrá consultar, antes de adoptar una decisión sobre la exención, a la autoridad competente de ese tercer país con el fin de garantizar, en relación con la infraestructura correspondiente, la aplicación coherente del presente Reglamento en el territorio y, cuando proceda, en el mar territorial de dicho Estado miembro. En caso de que la autoridad del tercer país consultada no responda a la consulta en un período razonable o en un plazo establecido que no supere los tres meses, la autoridad reguladora competente podrá adoptar la decisión necesaria.

La ACER desempeñará las tareas que el presente artículo confiere a las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate:

- a) cuando las autoridades reguladoras competentes no hayan podido llegar a un acuerdo en un plazo de seis meses desde la fecha en que en que la última de esas autoridades reguladoras haya recibido la solicitud de exención; o
- b) previa solicitud conjunta de las autoridades reguladoras competentes.

Todas las autoridades reguladoras competentes podrán pedir conjuntamente que el plazo mencionado en la letra a) del párrafo tercero se amplíe en un máximo de tres meses.

5. Antes de adoptar la decisión, la ACER consultará a las autoridades reguladoras competentes y a los solicitantes.

6. La exención podrá referirse a la totalidad o a parte de la capacidad de la nueva infraestructura o de la infraestructura existente cuya capacidad se aumenta significativamente.

Al decidir conceder una exención, se estudiará caso por caso la necesidad de imponer condiciones sobre la duración de la exención y el acceso no discriminatorio a la

infraestructura. Al decidir sobre estas condiciones se tendrán en cuenta, en particular, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las circunstancias nacionales.

Antes de conceder una exención, la autoridad reguladora decidirá las normas y mecanismos de gestión y asignación de la capacidad. Estas normas establecerán que todos los posibles usuarios de la infraestructura han de ser invitados a manifestar su interés por contratar capacidad antes de que se efectúe la asignación de capacidad en la nueva infraestructura, incluida la capacidad para uso propio. La autoridad reguladora exigirá que las normas de gestión de la congestión incluyan la obligación de ofrecer capacidad no utilizada en el mercado y, asimismo, que los usuarios de la infraestructura tengan derecho a vender su capacidad contratada en el mercado secundario. En su evaluación de los criterios mencionados en el apartado 1, letras a), b) y e), la autoridad reguladora tendrá en cuenta los resultados del procedimiento de asignación de capacidad.

La decisión de exención, acompañada de las posibles condiciones mencionadas en el párrafo segundo del presente apartado, se motivará debidamente y se publicará.

7. Al analizar si se prevé que una gran infraestructura nueva mejore la seguridad del suministro de conformidad con el apartado 1, letra a), la autoridad competente tendrá en cuenta hasta qué punto la nueva infraestructura mejorará previsiblemente el cumplimiento por los Estados miembros de sus obligaciones en virtud del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo²⁰, tanto a nivel regional como nacional.
8. Los Estados miembros podrán disponer que la autoridad reguladora o la ACER, según los casos, eleve al organismo competente del Estado miembro correspondiente, para que este adopte una decisión formal, su dictamen sobre la solicitud de exención. Ese dictamen se publicará junto con la decisión.
9. La autoridad reguladora remitirá a la Comisión sin demora una copia de cada solicitud de exención en cuanto la reciba. La autoridad competente notificará sin demora a la Comisión la decisión de exención, junto con toda la información pertinente. Esta información podrá remitirse a la Comisión de forma agregada, de manera que la Comisión pueda evaluar la decisión de exención. En particular, la información contendrá los siguientes elementos:
 - a) las razones detalladas por las cuales la autoridad reguladora o el Estado miembro ha concedido o denegado la exención, junto con una referencia a la letra o letras pertinentes del apartado 1 en las que se base tal decisión, incluida la información financiera que justifique la necesidad de la misma;
 - b) el análisis realizado acerca de las repercusiones que la concesión de la exención tiene en la competencia y en el funcionamiento eficaz del mercado interior;
 - c) los motivos para la duración de la exención y la parte de la capacidad total de la infraestructura para la cual se concede la exención;

²⁰

Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) n.º 994/2010 (DO L 280 de 28.10.2017, p. 1).

- d) en caso de que la exención se refiera a un interconector, el resultado de la consulta con las autoridades reguladoras competentes;
- e) la contribución de la infraestructura a la diversificación del suministro.

10. En un plazo de cincuenta días hábiles a partir de la recepción de la notificación contemplada en el apartado 7, la Comisión podrá tomar una decisión en la que solicite a los organismos notificantes que modifiquen o revoken la decisión de conceder una exención. Dicho plazo podrá prorrogarse en otros cincuenta días hábiles si la Comisión solicita información adicional. El plazo adicional comenzará a contar a partir del día siguiente a la recepción de la información completa. El plazo inicial también podrá prorrogarse con el consentimiento tanto de la Comisión como de los organismos notificantes.

La notificación se considerará retirada cuando la información solicitada no se facilite en el plazo establecido en la solicitud, salvo que, antes de la expiración del plazo, este se haya prorrogado con el consentimiento tanto de la Comisión como de la autoridad reguladora, o bien que la autoridad reguladora haya comunicado a la Comisión, mediante una declaración debidamente motivada, que considera que la notificación está completa.

La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión por la que deba modificarse o revocarse la decisión de exención en un plazo de un mes e informará a la Comisión en consecuencia.

La Comisión mantendrá la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Cuando la Comisión apruebe una decisión de exención, esta aprobación dejará de surtir efecto:

- a) a los dos años de su adopción si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción de la infraestructura;
- b) a los cinco años de su adopción si, para entonces, la infraestructura todavía no estuviera operativa, a menos que la Comisión decida que los retrasos están motivados por importantes obstáculos que escapan al control de la persona a la que se ha concedido la exención.

11. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 a fin de establecer directrices para la aplicación de las condiciones indicadas en el apartado 1 del presente artículo y para el procedimiento que ha de seguirse en la aplicación de los apartados 3, 6, 8 y 9 del presente artículo.

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~61~~²⁸

Procedimiento de comité

1. La Comisión estará asistida por el Comité ~~Comité~~ [nombre del comité] establecido por el artículo ~~84~~⁵¹ de la ~~Directiva 2009/73/CE~~ [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]. ⇒ Dicho comité será un comité en el sentido del Reglamento (UE) n.º 182/2011.

↓ nuevo

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, se aplicará el artículo 4 del Reglamento (UE) n.º 182/2011.
3. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, se aplicará el artículo 5 del Reglamento (UE) n.º 182/2011.
-

↓ 715/2009

- ~~2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación el artículo 5 bis, apartados 1 a 4, y el artículo 7 de la Decisión 1999/468/CE, observando lo dispuesto en su artículo 8.~~
-

↓ 715/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~62~~30

Excepciones y ~~exenciones~~

El presente Reglamento no se aplicará a:

- ~~a)~~ las redes de transporte de gas natural situadas en los Estados miembros mientras sean de aplicación las excepciones establecidas en virtud del ⇒ artículo 80 de la [nueva Directiva sobre el gas]. ⇐ ~~artículo 49 de la Directiva 2009/73/CE;~~
- ~~b) nuevas infraestructuras principales, es decir, los interconectores entre Estados miembros, las instalaciones de almacenamiento y de GNL y los aumentos significativos de capacidad en las infraestructuras ya existentes, así como las modificaciones de dichas infraestructuras que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas, según lo dispuesto en el artículo 36, apartados 1 y 2, de la Directiva 2009/73/CE, que están exentos de lo dispuesto en los artículos 9, 14, 32, 33 y 34 o el artículo 41, apartados 6, 8 y 10, de dicha Directiva siempre que estén exentos de las disposiciones citadas en el presente párrafo, con la excepción del artículo 19, apartado 4, del presente Reglamento, o~~
- ~~e) las redes de transporte de gas natural para las que se hayan concedido excepciones en virtud de lo dispuesto en el artículo 48 de la Directiva 2009/73/CE.~~

~~Por lo que respecta al párrafo primero, letra a), los Estados miembros a los que se hayan concedido excepciones con arreglo al artículo 49 de la Directiva 2009/73/CE podrán solicitar a la Comisión que establezca una excepción temporal a la aplicación del presente Reglamento por un período de hasta dos años a partir de la fecha en que expiren las excepciones a que se refiere esta letra.~~

↓ nuevo

Artículo 63

Ejercicio de la delegación

1. Se otorgan a la Comisión los poderes para adoptar actos delegados en las condiciones establecidas en el presente artículo.
2. Los poderes para adoptar actos delegados mencionados en los artículos 16, 28, 53, 54, 56 y 60 se otorgan a la Comisión por un período de tiempo indefinido a partir de [la fecha de entrada en vigor].
3. La delegación de poderes mencionada en los artículos 16, 28, 53, 54, 56 y 60 podrá ser revocada en cualquier momento por el Parlamento Europeo o por el Consejo. La decisión de revocación pondrá término a la delegación de los poderes que en ella se especifiquen. La decisión surtirá efecto el día siguiente al de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea* o en una fecha posterior indicada en ella. No afectará a la validez de los actos delegados que ya estén en vigor.
4. Antes de la adopción de un acto delegado, la Comisión consultará a los expertos designados por cada Estado miembro de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación.
5. Tan pronto como la Comisión adopte un acto delegado lo notificará simultáneamente al Parlamento Europeo y al Consejo.
6. Los actos delegados adoptados en virtud de los artículos 16, 28, 53, 54, 56 y 60 entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses a partir de su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ninguna de estas instituciones formula objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, ambas informan a la Comisión de que no las formularán. El plazo se prorrogará dos meses a iniciativa del Parlamento Europeo o del Consejo.

Artículo 64

Modificación de la Decisión (UE) 2017/684

Se entenderá que las obligaciones de notificación con respecto a los acuerdos intergubernamentales en el ámbito de la energía relativos al gas establecidas en la Decisión (UE) 2017/684 incluyen los acuerdos intergubernamentales relativos al hidrógeno, incluidos los componentes del hidrógeno como el amoníaco y vectores de hidrógeno orgánico líquido.

Artículo 65

Modificaciones del Reglamento (UE) 2019/942

El Reglamento (UE) 2019/942 se modifica como sigue:

- 1) El artículo 2, letra a), se sustituye por el texto siguiente:

«a) emitir dictámenes y recomendaciones dirigidos a los gestores de redes de transporte, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, **la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH)**, la entidad de los GRD UE, los centros de coordinación regionales, los operadores designados del mercado de la electricidad **y las entidades establecidas por los gestores de redes de transporte para el gas, los gestores de la red de GNL, los gestores de la red de almacenamiento de gas o hidrógeno, o los gestores de redes de hidrógeno;**».
- 2) En el artículo 3, apartado 2, el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«A instancia de la ACER, las autoridades reguladoras, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, **la REGRH**, los centros de coordinación regionales, la entidad de los GRD UE, los gestores de redes de transporte, **los gestores de la red de hidrógeno**, los operadores designados del mercado de la electricidad y **las entidades establecidas por los gestores de redes de transporte para el gas, los gestores de la red de GNL, los gestores de la red de almacenamiento de gas o hidrógeno, o los gestores de terminales de hidrógeno** le facilitarán la información necesaria para llevar a cabo sus tareas en virtud del presente Reglamento, a menos que la ACER ya haya solicitado y obtenido dicha información.».

3) En el artículo 4, los apartados 1, 2 y 3, letras a) y b), se sustituyen por el texto siguiente:

«1. La ACER emitirá un dictamen dirigido a la Comisión sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno de la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 29, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943 y sobre los de la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 22, apartado 2, del [Reglamento sobre el gas] y **sobre los de la REGRH, de conformidad con el artículo 40, apartado 5, del Reglamento [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]** y los de la entidad de los GRD UE, de conformidad con el artículo 53, apartado 3, del Reglamento (UE) 2019/943 y **con el artículo 37, apartado 4, del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].»**

«2. La ACER controlará la ejecución de las tareas de la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 32 del Reglamento (UE) 2019/943, de la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 24 del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], y **de la REGRH, de conformidad con el artículo 46 del Reglamento [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]**, y de la entidad de los GRD UE, establecida en el artículo 55 del Reglamento (UE) 2019/943 y en el artículo 38 del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].»

