



A9-0032/2023

16.2.2023

*****I**

INFORME

sobre la 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)
(COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))

Comisión de Industria, Investigación y Energía

Ponente: Jerzy Buzek

(Refundición – artículo 110 del Reglamento interno)

Explicación de los signos utilizados

- * Procedimiento de consulta
- *** Procedimiento de aprobación
- ***I Procedimiento legislativo ordinario (primera lectura)
- ***II Procedimiento legislativo ordinario (segunda lectura)
- ***III Procedimiento legislativo ordinario (tercera lectura)

(El procedimiento indicado se sustenta en la base jurídica propuesta en el proyecto de acto).

Enmiendas a un proyecto de acto

Enmiendas del Parlamento presentadas en dos columnas

Las supresiones se señalan en *cursiva y negrita* en la columna izquierda. Las sustituciones se señalan en *cursiva y negrita* en ambas columnas. El texto nuevo se señala en *cursiva y negrita* en la columna derecha.

En las dos primeras líneas del encabezamiento de cada enmienda se indica el pasaje del proyecto de acto examinado que es objeto de la enmienda. Si una enmienda se refiere a un acto existente que se quiere modificar con el proyecto de acto, su encabezamiento contiene además una tercera y cuarta líneas en las que se indican, respectivamente, el acto existente y la disposición de que se trate.

Enmiendas del Parlamento en forma de texto consolidado

Las partes de texto nuevas se indican en *cursiva y negrita*. Las partes de texto suprimidas se indican mediante el símbolo ¶ o se tachan. Las sustituciones se indican señalando el texto nuevo en *cursiva y negrita* y suprimiendo o tachando el texto sustituido.

Como excepción, no se marcan las modificaciones de carácter estrictamente técnico introducidas por los servicios para la elaboración del texto final.

ÍNDICE

	Página
PROYECTO DE RESOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO	5
EXPOSICIÓN DE MOTIVOS	205
ANEXO: LISTA DE LAS ORGANIZACIONES O PERSONAS QUE HAN COLABORADO CON LA PONENTE.....	207
CARTA DE LA COMISIÓN DE ASUNTOS JURÍDICOS	208
ANEXO: DICTAMEN DEL GRUPO CONSULTIVO DE LOS SERVICIOS JURÍDICOS DEL PARLAMENTO EUROPEO, DEL CONSEJO Y DE LA COMISIÓN	212
CARTA DE LA COMISIÓN DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL.....	214
PROCEDIMIENTO DE LA COMISIÓN COMPETENTE PARA EL FONDO.....	218
VOTACIÓN FINAL NOMINAL EN LA COMISIÓN COMPETENTE PARA EL FONDO	219

PROYECTO DE RESOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO

sobre la 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)
(COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))

(Procedimiento legislativo ordinario – refundición)

El Parlamento Europeo,

- Vista la propuesta de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo (COM(2021)0804),
 - Vistos el artículo 294, apartado 2, y el artículo 194, apartado 2 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, conforme a los cuales la Comisión le ha presentado su propuesta (C9-0470/2021),
 - Visto el artículo 294, apartado 3, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,
 - Vistos los dictámenes motivados presentados por la Cámara de Diputados checa y el Senado checo, de conformidad con lo dispuesto en el Protocolo n.º 2 sobre la aplicación de los principios de subsidiariedad y proporcionalidad, en el que se afirma que el proyecto de acto legislativo no respeta el principio de subsidiariedad,
 - Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo, de 19 de mayo de 2022¹,
 - Visto el dictamen del Comité de las Regiones, de 10 de octubre de 2022²,
 - Visto el Acuerdo Interinstitucional, de 28 de noviembre de 2001, para un recurso más estructurado a la técnica de la refundición de los actos jurídicos³,
 - Vista la carta dirigida el 2 de febrero de 2023 por la Comisión de Asuntos Jurídicos a la Comisión de Industria, Investigación y Energía, de conformidad con el artículo 110, apartado 3, de su Reglamento interno,
 - Vistos los artículos 110 y 59 de su Reglamento interno,
 - Vista la opinión de la Comisión de Agricultura y Desarrollo Rural,
 - Visto el informe de la Comisión de Industria, Investigación y Energía (A9-0032/2023),
- A. Considerando que, según el grupo consultivo de los Servicios Jurídicos del Parlamento Europeo, del Consejo y de la Comisión, la propuesta de la Comisión no contiene ninguna modificación de fondo aparte de las señaladas como tales en ella, y que, en lo que se refiere a la codificación de las disposiciones inalteradas de los actos anteriores

¹ DO C 323 de 26.8.2022, p. 101.

² DO C 498 de 30.12.2022, p. 83.

³ DO C 77 de 28.3.2002, p. 1.

junto con dichas modificaciones, la propuesta se limita a una codificación pura y simple de los textos existentes, sin ninguna modificación sustancial de estos;

1. Aprueba la Posición en primera lectura que figura a continuación, teniendo en cuenta las recomendaciones del grupo consultivo de los Servicios Jurídicos del Parlamento Europeo, del Consejo y de la Comisión;
3. Pide a la Comisión que le consulte de nuevo si sustituye su propuesta, la modifica sustancialmente o se propone modificarla sustancialmente;
4. Encarga a su presidenta que transmita la Posición del Parlamento al Consejo y a la Comisión, así como a los Parlamentos nacionales.

Enmienda 1

ENMIENDAS DEL PARLAMENTO EUROPEO*

a la propuesta de la Comisión

2021/0424 (COD)

Propuesta de

REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

**relativo a los mercados interiores del gas natural y *el gas renovable* y del hidrógeno
(versión refundida)**

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 194, apartado 2,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

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

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo¹,

* Enmiendas: el texto nuevo o modificado se señala en negrita y cursiva; las supresiones se indican con el símbolo ■.

¹ DO [...] de [...], p. [...].

Visto el dictamen del Comité de las Regiones²,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario,

Considerando lo siguiente:

- (1) El Reglamento (UE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo³ 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.
 - (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 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.
 - (3) ***La Comunicación de la Comisión, de 11 de diciembre de 2019, titulada «El Pacto Verde Europeo» y el Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo⁴ establecieron el objetivo de la Unión de reducir sus emisiones al menos en el 55 % en comparación con los niveles de 1990 a más tardar en 2030 y de alcanzar la neutralidad climática en 2050, de manera que se contribuya a la competitividad, el crecimiento y el empleo en la Unión. El presente Reglamento debe contribuir a alcanzar estos objetivos.*** 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.
- (3 bis) Reconociendo las volatilidades creadas por la sobredependencia de la Unión respecto de las importaciones de gas natural, en particular respecto a un proveedor***

² DO [...] de [...], p. [...].

³ 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).

⁴ ***Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima») (DO L 243 de 9.7.2021, p. 1).***

monopolista, y su amplio impacto geopolítico, económico y en materia de seguridad, un marco normativo y de políticas efectivo para la penetración en el mercado interior del gas renovable y del gas hipocarbónico y, en particular, del hidrógeno, debe garantizar que el riesgo asociado a las volatilidades y las dependencias nuevas o sostenidas respecto a los proveedores externos se aborden con eficacia. A tal efecto, la modernización de las infraestructuras de importación existentes, así como la puesta en servicio de otras nuevas, que vinculen a los Estados miembros y al mercado interior con terceros países y proveedores externos, deben tener debidamente en cuenta la necesidad de seguridad del suministro en lo que atañe a la diversificación de rutas y proveedores, también evitando la sobredependencia de cualquier Estado miembro respecto a un único país exportador.

- (3 ter) A la luz de la agresión militar no provocada e injustificada de la Federación de Rusia contra Ucrania y con el fin de evitar poner en peligro la seguridad energética de la Unión, el gas natural, el gas renovable y el gas hipocarbónico procedentes de la Federación de Rusia u otros organismos controlados por personas físicas o jurídicas rusas o empresas establecidas en la Federación de Rusia deben quedar excluidos de las importaciones de los Estados miembros y de la Unión.*
- (4) El presente Reglamento tiene por objeto facilitar **sistemas energéticos descarbonizados, eficientes e integrados en consonancia con las Comunicaciones de la Comisión, de 8 de julio de 2020, tituladas «Impulsar una economía climáticamente neutra: Una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético» y «Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra», y la Recomendación (UE) 2021/1749 de la Comisión**⁵. Estas iniciativas reclaman la transición a un sistema energético más circular y centrado en la eficiencia energética, una mayor electrificación directa de los sectores de uso final, priorizando las soluciones relativas a la demanda siempre que sean más rentables que las inversiones en infraestructura energética, y utilizando combustibles*

⁵ *Recomendación (UE) 2021/1749 de la Comisión, de 28 de septiembre de 2021, sobre la aplicación del principio de «primero, la eficiencia energética»: de los principios a la práctica – Directrices y ejemplos para su aplicación en la toma de decisiones en el sector de la energía y más allá (DO L 350 de 4.10.2021, p. 9).*

*renovables, incluido el hidrógeno, para aplicaciones de uso final cuando la electrificación no sea viable, no sea eficiente o sea más costosa. Por lo tanto, el presente Reglamento tiene por objeto facilitar la penetración de **gas renovable** y **gas hipocarbónico** en el sistema energético para permitir un menor uso del gas fósil, 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. **Los Estados miembros deben eliminar cualquier obstáculo indebido a este respecto.** El **presente** 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 *individual*, y les ofrezca incentivos para hacerlo, **mitigando al mismo tiempo el aumento de la pobreza energética.***

- (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.
- (6) [La versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx] 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.

- (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 **gas renovable** y **gas hipocarbónico**. 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].
- (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, **con lo que** podrían contribuir a un clima de inversión favorable a los objetivos de descarbonización de la Unión. **Con el fin de evitar subvenciones cruzadas indebidas y excesivas entre los primeros y los futuros usuarios de las redes de hidrógeno, los gestores de redes de hidrógeno deben tener la posibilidad de repartir a lo largo del tiempo los costes del desarrollo de la red, permitiendo que los Estados miembros prevean la posibilidad de que los usuarios futuros paguen una parte de los costes iniciales a través de un mecanismo de**

asignación intertemporal de costes. La autoridad reguladora debe aprobar la metodología y las características de dicho mecanismo. El mecanismo debe ir acompañado de una garantía estatal para cubrir el riesgo financiero de los gestores de redes de hidrógeno. Como medida de último recurso cuando no se disponga de opciones más rentables, la autoridad reguladora debe poder permitir, sobre la base de una evaluación de impacto, transferencias financieras entre servicios regulados distintos de las redes de gas e hidrógeno. Dichas subvenciones cruzadas no deberían ser financiadas por usuarios de redes de otros Estados miembros *y por tanto* 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, *a la notificación a la Comisión y a la recomendación de la ACER.*

- (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 y en el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión.
- (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 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.
- (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 *el gas renovable y el gas hipocarbónico* 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 *y el tipo* 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.
- (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.

(14 bis) En la Comunicación de la Comisión, de 8 de marzo de 2022, titulada «REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible», se llama a actuar urgentemente para mitigar las repercusiones del aumento de los precios de la energía, diversificar el suministro de gas de la Unión y acelerar la transición hacia una energía limpia. A fin de permitir que el gas renovable, por ejemplo el biometano o el biogás, pueda desempeñar su importante papel en la consecución de estos objetivos, es de suma importancia lograr de aquí a 2030 la producción de 35 000 millones de metros cúbicos de biometano al año en la Unión. Lograrlo debe permitir la sustitución del 20 % de las importaciones de gas natural ruso por una alternativa sostenible, más barata y producida localmente, así como dotar a la Unión de un sistema energético más resiliente y sostenible. El objetivo para 2030 en cuanto al biometano se basa en las

proyecciones iniciales del potencial de producción de biogás y biometano⁶, y tiene en cuenta cambios importantes en el sector de la energía, como los elevados precios actuales del gas natural y un amplio conjunto de medidas adicionales presentadas en el documento de trabajo de los servicios de la Comisión, de 15 de mayo de 2022, por el que se aplica el plan de acción REPowerEU: Necesidades de inversión, acelerador del hidrógeno y consecución de los objetivos de biometano», que se centran en la expansión de la producción de biometano sostenible y su uso. Para aumentar la producción hasta los 35 000 millones de metros cúbicos no solo debe fomentarse la integración del mercado del gas renovable, sino también desarrollar la infraestructura necesaria a su debido tiempo. En concreto, esto significa desarrollar un enfoque estratégico, basado en mapas regionales que indiquen las zonas con mayor potencial de producción de biogás y biometano sostenibles a partir de la biomasa, a fin de superar los obstáculos técnicos existentes para impulsar el biometano sostenible en la Unión e integrarlo plenamente en la red de gas actual.

- (15) 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 previsible y una evolución técnica adecuada del sistema de gas natural de la 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 de conformidad con el Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo⁷. La ACER debe intervenir en la revisión, sobre

⁶ *Estudio «Assistance to assessing options improving market conditions for bio-methane and gas market rules» (Asistencia para evaluar opciones que mejoren las normas del mercado del biometano y las normas del mercado del gas) elaborado en apoyo de la evaluación de impacto para el paquete de descarbonización del hidrógeno y el gas; https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d24343db-5ee8-11ec-9c6c-01aa75ed71a1/language-en?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20December%202021.*

⁷ 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

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 transporte deben operar sus redes de conformidad con estos códigos de red.

- (16) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de transporte de gas en la Unión, ***debe facilitarse una Organización conjunta de la UE para los Gestores de Redes de Transporte de Gas y los Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRTGH)***. Las tareas de la ***REGRTGH*** deben desempeñarse con arreglo a las normas de competencia de la Unión, que son aplicables a las decisiones de la ***REGRTGH***. Las tareas de la ***REGRTGH*** deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de la ***REGRTGH***. Los códigos de red que elabore la ***REGRTGH*** 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 ***para el gas y el hidrógeno*** a nivel de la Unión. 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 de los gases competitivo y eficiente.
- (17) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo al desarrollo de la totalidad de la red de transporte de gas en la Unión, la ***REGRTGH*** debe elaborar, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red ***para el gas y el hidrógeno*** a escala de la Unión y no vinculante basado en un modelo hipotético

Reguladores de la Energía.

conjunto y en el modelo interactivo («plan de desarrollo de la red a escala de la Unión»). ***El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión debe elaborarse con arreglo a un proceso transparente que incluya consultas públicas significativas, y que se base en criterios objetivos y científicos. A tal fin, la REGRTGH debe incluir a organismos científicos independientes (como el Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático, creado en virtud del Reglamento (UE) 2021/1119) al elaborar sus planes.*** 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. ***El plan de desarrollo de la red debe promover el principio de primacía de la eficiencia energética y la integración del sistema energético, y contribuir a la utilización prudente y racional de los recursos naturales y a la consecución de los objetivos climáticos y energéticos de la Unión.***

- (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.
- (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 *el gas renovable* y *el gas hipocarbónico* en el sistema de entrada-salida, la zona de balance también debería cubrir, *en la medida de lo posible*, 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.
- (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.
- (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 palien las limitaciones existentes a la publicación por motivos de confidencialidad.
- (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.
- (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.

- (25) El acceso a las instalaciones de almacenamiento de gas natural, las instalaciones de gas natural licuado («GNL») y **las instalaciones de hidrógeno** es insuficiente o ***inexistente*** en algunos Estados miembros, y, por tanto, hay que mejorar la aplicación de las normas existentes ■ en lo relativo a la transparencia y ***a los objetivos de la Comunicación de la Comisión de 18 de mayo de 2022 sobre el plan REPowerEU (el «Plan REPowerEU»), en particular, reduciendo rápidamente la dependencia de la Unión respecto a los recursos energéticos rusos.*** Esas mejoras deberían tener en cuenta el potencial y la adopción de ***gas renovable y gas hipocarbónico, en particular hidrógeno y biometano,*** para esas instalaciones en el mercado interior y ***las soluciones relativas a la demanda.*** 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.
- (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.

- (27) Las autoridades reguladoras deben garantizar el cumplimiento de las normas del presente Reglamento y de los códigos de red y de las directrices adoptados con arreglo al mismo.
- (28) En las directrices adjuntas al presente Reglamento se definen normas más detalladas. Cuando proceda, estas normas deberían evolucionar con el tiempo teniendo en cuenta las diferencias entre las redes nacionales de gas y el desarrollo de estas.
- (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.
- (30) Los Estados miembros y las autoridades nacionales competentes han de facilitar a la Comisión, *previa solicitud*, toda la información pertinente. ***La solicitud de información debe incluir las razones por las que esta información es necesaria a efectos de la aplicación del presente Reglamento.*** La Comisión debe tratar dicha información de forma confidencial.
- (31) El presente Reglamento y los códigos de red y las directrices adoptados con arreglo al mismo se entenderán sin perjuicio de la aplicación de las normas de competencia de la Unión.
- (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 ■ para la integración regional ■ .

- (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 **REGRTGH**, 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 gestores 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 **REGRTGH** 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 **del gas renovable y el gas hipocarbónico** 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 **del gas renovable y el gas hipocarbónico** en el mercado.

- (42) La integración de volúmenes cada vez mayores de **gas renovable** y **gas hipocarbónico** 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 **debe ser el último recurso** pues 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. **Por lo tanto, los Estados miembros deben dar prioridad a la producción y la utilización de hidrógeno renovable e hipocarbónico en forma pura en los sectores difíciles de descarbonizar, como en las aplicaciones para la industria y el transporte. No obstante, deben hacerse todos los esfuerzos posibles para evitar el uso del hidrógeno para aplicaciones con respecto a las cuales existen alternativas más eficientes desde el punto de vista energético, como la calefacción de los edificios, la producción de agua caliente para uso sanitario y de calor de baja temperatura para procesos industriales. El presente Reglamento debe promover los usos más eficientes del hidrógeno, pero los Estados miembros deben conservar la posibilidad de decidir si aplican el mezclado. Por tanto, las normas armonizadas sobre la coordinación de las restricciones transfronterizas a causa de las diferencias en los niveles de mezclado de hidrógeno limitarán** el riesgo de segmentación del mercado. ■
- (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 legislación⁸. 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. ***La Comisión también debe garantizar que el público tenga acceso a todos los documentos presentados a la Comisión en conexión con la adopción por su parte de los actos delegados.***
- (46) El Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión⁹ 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 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

⁸ DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

⁹ 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).

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, **la REGRT de Gas debe cambiar su denominación por la de organización conjunta de la UE para los Gestores de Redes de Transporte de Gas y Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRTGH) e incorporar a los gestores de redes de hidrógeno entre sus miembros, mientras que sus tareas deben ampliarse para incluir las actividades relacionadas con el hidrógeno. Tales tareas** ■ **deben desempeñarse con arreglo a las normas de competencia de la Unión, estar bien definidas y ejecutarse de un modo representativo para el gas y el hidrógeno. El método de trabajo de la REGRTGH debe ser garantía de eficacia y de transparencia** ■ **. Los códigos de red que elabore la REGRTGH no sustituirán los necesarios códigos de red nacionales para asuntos no transfronterizos.**

-
- (49) A fin de asegurar ■ el desarrollo **transparente y eficiente** de la red de hidrógeno en la Unión, la REGRTGH debe establecer, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red, **único**, no vinculante y a escala de la Unión, para **el gas y el hidrógeno tomando debidamente en consideración** las necesidades **de los dos gases** y 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 **REGRTGH** debe **seguir participando** 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 (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁰ para el desarrollo de las listas de proyectos de interés común. Con ese fin, la **REGRTGH** debe cooperar estrechamente con la REGRT de Electricidad ■ para facilitar la integración de las redes. ■

- (50) El trabajo asignado a la **REGRTGH** es de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial contar con un proceso de consulta eficaz. En general, la **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** 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.

¹⁰ **Reglamento (UE) 2022/869, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 347/2013 (DO L 152 de 3.6.2022, p. 45).**

(53 bis) Con el fin de promover la integración global del sistema energético, el acoplamiento sectorial y el aumento de la eficiencia y las sinergias entre los sectores de la energía, la REGRTGH y la REGRT de Electricidad deben cooperar estrechamente entre sí. Ello incluirá, en particular, la cooperación en el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético, la determinación de las necesidades de capacidad en los sistemas energéticos en su conjunto y el desarrollo del modelo interconectado del mercado y la red de la energía que abarque la infraestructura de transporte de electricidad, gas e hidrógeno, así como el almacenamiento, los objetivos de la Unión en materia de clima y eficiencia energética, el GNL y las terminales de hidrógeno y los electrolizadores como se contempla en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869, los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red contemplados en el artículo 12 del Reglamento (UE) 2022/869 y la determinación de las carencias de la infraestructura contemplada en el artículo 13 del Reglamento (UE) 2022/869.

(53 ter) Lograr los objetivos de desarrollo de la energía eólica marina previstos en el Plan REPowerEU reviste una importancia vital para la necesaria aceleración de la descarbonización y el desarrollo del mercado del hidrógeno renovable. Por consiguiente, cuando sea técnicamente posible, la REGRTGH y la REGRT de Electricidad deben armonizar su trabajo en el marco del Plan europeo de corredores prioritarios para el hidrógeno (en consonancia con el anexo I del Reglamento (UE) 2022/869 y reforzado por el Plan REPowerEU) y de los planes estratégicos integrados de desarrollo de redes marítimas de alto nivel a que se refiere el artículo 14, apartado 2, del Reglamento (UE) 2022/869, a fin de garantizar que el emplazamiento y el tamaño de los puntos de inyección de hidrógeno en los dos sistemas sean adecuados.

(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 **REGRTGH** 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 Consejo¹¹.
- (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 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).

¹¹ 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).

- (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.

(67 bis) Las actuales competencias conferidas a la ACER por el Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo¹² y el Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014 de la Comisión¹³ (en lo sucesivo, denominados conjuntamente «RITME») no son suficientes para crear un conjunto de datos completo y exhaustivo de todas las entregas de GNL a la Unión. Sin embargo, se necesita un conjunto de datos muy completo y exhaustivo para la estimación diaria de los precios del GNL a fin de que la Unión gestione, con un espíritu de solidaridad, sus políticas de contratación pública para las importaciones internacionales de GNL, en particular durante la situación de crisis actual. También se necesitan los datos y la información pertinentes sobre los contratos de GNL para garantizar el seguimiento de la evolución de los precios, así como para llevar a cabo el control y la garantía de calidad de los datos. Aunque la situación de crisis resultante de la agresión militar no provocada e injustificada de la

¹² ***Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1).***

¹³ ***Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 363 de 18.12.2014, p. 121).***

Federación de Rusia contra Ucrania requirió la adopción de medidas urgentes, entre ellas la atribución de competencias y tareas adicionales a la ACER en virtud del Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo¹⁴, el establecimiento de una evaluación diaria del precio del GNL y de un valor de referencia para el GNL debe incluirse con carácter permanente.

- (68) Como reacción a los aumentos significativos y a escala de la **Unión** 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 **Unión** y del mercado interno de la energía, entre ellas medidas para mejorar la seguridad del suministro. ***En respuesta a la invasión de Ucrania por parte de Rusia, la Comisión presentó el 8 de marzo de 2022 el Plan REPowerEU, con el fin de eliminar gradualmente la dependencia de la Unión respecto de los combustibles fósiles rusos y de acelerar la transición hacia una energía limpia.*** 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, ***que completen el nivel mínimo obligatorio de gas en las instalaciones de almacenamiento.***
- (69) El análisis del funcionamiento de las capacidades de almacenamiento en las evaluaciones comunes de riesgos a escala regional debe basarse en evaluaciones

¹⁴ ***Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo, de 19 de diciembre de 2022, por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos (DO L 335 de 29.12.2022, p. 1).***

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 ***todo el potencial de las políticas de eficiencia energética y de ahorro de energía, y*** 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 ***a la propiedad directa o indirecta*** 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 **gas**, 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 **gas** por varios gestores de transporte de distintos Estados miembros ***u otras empresas designadas por los Estados miembros*** debe diseñarse de manera que ***pueda*** utilizarse en caso de emergencia regional o **■** de la Unión como

¹⁵ DO L 198 de 20.7.2006, p. 18.

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 **u otras empresas designadas por los Estados miembros** participantes en la adquisición conjunta de **gas deben velar** por que todo acuerdo de adquisición conjunta cumpla las normas de competencia de la **Unión** y, en particular, los requisitos del artículo 101 del TFUE. La notificación efectuada para evaluar **la conformidad del mecanismo voluntario previsto para la adquisición conjunta de gas** con el 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.

(71 bis) Los centros de negociación que ofrecen derivados sobre materias primas relacionados con la energía admiten a menudo la participación de varias empresas energéticas de todos los Estados miembros. Estas empresas energéticas dependen en gran medida de derivados negociados en dichos centros de negociación para garantizar un suministro crucial de gas y electricidad en toda la Unión. Por lo tanto, las fluctuaciones excesivas de los precios que se producen en los centros de negociación de derivados sobre materias primas relacionados con la energía afectan al funcionamiento de las empresas energéticas en toda la Unión y, en última instancia, también afectan negativamente a los consumidores finales. Por consiguiente, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros, debe coordinarse la ejecución y la aplicación del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria, a fin de garantizar que los operadores esenciales para la seguridad del suministro energético en todos los Estados miembros se beneficien de salvaguardias contra grandes fluctuaciones de precios que sean perjudiciales para el funcionamiento continuado de sus actividades, lo cual también sería perjudicial para los consumidores finales.

(71 ter) El mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria debe garantizar que se eviten fluctuaciones excesivas de los precios en un día de negociación determinado. El mecanismo debe basarse en el precio de mercado observado a intervalos regulares. Dada la gran diversidad de instrumentos en los mercados de derivados energéticos y las peculiaridades de los centros de negociación asociados a dichos instrumentos, los mecanismos de gestión de la volatilidad intradiaria deben adaptarse a las especificidades de dichos instrumentos y mercados. Por consiguiente, los centros

de negociación deben establecer límites de precios teniendo en cuenta las especificidades de cada uno de los derivados sobre materias primas relacionados con la energía pertinentes, el perfil de liquidez del mercado para dichos derivados y su perfil de volatilidad.

- (72) El sector europeo de la energía está experimentando un cambio importante hacia una economía descarbonizada *altamente eficiente basada en las fuentes de energía renovables*, 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.
- (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.

(74 bis) Es importante que la Comisión y los Estados miembros tengan una idea clara de los contratos de suministro de gas previstos y celebrados en toda la Unión, a fin de evaluar si se cumplen los objetivos de seguridad del suministro y solidaridad energética. Por consiguiente, las empresas o las autoridades de los Estados miembros deben informar a la Comisión y a los Estados miembros en los que dichas empresas estén establecidas sobre las grandes compras de gas previstas superiores a 5 Twh por año. Esto debe aplicarse, en particular, a la información básica relativa a los contratos nuevos o renovados. Debe permitirse a la Comisión formular recomendaciones a las empresas de gas natural o a las autoridades de los Estados miembros pertinentes, en particular cuando una mayor coordinación pueda mejorar el funcionamiento de la compra conjunta o cuando iniciar una licitación para la compra de gas o las compras de gas previstas pueda tener un impacto negativo en la seguridad del suministro, en el mercado interior o en la solidaridad energética. La formulación de la recomendación no debe impedir, entretanto, que las empresas de gas natural o las autoridades de los Estados miembros pertinentes prosigan las negociaciones.

(74 ter) Cuando la Comisión tenga motivos razonables para considerar que se han producido circunstancias extraordinarias en las que no pueda garantizarse plenamente la seguridad del suministro de la Unión o de una región determinada o de un Estado miembro sin abordar los enlaces pendientes, en particular teniendo en cuenta el objetivo de la Unión de poner fin a la dependencia de un único proveedor, se anima a la Comisión a encargar a la REGRT de Gas que lleve a cabo un análisis transparente y en profundidad de los riesgos detectados para la seguridad del suministro y de las posibles soluciones para resolverlos. Sobre la base del análisis de la REGRT de Gas, la Comisión, teniendo en cuenta la necesidad de promover la seguridad y la solidaridad energéticas de la Unión, el rápido fin de la dependencia de un único proveedor y la superación de los cuellos de botella a este respecto en el mercado interior de la energía, puede determinar los enlaces pendientes con vistas a resolver o mitigar los riesgos detectados para la seguridad del suministro. La Comisión también podrá determinar los medios para apoyar el desarrollo de dichos proyectos de inversión, en particular mediante un procedimiento acelerado de concesión de permisos y asistencia financiera. Es importante que cualquier proyecto de inversión de este tipo esté preparado para el

futuro y sea compatible con los objetivos de neutralidad climática de la Unión definidos en el Reglamento (UE) 2021/1119 y no dé lugar a activos abandonados.

- (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, sino que, debido a las dimensiones y los efectos de la acción, puede lograrse mejor a escala de la Unión, 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.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Capítulo I

Objeto, ámbito de aplicación y definiciones

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento:

- a) establece normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes 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 *del gas y contribuir a la flexibilidad a largo plazo de la red eléctrica;* ■
- a bis) impulsa medidas preventivas que reducen la demanda de gases fósiles mediante la aplicación del principio de primacía de la eficiencia energética, que propicia el ahorro de energía, una mayor electrificación directa como parte de un sistema energético plenamente integrado y un aumento de las fuentes de energía renovables, y contribuye a la utilización prudente y racional de los recursos naturales y a la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía; y*

- b) facilita la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro de **gas** y establece mecanismos de armonización de las normas de acceso a la red para el comercio transfronterizo de **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, apartado 5, 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 29, apartados 3 o 4, 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 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 13 del presente Reglamento y a designación de conformidad con el artículo 65 de la 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:
 - 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;
 - 2) «transporte»: el transporte *tal como se define en el artículo 2, punto 16, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)]*;

- 3) «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 **gas**;
 - 4) «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) «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) «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) «mercado secundario»: el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario;
 - 8) «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;
- I**
- 10) «integridad de la red»: la situación en la que la presión y la calidad del gas natural o del hidrógeno se mantienen dentro de los límites mínimo y máximo, de forma que el transporte de gas natural o de hidrógeno está garantizado desde el punto de vista técnico;
 - 11) «período de balance»: el período en que la retirada de una determinada cantidad de **gas**, expresada en unidades de energía, debe ser compensada por cada usuario de la red mediante la inyección de la misma cantidad de **gas**, de acuerdo con el código de la red;
 - 12) «usuario de la red»: el cliente o el cliente potencial de un gestor de la red **de transporte o de un gestor de la red de hidrógeno**, y los propios gestores de

redes *de transporte o gestores de redes de hidrógeno* en la medida en que sea necesario para desempeñar sus funciones de transporte de gas natural y de hidrógeno;

- 13) «servicios interrumpibles»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno en relación con la capacidad interrumpible;
- 14) «capacidad interrumpible»: la capacidad de transporte que puede ser interrumpida por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno con arreglo a las condiciones estipuladas en el contrato de transporte;
- 15) «servicios a largo plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno que tienen una duración de un año o más;
- 16) «servicios a corto plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno que tienen una duración de menos de un año;
- 17) «capacidad firme»: la capacidad de transporte de gas garantizada contractualmente como ininterrumpible por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno;
- 18) «servicios firmes»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno en relación con la capacidad firme;
- 19) «capacidad técnica»: la máxima capacidad garantizada que puede ser ofrecida a los usuarios de la red, teniendo en cuenta la integridad de la red y los requisitos de funcionamiento de la red de transporte o de la red de hidrógeno;
- 20) «capacidad contratada»: la capacidad que se ha asignado al usuario de la red en virtud de un contrato de transporte;
- 21) «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) «congestión contractual»: una situación en la que el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica;

- 23) «mercado primario»: el mercado de la capacidad directamente contratada con el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno;
-
- 25) «capacidad de una instalación de GNL»: la capacidad, en una terminal de gas natural licuado (GNL), de licuefacción de gas natural o de importación, descarga, prestación de servicios auxiliares, almacenamiento temporal y regasificación de GNL;
- 26) «espacio»: el volumen de gas que un usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a utilizar para el almacenamiento de gas;
- 27) «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) «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) «capacidad de almacenamiento»: cualquier combinación de espacio, capacidad de inyección y capacidad de extracción;
- 30) «sistema de entrada-salida»: el *modelo de acceso para* los sistemas de transporte *o* distribución *del gas natural en el que los usuarios del sistema reservan derechos de capacidad de manera independiente en los puntos de entrada y salida*;
- 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 **gas** 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 ■ que permite acceder a un sistema de entrada-salida, *permitiendo los flujos de gas en el sistema de entrada-salida*;

- 34) «punto de salida»: el punto sujeto a procedimientos de reserva por parte de los usuarios de la red **que proporciona acceso a un sistema de entrada-salida y** 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 ... **[entrada en vigor del presente Reglamento]**;
- 38 bis) «gas natural»: el gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 1, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];**
- 38 ter) «gas renovable»: el gas renovable tal como se define en el artículo 2, punto 2, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];**
- 38 quater) «gas»: el gas tal como se define en el artículo 2, punto 3, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];**
- 38 quinquies) «red de gas natural»: la red de gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 4, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];**
- 38 sexies) «sistema de hidrógeno»: el sistema de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 5, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];**

- 38 septies) «instalación de almacenamiento de hidrógeno»:** la instalación de almacenamiento de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 6, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 octies) «gestor de almacenamiento de hidrógeno»:** el gestor de almacenamiento de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 6 bis, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 nonies) «terminal de hidrógeno»:** la terminal de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 8, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 decies) «gestor de terminales de hidrógeno»:** el gestor de terminales de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 8 bis, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 undecies) «calidad del hidrógeno»:** la calidad del hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 9, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 duodecies) «gas hipocarbónico»:** el gas hipocarbónico tal como se define en el artículo 2, punto 11, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 terdecies) «gestor de la red de transporte»:** el gestor de la red de transporte tal como se define en el artículo 2, punto 17, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 quaterdecies) «distribución»:** la distribución tal como se define en el artículo 2, punto 18, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 quindecies) «gestor de la red de distribución»:** el gestor de la red de distribución tal como se define en el artículo 2, punto 19, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];
- 38 sexdecies) «red de hidrógeno»:** la red de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 20, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];

- 38 septdecies) «transporte de hidrógeno»:** *el transporte de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 21, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 octodecies) «gestor de la red de hidrógeno»:** *el gestor de la red de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 22, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 novodecies) «suministro»:** *el suministro tal como se define en el artículo 2, punto 23, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 vicies) «instalación de almacenamiento»:** *la instalación de almacenamiento tal como se define en el artículo 2, punto 25, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 unvicies) «gestor de almacenamientos»:** *el gestor de almacenamientos tal como se define en el artículo 2, punto 26, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 duovicies) «instalación de GNL»:** *la instalación de GNL tal como se define en el artículo 2, punto 27, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 tervicies) «gestor de la red de GNL»:** *el gestor de la red de GNL tal como se define en el artículo 2, punto 28, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 quatervicies) «red»:** *la red tal como se define en el artículo 2, punto 29, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 quinvicies) «servicios auxiliares»:** *los servicios auxiliares tal como se definen en el artículo 2, punto 30, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 sexvicies) «interconector»:** *el interconector tal como se define en el artículo 2, punto 33, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*

- 38 septvicies) *«interconector de hidrógeno»: el interconector de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 34, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 octovicies) *«usuario de la red»: el usuario de la red tal como se define en el artículo 2, punto 40, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 novovicies) *«cliente»: el cliente tal como se define en el artículo 2, punto 41, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 tricies) *«cliente final»: el cliente final tal como se define en el artículo 2, punto 44, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 untricies) *«seguridad»: la seguridad tal como se define en el artículo 2, punto 48, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 duotricies) *«control»: el control tal como se define en el artículo 2, punto 51, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 tertricies) *«punto de interconexión»: el punto de interconexión tal como se define en el artículo 2, punto 58, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 quatertricies) *«punto de interconexión virtual»: el punto de interconexión virtual tal como se define en el artículo 2, punto 59, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 quintricies) *«participante en el mercado»: el participante en el mercado tal como se define en el artículo 2, punto 60, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*
- 38 sextricies) *«interoperabilidad»: la interoperabilidad tal como se define en el artículo 2, punto 66, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];*

38 septuagésimas) «pobreza energética»: la pobreza energética tal como se define en el artículo 2, punto 69, de [la versión refundida de la Directiva sobre el gas 2021/0425(COD)];

38 octogésimas) «primero, la eficiencia energética»: el principio de primacía de la eficiencia energética tal como se define en el artículo 2, punto 18, del Reglamento (UE) 2018/1999;

38 noventaésimas) «adaptación»: la adaptación tal como se define en el artículo 2, punto 18, del Reglamento (UE) 2022/869.

2.

Las definiciones contenidas en el apartado 1, puntos 4 a 23, en relación con el transporte se aplicarán por analogía a las instalaciones de almacenamiento y de GNL.

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 *del gas* operen con arreglo a los principios siguientes:

- a) los precios *del gas* 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 **gas**;
- g bis) las normas de mercado garantizarán un enfoque centrado en el consumidor y eficiente en el uso de la energía respecto del mercado de gas natural e hidrógeno;**
- h) las normas de mercado fomentarán la aparición y el funcionamiento del comercio líquido de **gas**, 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 **del gas**, ofreciendo incentivos para **el ahorro energético y la eficiencia energética, promoviendo la integración de los sistemas energéticos, contribuyendo al uso prudente y racional de los recursos naturales y facilitando la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía;**
- j) las normas de mercado aportarán incentivos a la inversión apropiados **e incentivos para intervenciones que no requieran inversiones en infraestructuras donde haya otras más eficientes**, 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, *evitando al mismo tiempo incentivos a la inversión que den lugar a activos abandonados;*

j bis) las normas de mercado priorizarán el uso del hidrógeno para clientes industriales en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte pesado, con el mayor potencial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuando no se disponga de opciones más eficientes en cuanto a energía y costes;

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 3 bis

Obligación de diversificación del suministro de gas

Con el fin de salvaguardar la seguridad del suministro energético y los intereses esenciales de seguridad de la Unión en consonancia con los objetivos del Plan REPowerEU, los Estados miembros diversificarán su suministro de gas y garantizarán que las importaciones de gas natural, así como de gas renovable y gas hipocarbónico a través de gasoductos y terminales de GNL, no procedan de la Federación de Rusia.

Artículo 3 ter

Fomento del gas renovable y el gas hipocarbónico en las regiones intensivas en carbón y carbono

1. *La Comisión apoyará y establecerá incentivos para promover la penetración del gas renovable y del gas hipocarbónico, en particular el hidrógeno y el biometano, en el sistema energético de la Unión, especialmente en las regiones intensivas en carbón y carbono con arreglo al Reglamento (UE) 2021/1056, mediante un marco propicio que comprenda:*

a) *inversiones para facilitar una transición justa de estas regiones, con el objetivo de aumentar la cuota de gas renovable y de gas hipocarbónico, en particular, en los procesos industriales, la calefacción urbana y el almacenamiento de energía, con el fin de potenciar la flexibilidad del sistema energético;*

b) *las medidas de apoyo efectivas para acelerar la supresión gradual de los combustibles fósiles sólidos en los sectores industriales y de la calefacción*

urbana, mediante inversiones en su modernización, innovación y desarrollo, así como para descarbonizar los centros de producción de hidrógeno existentes basados en los combustibles fósiles;

- c) programas y proyectos de mejora y actualización de las cualificaciones con el fin de formar y promover plantillas de trabajadores «preparados para el hidrógeno»;*
- d) la ejecución de valles del hidrógeno o, cuando proceda, proyectos importantes de interés común europeo (PIICE), y en particular, los proyectos de innovación que propician la conversión de los combustibles fósiles al hidrógeno renovable y el biometano.*

Artículo 3 quater

Incorporación del biometano a la red de gas

Con el fin de contribuir a la producción sostenible de biometano para salvaguardar la seguridad del suministro de gas en la Unión y reducir la dependencia respecto a las importaciones de gas natural fósil, los Estados miembros, de aquí al 31 de diciembre de 2030, velarán colectivamente por que al menos 35 000 millones de metros cúbicos de biometano sostenible acorde con la Directiva (UE) 2018/2001 se produzcan e incorporen a la red de gas natural en el nivel de los gestores de redes de transporte o de los gestores de redes de distribución.

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 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 ■ se podrán utilizar **solamente** 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 **no permitirá** transferencias financieras entre servicios regulados que estén separados en el sentido del apartado 1.

2 bis. *Con el fin de evitar subvenciones cruzadas indebidas y excesivas entre los primeros usuarios y los futuros usuarios de las redes de hidrógeno, los Estados miembros podrán permitir que los gestores de redes de hidrógeno extiendan a lo largo del tiempo los costes del desarrollo de la red, garantizando que los usuarios futuros paguen parte de los costes iniciales. Este mecanismo de asignación intertemporal de costes, y su metodología subyacente, deberán obtener la aprobación de la autoridad reguladora nacional competente a que se refiere el artículo 70 de la versión refundida de la Directiva sobre el gas. Cuando los Estados miembros apliquen dicho mecanismo, establecerán una garantía estatal para cubrir el riesgo financiero de los gestores de redes de hidrógeno.*

2 ter. *No obstante lo dispuesto en el apartado 2 del presente artículo, la autoridad reguladora a que se refiere el artículo 70 de la versión refundida de la Directiva sobre el gas podrá permitir, como último recurso, cuando no se disponga de opciones más rentables, transferencias financieras entre servicios regulados que sean independientes en el sentido del apartado 1. La autoridad reguladora adoptará tal decisión únicamente sobre la base de una evaluación de impacto que demuestre la incidencia de tales transferencias financieras en las subvenciones cruzadas entre usuarios de redes de gas y usuarios de redes de hidrógeno y confirme la rentabilidad de dichas transferencias financieras, el hecho de que se preservan las condiciones de competencia equitativas entre los Estados miembros y que las tarifas resultantes de la red de gas no distorsionan de manera injustificada el comercio transfronterizo.*

2 quater. *Si lo respalda la evaluación de impacto a que se refiere el apartado 2 ter, un Estado miembro podrá autorizar transferencias financieras entre servicios regulados que sean independientes en el sentido del apartado 1, siempre que:*

- 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 miembro 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 de la versión refundida de la Directiva sobre el gas, y su aplicación comienza al inicio de un año gasístico;*
- d) el canon específico, la transferencia financiera y las metodologías, en caso de que se hayan aprobado metodologías, se hacen públicos antes de su aplicación;*
- e) la ACER ha emitido una recomendación, de conformidad con el apartado 4, y el canon específico se ha notificado a la Comisión.*

3. La autoridad reguladora solamente podrá aprobar las transferencias financieras y los cánones específicos contemplados en el apartado **2 ter** 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 superar un tercio del período de depreciación de la infraestructura en cuestión.

3 bis. Los costes asociados a los estudios de viabilidad relacionados con la adaptación de las redes al hidrógeno no deberán considerarse transferencias financieras entre activos regulados.

4. Para el ... [**un año después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento**], la ACER formulará recomendaciones dirigidas a los gestores de **redes de transporte** o **a los gestores de redes de hidrógeno** y a las autoridades reguladoras **sobre los criterios para permitir y determinar la asignación intertemporal de los costes de desarrollo de la red entre los usuarios de la red de hidrógeno. En caso necesario, la ACER elaborará 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 **a que se hace referencia en el párrafo primero** como mínimo una vez cada dos años.

Artículo 5

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. El precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de la interrupción;
 - c) ofrecerán a los usuarios de la red capacidad 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 72 o en el artículo 73 de la versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx.

1 bis. No se cobrarán tarifas con arreglo al artículo 15 por el acceso a las redes de transporte en los puntos de interconexión entre Estados miembros, a menos que las autoridades reguladoras interesadas acuerden conjuntamente un régimen tarifario para dicho acceso. Si no existe acuerdo entre las autoridades reguladoras interesadas, la ACER decidirá el régimen tarifario, incluida la posibilidad de evitar la aplicación de tarifas, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Al decidir sobre dicho régimen tarifario, las autoridades reguladoras interesadas o la ACER garantizarán un rendimiento adecuado de la inversión y cubrirán los gastos operativos contraídos por los gestores de redes de transporte de gas en relación con el punto de interconexión específico.

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 15, apartado 1.

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.
4. 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.
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. ***Cuando se adopte una decisión sobre la imposición de una duración máxima más breve, las autoridades reguladoras tendrán en cuenta, entre otras cosas, el compromiso por parte de los usuarios de garantizar la financiación de las redes y las consecuencias negativas para la planificación y las posibilidades de refinanciación.***

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.
- 5 bis. *En caso de que haya menos capacidad que usuarios potenciales, los gestores de redes de hidrógeno, en colaboración tanto con las autoridades reguladoras competentes como con los usuarios potenciales, darán acceso prioritario a los usuarios que puedan demostrar el mayor potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por tonelada de hidrógeno consumido y cuando no se disponga de otras opciones más eficientes en términos de consumo de energía y costes. El presente apartado no se aplicará cuando ya se haya concedido el acceso a la red de 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. ***A partir del 1 de enero de 2031, 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, a menos que las autoridades reguladoras interesadas acuerden conjuntamente un régimen tarifario para dicho acceso. Si no existe acuerdo entre las autoridades reguladoras interesadas, la ACER decidirá el régimen tarifario, incluida la posibilidad de evitar la aplicación de tarifas, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Al decidir sobre dicho régimen tarifario, las autoridades reguladoras interesadas o la ACER garantizarán un rendimiento adecuado de la inversión y cubrirán los gastos operativos contraídos por los gestores de redes de transporte de hidrógeno en relación con el punto de interconexión específico.*** 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, *del presente Reglamento* 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 *REGRTGH*. 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.

Artículo 7

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

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:
 - 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 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.

2. Los gestores de almacenamientos:
 - a) prestarán a terceros servicios de acceso tanto firmes como interrumpibles. El precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de interrupción;
 - b) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios tanto a corto como a largo plazo;
 - c) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios, tanto agrupados como separados, de espacio de almacenamiento, inyección y extracción.
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.
4. 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.

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.

5. 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.
6. 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.

Artículo 8

Evaluación del mercado de **gas renovable** y **gas hipocarbónico** por los gestores de almacenamientos y de GNL

Los gestores de almacenamientos y de GNL evaluarán, **en cooperación con las autoridades reguladoras pertinentes** y al menos cada dos años, la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones que permitan el uso de **gas renovable** y **gas hipocarbónico** en las instalaciones, **incluida la adaptación de los derivados del hidrógeno y de las terminales de hidrógeno**. Al planificar nuevas inversiones, los gestores de almacenamientos y de GNL evaluarán la demanda del mercado y tendrán en cuenta la seguridad del suministro, **así como la demanda del mercado para el hidrógeno líquido y las nuevas inversiones conexas**. Los gestores de almacenamientos y de GNL harán público cualquier plan relativo a nuevas inversiones que permitan **dar prioridad al** uso de **gas renovable** y **gas hipocarbónico** en sus instalaciones.

Artículo 9

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 30, 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, **teniendo en cuenta las inversiones en la retirada del servicio, los ahorros procedentes de la adaptación al hidrógeno y las inversiones en soluciones alternativas relativas a la demanda que no requieran nuevas inversiones en infraestructuras**;

- 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 a), 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.
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.

Artículo 10

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

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 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 se notificarán a las autoridades reguladoras.

Artículo 12

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 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 13

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 65, apartado 6, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021)xxx], 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 pertinente su dictamen sobre la compatibilidad con el artículo 65, apartado 2, o el artículo 66 y el artículo 54 de la 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 que emita un dictamen sobre la decisión de la autoridad reguladora. 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 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 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 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.
6. Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo 54, apartado 10, de la 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.

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

Artículo 15

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 72, apartado 7, de la versión refundida de la Directiva sobre el gas, así como

las tarifas publicadas conforme a lo dispuesto en el artículo 27, 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. Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, se aplicarán de forma no discriminatoria.

Las tarifas 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.

Procurarán evitar crear incentivos para la práctica del mezclado de hidrógeno en la red de gas natural a los efectos de aumentar el volumen de gas natural transportado o almacenado o de prolongar la vida útil de la infraestructura de gas natural.

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. Los Estados miembros se asegurarán de que 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 constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 72, apartado 7, de la 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.

2 bis. *La autoridad reguladora podrá aplicar un descuento de hasta el 100 % a las tarifas de transporte y distribución basadas en la capacidad en los puntos de entrada y de salida de las instalaciones de almacenamiento subterráneo y las instalaciones de GNL, a menos y en la medida en que dicha instalación esté conectada con más de una red de transporte o de distribución y sea utilizada para competir con un punto de interconexión. La Comisión reexaminará tal descuento de las tarifas a más tardar... [cinco años después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento]. La Comisión evaluará si el nivel de descuento establecido en el presente apartado sigue siendo adecuado para el fin de aumentar la seguridad del suministro, y a la luz de la obligación en materia de almacenamiento formulada en el artículo 6 bis del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁶.*

Artículo 16

Descuentos tarifarios para *gas renovable* y *gas hipocarbónico*

Las autoridades reguladoras evaluarán si ofrecer ayuda para reducir los costes de conexión a la red y las tasas para las instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico.

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 *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).*

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].