«3. La ACER podrá emitir un dictamen dirigido:

a) a la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 30, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2019/943, y a la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 23, apartado 2, del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] y a la REGRH, de conformidad con el artículo XX del Reglamento [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], sobre los códigos de red;»

«b) a la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 32, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943, a la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 24, apartado 2, de [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], y a la REGRH, de conformidad con el artículo 43, apartado 2, de [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], sobre el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión y sobre otros documentos pertinentes a que se refieren el artículo 30, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943, y el artículo 23, apartado 3, y el artículo 42, apartado 1, de [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], teniendo en cuenta los objetivos de no discriminación, competencia efectiva y funcionamiento eficiente y seguro de los mercados interiores de la electricidad y del gas natural;».

4) En el artículo 4, los apartados 6, 7 y 8, se sustituyen por el texto siguiente:

«6. Las autoridades reguladoras pertinentes coordinarán y determinarán conjuntamente si ~~la entidad de los GRD UE,~~ la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD UE** y los centros de coordinación regionales incumplen sus obligaciones en virtud del Derecho de la Unión y adoptarán las medidas oportunas de conformidad con el artículo 59, apartado 1, letra c), y el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, **o con el artículo 72, apartado 1, letra e) de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803]**.

A instancia de una o varias autoridades reguladoras o por propia iniciativa, la ACER emitirá un dictamen motivado así como una recomendación a la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno,** la entidad de los GRD UE o los centros de coordinación regionales en lo que respecta al cumplimiento de sus obligaciones.»

«7. Cuando en un dictamen motivado de la ACER se constate un caso de posible incumplimiento por la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno,** la entidad de los GRD UE o un centro de coordinación regional de sus obligaciones respectivas, las autoridades reguladoras afectadas adoptarán por unanimidad decisiones coordinadas que determinen si existe un incumplimiento de las obligaciones pertinentes y, en su caso, determinarán las medidas que han de adoptar la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la REGRH,** la entidad de los GRD UE o el centro de coordinación regional para subsanar dicho incumplimiento. Si las autoridades reguladoras no llegan a un acuerdo para adoptar por unanimidad dichas decisiones coordinadas en un plazo de cuatro meses a partir de la fecha de recepción del dictamen motivado de la ACER, se remitirá el asunto a la ACER para que adopte una decisión, de conformidad con el artículo 6, apartado 10.»

«8. Si el incumplimiento por parte de la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la REGRH,** la entidad de los GRD UE o el centro de coordinación regional, determinado en virtud de los apartados 6 o 7 del presente artículo, no se ha subsanado en un plazo de tres meses, o si la autoridad reguladora del Estado miembro en el que tiene su sede la entidad no ha adoptado medidas para garantizar el cumplimiento, la ACER formulará una recomendación dirigida a la autoridad reguladora para que adopte medidas, de conformidad con el artículo 59, apartado 1, letra c), y el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, **o con el artículo 74, apartado 1, letra d) de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]**, con el fin de garantizar que la REGRT de Electricidad, **la REGRT de Gas, la REGRH,** la entidad de los GRD UE o los centros de coordinación regionales cumplen sus obligaciones, e informará a la Comisión al respecto.»

5) En el artículo 5, el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. La ACER participará en el desarrollo de los códigos de red, de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 y **los artículos 53 y 54** ~~el artículo 6 de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009,~~ y de las directrices, de conformidad con el artículo 61, apartado 6, del Reglamento (UE) 2019/943 **y el artículo 56, apartado 5,**

de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]. En particular:

- a) presentará a la Comisión directrices marco no vinculantes cuando así se le solicite de conformidad con el artículo 59, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943 o **con el artículo 53, apartado 4, o el artículo 54, apartado 4,** ~~el artículo 6, apartado 2, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009~~. La ACER revisará las directrices marco y volverá a presentarlas a la Comisión cuando así se le solicite, de conformidad con el artículo 59, apartado 7, del Reglamento (UE) 2019/943 o **con el artículo 53, apartado 7, o el artículo 54, apartado 7,** ~~el artículo 6, apartado 4, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009;~~
- b) ~~presentará un dictamen motivado a la REGRT de Gas sobre el código de red, de conformidad con el artículo 6, apartado 7, del Reglamento (CE) n.º 715/2009;~~
- be) revisará el código de red de conformidad con el artículo 59, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 o **con el artículo 53, apartado 11, o el artículo 54, apartado 11,** ~~el artículo 6, apartado 9, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009~~. En su revisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la elaboración de los códigos de red revisados bajo la dirección de la REGRT de Electricidad, de la REGRT de Gas, **de la REGRH** o de la entidad de los GRD UE, y consultará oficialmente a las partes interesadas pertinentes sobre la versión que deba presentarse a la Comisión. Para ello, la ACER podrá recurrir al comité establecido con arreglo a los códigos de red, cuando convenga; posteriormente, informará a la Comisión del resultado de las consultas. A continuación, la ACER presentará el código de red revisado a la Comisión de conformidad con el artículo 59, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 o **y con el artículo 53, apartado 11, o el artículo 54, apartado 11,** ~~el artículo 6, apartado 9, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009~~. Si la REGRT de Electricidad o la REGRT de Gas, **la REGRH** o la entidad de los GRD UE no han desarrollado un código de red, la ACER elaborará y presentará un proyecto de código de red a la Comisión cuando así se le solicite, de conformidad con el artículo 59, apartado 12, del Reglamento (UE) 2019/943 o **con el artículo 53, apartado 12, o el artículo 54, apartado 12,** ~~el artículo 6, apartado 10, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009;~~
- ce) presentará a la Comisión un dictamen debidamente motivado, de conformidad con el artículo 32, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 o **el artículo 24, apartado 1, o el artículo 46, apartado 2,** ~~el artículo 9, apartado 1, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009~~, cuando la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, **la REGRH** o la entidad de los GRD UE no hayan aplicado un código de red elaborado de conformidad con el artículo 30, apartado 1, **letra a),** del Reglamento (UE) 2019/943 o **el artículo 23, apartado 1, o el artículo 42, apartado 1, letra a)** ~~el artículo 8, apartado 2, de~~

la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]del Reglamento (CE) n.º 715/2009, o un código de red que se haya establecido de conformidad con el artículo 59, apartados 3 a 12, del Reglamento (UE) 2019/943 o **el artículo 53, apartados 3 a 12, o el artículo 54, apartados 3 a 12,** ~~el artículo 6, apartados 1 a 10,~~ de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]del Reglamento (CE) n.º 715/2009, pero que no haya sido adoptado por la Comisión de conformidad con el artículo 59, apartado 13, del Reglamento (UE) 2019/943 o **el artículo 53, apartado 13, o el artículo 54, apartado 13,** ~~el artículo 6, apartado 11,~~ de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]del Reglamento (CE) n.º 715/2009;

de) vigilará y analizará la aplicación de los códigos de red adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 y **los artículos 53 y 54 el artículo 6 de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] del Reglamento (CE) n.º 715/2009** y de las directrices adoptadas de conformidad con el artículo 61 del Reglamento (UE) 2019/943 y **el artículo 56 de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804],** y sus efectos en la armonización de las normas aplicables destinadas a facilitar la integración del mercado, así como sobre la no discriminación, la competencia efectiva y el correcto funcionamiento del mercado, e informará a la Comisión.»

6) En el artículo 6, apartado 3, el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«3. A más tardar el 5 de julio de 2022, y posteriormente cada cuatro años, la Comisión presentará al Parlamento Europeo y al Consejo un informe sobre la independencia de las autoridades reguladoras de conformidad con el artículo 57, apartado 7, de la Directiva (UE) 2019/944 y **el artículo 70, apartado 6, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803].»**

7) En el artículo 6 se insertan los apartados 9 bis, 9 ter, 9 quater y 9 quinquies siguientes:

«9 bis. La ACER formulará recomendaciones dirigidas a las autoridades reguladoras y a los gestores de redes relacionadas con las bases de activos regulados de conformidad con el artículo 4, apartado 4, del [Reglamento sobre el gas].

9 ter. La ACER podrá formular recomendaciones dirigidas a las autoridades reguladoras sobre la asignación de costes de las soluciones para las restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del gas de conformidad con el artículo 19, apartado 8, del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].

9 quater. La ACER podrá formular recomendaciones dirigidas a las autoridades reguladoras sobre la asignación de costes de las soluciones para las restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del hidrógeno de conformidad con el artículo 39, apartado 8, del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].

9 quinquies. La ACER publicará informes de seguimiento sobre la congestión en los puntos de interconexión de conformidad con el anexo I, sección 2.2.1, punto 2, del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].»

- 8) En el artículo 6, apartado 10, párrafo primero, las letras b) y c) se sustituyen por el texto siguiente:
- «b) códigos de red o directrices **contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943** adoptados antes del 4 de julio de 2019, incluidas posteriores revisiones de dichos códigos de red y directrices;» **o»**
- «c) códigos de red o directrices **contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943** adoptados como actos de ejecución en virtud del artículo 5 del Reglamento (UE) n.º 182/2011; **o»**
- 9) En el artículo 6, apartado 10, párrafo primero, se insertan las letras siguientes:
- «d) directrices en virtud del anexo I del [Reglamento sobre el gas]; o
- e) códigos de red o directrices contemplados en los artículos 53 a 56 del [Reglamento sobre el gas].»
- 10) En el artículo 6, apartado 10, párrafo segundo, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:
- «a) cuando las autoridades reguladoras competentes no hayan conseguido llegar a un acuerdo sobre el régimen regulador adecuado dentro de los seis meses siguientes a la fecha en que el caso se haya sometido a la última de dichas autoridades reguladoras, o en un plazo de cuatro meses en los casos contemplados en el artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o en el artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, **o en el artículo 72, apartado 1, letra e), de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803].**»
- 11) En el artículo 6, apartado 10, el párrafo tercero se sustituye por el texto siguiente:
- «Las autoridades reguladoras competentes podrán solicitar conjuntamente que el plazo a que se refiere la letra a) del párrafo segundo del presente apartado se prorrogue seis meses como máximo, excepto en los casos contemplados en el artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o en el artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, **o en el artículo 72, apartado 1, letra e), de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803].**».
- 12) En el artículo 6, apartado 10, el párrafo cuarto se sustituye por el texto siguiente:
- «Cuando se hayan atribuido a las autoridades reguladoras, en nuevos códigos de red y directrices **contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943**, adoptados como actos delegados después del 4 de julio de 2019, las competencias para adoptar decisiones sobre cuestiones transfronterizas contempladas en el párrafo primero del presente apartado, la ACER solo será competente de forma voluntaria, de conformidad con el párrafo segundo, letra b), del presente apartado, previa petición, por parte de al menos el 60 % de las autoridades reguladoras competentes. Cuando solo estén involucradas dos autoridades reguladoras, cualquiera de ellas podrá remitir el caso a la ACER.».
- 13) En el artículo 6, apartado 12, la letra a), se sustituye por el texto siguiente:
- «a) emitirá una decisión al respecto en un plazo máximo de seis meses a partir de la fecha de remisión, o en un plazo de cuatro meses en los casos contemplados en el artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o en el artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, **o en el**

artículo 72, apartado 1, letra e), de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803], y».

14) En el artículo 14, el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«Al ejecutar sus tareas, en particular durante el proceso de desarrollo de las directrices marco, de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 o con los artículos 53 y 54 de [la versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], así como durante el proceso de propuestas de modificación de los códigos de red, con arreglo al artículo 60 del Reglamento (UE) 2019/943 o al artículo 55 de [la versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], la ACER consultará de forma exhaustiva y en una fase temprana a los participantes en el mercado, los gestores de redes de transporte, **los gestores de redes de hidrógeno**, los consumidores, los usuarios finales y, cuando proceda, las autoridades de competencia, sin perjuicio de sus atribuciones respectivas, de forma abierta y transparente, especialmente cuando sus tareas afecten a los gestores de redes de transporte y **a los gestores de redes de hidrógeno.**»

15) En el artículo 15, se insertan los apartados 6 y 7 siguientes:

«6. La ACER emitirá estudios comparativos de la eficiencia de los costes de los gestores de redes de transporte de conformidad con el artículo 17, apartado 2 del [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804].»

«7. La ACER emitirá dictámenes en los que establecerá un formato armonizado para la publicación de información técnica sobre el acceso a las redes de hidrógeno de conformidad con el anexo I del presente Reglamento.»