Artículo 17 bis

Facilitación de las conexiones de biometano y análisis potencial

1. *A más tardar ... [un año después de la fecha límite de transposición a que se refiere el artículo 5, apartado 1, párrafo primero, de la Directiva sobre fuentes de energía renovables III [COD 2021/0218]], los Estados miembros elaborarán mapas regionales que identifiquen las zonas que, debido a la disponibilidad de materias primas, como desechos o residuos, o a plantas de biogás o biometano existentes en funcionamiento, tengan el mayor potencial de producción de biogás y biometano sostenibles a partir de combustibles de biomasa. Dichos combustibles de biomasa cumplirán los criterios de sostenibilidad de conformidad con el artículo 29 de la Directiva (UE) 2018/2001. Antes de elaborar dichos mapas regionales, los Estados miembros consultarán a la autoridad reguladora competente, a las autoridades regionales y locales, a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de distribución, así como a otras partes interesadas pertinentes. Los mapas regionales pueden actualizarse para tener en cuenta nuevas fuentes de materias primas sostenibles para la producción de biogás y biometano.*

2. *Los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte elaborarán una cartografía del potencial de conexión sobre la base de la capacidad existente y prevista para facilitar las solicitudes de conexión, teniendo en cuenta el potencial de incremento de la producción de biogás y biometano a partir de combustibles de biomasa a que se refiere el apartado 1.*
3. *A más tardar ... [dos años después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento], cada Estado miembro, teniendo en cuenta los mapas regionales a que se refiere el apartado 1, establecerá estrategias nacionales sobre la producción de biogás y biometano sostenibles y su uso con el fin de evaluar el potencial de producción de biogás y biometano sostenibles, evaluar cualquier obstáculo para la producción o inyección de biometano en la red y establecer una trayectoria para alcanzar los potenciales nacionales identificados para 2030 y 2050. Las estrategias nacionales de los Estados miembros estarán estrechamente vinculadas a sus planes nacionales integrados de energía y clima en virtud del Reglamento (UE) 2018/1999. Los Estados miembros informarán de los avances en la consecución de su contribución al objetivo de 35 000 millones de m³ de la Unión como parte de sus informes bienales con arreglo al Reglamento (UE) 2018/1999.*
4. *A más tardar en 2024 y periódicamente a partir de entonces, las autoridades reguladoras, en cooperación con las partes interesadas pertinentes, publicarán un informe de situación sobre la producción, el transporte y la absorción de biometano.*
5. *Los organismos nacionales de normalización adoptarán normas adecuadas de calidad del gas, basadas en las normas europeas adoptadas por el Comité Europeo de Normalización (CEN), que permitan la inyección de biometano en las redes de gas existentes, garantizando al mismo tiempo la integridad del sistema.*

Sección 3

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

Capacidad firme para **gas renovable y gas hipocarbónico** 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 **gas renovable y gas hipocarbónico** 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, **así como planes de refuerzo de la red para garantizar el refuerzo de la red, según proceda.**
 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 seguridad de la infraestructura** y la eficiencia económica. La autoridad reguladora **será responsable de revisar y aprobar las condiciones de los gestores de redes de transporte para la capacidad condicional** y 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.
- 2 bis. A efectos de la rápida ejecución de la conexión a la red de la producción de gas renovable, los Estados miembros velarán por que:**
- a) **los gestores de redes de transporte cumplan plazos razonables para evaluar las solicitudes de inyección de gas renovable, hacer una oferta y ejecutar la conexión, bajo la supervisión de la autoridad reguladora nacional realizada de conformidad con el artículo 37 y el artículo 72, apartado 1, letra t), de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx];**
 - b) **los procedimientos de concesión de permisos para la ejecución de la conexión no se vean obstaculizados por una falta de capacidad**

administrativa ni dificulten la consecución del objetivo nacional en materia de energía renovable.

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 **■**. ***Cuando cooperen, los gestores de redes de transporte tendrán en cuenta las características de las instalaciones de los clientes finales de gas.***
- 1 bis. Los gestores de redes de transporte solo aceptarán flujos de gas con un contenido de hidrógeno de hasta el 3 % por volumen en los puntos de interconexión entre Estados miembros en la red de gas natural, siempre que se haya completado el procedimiento descrito en el presente artículo.***
- 1 ter. Los Estados miembros velarán por que las especificaciones técnicas divergentes, como las relativas a parámetros de calidad del gas como el contenido de oxígeno y la mezcla de hidrógeno en la red de gas natural, no se utilicen para restringir los flujos de gas transfronterizos.***
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 eliminar la restricción

reconocida, ***teniendo en cuenta la información facilitada por los clientes finales conectados directamente con la red del gestor de la red de transporte, el gestor de la red de distribución o cualquier otra parte interesada que pudieran verse afectados por ese procedimiento;***

- 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, ***en particular con los clientes finales afectados conectados a la red de transporte,*** 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 ***o mantener*** 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. ***Toda decisión de mantener la restricción reconocida se revisará cada cuatro años.***
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 *afectadas* no puedan adoptar la decisión coordinada conjunta contemplada en los apartados 6 y 7, la ACER tomará una decisión sobre la solución para eliminar *o mantener* 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. ***Toda decisión de mantener la restricción reconocida se revisará cada cuatro años.***
11. Otros detalles necesarios para aplicar *el* presente artículo, como los detalles sobre el análisis de costes y beneficios *y sobre una especificación común y vinculante de la calidad del gas natural para los interconectores transfronterizos de gas natural*, se fijarán en un código de red establecido sobre la base del artículo 53 **■**.



Artículo 21

Organización conjunta de la UE para los Gestores de Redes de Transporte de Gas y los Gestores de Redes de Hidrógeno

Todos los gestores de redes de transporte *de gas y los gestores de redes de hidrógeno* cooperarán a escala de la Unión a través de la ***Organización conjunta de la UE para los Gestores de Redes de Transporte de Gas y los Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRTGH)***, a fin de promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior del gas natural *y el hidrógeno* 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 *y de la red de hidrógeno*.

Organización de la **REGRTGH**

1. A más tardar el **1 de septiembre de 2024, la REGRTGH publicará** y presentará a la Comisión y a la ACER el proyecto de estatutos de la **REGRTGH** que debe crearse, una lista de sus futuros miembros **y de candidatos a la espera de la certificación como gestores de redes de hidrógeno**, 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.
- 1 bis. Antes de presentar los documentos a la Comisión y a la ACER de conformidad con el apartado 1 del presente artículo, la REGRTGH llevará a cabo una consulta pública con las partes interesadas de conformidad con el artículo 26. La consulta será efectiva y amplia y se llevará a cabo de manera oportuna, adecuada, abierta, inclusiva y transparente. La participación de las partes interesadas en la consulta será voluntaria y se invitará a todas las partes interesadas pertinentes. La REGRTGH tendrá en cuenta los resultados de dicha consulta.**
2. En los cuatro meses siguientes al día de la recepción de esta documentación, la ACER, 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 contemplado en el apartado 2 y en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del dictamen de la ACER.
4. En los tres meses siguientes al día de la recepción del dictamen de la Comisión, la **REGRTGH** aprobará y publicará sus estatutos y su reglamento interno revisados.
- 4 bis. Los estatutos de la REGRTGH a que se refiere el apartado 1 garantizarán:**
 - a) que la participación en la labor de la REGRTGH se limite a los gestores de redes de hidrógeno y gestores de redes de transporte registrados u otras**

partes interesadas pertinentes a efectos de la realización de las tareas reguladoras de la REGRTGH;

- b) que las decisiones estratégicas relativas a las actividades de la REGRTGH, así como las directrices de política para el consejo de administración de la REGRTGH, las adopte el consejo de administración de la REGRTGH;*
- c) que las decisiones de la asamblea general permitan alcanzar el objetivo de la REGRTGH;*
- d) que los miembros del consejo de administración de la REGRTGH sean elegidos por la asamblea general por un mandato máximo de cuatro años;*
- e) que el consejo de administración nombre al presidente y al vicepresidente de entre los miembros del consejo de administración de la REGRTGH;*
- f) que la cooperación entre gestores de redes de transporte de gas y gestores de redes de hidrógeno con arreglo al artículo 21 la dirija el consejo de administración de la REGRTGH;*
- g) sobre la base de una propuesta del consejo de administración de la REGRTGH, que el director general sea designado por la asamblea general por un mandato de cuatro años, renovable una vez;*
- h) que la REGRTGH publique las actas de las reuniones de su asamblea y de su consejo de administración y ofrezca periódicamente al público información sobre su toma de decisiones y sus actividades.*

4 ter. El reglamento interno a que se refiere el apartado 1 salvaguardará el tratamiento justo y proporcionado de sus miembros y reflejará la estructura geográfica, demográfica, económica y sectorial diversa de su composición. En particular, dispondrá que el consejo de administración se componga de:

- a) un presidente y un vicepresidente designados, respectivamente y por un mandato rotatorio de tres años, de entre los gestores de redes de hidrógeno y los grupos de gestores de redes de transporte, o viceversa, con funciones alternas entre los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de hidrógeno; y*

b) *un número igual de miembros del consejo de administración que sean designados tanto de entre los representantes de los gestores de redes de transporte como de entre los representantes de los gestores de redes de hidrógeno, garantizando así un equilibrio justo entre los gestores de redes de hidrógeno y los gestores de redes de transporte. Los estatutos de la REGRTGH establecerán un número igual de miembros del consejo de administración por categoría. Se alcanzará un número igual de miembros del consejo de administración una vez haya un número suficiente de gestores de redes de hidrógeno certificados de diferentes Estados miembros.*

4 quater. Los estatutos de la REGRTGH establecerán normas organizativas claras, también respecto al presupuesto dedicado a las actividades de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de hidrógeno, en la REGRTGH, garantizando al mismo tiempo la eficiencia y los servicios compartidos que preste el personal de la REGRTGH tanto a los gestores de redes de transporte de gas como a los gestores de redes de hidrógeno.

4 quinquies. Los estatutos también establecerán normas organizativas claras sobre la creación de grupos de trabajo y la definición de su ámbito de aplicación y actividad, salvaguardando el trato justo y equilibrado de los miembros de la organización. Se crearán grupos de trabajo específicos para que se centren específicamente en el desarrollo de infraestructuras de hidrógeno que satisfagan las perspectivas de calidad, oferta y demanda, así como las necesidades de infraestructura.

Artículo 23

Funciones de la **REGRTGH**

1. Previa solicitud formulada por la Comisión de conformidad con el artículo 53, apartado 9, *o el artículo 54, apartado 9*, la **REGRTGH** elaborará códigos de red en los ámbitos *establecidos en los artículos 53 y 54*.
2. La **REGRTGH** podrá elaborar códigos de red en los ámbitos aludidos en *los artículos 53 y 54*, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 21, 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 para que dictamine al respecto. La **REGRTGH** tendrá debidamente en cuenta *dicho* dictamen.

3. La **REGRTGH** adoptará y **publicará**:
- 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 a escala de la Unión y no vinculante **para las redes de gas e hidrógeno** (plan de desarrollo de la red a escala de la Unión), que incluya **un plan europeo para los corredores prioritarios para hidrógeno en consonancia con el anexo I del Reglamento (UE) 2022/869 y reforzado por el Plan REPowerEU, así como** una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro; **el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión se elaborará en cooperación con las autoridades reguladoras y, cuando sea técnicamente viable, se armonizará con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para la electricidad;**
 - c) recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte de la Unión y de terceros países **y los gestores de redes de hidrógeno de terceros países;**
- c bis) recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica en la Unión entre los gestores de redes de transporte y de distribución de gas, por una parte, y los gestores de redes de hidrógeno, por otra;**
- d) un programa de trabajo anual;
 - e) un informe anual;
 - f) unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano;
- f bis) una perspectiva anual sobre el suministro de hidrógeno que cubra los Estados miembros donde se use hidrógeno en la generación o el suministro de electricidad;**
- g) un informe de seguimiento de la calidad del gas **y la descarbonización para el 15 de mayo de 2024 y un informe de seguimiento de la calidad del gas y del hidrógeno y la descarbonización para el 15 de mayo de 2026** 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 gas renovable y el**

*gas hipocarbónico inyectados a la red de gas, así como 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 **con miras a cumplir los requisitos de calidad de las diferentes aplicaciones de uso final;***

h) el informe de seguimiento de la calidad del gas *y del hidrógeno y la descarbonización, que* 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»).

4. Las perspectivas europeas de suministro a que se refiere el apartado 3, letra b), se referirán a la adecuación global de las redes de transporte de gas *e hidrógeno* para abastecer la demanda, actual y prevista, de gas *e hidrógeno* 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 *de gas y cada gestor de la red de hidrógeno*.

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, *una evaluación del impacto climático* y una evaluación de la resiliencia de la red. *El plan promoverá el principio de «primero, la eficiencia energética» y la integración del sistema energético, y contribuirá a el uso prudente y racional de los recursos naturales y a la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía.*

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. ***El programa anual indicará claramente las actividades relacionadas con el hidrógeno, con el gas o con ambos.***



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 ***REGRTGH*** controlará y analizará la aplicación de los códigos y las directrices adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 53, apartado 13, ***con el artículo 54*** o con el artículo 56, y sus efectos sobre la armonización de las normas aplicables que tengan por objetivo facilitar la integración del mercado.
La ***REGRTGH*** informará de sus conclusiones a la ACER y hará constar el resultado del análisis en el informe anual mencionado en el apartado 3, letra e), del presente artículo.
9. La ***REGRTGH*** transmitirá toda la información que la ACER exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo 24. ***A fin de que la REGRTGH pueda cumplir este requisito, los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de hidrógeno proporcionarán a la REGRTGH la información solicitada.***
10. La ACER revisará los planes decenales nacionales de desarrollo de la red para evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión. Si la ACER detecta incoherencias entre un plan decenal nacional de desarrollo de la red y el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, recomendará que se modifique el plan nacional o el plan a escala de la Unión, según proceda. Si ***tal*** plan decenal nacional de desarrollo de la red se elabora de conformidad con el artículo 51 de la [versión refundida de la Directiva propuesta en COM(2021) xxx], la ACER recomendará que la autoridad reguladora competente modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red de conformidad con el artículo 51, apartado 5, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión. ***La REGRTGH modificará el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión teniendo en cuenta las recomendaciones de la ACER. A fin de garantizar una participación temprana y***

efectiva, la REGRTGH publicará su proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión de manera oportuna y adecuada antes de su presentación a la autoridad reguladora, para que las partes interesadas formulen sus observaciones.

11. A instancia de la Comisión, la **REGRTGH** le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo 56.

11 bis. *La REGRTGH promoverá la ciberseguridad y la protección de datos en relación con las redes de gas y de hidrógeno en cooperación con las autoridades y las entidades reguladas pertinentes.*

Artículo 24

Control por la ACER

1. La ACER controlará la ejecución de las tareas indicadas en el artículo 23, apartados 1, 2 y 3, asignadas a la **REGRTGH**, e informará al respecto a la Comisión.

La ACER llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la **REGRTGH** de los códigos de red elaborados con arreglo al artículo 23, apartado 2, y de los códigos de red que se hayan establecido de conformidad con el artículo 53, apartados 1 a 12, *o el artículo 54, apartados 1 a 12*, pero que no hayan sido adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 53, apartado 13, *o el artículo 54, apartado 13*. Cuando la **REGRTGH** haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red, la ACER exigirá a la **REGRTGH** que facilite una explicación debidamente motivada de los motivos del incumplimiento. La ACER informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.

La ACER 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, 53, **54**, 55 y 56, así como de su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado y del sistema energético y la no discriminación, la competencia efectiva, *los objetivos de la Unión en materia de clima y energía, el principio de «primero, la eficiencia energética»* y el funcionamiento eficaz del mercado, e informará de ello a la Comisión.

2. La **REGRTGH** presentará a la ACER, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red 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, apartado 3. *Una vez recibidos esos documentos, la ACER presentará el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión y el proyecto de programa de trabajo anual al Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático. El Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático publicará un análisis y un dictamen independientes sobre su coherencia con los objetivos de la Unión en materia de clima y energía.*

En un plazo de dos meses desde la fecha de su recepción, la ACER *publicará su dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones a la REGRTGH y a la Comisión* 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 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. *El programa y el plan tendrán debidamente en cuenta el dictamen y las recomendaciones de la ACER.*

Artículo 25

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.

Siempre que sea necesario, cooperarán entre sí, con la Comisión y la ACER en cumplimiento del capítulo V de la 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 a escala de la Unión y el programa de trabajo anual indicados en el artículo 23, apartados 1, 2 y 3, la **REGRTGH** llevará a cabo un procedimiento de consulta **pública**, 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 y otras autoridades nacionales, **regionales y locales**, 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, *a la sociedad civil* y a las plataformas de interesados afectados. **La REGRTGH publicará los proyectos de dichos documentos para que formulen observaciones las partes interesadas, y les dará a las partes interesadas el tiempo suficiente para que participen de manera efectiva. La REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 27

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la **REGRTGH** mencionadas en los artículos 21, 22, 23, 52, 53 y 54 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 *de gas y 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 28

Cooperación regional de los gestores de redes de transporte *y de los gestores de redes de hidrógeno*

1. Los gestores de redes de transporte *y los gestores de redes de hidrógeno* mantendrán una cooperación regional en la **REGRTGH** para contribuir a las tareas indicadas en el artículo 23, apartados 1, 2 y 3.

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).

2. Los gestores de redes de transporte *y los gestores de redes de hidrógeno* 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 apartados 1 y 2, la Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 relativos a 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.

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

Artículo 29

Plan **■** de desarrollo de la red *a escala de la Unión para el gas y el hidrógeno*

La **REGRTGH** adoptará y publicará cada dos años el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión a que se refiere el artículo 23, apartado 3, letra b). El plan de desarrollo de la red 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, *una evaluación del impacto climático* y una evaluación de la robustez de la red.

En particular, el plan de desarrollo de red 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;
- 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 y 52 de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx]; y
- c) señalará las carencias de la inversión, *en particular* en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza, *teniendo en cuenta, en su caso, el plan europeo para los corredores prioritarios para hidrógeno en consonancia con el anexo I del Reglamento (UE) 2022/869 y reforzado por el Plan REPowerEU, así como las*

inversiones en relación con la retirada del servicio de infraestructura o para la reconversión de infraestructura de gas natural para el transporte de hidrógeno y las inversiones en soluciones del lado de la demanda que no requieran nuevas inversiones en infraestructura, con el apoyo de un análisis de costes y beneficios coherente con las metodologías a que se refiere el artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869;

c bis) fomentará la integración del sistema energético, promoverá y aplicará el principio de «primero, la eficiencia energética» y contribuirá a la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía;

c ter) tendrá en cuenta la necesidad de dar prioridad al uso del hidrógeno en los sectores difíciles de descarbonizar.

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, *incluidas las alternativas del lado de la demanda que no requieran inversiones en nueva infraestructura.*

Al elaborar el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, la REGRTGH cooperará con la REGRT de Electricidad, en particular durante el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético, la determinación de las necesidades de capacidad en el sistema energético en su conjunto y el desarrollo 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, los objetivos de la Unión en materia de clima y eficiencia energética, el GNL y las terminales de hidrógeno y los electrolizadores como se contempla en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869, los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red contemplados en el artículo 12 del Reglamento (UE) 2022/869 y la determinación de las carencias de la infraestructura contemplada en el artículo 13 del Reglamento (UE) 2022/869.

Si la Comisión presenta una propuesta legislativa relativa a una reforma de la configuración del mercado de la electricidad, velará, si procede, por que los ámbitos de cooperación entre la REGRTGH y la REGRT de Electricidad a que se refiere el párrafo cuarto se mantengan o introduzcan como tareas de la REGRT de Electricidad.

A más tardar el 31 de diciembre de 2035, la Comisión presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que se evalúe la necesidad de una mayor integración de las tareas de planificación y la gobernanza entre la REGRTGH y la REGRT de Electricidad y, si procede, irá acompañado de una propuesta legislativa.

Artículo 30

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 previsiones y los flujos de entrada y de salida de la red efectuados. La autoridad reguladora 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.

7. Los gestores de redes de transporte harán pública información detallada sobre la calidad *del gas transportado* 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.

Artículo 31

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

1. Los gestores de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de (gas natural) y los gestores de terminales de hidrógeno publicarán información detallada sobre todos los servicios que ofrecen y las condiciones impuestas, junto con la información técnica necesaria para que los usuarios de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL y de terminales de hidrógeno puedan acceder a ellas de manera efectiva. Las autoridades reguladoras podrán solicitar a esos gestores que hagan pública toda la información adicional pertinente para los usuarios de la red.
2. Los gestores de redes de GNL proporcionarán instrumentos que permitan calcular fácilmente las tarifas de los servicios disponibles.
3. En cuanto a los servicios prestados, los gestores de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de gas natural publicarán información sobre la capacidad de almacenamiento y la capacidad de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL, así como de las terminales de hidrógeno, contratada y disponible, de forma cuantificada, periódica y continua, y, además, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.
4. Los gestores de de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de GNL así como de gas natural divulgarán siempre la información requerida por el presente

Reglamento de forma inteligible, claramente cuantificable y fácilmente accesible, y, asimismo, de manera no discriminatoria.

5. 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 una solicitud motivada de tratamiento confidencial de los datos mencionados en el párrafo primero. Si dicha autoridad reguladora 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 haya aprobado que no se publiquen.

6. 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 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.

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.

Artículo 32

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, la autoridad nacional de competencia y la Comisión, toda la información a que se refieren los artículos 30 y 31 y el anexo I, parte 3, durante un período de cinco años.

Sección 4

EXPLOTACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 33

Capacidad firme para **gas renovable y gas hipocarbónico** de la red de distribución

1. Los gestores de redes de distribución garantizarán la capacidad firme **y la inyección continua** para el acceso a las instalaciones de producción de **gas renovable y gas hipocarbónico** conectadas a su red. Con este fin, los gestores de redes de transporte desarrollarán, en cooperación **mutua** y 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, **así como planes de refuerzo de la red para garantizar el refuerzo de la red, según proceda.**

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 seguridad y la eficiencia económicas de la infraestructura**. 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.

2 bis. *A efectos de la rápida ejecución de la conexión a la red de la producción de gas renovable, los Estados miembros velarán por que:*

- a) los gestores de redes de distribución cumplan plazos razonables para evaluar las solicitudes de inyección de gas renovable, hacer una oferta y ejecutar la conexión, bajo la supervisión de la autoridad reguladora de conformidad con el artículo 41 y el artículo 72, apartado 1, letra t), de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx];*
- b) los procedimientos de concesión de permisos para la ejecución de la conexión no se vean obstaculizados por una falta de capacidad administrativa ni dificulten la consecución del objetivo nacional en materia de energía renovable.*

Artículo 34

Cooperación entre gestores de redes de distribución, gestores de redes de transporte **y gestores de redes de hidrógeno**

Los gestores de redes de distribución cooperarán con otros gestores de redes de distribución, gestores de redes de transporte **y gestores de redes de hidrógeno** para coordinar el mantenimiento, el desarrollo de redes, las nuevas conexiones, **la retirada del servicio** 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 transporte

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 **del gas transportado** 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.

El desarrollo de una red de distribución se basará en un plan de desarrollo de la red transparente que el gestor de la red de distribución publicará al menos cada dos años y presentará a la autoridad reguladora. El plan de desarrollo de la red proporcionará transparencia sobre los servicios de gas a medio y largo plazo necesarios.

El gestor de la red de distribución consultará a los consumidores, las autoridades locales, los gestores de redes de transporte pertinentes y otras partes interesadas, incluidos los sindicatos, respecto al plan de desarrollo de la red a que se refiere el párrafo segundo. El gestor de la red de distribución publicará los resultados del proceso de consulta junto con el plan de desarrollo de la red y los presentará a la autoridad reguladora. La autoridad reguladora podrá solicitar que se modifique dicho plan.

Los Estados miembros pueden optar por no aplicar la obligación establecida en el párrafo segundo a los gestores de redes de distribución que presten servicio a menos de 100 000 clientes conectados.

Artículo 36

Entidad europea de los gestores de redes de distribución

Los gestores de redes de distribución que explotan una red de gas natural **o una red de hidrógeno** 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 Consejo¹⁸, a fin de promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior del gas natural, **de cooperar en el desarrollo del mercado del hidrógeno** y de promover la gestión óptima y la explotación coordinada de las redes de distribución y transporte.

¹⁸ 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).

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, *y justificarán los casos en los que no se aprueben.*

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 *o una red de hidrógeno.*

1 bis. Las normas y estructuras de gobernanza de la entidad de los GRD de la UE garantizarán una representación justa y equilibrada de los gestores de redes de distribución de gas e hidrógeno.

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 *o una red de hidrógeno.*

3. A partir de ... [un año después de la *fecha de* entrada en vigor *del presente Reglamento*], 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 *REGRTGH* y otras partes interesadas, y un proyecto de normas de financiación actualizadas.

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 ***o redes de hidrógeno***.

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, ***incluidos los clientes***.
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 ***o la red de hidrógeno***.
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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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, **redes de distribución de hidrógeno** 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], ***incluidas las recomendaciones respecto a la instalación adecuada de electrolizadores con miras a garantizar el uso del calor residual en la red de calefacción urbana.***
4. La entidad de los GRD de la UE facilitará aportaciones a la **REGRTGH** para los informes sobre la calidad del gas **y del hidrógeno**, 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, *con el fin de satisfacer los requisitos de calidad de las diferentes aplicaciones de uso final en consonancia con las normas aplicables 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 *o mantener* 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. ***Toda decisión de mantener la restricción reconocida se revisará cada cuatro años.***
 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 *afectadas* 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 *o mantener* 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. ***Toda decisión de mantener la restricción reconocida se revisará cada cuatro años.***

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 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** o la ACER, con arreglo al procedimiento establecido en los artículos 52 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.

Artículo 53

Establecimiento de códigos de red

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 **del artículo 19 del presente Reglamento** y 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, **y para**

una especificación común y vinculante de la calidad del gas natural para los interconectores transfronterizos de gas natural, 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 *al gas renovable y el gas hipocarbónico*, 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 *gas renovable y gas hipocarbónico*, 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;

f bis) normas de acceso de terceros;

f ter) normas de transparencia.

3. Previa consulta a la ACER, a la **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH**, elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.
- 10 bis. En un plazo de tres meses desde la fecha de recepción del proyecto de código de red, la ACER proporcionará un dictamen motivado a la REGRTGH o a la entidad de los GRD de la UE, según proceda.*
- 10 ter. La REGRTGH o la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRTGH, según proceda, modificará el código de red a la luz del dictamen de la ACER, y lo reenviará a la ACER.*
11. La ACER revisará el código de red **reenviado** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH**. La **REGRTGH** presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 Electricidad y la entidad de los GRD de la UE, si procede, y un número limitado de las principales partes interesadas afectadas. La **REGRTGH** elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.
- 10 bis. *En un plazo de tres meses desde la fecha de recepción de un código de red, la ACER proporcionará un dictamen motivado a la REGRTGH o a los GRD de la UE, según proceda.***
- 10 ter. *La REGRTGH modificará el código de red a la luz del dictamen de la ACER, y lo reenviará a la ACER.***
11. La ACER revisará el código de red **reenviado** 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 **REGRTGH** y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión revisada que deba presentarse a la Comisión.

12. En caso de que la **REGRTGH** 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 red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.
13. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH** 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 **REGRTGH**. La **REGRTGH** presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

Artículo 55

Modificación de códigos de red

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 **REGRTGH**, 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.

Artículo 56

Directrices

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:
 - 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;
 - 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 9 y 10;
 - 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 30 y 31;

- d) datos detallados sobre metodología de tarifas en relación con el comercio transfronterizo de gas natural, de conformidad con los artículos 15 y 16 del presente Reglamento;
 - e) información detallada sobre los aspectos enumerados en el artículo 23, apartado 6.
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 **REGRTGH**, a la entidad de los GRD de la UE y, si procede, a otras partes interesadas.

Artículo 57

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.

Artículo 58

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.
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.
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.

Artículo 59

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.

Capítulo V

Disposiciones finales

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. ***Toda exención así cumplirá todas*** 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 ***consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía;***
- c) el nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que esta no se llevaría a cabo de no concederse una exención;

c bis) las soluciones del lado de la demanda que no requieren nuevas inversiones en infraestructura se han tenido en cuenta como posibles soluciones alternativas a la nueva infraestructura;

- 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; █
- 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 ***e integrado de la energía, incluidos el gas, la electricidad, el hidrógeno y las soluciones del lado de la demanda,*** del funcionamiento eficaz de las redes reguladas en cuestión, de la descarbonización ni de la seguridad del suministro en la Unión;

f bis) la infraestructura no ha recibido apoyo financiero de la Unión para obras en virtud del Reglamento (UE) n.º 2021/1153 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁹;

f ter) la exención promueve el principio de «primero, la eficiencia energética» y la integración del sistema energético y no conduce al bloqueo de activos.

Estas condiciones deberían evaluarse teniendo en cuenta el principio de solidaridad energética. Las autoridades nacionales deberían tener en cuenta la situación en otros

¹⁹ ***Reglamento (UE) 2021/1153 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 7 de julio de 2021, por el que se establece el Mecanismo «Conectar Europa» y se derogan los Reglamentos (UE) n.º 1316/2013 y (UE) n.º 283/2014 (DO L 249 de 14.7.2021, p. 38).***

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 **gas renovable y gas hipocarbónico**.
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 **o no proporcionen una justificación de la exención en su respuesta** 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 *dispondrán* 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;

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).

- 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;
 - 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 **adoptar** una decisión en la que solicite a los organismos notificantes que modifiquen o revoquen la decisión de conceder una exención. ***Antes de adoptar la decisión sobre la exención, la Comisión podrá solicitar el dictamen del Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático creado en virtud del artículo 10 bis del Reglamento (CE) n.º 401/2009²¹ sobre si la exención contribuye a la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía.*** 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.

²¹ ***Reglamento (CE) n.º 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativo a la Agencia Europea de Medio Ambiente y a la Red Europea de Información y de Observación sobre el Medio Ambiente (DO L 126 de 21.5.2009, p. 13).***

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 *física o jurídica* 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.

11 bis. *Las exenciones concedidas a más tardar el [fecha de entrada en vigor del presente Reglamento] seguirán siendo válidas.*

Artículo 61

Procedimiento de comité

1. La Comisión estará asistida por el [nombre del comité] establecido por el artículo 84 de la [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.
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.

Artículo 62
Excepciones

El presente Reglamento no se aplicará 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].

En lo que se refiere a las excepciones concedidas en virtud del artículo 81 (de la versión refundida de la Directiva sobre el gas XXXX), la Comisión, a más tardar el [tres meses después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento], presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo sobre las excepciones concedidas con arreglo a dicho artículo de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas]. Posteriormente, la Comisión presentará tal informe a petición de al menos un Estado miembro. El informe evaluará, en particular, el impacto de las excepciones en el funcionamiento efectivo del mercado interior de gas natural y la competencia en este, así como en la seguridad del suministro energético y los intereses esenciales en materia de seguridad de la Unión y los Estados miembros, teniendo en cuenta el principio de solidaridad energética y los objetivos del plan REPowerEU. Si en el informe se determina que una excepción concedida supone una amenaza para el funcionamiento efectivo del mercado interior de gas natural o la competencia en este, para la seguridad del suministro energético o para los intereses esenciales en materia de seguridad de la Unión o los Estados miembros, la Comisión adoptará, en el plazo de un mes tras la presentación del informe, una decisión que obligue a la autoridad competente pertinente a revocar la excepción. Tras esta revocación, el Estado miembro de que se trate velará por que, en la ejecución de las normas formuladas en el presente Reglamento y en la [versión refundida de la Directiva sobre el gas] se tenga en cuenta su aplicación efectiva en el territorio de la Unión y la naturaleza integrada de las líneas de transporte.

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 28, 53, 54, 56 y 60 se otorgan a la Comisión por un período de *cinco años* a partir de [la fecha de entrada en vigor]. *La Comisión elaborará un informe sobre la delegación de*

poderes a más tardar nueve meses antes de que finalice el período de cinco años. La delegación de poderes se prorrogará tácitamente por períodos de idéntica duración, excepto si el Parlamento Europeo o el Consejo se oponen a dicha prórroga a más tardar tres meses antes del final de cada período.

3. La delegación de poderes mencionada en los artículos 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 28, 53, 54, 56 o 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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, **los operadores del mercado del gas o el hidrógeno y los proveedores de gas e 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 **REGRTGH**, de conformidad con el artículo 22, apartado 2, del [Reglamento sobre el gas], ■ 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 **REGRTGH**, de conformidad con el artículo 24 del [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 **REGRTGH**, de conformidad con el artículo 23, apartado 2, del [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 **REGRTGH**, de conformidad con el artículo 24, 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 REGRT de Electricidad, la **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 **REGRTGH**, 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 de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]. 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804];
 - b) 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]. 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 **REGRTGH** 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 con el artículo 53, apartado 11, o el artículo 54, apartado 11, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804]. Si la REGRT de Electricidad, **la REGRTGH** 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804];

- c) 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], cuando la REGRT de Electricidad, **la REGRTGH** 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) de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx], 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804], 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, de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804];
- d) 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 de la [versión refundida del Reglamento sobre el gas propuesta en COM(2021) 804] 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] **y a la interrupción del suministro de gas.**

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;
 - 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, ***incluido el funcionamiento de dichos mercados, los precios al por mayor y al por menor de la electricidad y el gas natural y el mecanismo de fijación de precios, también los establecidos en los contratos comerciales, en lo que respecta a posibles conductas contrarias a la competencia, desleales o poco transparentes por parte de los operadores del mercado, y en lo que se refiere al*** 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 ***y las comunidades de energías renovables***, 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, del gas natural y del hidrógeno, ***incluida toda conducta contraria a la competencia, desleal o poco transparente por parte de los operadores del mercado.***».

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»;

a bis) En el artículo 2 se añaden los puntos siguientes:

«16) “comercio de GNL”: ofertas de compra, ofertas de venta u operaciones para la compra o la venta de GNL:

a) que especifiquen la entrega en la Unión,

b) que tengan como resultado la entrega en la Unión, o

- c) *en las que una contraparte regasifique el GNL en una terminal de la Unión;*
- 17) *“datos del mercado de GNL”: registros de las ofertas de compra, las ofertas de venta o las operaciones para el comercio de GNL con la información correspondiente especificada en el artículo 8 quinquies;*
- 18) *“participante en el mercado de GNL”: toda persona física o jurídica, independientemente de su lugar de constitución o domicilio, que participe en el comercio de GNL;*
- 19) *“estimación del precio del GNL”: la determinación de un precio de referencia diario para el comercio de GNL de conformidad con una metodología que establecerá la Agencia;*
- 20) *“referencia para el GNL”: la determinación de un diferencial entre la estimación del precio del GNL y el precio de liquidación del contrato de futuros de gas a un mes vista en el mecanismo de transferencia de títulos (TTF) establecido diariamente por ICE Endex Markets B.V.»;*
- 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»;
- b bis) Se insertan los artículos siguientes:*

«Artículo 8 bis

Tareas y competencias de la Agencia para realizar la estimación del precio del GNL y la referencia para el GNL

1. *La Agencia elaborará y publicará una estimación del precio del GNL. A efectos de la estimación del precio del GNL, la Agencia recogerá y tratará sistemáticamente datos del mercado de GNL relativos a las operaciones.*
2. *La Agencia elaborará y publicará la referencia para el GNL, y para ello la Agencia recogerá y tratará sistemáticamente todos los datos del mercado de GNL.*
3. *No obstante lo dispuesto en el artículo 3, apartado 4, letra b), del Reglamento (UE) n.º 1227/2011, se aplicarán a los participantes en el mercado de GNL las obligaciones y prohibiciones de los participantes en el mercado*

estipuladas en el presente Reglamento. Las competencias conferidas a la Agencia en virtud del presente Reglamento y del Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014 se aplicarán también en relación con los participantes en el mercado de GNL, incluidas las disposiciones en materia de confidencialidad.

Artículo 8 ter

Publicación de la estimación del precio del GNL y la referencia para el GNL

- 1. La estimación del precio del GNL a que se refiere el artículo 8 bis, apartado 1, se publicará diariamente y no más tarde de las 18.00 horas CET para la estimación del precio de la operación simple. La Agencia también publicará diariamente la referencia para el GNL a que se refiere el artículo 8 bis, apartado 2, no más tarde de las 19.00 horas CET o tan pronto como sea técnicamente posible.*
- 2. A efectos del presente artículo, la Agencia podrá recurrir a los servicios de un tercero.*

Artículo 8 quater

Suministro de datos del mercado de GNL a la Agencia

- 1. Los participantes en el mercado de GNL presentarán diariamente a la Agencia los datos del mercado de GNL de conformidad con las especificaciones establecidas en el artículo 8 quinquies, en un formato normalizado, a través de un protocolo de transmisión de alta calidad y lo más cerca posible del tiempo real que permita la tecnología antes de la publicación diaria de la estimación del precio del GNL (18.00 horas CET).*
- 2. La Comisión podrá adoptar actos de ejecución por los que se especifique el momento en que deberán presentarse los datos del mercado de GNL antes de la publicación diaria de la estimación del precio del GNL a que se refiere el apartado 1. Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 21, apartado 2.*
- 3. Cuando proceda, la Agencia, previa consulta a la Comisión, formulará orientaciones sobre:*
 - a) la información específica que debe comunicarse, además de la*

información actual relativa a las operaciones y los datos fundamentales que deben comunicarse con arreglo al Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014, incluidas las ofertas de compra y las ofertas de venta, y

b) el procedimiento, el formato normalizado y electrónico, así como los requisitos técnicos y organizativos para presentar datos, que deben utilizarse para presentar los datos del mercado de GNL requeridos.

4. Los participantes en el mercado de GNL presentarán los datos del mercado de GNL requeridos a la Agencia de forma gratuita y a través de los canales de notificación establecidos por la Agencia, cuando sea posible utilizando procedimientos ya existentes y a su disposición.

Artículo 8 quinquies

Calidad de los datos del mercado de GNL

1. Los datos del mercado de GNL incluirán detalles sobre:

a) las partes en el contrato, incluido el indicador de compra/venta;

b) la parte informante;

c) el precio de la operación;

d) las cantidades del contrato;

e) el valor del contrato;

f) la ventana de llegada de la carga de GNL;

g) las condiciones de entrega;

h) los puntos de entrega;

i) la información del sello de tiempo de todo lo siguiente:

i) la hora del envío de la oferta de compra o de la oferta de venta;

ii) la hora de la operación;

iii) la hora de la notificación de la oferta de compra, la oferta de venta o la operación;

iv) la recepción de los datos del mercado de GNL por parte de la Agencia.

2. *Los participantes en el mercado de GNL facilitarán a la Agencia los datos del mercado de GNL de la siguiente manera:*
 - a) *los precios unitarios de las operaciones, las ofertas de compra y las ofertas de venta se comunicarán en la divisa especificada en el contrato y en EUR/MWh, e incluirán los tipos de conversión y de cambio aplicados, cuando proceda;*
 - b) *las cantidades del contrato se comunicarán en las unidades especificadas en los contratos y en MWh;*
 - c) *las ventanas de llegada se comunicarán en términos de fechas de entrega expresadas en formato de tiempo universal coordinado (TUC);*
 - d) *el punto de entrega mencionará un identificador válido enumerado por la Agencia, como se menciona en la lista de instalaciones de GNL sujetas a notificación y en el presente Reglamento y el Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014; la información sobre el sello de tiempo se indicará en formato TUC;*
 - e) *si procede, la fórmula del precio del contrato a largo plazo de la que se deriva el precio se comunicará íntegramente.*
3. *La Agencia formulará orientaciones relativas a los criterios por los que se determine que los datos de un único remitente representan una parte importante de los datos del mercado de GNL presentados dentro de un determinado período de referencia, y sobre el modo en que se responderá a esta situación por lo que respecta a su estimación del precio del GNL y a su referencia para el GNL.*

Artículo 8 sexies

Continuidad de la actividad

La Agencia revisará, actualizará y publicará periódicamente su metodología de estimación del precio de referencia del GNL y su metodología relativa a la referencia para el GNL, así como la metodología utilizada para la notificación de los datos del mercado de GNL y la publicación de sus estimaciones del precio del GNL y sus referencias para el GNL, teniendo en cuenta las opiniones de aquellos que contribuyen con datos de mercado.».

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, **del gas renovable y del gas hipocarbónico** (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.

El presente Reglamento también fomenta las medidas de prevención que reducen la demanda de gas, incluidas las que fomenten la eficiencia energética y aumenten la cuota de energía renovable, con el fin de reducir la dependencia de la Unión de las importaciones 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];

29 bis) “centro de negociación”: cualquiera de los siguientes:

- a) un “mercado regulado”, con arreglo a la definición del artículo 4, apartado 1, punto 21, de la Directiva 2014/65/UE;
- b) un “sistema multilateral de negociación”, con arreglo a la definición del artículo 4, apartado 1, punto 22, de la Directiva 2014/65/UE;
- c) un «sistema organizado de contratación», con arreglo a la definición del artículo 4, apartado 1, punto 23, de la Directiva 2014/65/UE;

29 ter) «derivado sobre materias primas relacionado con la energía»: un derivado sobre materias primas, tal como se define en el artículo 2,

apartado 1, punto 30, del Reglamento (UE) n.º 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo²², negociado en un centro de negociación y cuyo subyacente sea la electricidad o el gas, y cuyo vencimiento no supere los doce meses;».

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.».

3 bis) En el artículo 6 ter, apartado 1, párrafo tercero, la letra e) se sustituye por el texto siguiente:

«e) el empleo de mecanismos voluntarios para la adquisición conjunta de gas natural;».

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, **e incluirá asimismo supuestos que examinen formas de reducir la demanda de gas a través de medidas de ahorro de energía y eficiencia energética.** 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

²² **Reglamento (UE) n.º 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 648/2012 (DO L 173 de 12.6.2014, p. 84).**

indisponibilidad de las infraestructuras se repetirá cada cuatro años *hasta que* las circunstancias *exijan* 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 artículo siguiente:

«Artículo 7 bis

Medidas de prevención y emergencia

Los Estados miembros tomarán las medidas de prevención y emergencia apropiadas, ***incluidas las medidas de ahorro de energía y eficiencia energética***. 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 reenumeran como artículo 7 bis, apartados 2 a 12.

8) Se insertan los siguientes artículos :

«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 *la propiedad directa o indirecta* o el control de la infraestructura de almacenamiento pertinente para la seguridad del suministro de gas por entidades de terceros países. *Las evaluaciones comunes de riesgos y sus posteriores actualizaciones identificarán medidas de ahorro de energía y eficiencia energética, en consonancia con el principio de «primero, la eficiencia energética» con arreglo al [artículo X de la versión refundida de la Directiva de eficiencia energética] y el principio de eficiencia del sistema con arreglo al [artículo X de la versión refundida de la Directiva de eficiencia energética].* Este análisis comparará el papel de los almacenamientos de gas con medidas alternativas, como inversiones en eficiencia energética y fuentes de energía renovables. *El análisis incluirá la rentabilidad del almacenamiento de gas y tendrá en cuenta el riesgo de inversiones irrecuperables.*

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 **■** 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. *Los Estados miembros consultarán al grupo de riesgo pertinente antes de permitir tal posibilidad, en particular con respecto al modo en que las medidas abordan los riesgos detectados en la evaluación común de riesgos. Esta medida se aplicará a cualquier instalación de almacenamiento, incluidos los centros de almacenamiento controlados por entidades de terceros países.*

3 bis. 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 situación de crisis, según se refiere en el artículo 11, apartado 1. El

procedimiento común coordinado incluirá las normas para la retirada de gas como parte de las actuaciones coordinadas por la Comisión en una situación de emergencia a escala regional o de la Unión en virtud del artículo 12, apartado 3.

4. Las medidas adoptadas de conformidad con el artículo 7 bis y el apartado 3 del presente artículo **■** 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 *y se entenderán sin perjuicio de las normas nacionales sobre seguridad del suministro que incluyan las reservas de gas.* **■**
7. Tras la consulta interna en el grupo de riesgo pertinente contemplada en el apartado 3, los Estados miembros consultarán al **GCG.** **■**

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

Mecanismo voluntario para la adquisición conjunta de gas

1. Los Estados miembros podrán establecer un mecanismo **voluntario** para la adquisición conjunta de **gas** por los gestores de redes de transporte **u otras empresas designadas por los Estados miembros** como parte de las medidas preventivas para garantizar la seguridad del suministro.

Tal mecanismo se diseñará en cumplimiento del Derecho de la Unión, **en particular**, de las normas de competencia **nacionales y de la Unión**, y de manera que **el gas también pueda** 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 **u otras empresas designadas por el Estado miembro, proveedores de gas y otros participantes pertinentes en el mercado** 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 **u otras empresas designadas por los Estados miembros, así como proveedores de gas y otros participantes pertinentes en el mercado**, 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. **La Comisión informará al Grupo de Coordinación del Gas de la notificación recibida y, si procede, a la ACER.**
3. **En el plazo de tres meses desde la notificación a que se refiere el apartado 2**, la Comisión podrá emitir un dictamen **■** sobre el cumplimiento del presente Reglamento por el mecanismo previsto. **■** Los Estados miembros participantes tendrán en cuenta el dictamen de la Comisión en la mayor medida posible.

Artículo 7 quinquies bis

Directrices de la Comisión sobre el uso del mecanismo voluntario para la adquisición conjunta de gas

A más tardar [tres meses después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento], la Comisión adoptará unas directrices sobre el uso del mecanismo voluntario para la adquisición conjunta de gas contemplado en el artículo 7 quinquies del presente Reglamento. Al adoptar dichas directrices, la

Comisión tendrá en cuenta las lecciones extraídas de la agregación de la demanda y la adquisición conjunta establecidas en virtud del Reglamento (UE) 2022/2576.

Artículo 7 sexies

Informe sobre el almacenamiento y ***el mecanismo voluntario para la adquisición conjunta de gas***

A más tardar [un año después de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento], la Comisión presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo 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 gas, y cualquier obstáculo surgido al utilizarla. Si procede, este informe irá acompañado de una propuesta legislativa.

Artículo 7 sexies bis

Transparencia e intercambio de información

- 1. Las empresas de gas natural o las empresas consumidoras de gas establecidas en la Unión, o las autoridades o entidades reguladas de los Estados miembros, que tengan la intención de entablar negociaciones con productores o proveedores de gas natural sobre la compra, el comercio o el suministro de gas de un volumen superior a 5 TWh al año informarán a la Comisión de su intención de celebrar un contrato de suministro de gas o un memorando de entendimiento antes de celebrar dicho contrato o memorando de entendimiento de conformidad con el presente artículo.***
- 2. Las empresas de gas natural o las empresas consumidoras de gas establecidas en la Unión, o las autoridades o entidades reguladas de los Estados miembros, informarán a la Comisión, al menos seis semanas antes de celebrar el contrato o memorando de entendimiento jurídicamente vinculante a que se refiere el apartado 1, sobre la identidad del socio o socios contractuales, los volúmenes pertinentes, las fechas pertinentes, el origen del gas y, cuando proceda, el proveedor de servicios encargado de organizar esas compras en nombre de un Estado miembro.***

3. *Si la Comisión considera que las compras previstas de gas de empresas de gas natural o empresas consumidoras de gas establecidas en la Unión, o de autoridades o entidades reguladas de los Estados miembros, pueden tener un efecto negativo en el funcionamiento de la adquisición conjunta, en el mercado interior, en los intereses esenciales en materia de seguridad de la Unión o en la seguridad del suministro o la solidaridad energética, formulará una recomendación dirigida a los Estados miembros pertinentes para que adopten medidas adecuadas a fin de evitar dicho efecto negativo. El Estado miembro en cuestión tendrá muy en cuenta la recomendación de la Comisión.*
4. *Al facilitar información a la Comisión de conformidad con los apartados 1 y 2, las entidades que la faciliten podrán indicar si alguna parte de la información, ya sea comercial o de otra índole, cuya difusión pudiera perjudicar las actividades de las partes implicadas, debe considerarse confidencial y si la información facilitada puede compartirse con otros Estados miembros.*
5. *Las solicitudes de confidencialidad en virtud del presente artículo no restringirán el acceso de la propia Comisión a la información confidencial. La Comisión velará por que el acceso a la información confidencial esté estrictamente limitado a aquellos de sus servicios para los que sea absolutamente necesario disponer de dicha información. Los representantes de la Comisión tratarán la información delicada con la debida confidencialidad.*
6. *Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 346 del TFUE, la información confidencial se intercambiará con la Comisión y otras autoridades pertinentes únicamente cuando ese intercambio sea necesario para la aplicación del presente Reglamento. La información que se intercambie se limitará a aquella que resulte pertinente y proporcionada para la finalidad del intercambio. Dicho intercambio de información preservará la confidencialidad de esa información y protegerá la seguridad y los intereses comerciales de las entidades incluidas en el ámbito de aplicación del presente*

Reglamento. El Sistema no utilizará la información recogida para fines distintos de la ejecución del contrato.

7. Todos los servidores y la información estarán físicamente situados y almacenados en el territorio de la Unión.».

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 bis) Se insertan los artículos siguientes:

«Artículo 13 bis

Ampliación de la protección solidaria a los volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad

1. *No obstante lo dispuesto en el artículo 13, apartado 3, únicamente se aplicará una medida de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartados 1 y 2, si el Estado miembro solicitante no ha podido cubrir:*

- a) *el déficit de suministro de gas a sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad o, cuando un Estado miembro haya adoptado medidas temporales para reducir el consumo no esencial de los clientes protegidos de conformidad con el artículo 13 ter, los volúmenes esenciales de consumo de gas para sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad;***
- b) *el volumen crítico de gas para la seguridad del suministro de electricidad, a pesar de la aplicación de la medida a que se refiere el artículo 11, apartado 3. Serán de aplicación las condiciones***

establecidas en el artículo 13, apartado 3, letras b), c) y d).

2. *Los Estados miembros que estén obligados a proporcionar solidaridad en virtud del apartado 1 tendrán derecho a deducir de la oferta de solidaridad:*
 - a) *los suministros de gas a sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en la medida en que se vean afectados volúmenes esenciales o, cuando un Estado miembro haya adoptado medidas temporales para reducir el consumo no esencial de los clientes protegidos de conformidad con el artículo 13 ter, los suministros de los volúmenes esenciales de consumo de gas de sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad;*
 - b) *los suministros de volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad;*
 - c) *los suministros de volúmenes de gas destinados a la electricidad necesaria para la producción y el transporte de gas; y*
 - d) *los volúmenes de gas necesarios para el funcionamiento de las infraestructuras críticas para la seguridad del suministro a que se refiere el anexo VIII ter, así como otras instalaciones fundamentales para el funcionamiento de los servicios militares, de seguridad nacional y de ayuda humanitaria.*
3. *Los volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad a que se refieren el apartado 1, letra b), y el apartado 2, letras b) y d), no superarán los volúmenes indicados en el anexo VIII bis. Si un Estado miembro puede demostrar que es necesario un volumen de gas mayor para evitar una crisis de electricidad en un Estado miembro, la Comisión, previa solicitud debidamente motivada, podrá decidir permitir la deducción de volúmenes mayores.*
4. *Si se solicita tomar medidas de solidaridad a los Estados miembros cuya red eléctrica esté sincronizada únicamente con el sistema eléctrico de un tercer país, estos podrán, de forma excepcional, deducir volúmenes de gas más elevados en caso de que el sistema eléctrico no esté sincronizado con el sistema eléctrico de ese tercer país, mientras sean necesarios servicios de*

alimentación de energía aislados u otros servicios para el gestor de la red de transporte de electricidad a fin de garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema de suministro de energía eléctrica.