16) En el artículo 15, el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«La ACER, en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras, y sin perjuicio de las competencias de las autoridades responsables de la competencia, supervisará los mercados mayoristas y minoristas de la electricidad y el gas natural, en particular los precios al por menor de la electricidad y el gas natural, el respeto de los derechos del consumidor reconocidos en la Directiva (UE) 2019/944 y la **[versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) 803]**, el impacto de la evolución del mercado en los clientes domésticos, el acceso a las redes, incluido el acceso a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, los avances en materia de interconexiones, las barreras potenciales al comercio transfronterizo, **incluidos el impacto de la mezcla de hidrógeno en la red de gas natural y los obstáculos a los flujos transfronterizos de biometano**, las barreras reglamentarias a los nuevos participantes en el mercado o los actores de menor tamaño, incluidas las comunidades de energía de ciudadanos, las intervenciones estatales que impidan que los precios reflejen la escasez real, tal y como se establecen en el artículo 10, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943, la eficacia de los Estados miembros en el ámbito de la seguridad del suministro de electricidad, con base en los resultados del análisis europeo de cobertura, contemplado en el artículo 23 de dicho Reglamento, teniendo en cuenta en particular, la evaluación *ex post* a que se refiere el artículo 17 del Reglamento (UE) 2019/941.»

17) En el artículo 15, apartado 1, se añade el párrafo segundo siguiente:

«La ACER, en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras, y sin perjuicio de las competencias de las autoridades responsables de la competencia,

supervisará los mercados de hidrógeno, en particular el impacto de la evolución del mercado en los clientes de hidrógeno, el acceso a las redes de hidrógeno, incluido el acceso a la red de hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables, los avances en materia de interconexiones y las barreras potenciales al comercio transfronterizo.»

18) En el artículo 15, el apartado 2 se sustituye por el texto siguiente:

«La ACER publicará un informe anual sobre los resultados de sus actividades de supervisión mencionadas en el apartado 1. En dicho informe, identificará cualquier posible obstáculo a la realización de los mercados interiores de la electricidad, **y del gas natural y del hidrógeno.**».

Artículo 66

Modificación del Reglamento (UE) n.º 1227/2011

El Reglamento (UE) n.º 1227/2011 se modifica como sigue:

- a) en el artículo 2, el artículo 3, apartados 3 y 4, el artículo 4, apartado 1 y el artículo 8, apartado 5, el término «electricidad o gas natural» se sustituye por el término **«electricidad, hidrógeno o gas natural»;**
- b) en el artículo 6, apartado 2, el término «mercados de la electricidad y el gas» se sustituye por el término **«mercados de la electricidad, el hidrógeno y el gas natural».**

Artículo 67

Modificaciones del Reglamento (UE) 2017/1938

El Reglamento (UE) 2017/1938 se modifica como sigue:

1) En el artículo 1, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«El presente Reglamento establece disposiciones destinadas a garantizar la seguridad del suministro de gas en la Unión mediante el funcionamiento adecuado y continuo del mercado interior del gas natural y de gases renovables y gases hipocarbónicos (en lo sucesivo, «gas»), permitiendo la aplicación de medidas excepcionales cuando el mercado no pueda seguir aportando los suministros de gas necesarios, incluidas medidas de solidaridad de último recurso, y estableciendo una definición y una atribución claras de las responsabilidades entre las empresas de gas natural, los Estados miembros y la Unión, tanto en lo relativo a las actuaciones preventivas como a la reacción ante interrupciones concretas en el suministro de gas.».

2) En el artículo 2, se añaden las definiciones siguientes:

«27) "gas": gas natural según la definición del artículo 2, punto 1, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx];

28) "reservas estratégicas": gas adquirido, gestionado y almacenado por los gestores de redes de transporte exclusivamente para llevar a cabo sus funciones en calidad de gestores de la red de transporte y a efectos de seguridad del suministro. El gas almacenado como parte de las reservas estratégicas se despachará únicamente cuando sea necesario para mantener la red en explotación en condiciones seguras y fiables, de conformidad con el artículo 35 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] o en caso de que se declare una situación de

emergencia en virtud del artículo 11 del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, y, de lo contrario, no podrá venderse en los mercados mayoristas de gas;

29) "usuario del almacenamiento": un cliente o posible cliente de un gestor de almacenamientos.».

3) En el artículo 2, se añade el párrafo siguiente:

«Las referencias al gas natural se entenderán hechas al gas definido en el punto 27.».

4) El artículo 7 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. A más tardar el 1 de noviembre de 2017, la REGRT de Gas llevará a cabo una simulación a escala de la Unión de supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras. La simulación incluirá la identificación y la evaluación de los corredores de suministro de gas de emergencia y determinará también los Estados miembros que pueden dar una solución a los riesgos determinados, incluido en relación con **el almacenamiento** y el GNL. La REGRT de Gas elaborará esos supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras y la metodología para la simulación en cooperación con el GCG. La REGRT de Gas debe garantizar un nivel adecuado de transparencia y acceso a sus hipótesis de modelización utilizadas en sus supuestos. La simulación a escala de la Unión de supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras se repetirá cada cuatro años, salvo si las circunstancias exigen una puesta al día con mayor frecuencia.».

5) En el apartado 4, la letra e) se sustituye por el texto siguiente:

«e) se tomarán en consideración los riesgos relacionados con el control de la infraestructura relevante para la seguridad del suministro de gas en la medida en que puedan implicar, entre otros, riesgos de inversión insuficiente, debilitamiento de la diversificación, uso indebido de las infraestructuras existentes, **incluido el acaparamiento de la capacidad de almacenamiento**, o violación de la legislación de la Unión;».

6) Se añade el nuevo artículo 7 *bis* siguiente:

«Artículo 7 bis

Medidas de prevención y emergencia

Los Estados miembros tomarán las medidas de prevención y emergencia apropiadas. Estas medidas deben tener en cuenta los resultados de la simulación más reciente de supuestos de interrupción a escala de la Unión prevista en el artículo 7 y necesitan ser apropiadas para abordar los riesgos detectados en las evaluaciones de riesgos nacionales y comunes.».

7) El artículo 8, apartado 1, y el artículo 9, apartados 3 a 10, se trasladan y se renumeran como artículo 7 *bis*, apartados 2 a 12.

8) Se insertan los siguientes artículos nuevos 7 *ter*, 7 *quater* y 7 *quinquies*:

«Artículo 7 ter

Uso eficiente y conjunto de las infraestructuras y el almacenamiento de gas

1. Los Estados miembros garantizarán el uso de la infraestructura existente a escala nacional y regional en beneficio de la seguridad del suministro de manera eficiente. En particular, los Estados miembros permitirán el intercambio transfronterizo de gas y el acceso transfronterizo al almacenamiento y el GNL.

2. Las evaluaciones comunes de riesgos y sus posteriores actualizaciones incluirán un análisis de la adecuación de la capacidad de las instalaciones de almacenamiento disponibles en la región, el funcionamiento de las capacidades de almacenamiento y su contribución a la seguridad del suministro de la Unión, incluidos los riesgos relacionados con el control de la infraestructura de almacenamiento pertinente para la seguridad del suministro de gas por entidades de terceros países. Este análisis comparará el papel de los almacenamientos de gas con medidas alternativas, como inversiones en eficiencia energética y fuentes de energía renovables.

3. Cuando los resultados de este análisis en la evaluación común de riesgos o en cualquiera de sus actualizaciones indiquen que existe un riesgo a escala regional, que puede ser un riesgo para uno o varios Estados miembros del mismo grupo de riesgo, que no pueda abordarse de otra manera, los Estados miembros considerarán la posibilidad de utilizar una o varias de las medidas siguientes:

a) obligar a los usuarios de almacenamiento de gas a que almacenen un volumen mínimo de gas en almacenamientos subterráneos;

b) licitaciones, subastas o mecanismos equivalentes que incentiven la reserva de capacidades de almacenamiento con las que se cubran los posibles déficits de los costes;

c) obligar a un gestor de la red de transporte a que adquiera y gestione existencias estratégicas de gas;

d) permitir la posibilidad de integrar plenamente los almacenamientos en la red del gestor de la red de transporte si, en caso contrario, el almacenamiento pueda parar las operaciones, cuando esa parada de las operaciones ponga en riesgo el funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte.

Esas medidas serán objeto de consulta en el grupo de riesgo pertinente, en particular la manera en que las medidas abordan los riesgos detectados en la evaluación común de riesgos.

4. Las medidas adoptadas de conformidad con el artículo 7 *bis* y el apartado 3 del presente artículo serán necesarias, estarán claramente definidas, serán transparentes, proporcionadas, no discriminatorias y verificables, no falsearán indebidamente la competencia, no comprometerán el funcionamiento eficaz del mercado interior del gas ni harán peligrar la seguridad del suministro de gas de otros Estados miembros o de la Unión. Las medidas no pondrán obstáculos ni restricciones a las capacidades transfronterizas asignadas de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión.

5. Si se detectan riesgos regionales, los Estados miembros del grupo de riesgo pertinente procurarán llegar a un acuerdo, en el grupo de riesgo regional, sobre el nivel objetivo de existencias en la región, para garantizar que el riesgo detectado para la seguridad del suministro esté cubierto con arreglo al análisis común de riesgos.

Los Estados miembros del grupo de riesgo pertinente buscarán un acuerdo sobre regímenes de financiación conjunta de las medidas adoptadas de conformidad con el

apartado 3 elegidas sobre la base de la evaluación común de riesgos. La asignación de costes entre los Estados miembros será justa y se basará en el análisis realizado de conformidad con el apartado 2. Si la medida se financia mediante una tasa, esta no se asignará a puntos de interconexión transfronterizos. Si los Estados miembros no pueden llegar a un acuerdo sobre regímenes de financiación conjunta, la Comisión podrá adoptar unas directrices jurídicamente no vinculantes sobre los elementos fundamentales que deberán incluir.

6. Los Estados miembros del grupo de riesgo pertinente llegarán a un acuerdo sobre un procedimiento común coordinado para retirar el gas almacenado en los almacenamientos contemplados en el apartado 3 del presente artículo en caso de emergencia, según la definición del artículo 11, apartado 1. El procedimiento común coordinado incluirá el procedimiento en caso de retirada de gas como parte de las actuaciones coordinadas por la Comisión en una situación de emergencia a escala regional o de la Unión, contemplada en el artículo 12, apartado 3.

7. Tras la consulta interna en el grupo de riesgo pertinente contemplada en el apartado 3, los Estados miembros consultarán al Grupo de Coordinación del Gas. Los Estados miembros informarán al Grupo de Coordinación del Gas sobre los regímenes de financiación conjunta y los procedimientos de retirada de los apartados 5 y 6.

8. Las medidas resultantes del apartado 3 se incluirán en las evaluaciones de riesgos y, cuando proceda, en el plan de acción preventivo y en el plan de emergencia correspondientes al período en cuestión.

Artículo 7 quater

Evaluación de riesgos a escala de la Unión

Como disposición transitoria, en un plazo de seis meses desde la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, todos los Estados miembros completarán las evaluaciones comunes y las evaluaciones nacionales de riesgos existentes y, cuando proceda, el plan de acción preventivo y en el plan de emergencia, mediante la adición necesaria para cumplir lo dispuesto en el artículo 7 *ter*, apartados 2 a 6. Estos planes actualizados se harán públicos y se comunicarán a la Comisión siguiendo el procedimiento indicado en el artículo 8, apartado 7, y la Comisión emitirá una recomendación en las condiciones definidas en el artículo 8, apartado 8, que será tomada en consideración por la autoridad competente afectada siguiendo el procedimiento descrito en el artículo 8, apartado 9.

Artículo 7 quinquies

Adquisición conjunta de existencias estratégicas

1. Los Estados miembros podrán establecer un mecanismo para la adquisición conjunta de existencias estratégicas por los gestores de redes de transporte como parte de las medidas preventivas para garantizar la seguridad del suministro.

El mecanismo se diseñará en cumplimiento del Derecho de la Unión y de las normas de competencia, y de manera que las existencias estratégicas puedan utilizarse como parte de las actuaciones coordinadas por la Comisión en situación de emergencia a escala regional o de la Unión, como se contempla en el artículo 12, apartado 3.

La participación en el mecanismo estará abierta a todos los gestores de redes de transporte de la Unión que deseen unirse a él una vez que se haya establecido.