Artículo 13 ter

Medidas de reducción de la demanda relativas a los clientes protegidos

- 1. Con carácter excepcional, los Estados miembros podrán adoptar medidas temporales para reducir el consumo no esencial de clientes protegidos, en particular cuando se haya declarado uno de los niveles de crisis con arreglo al artículo 11, apartado 1, y al artículo 12, o la alerta de la Unión con arreglo al Reglamento (UE) 2022/1369. Estas medidas se limitarán a los usos no esenciales del gas y tendrán en cuenta los elementos establecidos en el artículo 6, apartado 2, del Reglamento (UE) 2022/1369. Las medidas excepcionales solo podrán adoptarse una vez que las autoridades competentes hayan evaluado las condiciones para determinar dichos volúmenes de gas no esenciales.*
- 2. Como resultado de las medidas a que se refiere el apartado 1 del presente artículo, el consumo de los clientes vulnerables, tal como los definen los Estados miembros de conformidad con el artículo 25 de la refundición de la Directiva 2009/73/CE, no se reducirá en ningún caso, y los Estados miembros no desconectarán a los clientes protegidos como resultado de la aplicación del apartado 1 del presente artículo.*

Artículo 13 quater

Salvaguardias para los flujos transfronterizos

En caso de que la Comisión formule una solicitud con arreglo al artículo 12, apartado 6, párrafo primero, para poner fin a restricciones indebidas de los flujos de gas transfronterizos o del acceso a las infraestructuras de gas, o a medidas que pongan en peligro el suministro de gas en otro Estado miembro, la autoridad competente o el Estado miembro, en lugar de seguir el procedimiento establecido en el artículo 12, apartado 6, párrafo segundo, modificará sus medidas o adoptará otras para garantizar el cumplimiento del artículo 12, apartado 5.

Artículo 13 quinquies

Ampliación temporal de las obligaciones de solidaridad a los Estados miembros que disponen de instalaciones de GNL

- 1. La obligación de adoptar medidas de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartado 1, no solo se aplicará a los Estados miembros directamente conectados al Estado miembro solicitante, sino también a los Estados miembros que dispongan de instalaciones de GNL, siempre que se cuente con la capacidad necesaria en la infraestructura pertinente, incluidos los buques y los gaseros de GNL.*
- 2. Se aplicará a los Estados miembros con instalaciones de GNL el artículo 13, apartados 2 a 9, salvo disposición en contrario del presente Reglamento.*
- 3. Los Estados miembros que dispongan de instalaciones de GNL que no estén directamente conectadas con un Estado miembro solicitante podrán acordar bilateralmente con cualquier otro Estado miembro las disposiciones técnicas, jurídicas y financieras de solidaridad necesarias aplicables a la prestación de solidaridad.*
- 4. Las normas por defecto para adoptar medidas de solidaridad con arreglo al artículo 13 sexies se aplicarán también a los Estados miembros no conectados en la medida en que no se haya celebrado ningún acuerdo bilateral en el momento de la recepción de una solicitud de solidaridad.*

Artículo 13 sexies

Normas por defecto en relación con las medidas de solidaridad

- 1. Cuando dos Estados miembros no hayan acordado las disposiciones técnicas, jurídicas y financieras necesarias con arreglo al artículo 13, apartado 10 («acuerdo de solidaridad»), el suministro de gas con arreglo a la obligación establecida en el artículo 13, apartado 1, en caso de emergencia, estará sujeto a las condiciones establecidas en el presente artículo.*
- 2. La compensación por la medida de solidaridad no superará los costes razonables y, no obstante lo dispuesto en el artículo 13, apartado 8, en todos los casos incluirá:*
 - a) el precio del gas en el Estado miembro que proporcione solidaridad;*

- b) *los gastos de almacenamiento y transporte, incluidas las posibles tasas resultantes de la desviación de cargamentos de GNL hacia los puntos de interconexión solicitados;*
 - c) *los costes de los procedimientos judiciales o de arbitraje conexos en los que sea parte el Estado miembro que proporcione solidaridad;*
 - d) *otros costes indirectos que no estén cubiertos por el precio del gas, como el reembolso de los daños financieros o de otro tipo derivados de la restricción de carga firme obligatoria de los clientes, relacionados con la prestación de solidaridad, siempre que esos costes indirectos no excedan del 100 % del precio del gas.*
3. *Si un Estado miembro solicita una compensación por los costes indirectos con arreglo al apartado 2, letra d), que superen el 100 % del precio del gas, la Comisión, previa consulta con las autoridades competentes pertinentes, decidirá si resulta oportuna una compensación más elevada, teniendo en cuenta las circunstancias contractuales y nacionales específicas del caso y el principio de solidaridad energética.*
 4. *A menos que el Estado miembro que solicite solidaridad y el Estado miembro que proporcione solidaridad acuerden otro precio, el precio del gas suministrado al Estado miembro que solicite solidaridad corresponderá al precio del mercado diario en el Estado miembro que proporcione solidaridad durante el día anterior a la solicitud de solidaridad, o al precio del mercado diario en la bolsa accesible más cercana, en un punto de negociación virtual o en un nudo gasístico acordado durante el día anterior a la solicitud de solidaridad.*
 5. *La compensación por los volúmenes de gas entregados en el contexto de una solicitud de solidaridad con arreglo al artículo 13 septies será abonada directamente por el Estado miembro que solicite solidaridad al Estado miembro que proporcione solidaridad o a la entidad que ambos Estados miembros indiquen en su respuesta a la solicitud de solidaridad y la confirmación de la recepción y del volumen tomado.*
 6. *El Estado miembro al que se dirija la solicitud de una medida de solidaridad adoptará las medidas de solidaridad lo antes posible y, a más tardar, tres días*

después de la solicitud. Un Estado miembro solo podrá negarse a proporcionar solidaridad a un Estado miembro que la solicite si el primer Estado miembro demuestra que:

- a) él mismo no dispone de suficiente gas para los volúmenes a que se refiere el artículo 13 bis, apartado 2, o*
 - b) él mismo no tiene suficiente capacidad de interconexión disponible, con arreglo al artículo 13, apartado 7, y no tiene la posibilidad de suministrar volúmenes suficientes de GNL.*
- 7. Además de las normas por defecto previstas en el presente artículo, los Estados miembros podrán acordar las disposiciones técnicas y la coordinación de la prestación de solidaridad.*
- 8. El presente artículo se entenderá sin perjuicio de las disposiciones existentes para el funcionamiento seguro y fiable de la red de gas.*

Artículo 13 septies

Procedimiento relativo a las medidas de solidaridad en ausencia de un acuerdo de solidaridad

- 1. El Estado miembro que solicite la aplicación de las medidas de solidaridad enviará una solicitud de solidaridad a otro Estado miembro, indicando al menos la siguiente información:*
- a) los datos de contacto de la autoridad competente del Estado miembro;*
 - b) los datos de contacto de los gestores de la red de transporte pertinentes del Estado miembro (si procede);*
 - c) los datos de contacto del tercero que actúa en nombre del Estado miembro (si procede);*
 - d) el plazo de entrega, incluido el calendario de la primera entrega posible y la duración prevista de las entregas;*
 - e) los puntos de entrega e interconexión;*
 - f) el volumen de gas en kWh para cada punto de interconexión;*
 - g) la calidad del gas.*

2. *La solicitud de solidaridad se enviará simultáneamente a los Estados miembros que pudieran proporcionar medidas de solidaridad, a la Comisión y a los gestores de crisis designados con arreglo al artículo 10, apartado 1, letra g).*
3. *Los Estados miembros que reciban una solicitud de solidaridad enviarán una respuesta en la que se indiquen los datos de contacto a que se refiere el apartado 1, letras a), b) y c), y el volumen que puede suministrarse a los puntos de interconexión y en el momento solicitado a que se refiere el apartado 1, letras d) a g). En la respuesta se indicará el volumen resultante de posibles restricciones o, cuando sea estrictamente indispensable, de la liberación de reservas estratégicas si el volumen que puede suministrarse mediante medidas voluntarias es insuficiente.*
4. *Las solicitudes de solidaridad se presentarán al menos setenta y dos horas antes de la hora de entrega indicada para el GNL y al menos veinticuatro horas antes de la hora de entrega indicada para el gas transportado por gasoducto. La respuesta a las solicitudes de solidaridad se transmitirá en un plazo de doce horas. La confirmación de la recepción y del volumen tomado por el Estado miembro que solicite solidaridad se efectuará en un plazo de cuatro horas a partir de la recepción de la oferta de solidaridad.*
5. *La solicitud podrá presentarse para un período de un día o de varios días, y la respuesta coincidirá con la duración solicitada.*
6. *Cuando haya varios Estados miembros que proporcionen solidaridad y existan acuerdos bilaterales de solidaridad con uno o varios de ellos, dichos acuerdos prevalecerán entre los Estados miembros que hayan llegado a acuerdos bilateralmente. Las normas por defecto previstas en el presente artículo solo serán aplicables en relación con los demás Estados miembros que proporcionen solidaridad.*
7. *La Comisión podrá facilitar la puesta en ejecución de acuerdos de solidaridad, en particular mediante una plantilla a través de una plataforma en línea segura que permita la transmisión en tiempo real de solicitudes y ofertas.*

Artículo 13 octies

Revisión de las medidas de solidaridad

A más tardar el 1 de julio de 2025, la Comisión evaluará la aplicabilidad y la eficiencia de la solidaridad de GNL y la viabilidad de la solidaridad en la que participen Estados miembros no conectados directamente. La Comisión presentará un informe sobre las principales conclusiones de dicha evaluación al Parlamento Europeo y al Consejo y, si procede, propondrá modificaciones de las disposiciones de solidaridad del presente Reglamento.».

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 *de* 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.».

15 bis) Se insertan los artículos siguientes:

«Artículo 14 bis

Mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria

- 1. A más tardar [un mes después de la entrada en vigor del presente Reglamento], cada centro de negociación en el que se negocien derivados sobre materias primas relacionados con la energía establecerá, para cada uno de esos derivados sobre materias primas relacionados con la energía negociados en él, un mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria basado en unos límites de precios superior e inferior («límites de precios»)*

que definan los precios por encima y por debajo de los cuales los pedidos no puedan ejecutarse («mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria»).
Los centros de negociación garantizarán que el mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria de los precios impida que, en un día de negociación, haya fluctuaciones excesivas de los precios de los derivados sobre materias primas relacionados con la energía pertinentes. Al establecer el mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria, los centros de negociación velarán también por que la aplicación de estas medidas no impida la formación de precios fiables al cierre de la jornada.

- 2. En lo relativo a cada derivado sobre materias primas relacionado con la energía negociado en ellos, los centros de negociación establecerán el método de cálculo aplicable para determinar los límites de precios en relación con un precio de referencia. El primer precio de referencia del día será igual al precio determinado en el momento de la apertura de la sesión de negociación pertinente. Los subsiguientes precios de referencia serán el último precio de mercado observado a intervalos regulares. En caso de interrupción de la negociación durante el día de negociación, el primer precio de referencia después de la interrupción será el precio de apertura al reanudarse la negociación.*
- 3. Los límites de precios se expresarán en valor absoluto o en términos relativos en forma de variación porcentual con respecto al precio de referencia. Los centros de negociación ajustarán el método de cálculo a las especificidades de cada derivado sobre materias primas relacionado con la energía, al perfil de liquidez del mercado para dicho derivado y a su perfil de volatilidad. El centro de negociación informará del método a la autoridad competente sin demora indebida.*
- 4. Los centros de negociación renovarán los límites de precios a intervalos regulares durante el horario de negociación, sobre la base del precio de referencia.*
- 5. Los centros de negociación harán públicas, sin demora indebida, las características del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria que hayan establecido o cualquier modificación que efectúen.*

6. *Los centros de negociación aplicarán el mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria, ya sea integrándolo en los mecanismos de gestión de volatilidad ya establecidos de conformidad con la Directiva 2014/65/UE, o como mecanismo adicional.*
7. *Cuando un centro de negociación tenga la intención de modificar el método de cálculo de los límites de precios aplicables a un determinado derivado sobre materias primas relacionado con la energía, informará sin demora indebida a la autoridad competente de las modificaciones previstas.*
8. *Cuando la información recopilada por la Autoridad Europea de Valores y Mercados (ESMA) de conformidad con el artículo 14 ter, apartado 3, demuestre que es necesaria una mayor coherencia en la aplicación del mecanismo a fin de garantizar una gestión más eficiente de la excesiva volatilidad de los precios en toda la Unión, la Comisión podrá adoptar actos de ejecución por los que se especifiquen los principios uniformes para la aplicación del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria, teniendo en cuenta las especificidades de cada derivado sobre materias primas relacionado con la energía, el perfil de liquidez del mercado de dicho derivado y su perfil de volatilidad. En particular, a fin de garantizar el buen funcionamiento de los centros de negociación que ofrecen negociación de derivados sobre materias primas relacionados con la energía, la Comisión podrá especificar los intervalos a los que se renovarán los límites de precios o las medidas que se adoptarán si la negociación se desvía fuera de esos límites de precios, incluidas unas disposiciones que garanticen la formación de precios de cierre fiables. Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 18 bis, apartado 2.*

Artículo 14 ter

Funciones de las autoridades competentes

1. *Las autoridades competentes supervisarán la aplicación del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria. Las autoridades competentes garantizarán que las divergencias en la aplicación de los mecanismos de gestión de la volatilidad intradiaria por parte de los centros de negociación*

establecidos en sus Estados miembros estén debidamente justificadas por las especificidades de los centros de negociación o de los derivados sobre materias primas relacionados con la energía de que se trate.

- 2. Las autoridades competentes garantizarán que los centros de negociación apliquen mecanismos preliminares adecuados que garanticen que la volatilidad excesiva en los mercados de derivados sobre materias primas relacionados con la energía se mitigue hasta el establecimiento del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria a que se refiere el artículo 14 bis, apartado 1.*
- 3. Las autoridades competentes informarán a la ESMA sobre la aplicación del mecanismo de gestión de la volatilidad intradiaria por parte de los centros de negociación bajo su supervisión en un plazo de tres semanas a partir de la fecha a que se refiere el artículo 14 bis, apartado 1, y al menos con periodicidad trimestral.*

Artículo 14 quater

Función de coordinación de la ESMA

- 1. La ESMA coordinará y realizará un seguimiento de la aplicación de los mecanismos de gestión de la volatilidad intradiaria sobre la base de los informes que le presenten las autoridades competentes de conformidad con el artículo 14 ter, apartado 3.*
- 2. La ESMA documentará cualquier divergencia en la aplicación de los mecanismos de gestión de la volatilidad intradiaria entre jurisdicciones de la Unión sobre la base de los informes de las autoridades competentes. A más tardar el 30 de junio de 2023, y posteriormente de forma periódica, la ESMA presentará a la Comisión un informe en el que se evalúe la eficiencia de los mecanismos de gestión de la volatilidad intradiaria. Sobre la base de dicho informe, la Comisión estudiará la posibilidad de presentar al Consejo una propuesta legislativa de modificación del presente Reglamento.».*

15 ter) En el artículo 17 bis, se añade el apartado siguiente:

- «2. La Comisión, cuando presente su informe con arreglo al apartado 1 a más tardar el 28 de febrero de 2025, incluirá una evaluación general de la*

aplicación de los artículos 6 bis a 6 quinquies, del artículo 7, apartados 1 y 4, letra g), del artículo 16, apartado 3, del artículo 17 bis, del artículo 18 bis, del artículo 20, apartado 4, y de los anexos I bis y I ter. El informe irá acompañado, en su caso, de una propuesta legislativa.».

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 período 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.».

16 bis) En el artículo 22, se suprime el párrafo cuarto.

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,».

17 bis) Se insertan los anexos siguientes:

«ANEXO VIII bis

a) Volúmenes críticos de gas máximos para la seguridad del suministro de electricidad con arreglo al artículo 13 bis para el período comprendido entre diciembre de 2022 y marzo de 2023 (en millones de metros cúbicos) (1):

<i>Estado miembro</i>	<i>Diciembre de 2022</i>	<i>Enero de 2023</i>	<i>Febrero de 2023</i>	<i>Marzo de 2023</i>
<i>AT</i>	<i>74,24</i>	<i>196,83</i>	<i>152,20</i>	<i>139,35</i>
<i>BE</i>	<i>399,05</i>	<i>458,77</i>	<i>382,76</i>	<i>398,99</i>
<i>BG</i>	<i>61,49</i>	<i>71,26</i>	<i>61,55</i>	<i>63,29</i>
<i>CY</i>	-	-	-	-
<i>CZ</i>	<i>17,26</i>	<i>49,64</i>	<i>34,80</i>	<i>28,28</i>
<i>DE</i>	<i>2 090,53</i>	<i>2 419,56</i>	<i>2 090,59</i>	<i>1 863,77</i>
<i>DK</i>	<i>249,48</i>	<i>295,56</i>	<i>254,87</i>	<i>268,09</i>
<i>EE</i>	<i>5,89</i>	<i>5,78</i>	<i>5,00</i>	<i>1,05</i>
<i>EL</i>	<i>209,95</i>	<i>326,68</i>	<i>317,18</i>	<i>232,80</i>
<i>ES</i>	<i>1 378,23</i>	<i>1 985,66</i>	<i>1 597,27</i>	<i>1 189,29</i>
<i>IE</i>	<i>372,76</i>	<i>375,29</i>	<i>364,26</i>	<i>375,74</i>
<i>FI</i>	<i>28,42</i>	<i>39,55</i>	<i>44,66</i>	<i>12,97</i>
<i>FR</i>	<i>876,37</i>	<i>875,58</i>	<i>802,53</i>	<i>771,15</i>
<i>HR</i>	<i>10,95</i>	<i>66,01</i>	<i>59,99</i>	<i>48,85</i>
<i>HU</i>	<i>82,13</i>	<i>133,97</i>	<i>126,44</i>	<i>93,72</i>
<i>IT</i>	<i>2 166,46</i>	<i>3 304,99</i>	<i>3 110,79</i>	<i>2 774,67</i>
<i>LV</i>	<i>89,26</i>	<i>83,56</i>	<i>84,96</i>	<i>66,19</i>
<i>LT</i>	<i>16,13</i>	<i>20,22</i>	<i>18,81</i>	<i>4,21</i>
<i>LU</i>	-	-	-	-
<i>MT</i>	<i>32,88</i>	<i>34,84</i>	<i>31,43</i>	<i>33,02</i>
<i>NL</i>	<i>684,26</i>	<i>762,31</i>	<i>556,26</i>	<i>480,31</i>
<i>PL</i>	<i>158,14</i>	<i>158,64</i>	<i>136,97</i>	<i>148,64</i>

<i>PT</i>	<i>409,97</i>	<i>415,22</i>	<i>368,54</i>	<i>401,32</i>
<i>RO</i>	<i>130,35</i>	<i>179,35</i>	<i>162,41</i>	<i>159,71</i>
<i>SI</i>	<i>12,98</i>	<i>15,15</i>	<i>13,35</i>	<i>12,80</i>
<i>SK</i>	<i>33,99</i>	<i>47,26</i>	<i>34,80</i>	<i>34,76</i>
<i>SE</i>	<i>18,05</i>	<i>18,61</i>	<i>17,71</i>	<i>15,76</i>

b) Volúmenes críticos de gas máximos para la seguridad del suministro de electricidad con arreglo al artículo 13 bis para el período comprendido entre abril y diciembre de 2023 (en millones de metros cúbicos):

<i>Estado miembro</i>	<i>Valor mensual</i>
<i>AT</i>	<i>140,66</i>
<i>BE</i>	<i>409,89</i>
<i>BG</i>	<i>64,40</i>
<i>CY</i>	<i>-</i>
<i>CZ</i>	<i>32,50</i>
<i>DE</i>	<i>2 116,11</i>
<i>DK</i>	<i>267,00</i>
<i>EE</i>	<i>4,43</i>
<i>EL</i>	<i>271,65</i>
<i>ES</i>	<i>1 537,61</i>
<i>IE</i>	<i>372,01</i>
<i>FI</i>	<i>31,40</i>
<i>FR</i>	<i>831,41</i>
<i>HR</i>	<i>46,45</i>
<i>HU</i>	<i>109,06</i>
<i>IT</i>	<i>2 839,23</i>
<i>LV</i>	<i>80,99</i>
<i>LT</i>	<i>14,84</i>
<i>LU</i>	<i>-</i>
<i>MT</i>	<i>33,03</i>
<i>NL</i>	<i>620,79</i>
<i>PL</i>	<i>150,60</i>
<i>PT</i>	<i>398,76</i>
<i>RO</i>	<i>157,96</i>
<i>SI</i>	<i>13,57</i>

SK	37,70
SE	17,53

(1) Las cifras del anexo I, partes a) y b), se basan en datos de la evaluación de invierno realizada con arreglo al artículo 9 del Reglamento (UE) 2019/941 por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad), excepto en el caso de Malta, para la que la generación de electricidad depende exclusivamente del suministro de GNL, sin disponer de capacidades de almacenamiento significativas. Dado el carácter específico del gas de pequeño valor calorífico, los valores correspondientes a los Países Bajos que figuran en este cuadro deben multiplicarse por un factor de conversión de 37,89 dividido por 35,17. El anexo I, parte a), representa los volúmenes mensuales individuales calculados por la REGRT de Electricidad para los meses de diciembre de 2022 a marzo de 2023; las cifras del anexo I, parte b), para los meses de abril a diciembre de 2023 representan la media de los valores en el período comprendido entre diciembre de 2022 y marzo de 2023.

ANEXO VIII ter

Infraestructuras críticas para la seguridad del suministro con arreglo al artículo 13 bis, apartado 2, letra d)

Sector	Subsector	
I Energía	1. Electricidad	Infraestructuras e instalaciones para la generación y el transporte de electricidad, en lo que respecta al suministro de electricidad
	2. Petróleo	Producción de petróleo, refinado, tratamiento, almacenamiento y transporte por oleoductos
	3. Gas	Producción de gas, refinado, tratamiento, almacenamiento y transporte por gasoductos Terminales de GNL
II Transporte	4. Transporte por carretera	
	5. Transporte ferroviario	
	6. Transporte aéreo	

».

18) El texto que figura en el anexo II del presente Reglamento se añade como anexo IX al Reglamento (UE) 2017/1938.

Artículo 68

Derogación

Queda derogado el Reglamento (CE) n.º 715/2009. 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

Entrada en vigor

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

■

El artículo 67, punto 8 bis, será aplicable a partir del [fecha final de aplicación del Reglamento (UE) 2022/2576].

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

Hecho en ..., el

Por el Parlamento Europeo
La Presidenta

Por el Consejo
El Presidente

ANEXO I

DIRECTRICES SOBRE

1. INFORMACIÓN QUE DEBE PUBLICARSE SOBRE LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA FIJAR LOS INGRESOS REGULADOS DEL GESTOR DE RED DE TRANSPORTE

La autoridad reguladora o el gestor de red de transporte, según lo decida la autoridad reguladora, publicarán la siguiente información antes del período tarifario.

Esta información se facilitará por separado para las actividades de transporte en las que el gestor de red de transporte forme parte de una entidad comercial o sociedad de cartera de mayor tamaño.

1. La entidad responsable de calcular, fijar y aprobar los diferentes componentes de la metodología.
2. Una descripción de la metodología que incluya, como mínimo, una presentación de:
 - a) la metodología general, como el límite máximo de ingresos, o la evaluación comparativa híbrida, del coste incrementado o de tarifas;
 - b) la metodología para establecer la base de activos regulados (RAB), incluyendo:
 - i) la metodología para determinar el valor inicial (de apertura) de los activos aplicado al inicio de la regulación y al incorporar nuevos activos a la base de activos regulados;
 - ii) la metodología para reevaluar los activos;
 - iii) explicaciones sobre la evolución del valor de los activos;
 - iv) el tratamiento de los activos retirados del servicio;
 - v) la metodología de depreciación aplicada a la base de activos regulados, incluido cualquier cambio aplicado a los valores;
 - c) la metodología para determinar el coste del capital;
 - d) la metodología para determinar el gasto total (TOTEX) o, si procede, los gastos operacionales (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX);
 - e) la metodología para determinar la eficiencia del coste, si procede;
 - f) la metodología aplicada para fijar la inflación;

- g) la metodología para determinar primas e incentivos, si procede;
 - h) los costes no controlables;
 - i) los servicios prestados dentro de la sociedad de cartera, si procede.
3. Los valores de los parámetros utilizados en la metodología:
- a) valores detallados de los parámetros que forman parte del coste de los fondos propios y del coste de la deuda o del coste medio ponderado del capital, expresados en porcentajes;
 - b) períodos de depreciación en años, aplicables por separado a gasoductos y compresores;
 - c) cambios en el período de depreciación o en la aceleración de la depreciación aplicada a los activos;
 - d) objetivos de eficiencia, en porcentaje;
 - e) índices de inflación;
 - f) primas e incentivos.
4. Los valores de los costes y gastos que se utilizan para fijar los ingresos autorizados u objetivo, en moneda local y en euros, de:
- a) la base de activos regulados por tipo de activo, detallados por año hasta su depreciación completa, incluyendo:
 - b) las inversiones añadidas a la base de activos regulados, por tipo de activo;
 - c) la depreciación por tipo de activo, hasta la depreciación total de los activos;
 - d) el coste del capital, incluidos el coste de los fondos propios y el coste de la deuda;
 - e) los gastos operacionales;
 - f) las primas y los incentivos, detallados por separado por partida.
5. Los indicadores financieros que deben facilitarse para el gestor de la red de transporte. En caso de que el gestor de la red de transporte forme parte de una empresa o sociedad de cartera mayor, estos valores se indicarán por separado para el gestor de la red de transporte, e incluirán los siguientes:

- a) beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA);
- b) beneficios antes de intereses e impuestos (EBIT);
- c) rendimiento de los activos I (ROA) = $EBITDA / RAB$;
- d) rendimiento de los activos II (ROA) = $EBIT / RAB$;
- e) rentabilidad de los recursos propios (ROE) = beneficios/capital;
 - aa) rendimiento del capital empleado (RoCE);
 - bb) ratio de apalancamiento;
 - cc) deuda neta / (deuda neta + capital);
 - dd) deuda neta / EBITDA.

La autoridad reguladora o el gestor de la red de transporte facilitarán un modelo tarifario simplificado que incluya los parámetros y valores desagregados de la metodología y que permita reproducir el cálculo de los ingresos autorizados u objetivo del gestor de la red de transporte.

- 6. Los gestores de redes de transporte llevarán un registro diario del mantenimiento efectivo y de las perturbaciones de transporte que se produzcan, que pondrán a disposición de la autoridad competente, cuando esta lo solicite. Los afectados por la perturbación también podrán solicitar esa información.

2. PRINCIPIOS QUE RIGEN LOS MECANISMOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD Y LOS PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN RELATIVOS A LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE Y APLICACIÓN DE ESTOS PRINCIPIOS EN CASO DE CONGESTIÓN CONTRACTUAL

2.1. 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. Los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión favorecerán el desarrollo de la competencia y el comercio fluido de capacidad y serán compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los grandes centros de intercambio. Serán flexibles y adaptables a la evolución del mercado.

2. Estos mecanismos y procedimientos tendrán en cuenta la integridad del sistema de que se trate y la seguridad del suministro.
3. Estos mecanismos y procedimientos no dificultarán la entrada de nuevos participantes ni crearán obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Tampoco impedirán la competencia real entre los participantes en el mercado, incluidos los nuevos participantes y las empresas con cuotas de mercado reducidas.
4. Estos mecanismos y procedimientos suministrarán las señales económicas adecuadas para un uso eficiente y máximo de la capacidad técnica y facilitarán las inversiones en nuevas infraestructuras.
5. Se advertirá a los usuarios de la red sobre el tipo de circunstancias que podrían afectar a la disponibilidad de la capacidad contratada. La información sobre interrupciones debe estar en consonancia con el nivel de información de que dispone el gestor de la red de transporte.
6. En caso de que surjan dificultades para cumplir con las obligaciones contractuales de suministro, debido a razones de integridad de la red, los gestores de redes de transporte deberán informar a los usuarios de la red y buscar sin demora una solución no discriminatoria.

Los gestores de redes de transporte consultarán a los usuarios de la red acerca de los procedimientos antes de su aplicación y acordarán dichos procedimientos con la autoridad reguladora.

2.2. Procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual

2.2.1. Disposiciones generales

1. Las disposiciones del punto 2.2 se aplicarán a los puntos de interconexión entre los sistemas de entrada-salida adyacentes, independientemente de que sean físicos o virtuales, entre dos o más Estados miembros o en el mismo Estado miembro, siempre que los puntos se sometan a procedimientos de reserva por los usuarios. Esto se puede aplicar a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, previa decisión de la autoridad reguladora nacional correspondiente. Los puntos de salida a los consumidores finales y las redes de distribución, los puntos de entrada desde los terminales y las instalaciones de producción de GNL y los puntos de entrada-salida

desde y hacia las instalaciones de almacenamiento no estarán sujetos a las disposiciones del punto 2.2.

2. Sobre la base de los datos publicados por los gestores de la red de transporte con arreglo a la sección 3 del presente anexo y, si procede, validados por las autoridades reguladoras nacionales, la ACER publicará un informe de seguimiento sobre la congestión en los puntos de interconexión en relación con los productos de capacidad firme vendidos durante el año anterior, teniendo en cuenta en la medida de lo posible el comercio de capacidad en el mercado secundario y el uso de la capacidad interrumpible.

El informe de seguimiento se publicará cada dos años. La ACER publicará informes adicionales en respuesta a una solicitud motivada de la Comisión como máximo una vez al año.

3. El gestor o gestores de la red de transporte ofrecerán en el proceso normal de asignación cualquier capacidad adicional disponible gracias a la aplicación de uno de los procedimientos de gestión de la congestión, tal como se establece en los puntos 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4 y 2.2.5.

2.2.2. Aumento de la capacidad mediante un régimen de sobresuscripción y readquisición

1. Los gestores de la red de transporte deberán proponer y, previa aprobación por parte de la autoridad reguladora nacional, aplicar un régimen de sobresuscripción y readquisición basado en incentivos para ofrecer capacidad adicional en firme. Antes de aplicarlo, la autoridad reguladora nacional consultará a las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros adyacentes y tendrá en cuenta los dictámenes de las autoridades reguladoras nacionales adyacentes. La capacidad adicional se define como la capacidad firme ofrecida además de la capacidad técnica de un punto de interconexión calculada conforme a lo dispuesto en el artículo 5, apartado 1, del presente Reglamento.
2. El régimen de sobresuscripción y readquisición facilitará a los gestores de redes de transporte un estímulo para ofrecer capacidad adicional, teniendo en cuenta las condiciones técnicas, tales como el valor calorífico, la temperatura y el consumo previsto del sistema de entrada-salida correspondiente y las capacidades de las redes adyacentes. Los gestores de redes de transporte aplicarán un planteamiento dinámico

en relación con el nuevo cálculo de la capacidad técnica o adicional del sistema de entrada-salida.

3. El régimen de sobresuscripción y readquisición se basará en un régimen de incentivos que refleje los riesgos incurridos por los gestores de redes de transporte al ofrecer capacidad adicional. El régimen se estructurará de tal forma que los ingresos procedentes de la venta de capacidad adicional y los costes incurridos en concepto del régimen o medidas de readquisición con arreglo al punto 6 se compartan entre los gestores de las redes de transporte y los usuarios de la red. Las autoridades reguladoras nacionales podrán decidir qué porcentaje de los ingresos y costes deberán soportar el gestor de la red de transporte y el usuario de la red, respectivamente.
4. A efectos de determinar los ingresos de los gestores de redes de transporte, la capacidad técnica, especialmente la capacidad entregada y, cuando corresponda, la capacidad derivada de la aplicación de mecanismos de utilización o pérdida con un día de antelación en firme y de utilización o pérdida a largo plazo, se considerará asignada antes de cualquier capacidad adicional.
5. Al determinar la capacidad adicional, el gestor de la red de transporte tendrá en cuenta las hipótesis estadísticas relativas a la cantidad probable de capacidad físicamente sin usar en un momento dado en puntos de interconexión determinados. También tendrá en cuenta un perfil del riesgo para ofrecer capacidad adicional que no dé lugar a una obligación de readquisición excesiva. El régimen de sobresuscripción y readquisición también estimará la probabilidad y los costes de readquirir capacidad en el mercado y reflejarlo en la cantidad de capacidad adicional que se facilitará.
6. Cuando resulte necesario para mantener la integridad de la red, los gestores de redes de transporte aplicarán un procedimiento de readquisición de mercado en que los usuarios de la red pueden ofrecer capacidad. Los usuarios de la red serán informados del procedimiento aplicable de readquisición. Los procedimientos de readquisición se aplicarán sin perjuicio de las medidas de urgencia aplicables.
7. Antes de aplicar un procedimiento de readquisición, los gestores de redes de transporte comprobarán si medidas técnicas y comerciales alternativas pueden preservar la integridad de la red de forma más rentable.

8. Al proponer el régimen de sobresuscripción y readquisición, el gestor de la red de transporte facilitará todos los datos, estimaciones y modelos pertinentes a la autoridad reguladora nacional para que esta evalúe el régimen. El gestor de la red de transporte informará periódicamente a la autoridad reguladora nacional acerca del funcionamiento del régimen y, a petición de la autoridad reguladora nacional, facilitará todos los datos pertinentes. La autoridad reguladora nacional podrá solicitar al gestor de la red de transporte que revise el régimen.

2.2.3. *Mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme*

1. Las autoridades reguladoras nacionales exigirán a los gestores de redes de transporte que apliquen, como mínimo, las normas dispuestas en el punto 3 por cada usuario de la red en los puntos de interconexión con respecto a la alteración de la nominación inicial si, sobre la base del informe de seguimiento anual de la ACER de conformidad con el punto 2.2.1.2) , se observa que, en los puntos de interconexión, la demanda fue superior a la oferta en el curso de los procedimientos de asignación de capacidad durante el año a que se refiera el informe de seguimiento en el caso de los productos de uso previsto ese año o en uno de los dos ejercicios siguientes:
 - a) para un mínimo de tres productos de capacidad firme de una duración de un mes, o
 - b) para un mínimo de dos productos de capacidad firme de una duración de un trimestre, o
 - c) para un mínimo de un producto de capacidad firme de una duración de un año o más, o
 - d) cuando, durante al menos seis meses, no se haya ofrecido ningún producto de capacidad firme de una duración de un mes o más.
2. Si, sobre la base del informe anual de seguimiento, se observa que una situación como la definida en el punto 1 no es probable que vaya a volverse a producir en los tres años siguientes, por ejemplo, como resultado de la disponibilidad de mayor capacidad gracias a la expansión de la red o a la resolución de contratos a largo plazo, las autoridades reguladoras nacionales correspondientes podrán decidir poner fin al mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme.

3. La renominación firme está autorizada hasta el 90 % y el 10 % de la capacidad contratada por el usuario de la red en el punto de interconexión. No obstante, si la nominación supera el 80 % de la capacidad contratada, la mitad del volumen sin nominar se renominará hacia arriba. Si la nominación no es superior al 20 % de la capacidad contratada, la mitad del volumen se podrá renominar hacia abajo. La aplicación de este punto se entenderá sin perjuicio de las medidas de urgencia aplicables.
4. El titular original de la capacidad contratada podrá renominar la parte restringida de su capacidad firme contratada en condiciones interrumpibles.
5. El punto 3 no se aplicará a los usuarios de la red [personas o empresas y las empresas que controlan conforme a lo dispuesto en el artículo 3 del Reglamento (CE) n.º 139/2004] que posean menos del 10 % de la capacidad técnica media del año anterior en el punto de interconexión.
6. En los puntos de interconexión en que se aplique un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme de conformidad con el punto 3, la autoridad reguladora nacional procederá a una evaluación de la relación con el régimen de sobresuscripción y readquisición conforme a lo dispuesto en el punto 2.2.2, lo que podrá traducirse en una decisión de la autoridad reguladora nacional de no aplicar lo dispuesto en el punto 2.2.2 en esos puntos de interconexión. Esta decisión se notificará sin demora a la ACER y a la Comisión.
7. La autoridad reguladora nacional podrá decidir aplicar en un punto de interconexión un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme con arreglo al punto 3. Antes de adoptar su decisión, la autoridad reguladora nacional consultará a las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros limítrofes. Al adoptar su decisión, la autoridad reguladora nacional tendrá en cuenta la opinión de las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros limítrofes.

2.2.4. *Entrega de capacidad contratada*

Los gestores de redes de transporte deberán aceptar cualquier entrega de capacidad firme que contrate el usuario de la red en un punto de interconexión, excepto los productos de capacidad cuya duración sea de un día o menos. El usuario de la red conservará sus derechos y obligaciones en virtud del contrato de capacidad hasta que el gestor de la red de transporte reasigne la capacidad y en la medida en que el gestor

de la red de transporte no lo haga. La capacidad entregada se considerará reasignada únicamente después de que se haya asignado toda la capacidad disponible. El gestor de la red de transporte informará sin demora al usuario de la red de cualquier reasignación de su capacidad entregada. Las condiciones específicas de la entrega de capacidad, especialmente en los casos en que varios usuarios de la red entreguen su capacidad, deberán ser aprobadas por la autoridad reguladora nacional.

2.2.5. Mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo

1. Las autoridades reguladoras nacionales exigirán a los gestores de redes de transporte que retiren parcial o totalmente la capacidad contratada infrautilizada de forma sistemática en un punto de interconexión por parte de un usuario de la red si este no ha vendido u ofrecido en circunstancias realistas su capacidad no utilizada y si otros usuarios de la red solicitan capacidad firme. La capacidad contratada se infrautiliza de forma sistemática en los supuestos siguientes:
 - a) el usuario de la red utiliza menos de una media del 80 % de su capacidad contratada entre el 1 de abril y el 30 de septiembre, y entre el 1 de octubre y el 31 de marzo por un período contractual real de más de un año, sin que se hayan presentado las justificaciones oportunas, o
 - b) el usuario de la red nomina de forma sistemática casi el 100 % de su capacidad contratada y la renomina hacia abajo con la intención de eludir las normas dispuestas en el punto 2.2.3, apartado 3.
2. La aplicación de un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme no se podrá invocar como justificación para que no se aplique lo dispuesto en el punto 1.
3. Una retirada se traducirá en la pérdida por el usuario de la red de su capacidad contratada parcial o completamente por un período determinado o por el período contractual real restante. El usuario de la red conservará sus derechos y obligaciones en virtud del contrato de capacidad hasta que el gestor de la red de transporte reasigne la capacidad y en la medida en que el gestor de la red de transporte no lo haga.
4. Los gestores de redes de transporte facilitarán periódicamente a las autoridades reguladoras nacionales todos los datos necesarios para el seguimiento del grado de

utilización de las capacidades contratadas por un período contractual real de más de un año o por trimestres periódicos durante un mínimo de dos años.

3. DEFINICIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA NECESARIA PARA QUE LOS USUARIOS DE LA RED PUEDAN ACCEDER DE FORMA EFECTIVA AL SISTEMA DE GAS NATURAL, DEFINICIÓN DE TODOS LOS PUNTOS PERTINENTES A EFECTOS DE LOS REQUISITOS DE TRANSPARENCIA E INFORMACIÓN QUE DEBERÁ PUBLICARSE EN TODOS LOS PUNTOS PERTINENTES Y CALENDARIO DE PUBLICACIÓN DE LA MISMA

3.1. Definición de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva al sistema

3.1.1. Forma de publicación

1. Los gestores de redes de transporte proporcionarán toda la información a que se refieren los puntos 3.1.2 y 3.3.1) a 3.3.5), ajustándose a lo siguiente:
 - a) en un sitio de Internet accesible al público de forma gratuita y sin necesidad de registrarse o inscribirse de ninguna otra forma ante el gestor de la red de transporte;
 - b) de forma periódica/continua; la frecuencia dependerá de los cambios que se produzcan y de la duración del servicio;
 - c) de una manera sencilla;
 - d) de un modo **comprensible, cuantificable**, claro y fácilmente accesible y no discriminatorio;
 - e) en un formato descargable que haya sido acordado entre los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras nacionales (en función de un dictamen sobre un formato armonizado que proporcionará la ACER) y que permita realizar análisis cuantitativos **y comparativos**;
 - f) en unidades coherentes, en particular kWh (con una temperatura de combustión de referencia de 298,15 K) para el contenido de energía, y m³ (a 273,15 K y 1,01325 bares) para el volumen; debe indicarse el factor de conversión constante en contenido de energía; además del formato indicado más arriba, es posible también la publicación en otras unidades;
 - g) en la lengua o lenguas oficiales del Estado miembro y en inglés;

h) todos los datos estarán disponibles en una plataforma central para toda la Unión, creada por la REGRT de Gas con un criterio de rentabilidad.

2. Los gestores de redes de transporte describirán los cambios ya introducidos en toda la información a que se refieren los puntos 3.1.2 y 3.3.1) a 3.3.5) de manera oportuna en cuanto tengan conocimiento de ellos.

3.1.2. *Contenido de la publicación*

1. Los gestores de redes de transporte publicarán, como mínimo, la siguiente información acerca de sus redes y servicios:

- a) una descripción completa y detallada de los diferentes servicios ofrecidos y sus tarifas;
- b) los diferentes tipos de contratos de transporte disponibles para esos servicios;
- c) el código de red y/o las condiciones tipo que contengan los derechos y obligaciones de todos los usuarios de la red, incluido lo siguiente:
 - i) los contratos de transporte armonizados y demás documentos pertinentes;
 - ii) si resulta pertinente para el acceso a la red, una especificación de los parámetros pertinentes relativos a la calidad del gas para todos los puntos pertinentes, según la definición del punto 3.2 del presente anexo, incluidos, por lo menos, el poder calorífico bruto, el índice de Wobbe y el contenido de oxígeno, así como la responsabilidad o los costes de conversión para los usuarios de la red si el gas no corresponde a esas especificaciones,
 - iii) si procede para el acceso al sistema, información sobre los requisitos de presión en relación con todos los puntos pertinentes;
 - iv) el procedimiento aplicable en caso de interrupción de la capacidad interrumpible, incluidos, cuando proceda, el calendario, la magnitud y la clasificación de cada interrupción (por ejemplo, pro-rata o impuestas primero a los últimos en haberse conectado);
- d) los procedimientos armonizados que se aplican al utilizar la red de transporte, con las definiciones de los términos clave;

- e) las disposiciones sobre la asignación de capacidad, la gestión de la congestión, los procedimientos de reutilización y los procedimientos contra el acaparamiento;
- f) las normas aplicables a los intercambios de capacidad en el mercado secundario con respecto al gestor de la red de transporte;
- g) las normas sobre balance y la metodología para el cálculo de las tarifas de balance;
- h) en su caso, los niveles de flexibilidad y tolerancia de los servicios de transporte y otros que no ocasionan gastos aparte, así como cualquiera otra flexibilidad que se ofrezca y su correspondiente coste;
- i) una descripción detallada del sistema de gas de los gestores de redes de transporte con todos sus puntos pertinentes de interconexión, según la definición del punto 3.2 del presente anexo, así como los nombres de los gestores de las instalaciones o redes interconectadas;
- j) las normas aplicables para la conexión con la red operada por el gestor correspondiente;
- k) información sobre los mecanismos de emergencia, en la medida en que sean responsabilidad del gestor de la red de transporte, como las medidas que pueden provocar la desconexión de grupos de clientes y otras normas generales de responsabilidad aplicables al gestor de la red de transporte;
- l) cualquier procedimiento acordado por gestores de redes de transporte en los puntos de interconexión, que sea pertinente para el acceso de los usuarios de la red a los sistemas de transporte, en relación con la interoperabilidad de la red, los procedimientos acordados de nominación y concordancia y otros procedimientos acordados que establezcan disposiciones en relación con las asignaciones de flujos de gas y con el balance, incluidos los métodos utilizados;
- m) los gestores de redes de transporte publicarán una descripción detallada y exhaustiva de la metodología y los procedimientos utilizados para calcular la capacidad técnica, y, en particular, información sobre los parámetros empleados y las principales hipótesis.

3.2. Definición de todos los puntos pertinentes a efectos de los requisitos de transparencia

1. Los puntos pertinentes incluirán, como mínimo:
 - a) todos los puntos de entrada y salida de una red de transporte operada por un gestor de red de transporte, excepto los puntos de salida conectados a un único consumidor final y los puntos de entrada directamente relacionados con una instalación de producción de un único productor establecido en la UE;
 - b) todos los puntos de entrada y salida que conecten las zonas de balance de los gestores de redes de transporte;
 - c) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de transporte con una terminal de GNL, con los grandes centros físicos de intercambio de gas y con instalaciones de almacenamiento y producción, a menos que esas instalaciones de producción estén exentas en virtud de la letra a);
 - d) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de transporte determinado con la infraestructura necesaria para prestar los servicios auxiliares definidos en el artículo 2, apartado 30, de la [versión refundida de la Directiva sobre el gas propuesta en COM(2021) xxx].
2. La información destinada a los consumidores finales únicos y a las instalaciones de producción, que se excluye de la definición de puntos pertinentes como se describe en el punto 3.2.1), letra a), se publicará en forma agregada, al menos por zona de balance. A los efectos de la aplicación del presente anexo, la información agregada de los consumidores finales únicos y de las instalaciones de producción, excluida de la definición de puntos pertinentes como se describe en el punto 3.2.1), letra a), se considerará relativa a un punto pertinente.
3. Cuando los puntos entre dos o más gestores de transporte los gestionen exclusivamente los gestores de transporte considerados, sin ninguna participación contractual ni operativa de los usuarios de las redes, o cuando los puntos conecten un sistema de transporte con un sistema de distribución y no exista una congestión contractual en esos puntos, los gestores de redes de transporte quedarán exentos en lo relativo a esos puntos de la obligación de publicar lo indicado en el punto 3.3 del presente anexo. La autoridad reguladora nacional podrá exigir a los gestores de redes

de transporte que publiquen lo indicado en el punto 3.3 del presente anexo en relación con grupos de puntos exentos o con todos ellos. En tal caso, la información, si el gestor de red de transporte dispone de ella, se publicará en forma agregada a un nivel significativo, al menos por zona de balance. A los efectos de la aplicación del presente anexo, la información agregada de esos puntos se considerará relativa a un punto pertinente.

3.3. Información que deberá publicarse en todos los puntos pertinentes y calendario de publicación de la misma

1. En todos los puntos pertinentes, los gestores de redes de transporte publicarán la información indicada en las letras a) a g) en relación con todos los servicios (incluidos los auxiliares) prestados, con datos, en particular, sobre las mezclas, el balastaje y la conversión. Esa información se publicará en valores numéricos por períodos diarios u horarios iguales al período de referencia más corto para la reserva de capacidad y la (re)nominación y al período de liquidación más corto para el cual se calculan las tarifas de balance. Si el período de referencia más corto no es un período diario, la información a que se refieren las letras a) a g) se ofrecerá también respecto al período diario. Esa información y sus actualizaciones se publicarán en cuanto estén a disposición del gestor de la red («tiempo casi real»). Se trata de la información siguiente:
 - a) capacidad técnica de los flujos en ambas direcciones;
 - b) capacidad total firme e interrumpible contratada en ambas direcciones;
 - c) nominaciones y renominaciones en ambas direcciones;
 - d) capacidad disponible firme e interrumpible en ambas direcciones;
 - e) flujos físicos reales;
 - f) interrupción prevista y efectiva de la capacidad interrumpible;
 - g) interrupciones previstas e imprevistas de servicios firmes, así como información sobre el restablecimiento de los servicios firmes (en particular, el mantenimiento del sistema y la duración probable de toda interrupción por causa de mantenimiento); las interrupciones previstas se publicarán al menos con cuarenta y dos días de antelación.

- h) existencia de solicitudes válidas jurídicamente y denegadas de productos de capacidad firme con una duración de un mes o más, incluido el número y la cuantía de las solicitudes denegadas;
 - i) en caso de subastas, dónde y cuándo los productos de capacidad firme con una duración de un mes o más se han liquidado a precios más altos que el precio de subasta;
 - j) dónde y cuándo no se ha ofrecido ningún producto de capacidad firme con una duración de un mes o más en el proceso normal de asignación;
 - k) la capacidad total disponible gracias a la aplicación de los procedimientos de gestión de la congestión establecidos en los puntos 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4 y 2.2.5 por procedimiento de gestión de la congestión aplicado.
2. En todos los puntos pertinentes, la información a que se refiere el punto 3.3.1), letras a), b) y d), se publicará con una antelación de, al menos, veinticuatro meses.
 3. En todos los puntos pertinentes, los gestores de redes de transporte publicarán información histórica sobre los requisitos del punto 3.3.1), letras a) a g), en relación con los cinco años anteriores, de forma continua.
 4. Los gestores de redes de transporte publicarán diariamente los valores medidos del poder calorífico bruto, del índice de Wobbe, del contenido de hidrógeno mezclado en la red de gas natural, del contenido de metano y del contenido de oxígeno en todos los puntos pertinentes. Las cifras preliminares se publicarán en el plazo máximo de tres días después del día respectivo. Las cifras definitivas se publicarán en el plazo de los tres meses siguientes al final del mes respectivo.
 5. Respecto a todos los puntos pertinentes, los gestores de redes de transporte publicarán anualmente las capacidades disponibles, reservadas y técnicas, en todos los años en los que se contrate capacidad más un año adicional, y, al menos, en relación con los próximos diez años. Esa información se actualizará al menos cada mes, o con una frecuencia mayor si se dispone de nueva información. La publicación reflejará el período durante el cual se ofrece capacidad al mercado.