2. Los Estados miembros participantes notificarán a la Comisión su intención de establecer este mecanismo. La notificación incluirá la información necesaria para evaluar el cumplimiento del presente Reglamento, como el volumen de gas que se adquirirá, la duración de la medida, los gestores de redes de transporte participantes, las disposiciones de gobernanza, los procedimientos operacionales y las condiciones para su activación en una situación de emergencia. También especificará los costes y los beneficios previstos.

3. La Comisión podrá emitir un dictamen, en un plazo máximo de tres meses, sobre el cumplimiento del presente Reglamento por el mecanismo previsto. La Comisión informará al Grupo de Coordinación del Gas de la notificación recibida y, si procede, a la ACER. Los Estados miembros participantes tendrán en cuenta el dictamen de la Comisión en la mayor medida posible.

Artículo 7 sexies

Informe sobre el almacenamiento y la adquisición conjunta de existencias estratégicas

Tres años después de la entrada en vigor del presente Reglamento, la Comisión emitirá un informe sobre la aplicación de los artículos 7 *ter*, 7 *quater* y 7 *quinquies*, y sobre la experiencia, los beneficios y los costes de la posibilidad de adquisición conjunta de existencias estratégicas, y cualquier obstáculo surgido al utilizarla.».

9) El artículo 8 se modifica como sigue:

a) se suprime el apartado 1;

b) el apartado 3 se sustituye por el texto siguiente:

«3. El plan de acción preventivo y el plan de emergencia contendrán un capítulo regional o varios capítulos regionales cuando un Estado miembro pertenezca a diferentes grupos de riesgo según se define en el anexo I.

Todos los Estados miembros elaborarán conjuntamente estos capítulos regionales antes de su incorporación a los respectivos planes nacionales. La Comisión actuará como mediadora con el fin de permitir que los capítulos regionales mejoren colectivamente la seguridad del suministro de gas de la Unión en su conjunto, no den lugar a ninguna contradicción y superen cualquier obstáculo que dificulte la cooperación.

Los capítulos regionales contendrán medidas transfronterizas apropiadas y eficaces, incluso en relación con **los almacenamientos** y el GNL, sujetas al acuerdo entre los Estados miembros que apliquen las medidas del mismo o de diferentes grupos de riesgo afectados por la medida basándose en la simulación a que se refiere el artículo 7, apartado 1, y la evaluación común de riesgos.».

10) En el apartado 6, se añade la frase siguiente:

«La propuesta de cooperación podrá incluir la participación voluntaria en la adquisición conjunta de existencias estratégicas, como se contempla en el artículo 7 *quater*.».

11) Se añade el nuevo artículo 8 *bis* siguiente:

«Artículo 8 bis

Medidas sobre ciberseguridad

1. Al establecer los planes de acción preventivos y los planes de emergencia, los Estados miembros tendrán en cuenta las medidas apropiadas relacionadas con la ciberseguridad.

2. La Comisión estará facultada para adoptar un acto delegado con arreglo al artículo 19 para establecer normas específicas para el sector del gas sobre aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de gas, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.

3. Durante la preparación de ese acto delegado, la Comisión colaborará estrechamente con la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), la Agencia para la Ciberseguridad (ENISA), la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT de Gas) y un número limitado de partes interesadas afectadas principales, así como con entidades que tengan competencias existentes en materia de ciberseguridad en el marco de su propio mandato, como los centros de operaciones de seguridad pertinentes para las entidades reguladas, y los equipos de respuesta a incidentes de seguridad informática (CSIRT), como se contempla en el artículo 9 de la Directiva (UE) 2022/xxx relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión.».

12) El artículo 9 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se modifica como sigue:

i) la letra e) se sustituye por el texto siguiente:

«e) las demás medidas preventivas concebidas para hacer frente a los riesgos determinados en la evaluación de riesgos **contemplada en el artículo 7 bis, apartado 1**, como las relativas a la necesidad de mejorar las interconexiones entre Estados miembros vecinos, seguir aumentando la eficiencia energética, **evitar el acaparamiento de capacidad**, reducir la demanda de gas y la posibilidad de diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas y la utilización regional de las capacidades de almacenamiento y GNL existentes, si procede, con vistas a mantener el suministro de gas a todos los clientes en la medida de lo posible;»;

ii) la letra k) se sustituye por el texto siguiente:

«k) información sobre todas las obligaciones de servicio público relacionadas con la seguridad del suministro de gas, **incluidas las obligaciones en materia de capacidad de almacenamiento y las existencias estratégicas.**»;

iii) se añade la letra l) siguiente:

«l) información sobre las medidas relacionadas con la ciberseguridad contempladas en el artículo 8 bis.».

13) En el artículo 12, apartado 3, se añade la letra d) siguiente:

«d) coordinará las actuaciones relativas a la adquisición conjunta de existencias estratégicas contempladas en el artículo 7 *quater*.».

14) El artículo 13 se modifica como sigue:

a) los apartados 3, 4 y 5 se sustituyen por el texto siguiente:

«3. Las medidas de solidaridad **serán medidas de último recurso** y se aplicarán únicamente si el Estado miembro solicitante:

a) ha declarado una situación de emergencia en virtud del artículo 11;

b) no ha sido capaz de cubrir el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad pese a la aplicación de la medida a que se refiere el artículo 11, apartado 3;

c) ha agotado todas las medidas basadas en el mercado («medidas voluntarias»), todas las medidas no basadas en el mercado («medidas obligatorias») y las demás medidas previstas en su plan de emergencia;

d) ha comunicado una petición expresa a la Comisión y a las autoridades competentes de todos los Estados miembros con los que está conectado directamente o, de conformidad con el apartado 2, a través de un tercer país, acompañada de una descripción de las medidas aplicadas mencionadas en la letra b) del presente apartado **y del compromiso explícito de pagar la compensación rápida y justa al Estado miembro que proporcione solidaridad de conformidad con el apartado 8;**

4. Los Estados miembros **que reciban una solicitud de solidaridad deben presentar ofertas** basadas en medidas voluntarias que incidan todo lo posible y durante todo el tiempo posible en la demanda, antes de recurrir a medidas no basadas en el mercado.

Cuando las medidas basadas en el mercado resulten insuficientes para el Estado miembro que proporciona su solidaridad para hacer frente al déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en el Estado miembro solicitante, el Estado miembro que proporciona su solidaridad podrá introducir medidas no basadas en el mercado para cumplir las obligaciones establecidas en los apartados 1 y 2.

5. Si hubiera más de un Estado miembro que pudiera proporcionar solidaridad a un Estado miembro solicitante, este deberá, previa consulta a todos los Estados miembros a que se haya solicitado que proporcionen solidaridad, buscar la oferta más ventajosa sobre la base de los costes, la rapidez de entrega, la fiabilidad y la diversificación de los suministros de gas. **En caso de que las ofertas disponibles basadas en el mercado no sean suficientes para cubrir el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en el Estado miembro solicitante, los Estados miembros a los que se haya solicitado solidaridad estarán obligados a activar medidas no basadas en el mercado.»;**

b) en el apartado 10, se añade el párrafo siguiente:

«Cuando se haya proporcionado una medida de solidaridad de conformidad con los apartados 1 y 2, el importe final de la compensación que haya sido abonada por el Estado miembro que la solicita estará sujeto a un control *ex post* por la autoridad reguladora o la autoridad de competencia del Estado miembro que la proporciona, en un plazo de tres meses después del levantamiento de la emergencia. El Estado miembro solicitante será consultado y dará su opinión sobre las conclusiones del control *ex post*. Tras consultar al Estado miembro solicitante, la autoridad encargada del control *ex post* tendrá derecho a exigir

una rectificación del importe de la compensación, teniendo en cuenta la opinión de dicho Estado miembro. Las conclusiones del control *ex post* se transmitirán a la Comisión Europea, que las tendrá en consideración en su informe sobre las emergencias elaborado de conformidad con el artículo 14, apartado 3.»;

c) el apartado 14 se sustituye por el texto siguiente:

«14. La aplicabilidad del presente artículo no se verá afectada si los Estados miembros no logran ponerse de acuerdo o no ultiman sus disposiciones técnicas, legales y financieras. De ser así, **cuando se necesite una medida de solidaridad para garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, las disposiciones que figuren en el (nuevo) anexo IX se aplicarán por defecto a las solicitudes y a la entrega del gas pertinente.**».

15) En el artículo 14, apartado 3, el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«Tras una emergencia, con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, la autoridad competente mencionada en el apartado 1 facilitará a la Comisión una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas que incluirá una evaluación del impacto económico de la emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia que hayan prestado o se haya recibido la Unión y sus Estados miembros. **Cuando proceda, la evaluación incluirá una descripción detallada de las circunstancias que dieron lugar a la activación del mecanismo del artículo 13 y las condiciones en que se recibieron los suministros de gas deficitarios, como el precio y la compensación financiera abonada, y, en su caso, los motivos por los cuales no se aceptaron las ofertas de solidaridad y/o no se suministró el gas.** Dicha evaluación se pondrá a disposición del GCG y se reflejará en las actualizaciones de los planes de acción preventivos y de los planes de emergencia.».

16) El artículo 19 se modifica como sigue:

a) en el apartado 2, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«Los poderes para adoptar actos delegados mencionados en el artículo 3, apartado 8, en el artículo 7, apartado 5, en el artículo 8, apartado 5, **y en el artículo 8 bis, apartado 2**, se otorgan a la Comisión durante un periodo de cinco años a partir del [fecha de adopción de las modificaciones].»;

b) en el apartado 3, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«3. La delegación de poderes mencionada en el artículo 3, apartado 8, en el artículo 7, apartado 5, en el artículo 8, apartado 5, **y en el artículo 8 bis, apartado 2**, podrá ser revocada en cualquier momento por el Parlamento Europeo o por el Consejo.»;

c) en el apartado 6, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«6. Los actos delegados adoptados en virtud del artículo 3, apartado 8, del artículo 7, apartado 5, del artículo 8, apartado 5, **y del artículo 8 bis, apartado 2**, entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses desde su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ni el Parlamento Europeo ni el Consejo formulan objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, tanto el uno como el otro informan a la Comisión de que no las formularán.».

- 17) El anexo VI se modifica como sigue:
- a) en la sección 5, letra a), párrafo segundo, se inserta el inciso siguiente después del inciso segundo «medidas para diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas,»:
- «— medidas para evitar el acaparamiento de capacidad,»;
- b) en la sección 11.3, letra a), párrafo segundo, se inserta el inciso siguiente después del inciso segundo «medidas para diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas,»:
- «— medidas para evitar el acaparamiento de capacidad,».
- 18) El texto que figura en el anexo II del presente Reglamento se añade como anexo IX al Reglamento (UE) 2017/1938.

↓ 715/2009 (adaptado)

Artículo ~~68~~³¹

Derogación

Queda derogado el Reglamento (CE) n.º ~~715/2009~~ ^{1775/2005} a partir del ~~3 de marzo de 2011~~. Las referencias al Reglamento derogado se entenderán hechas al presente Reglamento con arreglo a la tabla de correspondencias que figura en el anexo II.

Artículo ~~69~~³²

Entrada en vigor

↓ Corrección, DO L 229 de
1.9.2009, p. 29 (adaptado)
⇒ nuevo

El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

El presente Reglamento será aplicable a partir del ^{⇒ 1 de enero de 2023} ~~⇒ 3 de marzo de 2011~~.

↓ 715/2009

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el

Por el Parlamento Europeo
El Presidente / La Presidenta

Por el Consejo
El Presidente / La Presidenta

FICHA DE FINANCIACIÓN LEGISLATIVA

1. MARCO DE LA PROPUESTA/INICIATIVA

1.1. Denominación de la propuesta/iniciativa

1.2. Política(s) afectada(s)

1.3. La propuesta/iniciativa se refiere a:

1.4. Objetivo(s)

1.4.1. Objetivo(s) general(es)

1.4.2. Objetivo(s) específico(s)

1.4.3. Resultado(s) e incidencia esperados

1.4.4. Indicadores de rendimiento

1.5. Justificación de la propuesta/iniciativa

1.5.1. Necesidad(es) que debe(n) satisfacerse a corto o largo plazo, incluido un calendario detallado de la aplicación de la iniciativa

1.5.2. Valor añadido de la intervención de la Unión (puede derivarse de distintos factores, como mejor coordinación, seguridad jurídica, mejora de la eficacia o complementariedades). A efectos del presente punto, se entenderá por «valor añadido de la intervención de la Unión» el valor resultante de una intervención de la Unión que viene a sumarse al valor que se habría generado de haber actuado los Estados miembros de forma aislada.

1.5.3. Principales conclusiones extraídas de experiencias similares anteriores

1.5.4. Compatibilidad con el marco financiero plurianual y posibles sinergias con otros instrumentos adecuados

1.5.5. Evaluación de las diferentes opciones de financiación disponibles, en particular, posibilidades de reasignación

1.6. Duración e incidencia financiera de la propuesta/iniciativa

1.7. Modo(s) de gestión previsto(s)

2. MEDIDAS DE GESTIÓN

2.1. Normas en materia de seguimiento e informes

2.2. Sistema(s) de gestión y de control

2.2.1. Justificación del/de los modo(s) de gestión, del/de los mecanismo(s) de aplicación de la financiación, de las modalidades de pago y de la estrategia de control propuestos

2.2.2. Información relativa a los riesgos identificados y al/a los sistema(s) de control interno establecidos para atenuarlos

2.2.3. Estimación y justificación de la relación coste/beneficio de los controles (ratio «gastos de control ÷ valor de los correspondientes fondos gestionados»), y evaluación del nivel esperado de riesgo de error (al pago y al cierre)

2.3. Medidas de prevención del fraude y de las irregularidades

3. INCIDENCIA FINANCIERA ESTIMADA DE LA PROPUESTA/INICIATIVA

3.1. Rúbrica(s) del marco financiero plurianual y línea(s) presupuestaria(s) de gastos afectada(s)

3.2. Incidencia financiera estimada de la propuesta/iniciativa

3.2.1. Resumen de la incidencia estimada en los créditos de operaciones

3.2.2. Resultados estimados financiados con créditos de operaciones

3.2.3. Resumen de la incidencia estimada en los créditos administrativos

3.2.4. Compatibilidad con el marco financiero plurianual vigente

3.2.5. Contribución de terceros

3.3. Incidencia estimada en los ingresos

FICHA DE FINANCIACIÓN LEGISLATIVA «AGENCIAS»

1. MARCO DE LA PROPUESTA/INICIATIVA

1.1. Denominación de la propuesta/iniciativa

Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (refundición)

Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (refundición)

1.2. Política(s) afectada(s)

Ámbito de actuación: Energía

Actividad: Pacto Verde Europeo

1.3. La propuesta se refiere a:

☒ una acción nueva

☐ una acción nueva a raíz de un proyecto piloto / una acción preparatoria²¹

☐ la prolongación de una acción existente

☐ una fusión o reorientación de una o más acciones hacia otra/una nueva acción

1.4. Objetivo(s)

1.4.1. Objetivo(s) general(es)

El Pacto Verde Europeo y la legislación sobre el clima establecieron el objetivo de la Unión de alcanzar la neutralidad climática en 2050, de manera que se contribuya a la competitividad, el crecimiento y el empleo en Europa. Se calcula que el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55 % hará que la cuota de las energías renovables se sitúe entre el 38 y el 40 %. En 2050, los combustibles gaseosos seguirán teniendo una participación importante en la cesta energética, por lo que será necesaria la descarbonización del sector del gas mediante una configuración orientada al futuro con miras a unos mercados del gas descarbonizados y competitivos. La presente iniciativa forma parte del paquete de medidas «Objetivo 55». Engloba la configuración del mercado de los gases, incluido el hidrógeno. Si bien no conseguirá la descarbonización por sí sola, sí eliminará los obstáculos reglamentarios existentes y creará las condiciones para lograrlo de manera rentable.

1.4.2. Objetivo(s) específico(s)

Los objetivos específicos que figuran a continuación se centran en las cuestiones abordadas en las disposiciones que requieren recursos adicionales para la ACER y la Dirección General de Energía (DG ENER).

Objetivo específico n.º 1:

²¹ Tal como se contempla en el artículo 58, apartado 2, letras a) o b), del Reglamento Financiero.

Crear un marco regulador para desarrollar, sobre la base del mercado, el sector del hidrógeno y las redes de hidrógeno.

Objetivo específico n.º 2:

Mejorar las condiciones de los intercambios transfronterizos de gas natural, teniendo en cuenta el protagonismo cada vez mayor de los gases renovables y los gases hipocarbónicos, y más derechos para los consumidores.

Objetivo específico n.º 3:

Garantizar el cumplimiento de la legislación de la Unión por parte de las entidades paneuropeas de gestores de redes.

1.4.3. Resultado(s) e incidencia esperados

Especificar los efectos que la propuesta/iniciativa debería tener sobre los beneficiarios / los grupos destinatarios.

Los recursos adicionales permitirán a la ACER y a la DG ENER realizar las tareas necesarias para cumplir su mandato con arreglo a la legislación de la Unión con respecto a las exigencias de la presente propuesta.

1.4.4. Indicadores de rendimiento

Precisar los indicadores para hacer un seguimiento de los avances y logros.

Objetivo específico n.º 1:

Desarrollo de infraestructura de hidrógeno y su utilización conjunta por parte de diferentes participantes en el mercado.

Objetivo específico n.º 2:

Nivel de intercambio en los mercados y de acceso a los mercados de los gases renovables y los gases hipocarbónicos (por ejemplo, volumen y número de operadores económicos, índices de utilización de terminales de GNL o volumen recibido de esos gases).

Objetivo específico n.º 3:

Creación oportuna de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno e inclusión oportuna de los gestores de redes de distribución (GRD) de gas natural en la entidad de los GRD de la UE.

1.5. Justificación de la propuesta/iniciativa

1.5.1. Necesidad(es) que debe(n) satisfacerse a corto o largo plazo, incluido un calendario detallado de la aplicación de la iniciativa

La siguiente evaluación, en la medida en que afecta a la ACER, tiene en cuenta las estimaciones de necesidades en materia de recursos para las tareas actuales del reciente

estudio realizado por una consultora independiente para determinar dichas estimaciones para tareas similares pero adicionales, con ajustes para evitar una sobreestimación. Los números de equivalentes a jornada completa (EJC) para las tareas existentes son estimaciones redondeadas del personal necesario en 2023, pero con una reducción global del 20 % para tener en cuenta que la metodología aplicada por la consultora tendía a una sobreestimación, como se explica en el Dictamen de la Comisión C(2021) 7024, de 5 de octubre de 2021, relativo al proyecto de documento de programación de la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) para el período 2022-2024 y a la cantidad suficiente de recursos financieros y humanos disponibles para la ACER. La presente ficha de financiación legislativa aplica, por tanto, una estimación del personal necesario más conservadora que la de la consultora.

Si bien los volúmenes de gas natural suministrados a los clientes de la Unión van a ir disminuyendo progresivamente, esto no dará lugar a una reducción de la carga de trabajo de las tareas existentes de la ACER para un futuro próximo. Por ejemplo, continúa la implantación de los códigos de red del gas natural, independientemente de los volúmenes transportados por la red. La complejidad será todavía mayor, dado el mayor protagonismo de la mezcla de gases hipocarbónicos. Por otro lado, con la llegada de una red de hidrógeno y un mercado del hidrógeno puro, se añade a la lista de tareas de la ACER la regulación de un nuevo sector.

Objetivo específico n.º 1: Crear un marco regulador para desarrollar, sobre la base del mercado, el sector del hidrógeno y las redes de hidrógeno

- Con respecto a la electricidad y el gas natural, el desarrollo sobre la base del mercado de un sector del hidrógeno requiere unas normas más detalladas en forma de **códigos de red o directrices**. La propuesta contiene nueve delegaciones de poderes para adoptar nuevos códigos de red o directrices relacionadas con el hidrógeno en forma de Reglamentos de la Comisión.

En la actualidad hay seis códigos de red o directrices adoptados en forma de Reglamentos de la Comisión en el marco del Reglamento (CE) n.º 715/2009, sobre el gas, o como anexos de dicho Reglamento. Según las estimaciones de la consultora, la ACER necesita siete EJC para su implantación. La experiencia adquirida en la elaboración e implantación de los códigos de red y directrices para el gas natural puede aprovecharse en la elaboración de códigos de red y directrices similares para el hidrógeno (por ejemplo, asignación de capacidad, interoperabilidad, etc.).

Se calcula, por tanto, que se necesitan cinco EJC para el desarrollo y la posterior implantación de los nuevos códigos de red y directrices relacionados con el hidrógeno. Habida cuenta del desarrollo progresivo del sector del hidrógeno, los EJC adicionales también deberían incorporarse progresivamente: un EJC al año a partir de 2023.

- La ACER también tomará **decisiones sobre la distribución de los costes para la nueva infraestructura de hidrógeno transfronteriza y para las soluciones para eliminar las restricciones debidas a la diferencia de calidad del hidrógeno u otros gases**. Según las estimaciones de la consultora, en relación con una decisión de la ACER relativa a la distribución transfronteriza de los costes en el marco del Reglamento (UE) n.º 347/2013 (Reglamento RTE-E), en caso de que las autoridades reguladoras de los Estados miembros no logren ponerse de acuerdo, son necesarios en torno a tres EJC durante seis meses y, en caso de que se recurra una decisión, el número de EJC necesarios aumenta. Suponiendo que

se tome una decisión cada dos años, se necesitaría un EJC adicional cada vez, cuando, con la importancia creciente del hidrógeno y otros gases distintos del gas natural, sea probable que esta capacidad de decisión se dispare (es decir, a partir de 2026).

- En el **Informe de Seguimiento del Mercado** de la ACER (junto con el mercado mayorista de la electricidad, el mercado mayorista del gas natural y el mercado minorista/consumidores), habría que añadir un **cuarto volumen sobre el hidrógeno**, ampliando así el alcance de las actividades de seguimiento del mercado de la ACER. En la actualidad, entre siete y ocho EJC trabajan en los tres volúmenes existentes. Dado que el hidrógeno será un ámbito nuevo para la ACER en relación con el cual tendrá que contar con expertos a nivel interno, se calcula que será necesario un EJC desde la entrada en vigor de las propuestas y otro adicional a partir del momento en que se espera que el sector del hidrógeno empiece a convertirse en un mercado paneuropeo (es decir, en torno a 2027).
- Habida cuenta de la creciente importancia del hidrógeno y otros gases distintos del gas fósil, **será necesario ampliar el ámbito de aplicación del RITME**. Para ello, serán necesarios un total de cinco EJC adicionales; dos a partir de 2024 y tres más una vez que empiece a desarrollarse el mercado del hidrógeno, es decir, a partir de 2027. Estos cinco EJC podrán financiarse mediante tasas.

Objetivo específico n.º 2: Mejorar las condiciones de los intercambios transfronterizos de gas natural, teniendo en cuenta el protagonismo cada vez mayor de los gases renovables y los gases hipocarbónicos, y reforzar los derechos de los consumidores

- Está prevista la adopción de un nuevo reglamento de la Comisión sobre **ciberseguridad**, equivalente al del sector de la electricidad. Al igual que la ACER necesita una media de un EJC por código de red o directriz, también necesita un EJC adicional en el ámbito de la ciberseguridad a partir de la entrada en vigor de la propuesta.
- Debe introducirse una nueva disposición que exija a los gestores de redes que dispongan de bases de activos regulados separadas para las redes de gas natural, hidrógeno y electricidad, a fin de evitar las subvenciones cruzadas. La ACER se encargará de formular **recomendaciones destinadas a los gestores de redes y las autoridades reguladoras de los Estados miembros sobre la determinación del valor de los activos y el cálculo de las tarifas para los usuarios de las redes** y de actualizarlas cada dos años. La ACER también se encargará de publicar cada cuatro años un **estudio de comparación de la eficiencia de los gestores de redes de transporte de la Unión con respecto a los costes**. En relación con el informe sobre las mejores prácticas existentes en cuanto a fijación de tarifas de transporte y distribución con arreglo al artículo 18, apartado 9, del Reglamento (UE) 2019/943, sobre la electricidad, según las estimaciones de la consultora las necesidades anuales serían de 0,4 EJC, un poco por encima de las necesidades para el informe actual sobre la congestión en los puntos de interconexión del gas. La propuesta reduce la frecuencia de este último informe de una vez al año a, en principio, cada dos años. Por tanto, un 0,5 EJC adicional a partir de 2024 sería suficiente para cubrir las dos nuevas tareas de elaboración de informes.
- Al reproducir las disposiciones de la Directiva (UE) 2019/944, sobre la electricidad en su versión refundida, esta propuesta también reforzará las disposiciones relativas a los **consumidores de gas**. Debe existir una correspondencia entre dichas disposiciones y la capacidad de la ACER para hacer un seguimiento de los derechos de los consumidores y

los mercados minoristas, por lo que es necesario reforzar el equipo de la ACER que trabaja en su Informe de Seguimiento del Mercado anual con 0,5 EJC a partir del momento en que las disposiciones tengan que ser transpuestas por los Estados miembros (es decir, 2024).