3.4. Información que deberá publicarse sobre la red de transporte y calendario de publicación de la misma

1. Los gestores de redes de transporte garantizarán la publicación y actualización diarias de los volúmenes agregados de las capacidades ofrecidas y contratadas en el mercado secundario (es decir, ventas por un usuario de la red a otro usuario), si el gestor de red de transporte dispone de tal información. Esa información especificará lo siguiente:
 - a) el punto de interconexión donde se vende la capacidad;
 - b) el tipo de capacidad, es decir, de entrada, de salida, firme, interrumpible;
 - c) la cantidad y duración de los derechos de utilización de la capacidad;
 - d) el tipo de venta, es decir, transferencia o atribución;
 - e) el número total de intercambios/transferencias;
 - f) cualquier otra condición que obre en conocimiento del gestor de la red, como se indica en el punto 3.3.

Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esta disposición.

2. Los gestores de redes de transporte publicarán las condiciones armonizadas en las que aceptarán transacciones de capacidad (por ejemplo, transferencias y atribuciones). Esas condiciones deberán incluir, como mínimo:
 - a) una descripción de los productos tipo que pueden venderse en el mercado secundario;
 - b) los plazos para la aplicación/aceptación/registro de intercambios en el mercado secundario; deben publicarse las razones de los eventuales retrasos;
 - c) la notificación, por el vendedor o el tercero a que se refiere el punto 3.4.1), del nombre del vendedor y del comprador y de las especificaciones de capacidad descritas en el punto 3.4.1).

Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esta disposición.

3. En relación con el servicio de balance de su red, cada gestor de redes de transporte comunicará a cada usuario de la red, respecto a cada período de balance, sus volúmenes específicos preliminares de desequilibrio y datos sobre los costes, por cada usuario de la red, a más tardar un mes después de haber concluido el período de

balance. Los datos definitivos de los clientes abastecidos según perfiles de carga normalizados pueden suministrarse hasta catorce meses después. Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esta disposición. En esa comunicación se respetará la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

4. Si se ofrece a terceros acceso a servicios de flexibilidad distintos de la tolerancia, los gestores de redes de transporte publicarán previsiones diarias, con un día de antelación, sobre el grado máximo de flexibilidad, el nivel de flexibilidad reservado y la disponibilidad del servicio de flexibilidad en el mercado para el día pertinente siguiente. El gestor de la red de transporte publicará, además, información ex post sobre la utilización agregada de cada servicio de flexibilidad al final de cada día pertinente. Si la autoridad reguladora nacional considera que tal información puede dar pie a posibles abusos por parte de los usuarios de la red, podrá decidir eximir de esta obligación al gestor de la red de transporte.
5. Los gestores de redes de transporte publicarán, por zona de balance, el volumen de gas disponible en la red de transporte al principio de cada día pertinente y el volumen de gas que se prevé va a estar disponible en la red de transporte al final de cada día pertinente. El volumen de gas que se prevé va a estar disponible al final del día pertinente se actualizará cada hora durante todo ese día. Si las tarifas de balance se calculan por períodos horarios, el gestor de la red de transporte publicará cada hora el volumen de gas disponible en la red de transporte. Otra posibilidad es que los gestores de redes de transporte publiquen, por zona de balance, la situación de desequilibrio agregada de todos los usuarios al principio de cada período de balance, y la situación de desequilibrio agregada prevista de todos los usuarios al final de cada día pertinente. Si la autoridad reguladora nacional considera que tal información puede dar pie a posibles abusos por parte de los usuarios de la red, podrá decidir eximir de esta obligación al gestor de la red de transporte.
6. Los gestores de redes de transporte proporcionarán instrumentos que permitan calcular las tarifas fácilmente.
7. Los gestores de redes de transporte mantendrán a disposición de las autoridades reguladoras nacionales competentes, durante al menos cinco (5) años, los registros efectivos de todos los contratos de capacidad y cualquier otra información pertinente

relacionada con el cálculo y la concesión de acceso a la capacidad disponible, en particular, cada nominación e interrupción. Los gestores de redes de transporte mantendrán durante al menos cinco (5) años documentación sobre toda la información pertinente en el marco de los puntos 3.3.4) y 3.3.5), y la pondrán a disposición de las autoridades reguladoras previa solicitud. Ambas partes respetarán la confidencialidad comercial.

8. Los gestores de redes de transporte publicarán al menos una vez al año, dentro de una fecha límite fijada, todos los períodos de mantenimiento programados que puedan afectar a los derechos de los usuarios derivados de los contratos de transporte, y la información operativa correspondiente, con la suficiente antelación. Esto incluirá la publicación de forma inmediata y no discriminatoria de todos los cambios en los períodos de mantenimiento programados y la notificación del mantenimiento no programado, tan pronto como el gestor de red de transporte disponga de la información. Durante los períodos de mantenimiento, los gestores de redes de transporte publicarán regularmente información actualizada y detallada sobre la duración prevista y los efectos del mantenimiento.

4. FORMATO Y CONTENIDO DE LA PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA SOBRE EL ACCESO A LA RED POR LOS OPERADORES DE REDES DE HIDRÓGENO E INFORMACIÓN QUE DEBERÁ PUBLICARSE EN TODOS LOS PUNTOS PERTINENTES Y CALENDARIO DE PUBLICACIÓN DE LA MISMA

4.1. Formato de la publicación de información técnica sobre el acceso a la red

1. Los operadores de redes de hidrógeno proporcionarán toda la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a la red a que se refieren los puntos 4.2 y 4.3, ajustándose a lo siguiente:
 - a) en un sitio de Internet accesible al público de forma gratuita y sin necesidad de registrarse o inscribirse de ninguna otra forma ante el gestor de la red de hidrógeno;
 - b) de forma periódica/continua; la frecuencia dependerá de los cambios que se produzcan y de la duración del servicio;
 - c) de una manera sencilla;
 - d) de un modo claro, cuantificable, fácilmente accesible y no discriminatorio;

- e) en un formato descargable que haya sido acordado entre los gestores de redes de hidrógeno y las autoridades reguladoras (en función de un dictamen sobre un formato armonizado que proporcionará la ACER) y que permita realizar análisis cuantitativos;
 - f) en unidades coherentes, en particular kWh para el contenido de energía y m³ para el volumen; debe indicarse el factor de conversión constante en contenido de energía; además del formato indicado más arriba, es posible también la publicación en otras unidades;
 - g) en la lengua o lenguas oficiales del Estado miembro y en inglés;
 - h) todos los datos estarán disponibles a partir del [1 de octubre de 2025] en una plataforma central para toda la Unión, creada por la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno con un criterio de rentabilidad.
2. Los gestores de redes de hidrógeno describirán los cambios ya introducidos en toda la información a que se refieren los puntos 4.2 y 4.3 de manera oportuna en cuanto tengan conocimiento de ellos.

4.2. Contenido de la publicación de información técnica sobre el acceso a la red

1. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán, como mínimo, la siguiente información acerca de sus sistemas y servicios:
- a) una descripción completa y detallada de los diferentes servicios ofrecidos y sus tarifas;
 - b) los diferentes tipos de contratos de transporte disponibles para esos servicios;
 - c) los códigos de red y/o las condiciones tipo que contengan los derechos y obligaciones de todos los usuarios de la red, incluido lo siguiente:
 - 1) los contratos de transporte armonizados y demás documentos pertinentes;
 - 2) si procede para el acceso a la red, una especificación de los parámetros pertinentes relativos a la calidad del hidrógeno, en relación con todos los puntos pertinentes, así como la responsabilidad o los costes de conversión para los usuarios de la red si el hidrógeno no corresponde a esas especificaciones;

- 3) si procede para el acceso al sistema, información sobre los requisitos de presión en relación con todos los puntos pertinentes;
- d) los procedimientos armonizados que se aplican al utilizar la red de hidrógeno, con las definiciones de los términos clave;
- e) en su caso, los niveles de flexibilidad y tolerancia de los servicios de transporte y otros que no ocasionan gastos aparte, así como cualquiera otra flexibilidad que se ofrezca y su correspondiente coste;
- f) una descripción detallada de la red de hidrógeno de los gestores de redes de hidrógeno con todos sus puntos pertinentes de interconexión, según la definición del punto 2, así como los nombres de los gestores de las instalaciones o redes interconectadas;
- g) las normas aplicables para la conexión con la red operada por el gestor de red de hidrógeno correspondiente;
- h) información sobre los mecanismos de emergencia, en la medida en que sean responsabilidad del gestor de la red de hidrógeno, como las medidas que pueden provocar la desconexión de grupos de clientes y otras normas generales de responsabilidad aplicables al gestor de la red de hidrógeno;
- i) procedimientos acordados por los gestores de redes de hidrógeno en los puntos de interconexión, que sean pertinentes para el acceso de los usuarios de la red a la red de hidrógeno en cuestión, en relación con la interoperabilidad de la red.

2. Los puntos pertinentes incluirán, como mínimo:

- a) todos los puntos de entrada y salida de una red de hidrógeno operada por un gestor de red de hidrógeno, excepto los puntos de salida conectados a un único consumidor final y los puntos de entrada directamente relacionados con una instalación de producción de un único productor establecido en la UE;
- b) todos los puntos de entrada y salida que conecten las redes de los gestores de redes de hidrógeno;
- c) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de hidrógeno con una terminal de GNL, con terminales de hidrógeno, con los grandes centros físicos de intercambio de gas y con instalaciones de almacenamiento y producción, a

menos que esas instalaciones de producción estén exentas en virtud de la letra a);

- d) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de hidrógeno determinado con la infraestructura necesaria para prestar servicios auxiliares.
3. La información destinada a los consumidores finales únicos y a las instalaciones de producción, que se excluye de la definición de puntos pertinentes como se describe en el punto 2, letra a), de la presente sección, se publicará en forma agregada y se considerará como un punto pertinente.

4.3. Información que deberá publicarse en todos los puntos pertinentes y calendario de publicación de la misma

1. En todos los puntos pertinentes, los gestores de redes de hidrógeno publicarán la información indicada en las letras a) a g) para todos los servicios en valores numéricos por períodos horarios o diarios. Esa información y sus actualizaciones se publicarán en cuanto estén a disposición del gestor de la red de hidrógeno («tiempo casi real»). Se trata de la información siguiente:
- a) capacidad técnica de los flujos en ambas direcciones;
 - b) capacidad total contratada en ambas direcciones;
 - c) nominaciones y renominaciones en ambas direcciones;
 - d) capacidad disponible en ambas direcciones;
 - e) flujos físicos reales;
 - f) interrupción prevista y efectiva de la capacidad;
 - g) interrupciones previstas e imprevistas de los servicios; las interrupciones previstas se publicarán al menos con cuarenta y dos días de antelación.
2. En todos los puntos pertinentes, la información a que se refiere el punto 1, letras a), b) y d), del presente artículo, se publicará con una antelación de, al menos, veinticuatro meses.
3. En todos los puntos pertinentes, los gestores de redes de hidrógeno publicarán información histórica sobre los requisitos del punto 1, letras a) a f), del presente artículo, en relación con los cinco años anteriores, de forma continua.

4. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán diariamente los valores medidos de la pureza del hidrógeno y de los contaminantes en todos los puntos pertinentes. Las cifras preliminares se publicarán en el plazo máximo de tres días. Las cifras definitivas se publicarán en el plazo de los tres meses siguientes al final del mes respectivo.
5. Otros detalles necesarios para la aplicación de los puntos 4.1, 4.2 y 4.3, por ejemplo, los detalles sobre el formato y el contenido de la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a esta, la información que deberá publicarse en los puntos pertinentes y los detalles sobre el calendario de publicación, se indicarán en un código de red establecido sobre la base del artículo 52 del presente Reglamento.

Anexo II

DISPOSICIONES TÉCNICAS, LEGALES Y FINANCIERAS POR DEFECTO DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 13, APARTADO 14, DEL REGLAMENTO (UE) 2017/1938

El presente anexo contiene el procedimiento —en forma de modelos obligatorios— para la aplicación de una medida de solidaridad con arreglo al artículo 13, que debe seguirse en caso de que el Estado miembro que solicita la medida de solidaridad («Estado miembro solicitante») y el Estado miembro que está obligado a proporcionar la medida de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartados 1 y 2, («Estado miembro proveedor») no hayan acordado o finalizado las disposiciones técnicas, legales y financieras con arreglo al artículo 13, apartado 10.

Cuando haya varios Estados miembros proveedores y existan acuerdos bilaterales de solidaridad vigentes con uno o varios de ellos, sus disposiciones deben prevalecer entre los Estados miembros que hayan llegado a un acuerdo bilateral. Las disposiciones por defecto solo serán aplicables con el Estado miembro proveedor restante.

La comunicación entre los Estados miembros solicitante y proveedor se efectuará principalmente por correo electrónico; de no ser posible, se efectuará por teléfono o por cualquier otro medio disponible, que deberá especificarse en la solicitud de medidas de solidaridad y confirmarse en el acuse de recibo de dicha solicitud.

Los modelos siguientes, cumplimentados, se enviarán por correo electrónico a las contrapartes pertinentes de otros Estados miembros (destinatario principal, para adopción de medidas), así como al punto de contacto de la Comisión en materia de gestión de crisis de gas (en copia, para información).

1. Solicitud de medidas de solidaridad (*deberá cumplimentarse en inglés*)

Instrucciones:

Deberá enviarse a más tardar veinte horas antes del inicio del día de suministro (*salvo fuerza mayor*).

Cuando haya varios Estados miembros proveedores, la solicitud de medidas de solidaridad se enviará simultáneamente a todos ellos, preferiblemente utilizando el mismo mensaje de correo electrónico.

Las medidas de solidaridad deben solicitarse para el «día de gas» siguiente, como se define en el artículo 3, punto 7, del Reglamento (UE) n.º 984/2013. En caso necesario, la solicitud se repetirá para días de gas adicionales.

Fecha: _____

Hora: _____

1. En nombre de (*Estado miembro solicitante*), solicito a (*Estado miembro proveedor*) la aplicación de medidas de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartado 1, y al artículo 13, apartado 2 (*suprímase este último si no es pertinente*). Confirmando que se cumplen los requisitos del artículo 13, apartado 3.

2. Breve descripción de las medidas aplicadas por (*Estado miembro solicitante*) [según lo previsto en el artículo 13, apartado 3, letra c)]:

3. (*Estado miembro solicitante*) se compromete a pagar una compensación justa y rápida por las medidas de solidaridad a (*Estado miembro proveedor*) de conformidad con el artículo 13, apartado 8. La compensación se abonará en euros en un plazo de treinta días a partir de la recepción de la factura.

4. Autoridad competente del Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Correo electrónico: _____

Teléfono: + _____ teléfono de reserva:

Teléfono alternativo para mensajería instantánea: + _____

5. Autoridad competente del Estado miembro proveedor (deberá confirmarse en el acuse de recibo):

Persona de contacto: _____

Correo electrónico: _____

Teléfono: + _____ teléfono de reserva:

Teléfono alternativo para mensajería instantánea: + _____

6. GRT responsable en el Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Teléfono + _____

7. Director de zona de mercado responsable en el Estado miembro solicitante (si procede): _____

Persona de contacto: _____

Teléfono + _____

8. En caso de medidas de solidaridad voluntarias (basadas en el mercado), se celebrarán contratos de suministro de gas con participantes en el mercado del Estado miembro proveedor.

- por el Estado miembro solicitante o
- por un agente que actúe en nombre del Estado miembro solicitante (con garantía del Estado).

Nombre: _____.

Persona de contacto: _____.

Teléfono: + _____.

9. Detalles técnicos de la solicitud

a) Volumen de gas necesario (total):

_____ kWh,

del cual:

gas de alto poder calorífico: _____ kWh;

gas de bajo poder calorífico: _____ kWh.

b) Puntos de suministro (interconectores):

_____;

_____;

_____;

_____.

Hay limitaciones con respecto a los puntos de suministro:

No

Sí

En caso afirmativo, indíquense los puntos de suministro exactos y los volúmenes de gas necesarios:

Punto de suministro:

Volumen de gas:

_____ kWh

_____ kWh

_____ kWh

_____ kWh

Firma: _____

3. Oferta de medidas de solidaridad (*deberá cumplimentarse en inglés*)

Instrucciones:

1. Deberá enviarse a más tardar once horas antes del inicio del día de suministro (*salvo fuerza mayor*).
2. La oferta de medidas de solidaridad incluirá principalmente ofertas de gas basadas en medidas voluntarias («ofertas primarias»). Además, en caso de que las ofertas primarias no basten para cubrir los volúmenes indicados en la solicitud de medidas de solidaridad, la oferta de medidas de solidaridad incluirá ofertas adicionales de gas («ofertas secundarias»), basadas en medidas obligatorias. En caso de que las ofertas primarias de otros Estados miembros proveedores (si procede) no basten para cubrir la solicitud de medidas de solidaridad, (*autoridad competente del Estado miembro proveedor*) estará en disposición de activar medidas no basadas en el mercado y suministrar los volúmenes que falten.
3. La compensación con arreglo al artículo 13, apartado 8, para el suministro de gas de solidaridad sobre la base de medidas voluntarias incluirá el precio del gas (resultante de cláusulas contractuales, licitaciones u otro mecanismo basado en el mercado aplicado) y los costes de transporte hasta el punto de suministro. Esta compensación será abonada directamente por el Estado miembro solicitante al suministrador o los suministradores de gas de la parte proveedora.
4. La compensación (que se abonará al Estado miembro proveedor) con arreglo al artículo 13, apartado 8, por el suministro de gas de solidaridad sobre la base de medidas obligatorias incluirá:
 - a. el precio del gas, que se corresponde con el último precio en el mercado al contado disponible, para la calidad del gas pertinente, del mercado del Estado miembro proveedor en la fecha de concesión de la medida de solidaridad; en caso de que haya varios mercados en el territorio del Estado miembro proveedor, se corresponde con la media aritmética de los últimos precios en el mercado al contado disponibles en todos ellos; en caso de que no haya mercados en el territorio del Estado miembro proveedor, se corresponde con la media aritmética de los últimos precios en el mercado al contado disponibles en todos los mercados del territorio de la Unión;

b. cualquier compensación que deba pagar el Estado miembro proveedor a terceras partes afectadas sobre la base de las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes como resultado de la medida obligatoria, incluidos, en su caso, las costas procesales no judiciales y judiciales conexas; y

c. los gastos de transporte hasta el punto de suministro.

5. El Estado miembro proveedor asumirá el riesgo de transporte para el transporte hasta el punto de suministro.

6. El Estado miembro solicitante se asegurará de que los volúmenes de gas suministrados en los puntos de suministro acordados se retiren. La compensación por las medidas de solidaridad se deberá abonar con independencia de la retirada real de los volúmenes de gas suministrados de conformidad con el contrato.

Fecha

Hora

A la atención de (*autoridad competente del Estado miembro solicitante*).

1. En respuesta a su solicitud de medidas de solidaridad, con arreglo al artículo 13, apartado 1, y el artículo 13, apartado 2 (*suprímase este último si no es pertinente*), recibida el (*fecha*) a las (*hora*), (*la autoridad competente del Estado miembro proveedor*) le transmite la oferta o las ofertas siguientes:

2. Información sobre la parte suministradora de gas

a. Suministrador de gas / participante en el mercado firmante del contrato

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

b. Autoridad competente en materia de contratación

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

c. GRT responsable:

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

d. Director de zona de mercado responsable (si procede):

Persona de contacto: _____

Teléfono + _____

3. Ofertas primarias: basadas en medidas voluntarias («basadas en el mercado»)

a. Volumen de gas (total):

_____ kWh, de los cuales:

gas de alto poder calorífico: _____ kWh,

gas de bajo poder calorífico: _____ kWh.

b. Período de suministro:

c. Capacidad máxima de transporte:

_____ kWh/h, de los cuales:

capacidad firme: _____ kWh/h;

capacidad interrumpible: _____ kWh/h.

d. Puntos de suministro (interconectores):

Punto de suministro de transporte	Capacidad firme de transporte	Capacidad interrumpible
-----------------------------------	-------------------------------	-------------------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

e. Referencia a la plataforma de reserva de capacidad:

f. Compensación estimada de la medida voluntaria:

precio del gas: EUR;

otros costes: EUR (especifíquense)

g. Detalles del pago:

Destinatario: _____

Datos de la cuenta bancaria: _____

4. Ofertas secundarias: basadas en medidas obligatorias («no basadas en el mercado»)

a. Volumen de gas (total):

_____ kWh, de los cuales:

gas de alto poder calorífico: _____ kWh,

gas de bajo poder calorífico: _____ kWh.

b. Período de suministro:

c. Capacidad máxima de transporte:

_____ kWh/h, de los cuales:

capacidad firme: _____ kWh/h;

capacidad interrumpible: _____ kWh/h.

d. Puntos de suministro (interconectores):

Punto de suministro de transporte	Capacidad firme de transporte	Capacidad interrumpible
--------------------------------------	-------------------------------	----------------------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

e. Referencia a la plataforma de reserva de capacidad:

f. Costes probables de las medidas obligatorias:

precio estimado del gas por kWh: _____ EUR;

costes probables de transporte: _____ EUR;

importe estimado de los pagos de compensación a los sectores de la economía del Estado miembro proveedor afectados por reducciones del suministro:

_____ EUR.

g. Detalles del pago:

Destinatario: _____

Datos de la cuenta bancaria: _____

Hecho el (fecha)..... a las (hora).....

Firma:

4. Acuse de recibo de la oferta de medidas de solidaridad (*deberá cumplimentarse en inglés*)

Instrucciones:

Deberá enviarse antes de que transcurran treinta minutos desde la recepción de la oferta de medidas de solidaridad.

A la atención de (*autoridad competente del Estado miembro proveedor*).

En nombre de (*Estado miembro solicitante*), acuso recibo de su oferta de medidas de solidaridad recibida el (fecha)...., a las..... (hora).

(*Autoridad competente de la Parte solicitante*)

Persona de contacto:

Teléfono: +

Hecho el (fecha)..... a las (hora).....

Firma:

5. Aceptación / rechazo de ofertas de medidas de solidaridad basadas en medidas voluntarias (deberá cumplimentarse en inglés)

Instrucciones:

- 1) Deberá enviarse antes de que transcurran dos horas desde la recepción de la oferta.
- 2) Si la oferta se acepta en su totalidad, la aceptación reproducirá las condiciones exactas de la oferta, tal como se hayan recibido del Estado miembro proveedor. La aceptación parcial de la oferta solo podrá referirse a los volúmenes que deban suministrarse.

Fecha Hora

1. En nombre de (*Estado miembro solicitante*), acepto/rechazo (*totalmente/parcialmente*) la oferta realizada por (*Estado miembro proveedor*) el (*fecha*) a las (*hora*) en aplicación de las medidas de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartado 1, y al artículo 13, apartado 2 (*suprímase este último si no es pertinente*).

2. Autoridad competente del Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

3. GRT responsable en el Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

4. Director de zona de mercado responsable en el Estado miembro solicitante (si procede):

Persona de contacto: _____

Teléfono + _____

5. Oferta u ofertas primarias aceptadas, basadas en medidas voluntarias (*deberán reproducirse los términos exactos de las «Ofertas primarias», tal como se hayan aceptado*):

.....

Hecho el (fecha)..... a las (hora).....

Firma:

**6. Aceptación de ofertas de medidas de solidaridad basadas en medidas obligatorias
(deberá cumplimentarse en inglés)**

Instrucciones:

- 1) Deberá enviarse antes de que transcurran tres horas desde la recepción de la oferta de medidas de solidaridad.
- 2) Si la oferta se acepta en su totalidad, la aceptación reproducirá las condiciones exactas de la oferta, tal como se hayan recibido del Estado miembro proveedor. La aceptación parcial de la oferta solo podrá referirse a los volúmenes que deban suministrarse por punto de suministro.
- 3) La aceptación de ofertas basadas en medidas obligatorias incluirá: a) una breve descripción de las ofertas basadas en medidas voluntarias recibidas de otros Estados miembros proveedores; b) si procede, los motivos por los que no se aceptaron esas ofertas (nota: los motivos no podrán estar relacionados con el precio); c) una breve descripción de las ofertas basadas en medidas obligatorias recibidas de otros Estados miembros proveedores; d) una indicación de si estas ofertas también han sido aceptadas y, en caso negativo, los motivos para rechazarlas.
- 4) La Comisión podrá organizar una llamada de coordinación con el Estado miembro solicitante y todos los Estados miembros proveedores; la organizará a petición de un Estado miembro. Esta llamada telefónica se hará antes de que transcurran treinta minutos de la recepción de la aceptación de las ofertas de medidas de solidaridad basadas en medidas obligatorias (si es a iniciativa de la Comisión) o tras la recepción de la solicitud de una llamada de coordinación por un Estado miembro.