Objetivo específico n.º 3: Garantizar el cumplimiento de la legislación de la Unión por parte de las entidades paneuropeas de gestores de redes

- La propuesta mejora la supervisión de la REGRT de Gas (al reproducir las disposiciones relativas a la REGRT de Electricidad), amplía el alcance de la entidad de los GRD de la UE a los gestores de redes de distribución de gas natural y crea una nueva Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno.

La creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno y la ampliación del alcance de la entidad de los GRD de la UE genera un pico de trabajo para la ACER el primer año, tras la entrada en vigor de la propuesta, seguido de las tareas de seguimiento habituales y posiblemente, aunque de manera excepcional, de actividades de ejecución. Debería ser suficiente un EJC que, tras el primer año, también trabaje en la tarea principal de seguimiento en la nueva Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno: la evaluación del nuevo plan de desarrollo de la red a escala de la Unión.

Los EJC adicionales descritos anteriormente no incluyen el personal administrativo. Si se aplica un porcentaje de gastos administrativos de en torno al 25 % (inferior a la actual), significa que se necesitan cinco EJC adicionales. Dictámenes previos de la Comisión sobre los documentos de programación de la ACER han cuestionado que la plantilla de esta no incluya disposiciones relativas al personal que realiza tareas de oficina o de secretaría; de hecho, la ACER recurre a personal interino para el desempeño de esas tareas. Por tanto, estos EJC de apoyo deberían ser AST/SC, a fin de poner remedio a esta situación sin cargas adicionales para el presupuesto de la Unión, ya que sustituirían a personal interino.

De un total de veintiún EJC, hasta siete podrían financiarse mediante tasas (dos AT AD, tres AC FG IV y dos AT AST/SC, como apoyo en tareas de secretaría para los jefes de los dos departamentos del RITME).

Pese a que la mayoría del trabajo adicional de los organismos de la Unión se realizará en el seno de la ACER, la evolución progresiva del sector del hidrógeno hacia un mercado paneuropeo, así como la creciente complejidad de la red y el mercado del gas natural debido al suministro cada vez mayor de gases distintos del gas fósil, también aumentarán la carga de trabajo de la DG ENER. Según estimaciones conservadoras, se necesitaría un EJC adicional para garantizar la implementación adecuada de las disposiciones reforzadas sobre la protección de los consumidores. En el ámbito mayorista, en la actualidad ocho EJC trabajan en los mercados de gases (incluidas la planificación de redes y la calidad del gas). La adición de normas relacionadas con el hidrógeno y la creciente complejidad del sector del gas natural hacen necesaria la multiplicación de la mano de obra por un factor de 1,5, es decir, cuatro EJC adicionales escalonados en los próximos años en consonancia con el desarrollo del sector del hidrógeno y la cuota de mercado cada vez mayor de los gases distintos del gas fósil.

- 1.5.2. *Valor añadido de la intervención de la Unión (puede derivarse de distintos factores, como mejor coordinación, seguridad jurídica, mejora de la eficacia o complementariedades). A efectos del presente punto, se entenderá por «valor añadido de la intervención de la Unión» el valor resultante de una intervención de la Unión que viene a sumarse al valor que se habría generado de haber actuado los Estados miembros de forma aislada.*

En la actualidad no existen normas a nivel de la Unión que regulen las redes o los mercados específicos del hidrógeno. Habida cuenta de los esfuerzos que se están realizando a nivel tanto de la Unión como nacional para promover el uso del hidrógeno renovable en sustitución de los combustibles fósiles, los Estados miembros estarían incentivados para adoptar normas sobre la infraestructura específica de transporte de hidrógeno a nivel nacional. Por tanto, se corre el riesgo de fragmentación del panorama regulador de la Unión, lo que podría obstaculizar la integración de las redes y mercados nacionales del hidrógeno e impedir así los intercambios transfronterizos de hidrógeno o disuadir de su realización.

La armonización de las normas relativas a la infraestructura de hidrógeno en una etapa posterior (es decir, una vez que la legislación nacional hubiera sido adoptada) aumentaría la carga administrativa para los Estados miembros e incrementaría los costes derivados de la regulación y la incertidumbre para las empresas, en particular con respecto a las inversiones a largo plazo en la producción de hidrógeno y las infraestructuras de transporte.

La creación de un marco regulador a nivel de la Unión para las redes y los mercados específicos del hidrógeno contribuiría a la integración y la interconexión de los mercados y las redes nacionales del hidrógeno. Las normas a nivel de la Unión sobre planificación, financiación y explotación de esas redes específicas de hidrógeno generarían una previsibilidad a largo plazo para los inversores potenciales en este tipo de infraestructuras a largo plazo, en particular con respecto a las interconexiones transfronterizas (que, de otro modo, podrían estar sujetas a diferentes leyes nacionales, posiblemente divergentes).

En relación con el biometano, al no existir una iniciativa a nivel de la Unión, es probable que en 2030 siga habiendo un abigarrado conjunto de normas con respecto al acceso a los mercados mayoristas, las obligaciones de conexión y las medidas de coordinación entre los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución. De la misma forma, si no existe un mínimo de armonización a nivel de la Unión, los productores de gases renovables y gases hipocarbónicos tendrán que hacer frente a unos costes muy diferentes en materia de conexión e inyección en toda la Unión, dando lugar a unas condiciones de competencia desiguales.

Sin nueva legislación a nivel de la Unión, los Estados miembros seguirían aplicando diferentes normas de calidad del gas y diferente normativa sobre los niveles de mezcla del hidrógeno, lo que conllevaría el riesgo de restricciones del flujo transfronterizo y segmentación de los mercados. Las normas de la calidad del gas seguirían definiéndose básicamente en función de los parámetros de calidad del gas natural, limitando así la integración de gases renovables en la red.

Todos estos aspectos podrían disminuir los intercambios transfronterizos de gases renovables, lo que podría compensarse con un aumento de las importaciones de gas fósil. La utilización de las terminales y las importaciones de GNL podría limitarse al gas fósil, a pesar de que no sería necesario adaptar dichas terminales si hubiera disponible biometano o metano sintético competitivo procedente de fuentes externas a la Unión.

1.5.3. *Principales conclusiones extraídas de experiencias similares anteriores*

La experiencia con propuestas legislativas anteriores ha puesto de manifiesto que es fácil subestimar las necesidades de la ACER en materia de personal. Esto ocurre especialmente cuando la legislación incluye disposiciones de delegación de poderes para la adopción de normas técnicas más detalladas, como los códigos de red y las directrices en el marco del Reglamento (UE) 2019/943, sobre la electricidad. A fin de evitar repetir la experiencia del tercer paquete de medidas sobre el mercado interior de 2009, donde la subestimación de las necesidades en materia de personal dio lugar a una falta de personal estructural (que no se ha resuelto del todo hasta el presupuesto de la Unión para 2022), en el caso de la presente propuesta dichas necesidades se han calculado para varios años y tienen en cuenta la posible evolución futura, como el uso de las delegaciones de poderes.

1.5.4. *Compatibilidad con el marco financiero plurianual y posibles sinergias con otros instrumentos adecuados*

Esta iniciativa se incluye en el programa de trabajo de la Comisión para 2021 [COM(2020) 690 final], en el marco del Pacto Verde Europeo y el paquete de medidas «Objetivo 55», y contribuirá al objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % de aquí a 2030 con respecto a 1990, establecido en la Legislación Europea sobre el Clima, y al objetivo de la Unión de alcanzar la neutralidad climática para 2050.

1.5.5. *Evaluación de las diferentes opciones de financiación disponibles, en particular, posibilidades de reasignación*

Si bien los EJC son necesarios para el desempeño de nuevas tareas, las tareas actuales no disminuirán en un futuro próximo: paralelamente al uso continuado de la red de gas natural, que ganará en complejidad debido al uso cada vez mayor de otras fuentes de metano distintas del gas fósil, se va a desarrollar un sector del hidrógeno. Por tanto, la reasignación no respondería a las necesidades en materia de personal adicional.

En la medida en que sea jurídicamente posible, los EJC adicionales se financiarán con el sistema de tasas vigente para las tareas de la ACER en el marco del RITME.

1.6. Duración e incidencia financiera de la propuesta/iniciativa

☐ **Duración limitada**

- ☐ Propuesta/iniciativa en vigor desde [el] [DD.MM.]AAAA hasta [el] [DD.MM.]AAAA
- ☐ Incidencia financiera desde AAAA hasta AAAA

X Duración ilimitada

- Ejecución: fase de puesta en marcha desde AAAA hasta AAAA
- y pleno funcionamiento a partir de la última fecha.

1.7. Modo(s) de gestión previsto(s)²²

X Gestión directa por la Comisión

- ☐ por las agencias ejecutivas

☐ **Gestión compartida** con los Estados miembros

X Gestión indirecta mediante delegación de tareas de ejecución presupuestaria en:

- ☐ organizaciones internacionales y sus agencias (especificar);
- ☐ el BEI y el Fondo Europeo de Inversiones;

X los organismos a los que se hace referencia en los artículos 70 y 71 del Reglamento Financiero;

- ☐ organismos de Derecho público;
- ☐ organismos de Derecho privado investidos de una misión de servicio público, en la medida en que presenten garantías financieras suficientes;
- ☐ organismos de Derecho privado de un Estado miembro a los que se haya encomendado la ejecución de una colaboración público-privada y que presenten garantías financieras suficientes;
- ☐ personas a quienes se haya encomendado la ejecución de acciones específicas en el marco de la PESC, de conformidad con el título V del Tratado de la Unión Europea, y que estén identificadas en el acto de base correspondiente.

Observaciones

--

²²

Los detalles sobre los modos de gestión y las referencias al Reglamento Financiero pueden consultarse en el sitio BudgWeb: <https://myintracomm.ec.europa.eu/budgweb/EN/man/budgmanag/Pages/budgmanag.aspx>.

2. MEDIDAS DE GESTIÓN

2.1. Normas en materia de seguimiento e informes

Especifíquense la frecuencia y las condiciones de dichas medidas.

Según sus normas financieras, la ACER tiene que presentar, en el contexto de su documento de programación, un programa de trabajo anual que indique los recursos humanos y financieros asignados a cada acción que realice.

La ACER informa mensualmente a la DG ENER sobre la ejecución del presupuesto, incluyendo los compromisos y los pagos por título presupuestario, así como las tasas de vacantes por tipo de personal.

Además, la DG ENER cuenta con representación directa en los órganos de gobernanza de la ACER. A través de sus representantes en el Consejo de Administración, la DG ENER estará informada del uso del presupuesto y de la plantilla en cada una de las reuniones que se celebren durante el año.

Por último, también con arreglo a sus normas financieras, la ACER tiene que cumplir unos requisitos anuales de información sobre sus actividades y el uso de los recursos a través del Consejo de Administración y de su informe anual de actividades.

Las tareas desempeñadas directamente por la DG ENER seguirán el ciclo anual de planificación y seguimiento implantado en la Comisión y en las agencias ejecutivas, que incluye la comunicación de los resultados a través del informe anual de actividades de la DG ENER.

2.2. Sistema(s) de gestión y de control

2.2.1. *Justificación del/de los modo(s) de gestión, del/de los mecanismo(s) de aplicación de la financiación, de las modalidades de pago y de la estrategia de control propuestos*

Si bien la ACER tendrá que desarrollar nuevos conocimientos técnicos, resulta más rentable asignar las nuevas tareas de la presente propuesta a una agencia existente que ya desempeñe tareas similares.

La DG ENER creó una estrategia de control para gestionar sus relaciones con la ACER en el contexto del marco de control interno de la Comisión de 2017. En diciembre de 2018, la ACER revisó y adoptó su propio marco de control interno.

2.2.2. *Información relativa a los riesgos identificados y al/a los sistema(s) de control interno establecidos para atenuarlos*

Constituyen el principal riesgo las estimaciones erróneas con respecto a la carga de trabajo generada por la presente propuesta, dado que su objetivo es proporcionar un marco regulador facilitador antes, y no después, del establecimiento de enfoques nacionales y la llegada de nuevos operadores y nuevos combustibles (hidrógeno y otros «gases alternativos») al sector de la energía. Es necesario aceptar este riesgo, ya que la experiencia ha demostrado que, si las necesidades en materia de recursos adicionales no se incluyen en la propuesta inicial, es muy difícil poner remedio a esta situación más adelante.

El hecho de que la propuesta incluya varias tareas nuevas reduce este riesgo, ya que, si bien es posible que se haya subestimado la carga de trabajo de algunas tareas futuras, es posible que otras se hayan sobreestimado, lo que deja margen para posibles reasignaciones futuras.

2.2.3. *Estimación y justificación de la relación coste/beneficio de los controles (ratio «gastos de control ÷ valor de los correspondientes fondos gestionados»), y evaluación del nivel esperado de riesgo de error (al pago y al cierre)*

No se espera que la asignación de tareas adicionales durante el mandato vigente de la ACER dé lugar a controles adicionales específicos en sus instalaciones, por lo que la ratio «gastos de control ÷ valor de los correspondientes fondos gestionados» se mantendrá sin cambios.

De la misma forma, las tareas asignadas a la DG ENER no darán lugar a controles adicionales o a un cambio en la ratio de gastos de control.

2.3. Medidas de prevención del fraude y de las irregularidades

Especificar las medidas de prevención y protección existentes o previstas, por ejemplo, en la estrategia de lucha contra el fraude.

La ACER aplica los principios de lucha contra el fraude de las agencias descentralizadas de la Unión, en consonancia con el enfoque de la Comisión.

En marzo de 2019, la ACER adoptó una nueva estrategia de lucha contra el fraude, al revocar la Decisión 13/2014 de su Consejo de Administración. La nueva estrategia, que abarca un período de tres años, se basa en los elementos siguientes: evaluación de riesgos anual, prevención y gestión de conflictos de intereses, normas internas sobre denuncia de irregularidades, política y procedimiento para la gestión de funciones sensibles, así como medidas relacionadas con la ética y la integridad.

En 2020, la DG ENER también adoptó una estrategia contra el fraude revisada. Dicha estrategia se basa en la estrategia contra el fraude de la Comisión y en una evaluación de riesgos específica realizada internamente para determinar qué áreas son las más vulnerables al fraude, en los controles ya existentes y en las acciones necesarias para mejorar la capacidad de la DG ENER para prevenir, detectar y corregir el fraude.

Tanto el Reglamento sobre la ACER como las disposiciones contractuales aplicables a la contratación pública garantizan que los servicios de la Comisión, incluida la OLAF, puedan llevar a cabo auditorías e inspecciones sobre el terreno, utilizando las disposiciones estándar recomendadas por la OLAF.

3. INCIDENCIA FINANCIERA ESTIMADA DE LA PROPUESTA/INICIATIVA

3.1. Rúbrica(s) del marco financiero plurianual y línea(s) presupuestaria(s) de gastos afectada(s)

- Líneas presupuestarias existentes

En el orden de las rúbricas del marco financiero plurianual y las líneas presupuestarias.

Rúbrica del marco financiero plurianual	Línea presupuestaria	Tipo de gasto	Contribución			
	Número	CD/CN D ²³	de países de la AELC ²⁴	de países candidatos ²⁵	de terceros países	en el sentido del artículo 21, apartado 2, letra b), del Reglamento Financiero
02	02 10 06 y 02 03 02	CD/	SÍ/NO	SÍ/NO	SÍ/NO	SÍ/NO

- Nuevas líneas presupuestarias solicitadas

²³ CD = créditos disociados / CND = créditos no disociados.

²⁴ AELC: Asociación Europea de Libre Comercio.

²⁵ Países candidatos y, en su caso, países candidatos potenciales de los Balcanes Occidentales.

En el orden de las rúbricas del marco financiero plurianual y las líneas presupuestarias.

Rúbrica del marco financiero plurianual	Línea presupuestaria	Tipo de gasto	Contribución			
	Número	CD/CND	de países de la AELC	de países candidatos	de terceros países	en el sentido del artículo 21, apartado 2, letra b), del Reglamento Financiero
	[XX.YY.YY.YY]		SÍ/NO	SÍ/NO	SÍ/NO	SÍ/NO

3.2. Incidencia estimada en los gastos

3.2.1. Resumen de la incidencia estimada en los gastos

En millones EUR (al tercer decimal)

Rúbrica del marco financiero plurianual	2	Inversiones estratégicas europeas – Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER)
---	---	--

ACER			Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
Título 1:	Compromisos	(1)	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
	Pagos	(2)	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
Título 2:	Compromisos	(1a)						
	Pagos	(2a)						
Título 3:	Compromisos	(3a)						
	Pagos	(3b)						
TOTAL de los créditos para la ACER	Compromisos	=1+1a +3a	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
	Pagos	=2+2a +3b	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596

Rúbrica del marco financiero plurianual	7	«Gastos administrativos»
--	----------	--------------------------

En millones EUR (al tercer decimal)

		Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
DG: ENER							
• Recursos humanos		0,152	0,304	0,304	0,456	0,760	1,976
• Otros gastos administrativos							
TOTAL DG ENER	Créditos						

TOTAL de los créditos para la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual	(Total de los compromisos = total de los pagos)	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760	1,976
--	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------

En millones EUR (al tercer decimal)

		Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
TOTAL de los créditos correspondientes a las RÚBRICAS 1 a 7 del marco financiero plurianual	Compromisos	0,842	1,298	1,684	2,070	2,678	8,572
	Pagos	0,842	1,298	1,684	2,070	2,678	8,572

3.2.2. Incidencia estimada en los créditos de operaciones de la ACER

- ☒ La propuesta/iniciativa no exige la utilización de créditos de operaciones.
- ☐ La propuesta/iniciativa exige la utilización de créditos de operaciones, tal como se explica a continuación:

Créditos de compromiso en millones EUR (al tercer decimal)

Indicar los objetivos y los resultados			Año N		Año N+1		Año N+2		Año N+3		Insertar tantos años como sea necesario para reflejar la duración de la incidencia (véase el punto 1.6)						TOTAL	
	RESULTADOS																	
	Tipo ²⁶	Coste medio	Número	Coste	Número	Coste	Número	Coste	Número	Coste	Número	Coste	Número	Coste	Número	Coste	Númer o total	Coste total
↓																		
OBJETIVO ESPECÍFICO N.º 1 ²⁷ ...																		
- Resultado																		
- Resultado																		
- Resultado																		
Subtotal del objetivo específico n.º 1																		
OBJETIVO ESPECÍFICO N.º 2																		
- Resultado																		
Subtotal del objetivo específico n.º 2																		
COSTE TOTAL																		

²⁶ Los resultados son los productos y servicios que van a suministrarse (por ejemplo, número de intercambios de estudiantes financiados, número de kilómetros de carreteras construidos, etc.).

²⁷ Tal como se describe en el punto 1.4.2, «Objetivo(s) específico(s)...».

3.2.3. Incidencia estimada en los recursos humanos de la ACER

3.2.3.1. Resumen

- ☐ La propuesta/iniciativa no exige la utilización de créditos administrativos.
- ☒ La propuesta/iniciativa exige la utilización de créditos administrativos, tal como se explica a continuación:

En millones EUR (al tercer decimal)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------

Agentes temporales (grados AD)	0,456	0,760	0,912	1,064	1,216	4,408
Agentes temporales (grados AST)						
Agentes temporales (grados AST/SC)	0,152	0,152	0,304	0,304	0,456	1,368
Personal contractual	0,082	0,082	0,164	0,246	0,246	0,820
Expertos nacionales en comisión de servicios						

TOTAL	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Necesidades de personal (EJC):

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------

Agentes temporales (grados AD)	3	6	7	8	10	10
Agentes temporales (grados AST)						
Agentes temporales (grados AST/SC)	1	2	3	4	5	5
Personal contractual (FG IV)	1	2	3	3	6	6
Expertos nacionales en comisión de servicios						

TOTAL	5	10	13	15	21	21
-------	---	----	----	----	----	----

De los cuales, financiados por la contribución de la Unión²⁸:

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	TOTAL
Agentes temporales (grados AD)	3	5	6	7	8	8
Agentes temporales (grados AST)						
Agentes temporales (grados AST/SC)	1	1	2	2	3	3
Personal contractual (FG IV)	1	1	2	3	3	3
Expertos nacionales en comisión de servicios						
TOTAL	5	7	10	12	14	14

²⁸ Cada año, de conformidad con el artículo 3, apartado 1, de la Decisión (UE) 2020/2152 de la Comisión, la ACER determinará qué costes, incluidos los de personal, pueden ser financiados mediante tasas y presentará el resultado en su proyecto de documento de programación. De conformidad con el artículo 20 del Reglamento (UE) 2019/942, la Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de documento de programación de la ACER, que incluirá las propuestas de esta con respecto a los costes que considera que pueden ser financiados mediante tasas y el alcance, de manera que se reduzca la carga sobre el presupuesto de la Unión.

La fecha de contratación prevista de los EJC es el 1 de enero del año correspondiente.

3.2.3.2. Necesidades estimadas de recursos humanos de la DG matriz

- ☐ La propuesta/iniciativa no exige la utilización de recursos humanos.
- ☒ La propuesta/iniciativa exige la utilización de recursos humanos, tal como se explica a continuación:

Estimación que debe expresarse en valores enteros (o, a lo sumo, con un decimal)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
• Empleos de plantilla (funcionarios y personal temporal)					
20 01 02 01 y 20 01 02 02 (Sede y Oficinas de Representación de la Comisión)	1	2	2	3	5
20 01 02 03 (Delegaciones)					
01 01 01 01 (investigación indirecta)					
10 01 05 01 (investigación directa)					
• Personal externo (en unidades de equivalente a jornada completa, EJC)²⁹					
20 02 01 (AC, ENCS, INT de la «dotación global»)					
20 02 03 (AC, AL, ENCS, INT y JPD en las Delegaciones)					
Línea(s) presupuestaria(s) (especificar) ³⁰	- en la sede ³¹				
	- en las Delegaciones				
01 01 01 02 (AC, ENCS, INT; investigación indirecta)					
10 01 05 02 (AC, ENCS, INT; investigación directa)					
Otras líneas presupuestarias (especificar)					
TOTAL	1	2	2	3	5

Estas son tareas nuevas para las que actualmente no hay personal asignado en la DG ENER. Las necesidades en materia de recursos humanos podría cubrir las el personal reasignado dentro de la DG, que se complementará, en

²⁹ AC = agente contractual; AL = agente local; ENCS = experto nacional en comisión de servicios; INT = personal de empresas de trabajo temporal («intérimaires»); JPD = joven profesional en delegación.

³⁰ Subtecho para el personal externo con cargo a créditos de operaciones (antiguas líneas «BA»).

³¹ Principalmente para los fondos de la política de cohesión de la UE, el Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural (Feader) y el Fondo Europeo Marítimo, de Pesca y de Acuicultura (FEMPA).

caso necesario, con cualquier dotación que pudiera asignarse a la DG gestora en el marco del procedimiento de asignación anual y a la luz de los imperativos presupuestarios existentes.

3.2.4. *Compatibilidad con el marco financiero plurianual vigente*

- ☐ La propuesta/iniciativa es compatible con el marco financiero plurianual vigente.
- ☒ La propuesta/iniciativa implicará la reprogramación de la rúbrica correspondiente del marco financiero plurianual.

Explicar la reprogramación requerida, precisando las líneas presupuestarias afectadas y los importes correspondientes.

- Las iniciativas del paquete de medidas «Objetivo 55» no se tuvieron en cuenta al calcular las rúbricas del MFP. Esta iniciativa específica, al ser nueva, requerirá la reprogramación tanto con respecto a la línea de la contribución a la ACER como a la línea que financiará el trabajo adicional en el seno de la DG ENER. En la medida en que las repercusiones presupuestarias de los recursos humanos adicionales para la ACER no puedan cubrirse con tasas o con la contribución actual de la Unión, se cubrirán mediante la reasignación de otras líneas presupuestarias gestionadas por la DG ENER con respecto a los EJC adicionales no financiados mediante tasas, en particular con cargo a la línea presupuestaria 02 03 02 del programa MCE-Energía, sin crear, no obstante, un precedente para el uso de los fondos del MCE.
- ☐ La propuesta/iniciativa requiere la aplicación del Instrumento de Flexibilidad o la revisión del marco financiero plurianual³².

Explicar qué es lo que se requiere, precisando las rúbricas y líneas presupuestarias afectadas y los importes correspondientes.

3.2.5. *Contribución de terceros*

- La propuesta/iniciativa no prevé la cofinanciación por terceros.
- La propuesta/iniciativa prevé la cofinanciación que se estima a continuación:

En millones EUR (al tercer decimal)

	Año N	Año N+1	Año N+2	Año N+3	Insertar tantos años como sea necesario para reflejar la duración de la incidencia (véase el punto 1.6)			Total
Especificar el organismo de cofinanciación								
TOTAL de los créditos cofinanciados								

³² Véanse los artículos 12 y 13 del Reglamento (UE, Euratom) 2020/2093 del Consejo, de 17 de diciembre de 2020, por el que se establece el marco financiero plurianual para el período 2021-2027.

3.3. Incidencia estimada en los ingresos

- X La propuesta/iniciativa no tiene incidencia financiera en los ingresos.
- ☐ La propuesta/iniciativa tiene la incidencia financiera que se indica a continuación:
 - ☐ en los recursos propios
 - ☐ en otros ingresos
 - ☐ indicar si los ingresos se asignan a líneas de gasto

En millones EUR (al tercer decimal)

Línea presupuestaria de ingresos:	Créditos disponibles para el ejercicio presupuestario en curso	Incidencia de la propuesta/iniciativa ³³						
		Año N	Año N+1	Año N+2	Año N+3	Insertar tantos años como sea necesario para reflejar la duración de la incidencia (véase el punto 1.6)		
Artículo								

En el caso de los ingresos «asignados», especificar la línea o líneas presupuestarias de gasto en la(s) que repercutan.

Especificar el método de cálculo de la incidencia en los ingresos.

³³ Por lo que se refiere a los recursos propios tradicionales (derechos de aduana, cotizaciones sobre el azúcar), los importes indicados deben ser importes netos, es decir, importes brutos tras la deducción del 20 % de los gastos de recaudación.

ANEXO **de la FICHA DE FINANCIACIÓN LEGISLATIVA**

Denominación de la propuesta/iniciativa

Reglamento sobre el gas (incluye modificaciones del Reglamento sobre la ACER)

1. NÚMERO Y COSTE DE LOS RECURSOS HUMANOS QUE SE CONSIDERAN NECESARIOS

2. COSTE DE LOS DEMÁS GASTOS ADMINISTRATIVOS

3. TOTAL COSTES ADMINISTRATIVOS

4. MÉTODOS DE CÁLCULO UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS COSTES

4.1. RECURSOS HUMANOS

4.2. OTROS GASTOS ADMINISTRATIVOS

*El presente anexo debe acompañar a la ficha de financiación legislativa cuando empiece la consulta interservicios.
Los cuadros de datos se utilizan como fuente para los cuadros que figuran en la ficha de financiación legislativa.
Se destinan únicamente al uso interno de la Comisión.*

1. Coste de los recursos humanos que se consideran necesarios

☐ La propuesta/iniciativa no exige la utilización de recursos humanos.

☒ La propuesta/iniciativa exige la utilización de recursos humanos, tal como se explica a continuación:

En millones EUR (al tercer decimal)

RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos
• Empleos de plantilla (funcionarios y personal temporal)																	
20 01 02 01 (Sede y Oficinas de Representación)	AD	1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						
	AST																
20 01 02 03 (Delegaciones de la Unión)	AD																
	AST																
• Personal externo ³⁴																	
20 02 01 y 20 02 02 – Personal externo – Sede y Oficinas de Representación	AC																
	ENCS																
	INT																
20 02 03 – Personal externo – Delegaciones de la	AC																
	AL																

³⁴ AC = agente contractual; AL = agente local; ENCS = experto nacional en comisión de servicios; INT = personal de empresas de trabajo temporal («intérimaires»); JPD = joven profesional en delegación.

Unión	ENCS																
	INT																
	JPD																
Otras líneas presupuestarias relacionadas con RH (especificar)																	
Subtotal de RH para la RÚBRICA 7		1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						

Estas son tareas nuevas para las que actualmente no hay personal asignado en la DG ENER. Las necesidades en materia de recursos humanos podría cubrirlas el personal reasignado dentro de la DG, que se complementará, en caso necesario, con cualquier dotación que pudiera asignarse a la DG gestora en el marco del procedimiento de asignación anual y a la luz de los imperativos presupuestarios existentes.

Al margen de la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos	EJC	Créditos
• Empleos de plantilla (funcionarios y personal temporal)																	
01 01 01 01 (investigación indirecta) ³⁵ 01 01 01 11 (investigación directa) Otros (especificar)	AD																
	AST																
• Personal externo ³⁶																	

35

Seleccionar la línea presupuestaria pertinente o especificar otra si es necesario; si la propuesta afecta a más líneas presupuestarias, debe diferenciarse al personal por cada línea presupuestaria afectada

Personal externo con cargo a créditos de operaciones (antiguas líneas «BA»).	- en la sede	AC																
		ENCS																
		INT																
	- en las delegaciones de la Unión	AC																
		AL																
		ENCS																
		INT																
		JPD																
	01 01 01 02 (investigación indirecta) 01 01 01 12 (investigación directa) Otros (especificar) ³⁷	AC																
		ENCS																
		INT																
Otras líneas presupuestarias relacionadas con RH (especificar)																		
Subtotal de RH al margen de la RÚBRICA 7																		
Total RH (todas las rúbricas del MFP)			1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						

³⁶ AC = agente contractual; AL = agente local; ENCS = experto nacional en comisión de servicios; INT = personal de empresas de trabajo temporal («intérimaires»); JPD = joven profesional en delegación.

³⁷ Seleccionar la línea presupuestaria pertinente o especificar otra si es necesario; si la propuesta afecta a más líneas presupuestarias, debe diferenciarse al personal por cada línea presupuestaria afectada

Estas son tareas nuevas para las que actualmente no hay personal asignado en la DG ENER. Las necesidades en materia de recursos humanos podría cubrirlas el personal reasignado dentro de la DG, que se complementará, en caso necesario, con cualquier dotación que pudiera asignarse a la DG gestora en el marco del procedimiento de asignación anual y a la luz de los imperativos presupuestarios existentes.

2. Coste de los demás gastos administrativos

☒ La propuesta/iniciativa no exige la utilización de créditos administrativos

☐ La propuesta/iniciativa exige la utilización de créditos administrativos, tal como se explica a continuación:

En millones EUR (al tercer decimal)

RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual	Año N³⁸	Año N+1	Año N+2	Año N+3	Año N+4	Año N+5	Año N+7	Total
En la sede o en el territorio de la Unión:								
20 02 06 01 - Gastos de misión y de representación								
20 02 06 02 - Gastos de conferencias y reuniones								
20 02 06 03 - Comités ³⁹								
20 02 06 04 - Estudios y consultas								
20 04 - Gasto en TI (institucional) ⁴⁰								
Otras líneas presupuestarias no relacionadas con RH (especificar en su caso)								
En las delegaciones de la Unión								
20 02 07 01 - (Gastos de misión, de conferencias y de								

³⁸ El año N es el año de comienzo de la ejecución de la propuesta/iniciativa. Sustitúyase «N» por el primer año de aplicación prevista (por ejemplo: 2021). Lo mismo para los años siguientes

³⁹ Especificar el tipo de comité y el grupo al que pertenece.

⁴⁰ Es necesario el dictamen del equipo de inversiones en TI de la DG DIGIT [véanse las Directrices sobre la financiación de TI, C(2020) 6126 final de 10 de septiembre de 2020, p. 7].

representación)								
20 02 07 02 - Formación complementaria del personal								
20 03 05 – Infraestructura y logística								
Otras líneas presupuestarias no relacionadas con RH (especificar en su caso)								
Subtotal Otros para la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual								

En millones EUR (al tercer decimal)

Al margen de la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual	Año N⁴¹	Año N+1	Año N+2	Año N+3	Año N+4	Año N+5	Año N+7	Total
Gastos en asistencia técnica y administrativa (<u>con exclusión</u> del personal externo) con cargo a créditos de operaciones (antiguas líneas «BA»)								
- en la sede								
- en las delegaciones de la Unión								
Otros gastos de gestión en el ámbito de la investigación								
Gasto estratégico en TI para programas operativos ⁴²								

⁴¹ El año N es el año de comienzo de la ejecución de la propuesta/iniciativa. Sustitúyase «N» por el primer año de aplicación prevista (por ejemplo: 2021). Lo mismo para los años siguientes

Gasto institucional en TI para programas operativos ⁴³								
Otras líneas presupuestarias no relacionadas con RH (especificar en su caso)								
Subtotal Otros al margen de la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual								
Total Otros gastos administrativos (todas las rúbricas del MFP)								

⁴² Es necesario el dictamen del equipo de inversiones en TI de la DG DIGIT [véanse las Directrices sobre la financiación de TI, C(2020) 6126 final de 10 de septiembre de 2020, p. 7].

⁴³ Esta partida incluye sistemas administrativos locales y contribuciones a la cofinanciación de sistemas institucionales TI [véanse las Directrices sobre la financiación de TI, C(2020) 6126 final de 10 de septiembre de 2020].

3. Total costes administrativos (todas las rúbricas del MFP)

En millones EUR (al tercer decimal)

Resumen	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rúbrica 7 - Recursos humanos	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			
Rúbrica 7 - Otros gastos administrativos								
Subtotal rúbrica 7	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			
Al margen de la rúbrica 7 - Recursos humanos								
Al margen de la rúbrica 7 - Otros gastos administrativos								
Subtotal para otras rúbricas								
TOTAL RÚBRICA 7 y al margen de la RÚBRICA 7	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			

Estas son tareas completamente nuevas. Los créditos administrativos necesarios podrían cubrirse con el presupuesto que podría reasignarse dentro de la DG, que se complementará, en caso necesario, con cualquier dotación que pudiera asignarse a la DG gestora en el marco del procedimiento de asignación anual y a la luz de los imperativos presupuestarios existentes.

4.

4. Métodos de cálculo utilizados para la estimación de los costes

4.1. Recursos humanos

En este apartado se expone el método de cálculo utilizado para estimar los recursos humanos considerados necesarios [hipótesis sobre carga de trabajo, incluidos los empleos específicos (perfiles de actividad Sysper 2), categorías de personal y costes medios conexos]

RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual
<i>N. B.:</i> Los costes medios correspondientes a cada categoría de personal en la sede se encuentran disponibles en BudgWeb: https://myintracomm.ec.europa.eu/budgweb/EN/pre/legalbasis/Pages/pre-040-020_preparation.aspx
• Funcionarios y agentes temporales Entre uno y cinco puestos de AD para hacer el seguimiento de la ejecución del Reglamento: - Supervisión de la ACER y coordinación con ella - Creación de un marco regulador para desarrollar, sobre la base del mercado, el sector del hidrógeno y las redes de hidrógeno - Elaboración del marco jurídico necesario para mejorar las condiciones de los intercambios transfronterizos de gas, teniendo en cuenta el protagonismo cada vez mayor de los gases renovables y los gases hipocarbónicos, y más derechos para los consumidores - Garantía de cumplimiento de la legislación de la Unión por parte de las entidades paneuropeas de gestores de redes Los costes medios proceden de la nota Ares(2020)7207955.
• Personal externo

Al margen de la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual
• Solo puestos financiados con cargo al presupuesto de investigación
• Personal externo

4.2. Otros gastos administrativos

Describir detalladamente el método de cálculo utilizado para cada línea presupuestaria, en particular las hipótesis de base (por ejemplo, número de reuniones al año, costes medios, etc.).

RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual

--

Al margen de la RÚBRICA 7 del marco financiero plurianual