Fecha Hora

1. En nombre de (*Estado miembro solicitante*), acepto/rechazo (*totalmente/parcialmente*) la oferta realizada por (*Estado miembro proveedor*) el (*fecha*) a las (*hora*) en aplicación de las medidas de solidaridad con arreglo al artículo 13, apartado 1, y al artículo 13, apartado 2 (*suprimase este último si no es pertinente*).

2. Autoridad competente del Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

3. GRT responsable en el Estado miembro solicitante:

Persona de contacto: _____

Teléfono: + _____

4. Director de zona de mercado responsable en el Estado miembro solicitante (si procede):

Persona de contacto: _____

Teléfono + _____

5. Oferta secundaria aceptada, basada en medidas obligatorias (*deberán reproducirse los términos exactos de la «oferta secundaria», tal como se hayan recibido del Estado miembro proveedor*).

.....

6. Información adicional sobre la aceptación de ofertas secundarias:

a) breve descripción de las ofertas basadas en medidas voluntarias recibidas de otros Estados miembros proveedores:

.....

b) ¿se han aceptado estas ofertas? En caso negativo, indíquense los motivos:

.....

c) breve descripción de las ofertas basadas en medidas obligatorias recibidas de otros Estados miembros proveedores:

.....

a) ¿se han aceptado estas ofertas? En caso negativo, indíquense los motivos:

.....
Hecho el (fecha)..... a las (hora).....

Firma

Anexo III

Reglamento derogado con la lista de sus sucesivas modificaciones

Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 211 de 14.8.2009, p. 36)	
Decisión 2010/685/UE de la Comisión (DO L 293 de 11.11.2010, p. 67)	
Decisión 2012/490/UE de la Comisión (DO L 231 de 28.8.2012, p. 16)	
Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39)	(Solo el artículo 22)
Decisión (UE) 2015/715 de la Comisión (DO L 114 de 5.5.2015, p. 9)	
Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1)	(Solo el artículo 50)

ANEXO IV

Tabla de correspondencias

Reglamento (UE) n.º 715/2009	Presente Reglamento
Artículo 1, párrafo primero (frase introductoria)	Artículo 1, párrafo primero (frase introductoria)
Artículo 1, letra a)	Artículo 1, letra a)
Artículo 1, letra b)	-
Artículo 1, letra c)	Artículo 1, letra b)
Artículo 1, párrafos segundo, tercero y cuarto	Artículo 1, párrafos segundo, tercero y cuarto
Artículo 2, apartado 1 (frase introductoria)	Artículo 2, apartado 1 (frase introductoria)
-	Artículo 2, apartado 1, punto 1
Artículo 2, apartado 1, punto 1	Artículo 2, apartado 1, punto 2
Artículo 2, apartado 1, punto 2	Artículo 2, apartado 1, punto 3
Artículo 2, apartado 1, punto 3	Artículo 2, apartado 1, punto 4
Artículo 2, apartado 1, punto 4	Artículo 2, apartado 1, punto 5
Artículo 2, apartado 1, punto 5	Artículo 2, apartado 1, punto 6
Artículo 2, apartado 1, punto 6	Artículo 2, apartado 1, punto 7
Artículo 2, apartado 1, punto 7	Artículo 2, apartado 1, punto 8
Artículo 2, apartado 1, punto 8	Artículo 2, apartado 1, punto 9

Artículo 2, apartado 1, punto 9	Artículo 2, apartado 1, punto 10
Artículo 2, apartado 1, punto 10	Artículo 2, apartado 1, punto 11
Artículo 2, apartado 1, punto 11	Artículo 2, apartado 1, punto 12
Artículo 2, apartado 1, punto 12	Artículo 2, apartado 1, punto 13
Artículo 2, apartado 1, punto 13	Artículo 2, apartado 1, punto 14
Artículo 2, apartado 1, punto 14	Artículo 2, apartado 1, punto 15
Artículo 2, apartado 1, punto 15	Artículo 2, apartado 1, punto 16
Artículo 2, apartado 1, punto 16	Artículo 2, apartado 1, punto 17
Artículo 2, apartado 1, punto 17	Artículo 2, apartado 1, punto 18
Artículo 2, apartado 1, punto 18	Artículo 2, apartado 1, punto 19
Artículo 2, apartado 1, punto 19	Artículo 2, apartado 1, punto 20
Artículo 2, apartado 1, punto 20	Artículo 2, apartado 1, punto 21
Artículo 2, apartado 1, punto 21	Artículo 2, apartado 1, punto 22
Artículo 2, apartado 1, punto 22	Artículo 2, apartado 1, punto 23
Artículo 2, apartado 1, punto 23	Artículo 2, apartado 1, punto 24
Artículo 2, apartado 1, punto 24	Artículo 2, apartado 1, punto 25
Artículo 2, apartado 1, punto 25	Artículo 2, apartado 1, punto 26
Artículo 2, apartado 1, punto 26	Artículo 2, apartado 1, punto 27
Artículo 2, apartado 1, punto 27	Artículo 2, apartado 1, punto 28

Artículo 2, apartado 1, punto 28	Artículo 2, apartado 1, punto 29
-	Artículo 2, apartado 1, punto 30
-	Artículo 2, apartado 1, punto 31
-	Artículo 2, apartado 1, punto 32
-	Artículo 2, apartado 1, punto 33
-	Artículo 2, apartado 1, punto 34
-	Artículo 2, apartado 1, punto 35
-	Artículo 2, apartado 1, punto 36
-	Artículo 2, apartado 1, punto 37
-	Artículo 2, apartado 1, punto 38
Artículo 2, apartado 2	Artículo 2, apartado 2
-	Artículo 3
-	Artículo 4
Artículo 14	Artículo 5
Artículo 14, apartado 1	Artículo 5, apartados 1 a 2
-	Artículo 5, apartado 3
Artículo 14, apartado 3	Artículo 5, apartado 4
Artículo 14, apartado 2	Artículo 5, apartado 5
-	Artículo 6

Artículo 15	Artículo 7
Artículo 7, apartados 1 a 2	Artículo 7, apartados 1 a 2
-	Artículo 7, apartado 3
Artículo 7, apartado 3	Artículo 7, apartado 4
-	Artículo 7, apartado 4, párrafo segundo
Artículo 7, apartado 4	Artículo 7, apartado 5
Artículo 7, apartado 5	Artículo 7, apartado 6
-	Artículo 8
Artículo 16	Artículo 9
Artículo 16, apartados 1 a 3	Artículo 9, apartados 1 a 3
-	Artículo 9, apartado 4
Artículo 9, apartado 4	-
Artículo 9, apartado 5	-
Artículo 17	Artículo 10
Artículo 22	Artículo 11
Artículo 21	Artículo 12
Artículo 3	Artículo 13
-	Artículo 14
Artículo 13	Artículo 15

-	Artículo 16
-	Artículo 17
-	Artículo 18
-	Artículo 19
-	Artículo 20
Artículo 4	Artículo 21
Artículo 5	Artículo 22
Artículo 5, apartados 1 a 4	Artículo 22, apartados 1 a 4
Artículo 8	Artículo 23
Artículo 8, apartado 1 a apartado 3, letra f)	Artículo 23, apartado 1 a apartado 3, letra f)
-	Artículo 23, apartado 3, letra g)
-	Artículo 23, apartado 3, párrafo segundo
Artículo 8, apartado 4	Artículo 23, apartado 4
-	Artículo 23, apartado 4, párrafo segundo
Artículo 8, apartados 5 a 6, letra l)	Artículo 23, apartados 5 a 6, letra l)
-	Artículo 23, apartado 6, letra m)
Artículo 8, apartados 7 a 11	Artículo 23, apartados 7 a 11
Artículo 8, apartado 11	Artículo 23, apartado 10
Artículo 8, apartado 12	Artículo 23, apartado 11

Artículo 9	Artículo 24
Artículo 24	Artículo 25
Artículo 10	Artículo 26
Artículo 11	Artículo 27
Artículo 12	Artículo 28
Artículo 29	Artículo 29
-	Artículo 29, letra a)
Artículo 29, letras b) y c)	Artículo 29, letras b) y c)
Artículo 18	Artículo 30
Artículo 18, apartados 1 a 6	Artículo 30, apartados 1 a 6
-	Artículo 30, apartado 7
Artículo 19	Artículo 31
Artículo 19, apartado 1	Artículo 31, apartado 1
-	Artículo 31, apartado 2
Artículo 19, apartado 2	Artículo 31, apartado 3
Artículo 19, apartado 3	Artículo 31, apartado 4
Artículo 19, apartado 4	Artículo 31, apartado 5
Artículo 19, apartado 5	Artículo 31, apartado 6
-	Artículo 31, apartado 6, párrafo segundo

Artículo 20	Artículo 32
-	Artículo 33
-	Artículo 34
-	Artículo 35
-	Artículo 36
-	Artículo 37
-	Artículo 38
-	Artículo 39
-	Artículo 40
-	Artículo 41
-	Artículo 42
-	Artículo 43
-	Artículo 44
-	Artículo 45
-	Artículo 46
-	Artículo 47
-	Artículo 48
-	Artículo 49
-	Artículo 50

-	Artículo 51
	Artículo 52
Artículo 6	Artículo 53
	Artículo 53, apartados 1 a 15
Artículo 6, apartados 1 a 12	-
-	Artículo 54
	Artículo 55
Artículo 7	Artículo 55, apartados 1 a 3
Artículo 7, apartados 1 a 4	-
Artículo 23	Artículo 56
Artículo 23, apartado 1	-
-	Artículo 56, apartados 1 a 5
Artículo 23, apartados 6 y 7	-
Artículo 25	-
Artículo 23	Artículo 57
Artículo 58, apartados 1 y 2	Artículo 58, apartados 1 y 2
	Artículo 58, apartados 3 a 7
Artículo 27	Artículo 59
-	Artículo 59, apartados 1 a 3

Artículo 27, apartados 1 y 2	-
-	Artículo 60
Artículo 28	Artículo 61
Artículo 28, apartado 1	Artículo 61, apartado 1
-	Artículo 61, apartados 2 y 3
Artículo 28, apartado 2	-
Artículo 30	Artículo 62
Artículo 30, letra a)	-
Artículo 30, letra b)	-
Artículo 30, letra c)	-
Artículo 30, párrafo segundo	-
-	Artículo 63
-	Artículo 64
-	Artículo 65
-	Artículo 66
-	Artículo 67
Artículo 31	Artículo 68
Artículo 32	Artículo 69
Anexo I	Anexo I

-	Anexo II
-	Anexo III
Anexo III	Anexo IV

Justificación

Las enmiendas a partes de la propuesta que permanecen inalteradas («partes blancas») son necesarias por razones imperiosas relacionadas con la coherencia interna del texto o porque las enmiendas están inextricablemente vinculadas a otras enmiendas admisibles.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

El acceso a las fuentes de energía y los modos en que se convierten estas determinarán el desarrollo económico, social y como civilización en nuestro planeta. Los combustibles fósiles han sido y siguen siendo la principal fuente de energía, y un enorme incremento en su utilización ha dado lugar a una degradación medioambiental directa, pero también a un calentamiento global radical y a los riesgos dramáticos asociados al mismo, confirmados en París en 2015 por 196 países en la Cumbre del Clima de las Naciones Unidas.

Por tanto, ha llegado la hora de emprender con rapidez la supresión gradual de los combustibles fósiles, así como una transición a la energía renovable e hipocarbónica. Desde el punto de vista de los consumidores (individuales, industriales, colectivos), el vector energético más seguro desde el punto de vista del medio ambiente y del clima es la electricidad. Sin embargo, no todos los procesos industriales, el transporte o los medios de comunicación pueden electrificarse. En este sentido, es necesario incluir otra fuente segura desde el punto de vista del medio ambiente y del clima: el hidrógeno, cuyo único residuo después de su utilización es el agua; el hidrógeno constituye asimismo la mejor manera para almacenar electricidad a gran escala en el futuro.

La era del hidrógeno se acerca, como se ha venido prediciendo durante décadas; sin embargo, solo ahora, también gracias a la inversión de la Unión Europea en la investigación avanzada sobre la producción, el transporte y el uso del hidrógeno, dicha era se convierte en una realidad. Como parte del Pacto Verde Europeo, contamos ya con nuestra estrategia sobre el hidrógeno. El presente Reglamento, junto con la Directiva de título similar, constituyen el primer paquete legislativo con el que se pretende allanar el camino a la creación de la red troncal de hidrógeno y al uso generalizado de este como vector energético. El Parlamento Europeo procurará velar por que el paquete legislativo sobre el hidrógeno y los gases descarbonizados sea conforme con la legislación sobre el clima, así como con el paquete de medidas «Objetivo 55», y por que cumpla las condiciones de una legislación europea estable.

Después de varias reuniones con la industria, las pymes, representantes del ámbito académico, sindicatos, y organizaciones locales y de la sociedad civil, el ponente puede concluir que la propuesta de Reglamento de la Comisión ha sido bien recibida por las distintas partes interesadas. Las observaciones que siguen, así como las enmiendas del ponente, se derivan en particular de estas reuniones.

Se hizo hincapié en la importancia de unas definiciones precisas, y del cumplimiento de las mismas sin excepciones. El mezclado de hidrógeno y gas natural se consideró sumamente desfavorable, aunque aceptable en casos excepcionales. Al calcular los costes y las emisiones de los combustibles, se recomienda encarecidamente tener en cuenta toda la cadena de producción, suministro, transporte, eliminación, etc.

Las enormes necesidades de inversión requieren incentivos para los productores y los consumidores de hidrógeno, incluidos descuentos tarifarios reales y otros incentivos económicos, el acceso a la investigación y la innovación tecnológica, y la creación de un mercado interior europeo del hidrógeno, además de la cooperación con socios fiables de terceros países.

En el seno de la Unión, la cooperación entre autoridades políticas, la industria, las pymes, la ciencia, las ONG y la sociedad civil es esencial. Por este motivo, las actividades de instituciones como la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio e Hydrogen Europe son tan importantes. Debe procurarse un apoyo público amplio al Pacto Verde Europeo y, en particular, a la producción, el transporte y el consumo de hidrógeno. Los Estados miembros deben adoptar estrategias respecto al hidrógeno a escala nacional. Las instituciones europeas procurarán obtener la financiación para las inversiones relacionadas con el hidrógeno de los programas y los fondos de la Unión.

Las enmiendas también tienen en cuenta las soluciones adoptadas en el Plan RePowerEU de la Comisión Europea, que constituye una respuesta al ataque violento y criminal contra Ucrania, y a la necesidad de la Unión de alejarse con rapidez de las importaciones de combustibles fósiles procedentes de Rusia. Se ha propuesto una vía efectiva y plenamente transparente hacia las inversiones en infraestructuras relacionadas con la seguridad del suministro energético a la Unión; las inversiones deben corresponder a soluciones preparadas para el futuro y proporcionar protección frente a la generación de activos obsoletos. También se han propuesto soluciones para promover el biometano, con el objetivo de producir e introducir en la red de gas natural al menos 35 km³ de biometano de aquí al 31 de diciembre de 2030. Se ha definido el límite a las importaciones de gas por parte de un Estado miembro procedentes de un tercer país, y la necesidad de revisar periódicamente la excepción que atañe a los gasoductos de terceros países (en ambos casos, de países no pertenecientes al Espacio Económico Europeo). Se han reforzado las normas relacionadas con la posibilidad de efectuar compras conjuntas de gas de la UE a terceros países (como reclamó el Parlamento Europeo hace ya 12 años). Las disposiciones sobre la apertura del mercado común de la energía a los países de la Comunidad de la Energía, y en particular a Ucrania, se siguen promoviendo. Las enmiendas al Reglamento también han introducido las soluciones adoptadas recientemente con arreglo al Reglamento sobre el almacenamiento del gas.

Únicamente se formularon serias reservas respecto al proyecto de Reglamento presentado por la Comisión Europea en lo que atañe a la propuesta relativa a la gestión del mercado del hidrógeno recién creado y la infraestructura asociada por parte de la nueva institución: la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH). Tras numerosos y prolongados debates, el ponente ha propuesto una solución que evita la creación de otra institución del mercado de la energía en la Unión, dado que esta parte del mercado se encuentra aún en su etapa inicial de desarrollo; al mismo tiempo, el ponente valora positivamente el papel de una articulación clara, y pública además, de las necesidades, los riesgos y las esperanzas de los participantes en el mercado del hidrógeno mediante el establecimiento de una estructura específica dedicada al hidrógeno en el marco de la REGRT de Gas. Una razón importante que subyace a tal propuesta es asimismo la necesidad de reconvertir las infraestructuras del gas natural en infraestructuras del hidrógeno, y de reducir al mínimo los activos obsoletos. La próxima década demostrará si se requiere o no una estructura específica (REGRH).

El ponente valora asimismo favorablemente el papel de la REGRT de la Electricidad en la creación y el fomento del mercado del hidrógeno, en particular, la producción de hidrógeno renovable a partir de energías renovables, ya que la solución futura en la Unión consiste en el mercado de solo dos vectores energéticos principales: la electricidad y el hidrógeno, con una pequeña proporción de biogas/biometano y biomasa. El hidrógeno se producirá mediante electrolisis y, además de su utilización directa en la industria y el transporte, también se empleará para almacenar electricidad.

ANEXO: LISTA DE LAS ORGANIZACIONES O PERSONAS QUE HAN COLABORADO CON LA PONENTE

La lista siguiente se elabora con carácter totalmente voluntario y bajo la exclusiva responsabilidad del ponente. Las siguientes organizaciones o personas han colaborado con el ponente durante la preparación del informe, hasta su aprobación en comisión:

Organización o persona
Agencia de la Unión Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía (<i>ACER</i>)
Council of European Energy Regulators (CEER)
Comunidad de la Energía
Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT-E)
Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT-G)
Hydrogen Europe
Organización Europea de Consumidores (BEUC)
Clean Air Task Force
Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (<i>IOGP</i>)
European Biogas Association
Eurogas
Red de Acción por el Clima Europa - CAN Europe
AGORA Energiewende
Emerson Automation Solutions
European Steel Association (EUROFER)
Bellona Foundation
European Committee of Manufacturers of Domestic Heating and Cooking Appliances CEFACD - (CEFACD -)
PGNiG S.A.
SolarPower Europe
Consejo Europeo de la Industria Química (CEFIC)
SSAB
Gas Distributors for Sustainability (GD4S)
France Hydrogen
Energinet
Eurelectric
ENGIE
Iberdrola
Gaz-System S.A.
Confederation of Norwegian Enterprise (NHO)
Gas Naturally
Euroheat & Power
Asociación Europea de Gases Industriales (EIGA)
Polenergia S.A.

2.2.2023

CARTA DE LA COMISIÓN DE ASUNTOS JURÍDICOS

Sr. D. Cristian-Silviu Buşoi
Presidente
Comisión de Industria, Investigación y Energía
BRUSELAS

Asunto: Opinión sobre la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores de gases renovables y naturales e hidrógeno (refundición) (COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))

Señor presidente:

La Comisión de Asuntos Jurídicos ha examinado la propuesta de referencia, de conformidad con el artículo 110 del Reglamento interno del Parlamento Europeo, relativo a la refundición.

El apartado 3 de dicho artículo reza como sigue:

«Si la comisión competente para asuntos jurídicos considera que la propuesta no incluye más modificaciones de fondo que las identificadas como tales en ella, informará de ello a la comisión competente para el fondo.

En tal caso, además de en las condiciones establecidas por los artículos 180 y 181, la comisión competente para el fondo solo admitirá enmiendas a las partes de la propuesta que incluyan modificaciones.

No obstante, el presidente de la comisión competente para el fondo podrá admitir, a título excepcional y caso por caso, enmiendas a las partes de la propuesta que se mantienen inalteradas cuando considere que lo exigen razones imperiosas de coherencia interna del texto o de vinculación inextricable de esas enmiendas con otras admisibles. Tal motivación deberá figurar en una justificación escrita de las enmiendas».

De acuerdo con el dictamen adjunto del grupo consultivo de los Servicios Jurídicos del Parlamento Europeo, del Consejo y de la Comisión, que ha examinado la propuesta de refundición, y siguiendo las recomendaciones del ponente, la Comisión de Asuntos Jurídicos considera que la propuesta de referencia no incluye más modificaciones de fondo que las identificadas como tales en ella, y que, en lo que se refiere a la codificación de las disposiciones inalteradas de los actos anteriores con dichas modificaciones de fondo, la propuesta se limita a una codificación pura y simple del texto existente, sin modificaciones sustanciales.

En conclusión, en su reunión extraordinaria del 31 de enero de 2023, la Comisión de Asuntos Jurídicos decidió, por unanimidad¹, recomendar a la Comisión de Transportes y Turismo

¹ Estuvieron presentes en la votación final: Adrián Vázquez Lázara (presidente), Sergey Lagodinsky

(ITRE), competente para el fondo, que proceda al examen de la propuesta arriba mencionada de conformidad con el artículo 110.

Le saluda muy atentamente,

Adrián Vázquez Lázara

(vicepresidente), Marion Walsmann (vicepresidenta), Lara Wolters (vicepresidenta), Raffaele Stancanelli (vicepresidente), Pascal Arimont, Manon Aubry, Alessandra Basso, Brando Benifei, Jérémy Decerle (suplente de Pierre Karleskind, de con el artículo 209, apartado 7, del Reglamento interno), Angel Dzhambazki, Ibán García Del Blanco, Frances Fitzgerald (suplente de Esteban González Pons, de conformidad con el artículo 209, apartado 7, del Reglamento interno), Virginie Joron, Andrzej Halicki, Heidi Hautala, Gilles Lebreton, Karen Melchior, Sabrina Pignedoli, Jiří Pospíšil, Franco Roberti, Axel Voss, Tiemo Wölken.



GRUPO CONSULTIVO
DE LOS SERVICIOS JURÍDICOS

Bruselas, 6 de diciembre de 2022

OPINIÓN

A LA ATENCIÓN DEL PARLAMENTO EUROPEO DEL CONSEJO DE LA COMISIÓN

Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno COM(2021)0804 de 15.12.2021 – 2021/0424(COD)

Visto el Acuerdo Interinstitucional, de 28 de noviembre de 2001, para un recurso más estructurado a la técnica de la refundición de los actos jurídicos, y especialmente su punto 9, el grupo consultivo compuesto por los Servicios Jurídicos del Parlamento Europeo, del Consejo y de la Comisión celebró, los días 7 y 30 de septiembre de 2022, sendas reuniones para examinar la propuesta de referencia, presentada por la Comisión.

En dichas reuniones², como consecuencia del examen de la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se procede a la refundición del 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, el grupo consultivo concluyó, de común acuerdo, lo siguiente:

1. Los siguientes elementos deberían haberse marcado con el sombreado gris que generalmente se utiliza para señalar las modificaciones de fondo:
 - en el título del acto, la sustitución de las palabras «sobre las condiciones de acceso a» por las palabras «relativo a los mercados interiores del» y la adición de las palabras «y los gases renovables» y «y del hidrógeno»;
 - en el considerando 15, la supresión de la palabra «transporte»;
 - en el considerando 16, la sustitución de las últimas palabras «del gas» por «de los gases»;
 - la totalidad del texto del apartado 5 del artículo 5;
 - en el artículo 9, apartado 3, párrafo segundo, la sustitución de la referencia al «párrafo primero, letra b)» por una referencia al «párrafo primero, letra a)»;
 - en el artículo 10, apartado 1, la palabra «o» que precede a las palabras «las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno»;
 - en el artículo 22, apartado 1, la sustitución de las palabras «todos los gestores de redes de transporte de gas» por las palabras «la REGRT»;
 - en el artículo 22, apartado 2, la sustitución de la palabra «dos» por la palabra «cuatro»;

² El grupo consultivo trabajó partiendo de la versión inglesa de la propuesta, que es la versión original del documento objeto de examen.

- en el artículo 23, apartado 8, la adición de las palabras «o con el artículo 56»;
- en el artículo 25, párrafo primero, la sustitución de la referencia a «el artículo 23» por una referencia a «los artículos 52 a 56»;
- en el artículo 27, la sustitución de la referencia a «los artículos 4 a 12» por una referencia a «los artículos 21 a 23»;
- en el artículo 29, párrafo segundo, letra b), la sustitución de la referencia a «los artículos 14 y 22» por una referencia a «los artículos 56 y 52»;
- en el artículo 56, apartado 3, letra a), la sustitución de la referencia a «los artículos 14 y 15» por una referencia a «los artículos 5 a 7»;
- en el artículo 56, apartado 3, letra d), la sustitución de la referencia a «el artículo 13» por una referencia a «los artículos 15 y 16»;
- en el artículo 58, apartado 1, la supresión de las palabras finales «del artículo 23»;
- en el anexo I, la supresión del punto 1.9 del anexo I del Reglamento (CE) n.º 715/2009;
- en el punto 2.2.2.1 del anexo I, la sustitución de la referencia a «el artículo 16» por una referencia a «el artículo 5»;

2. Los siguientes elementos deberían haberse marcado con señales formales de adaptación:

- en el título del acto, la sustitución de las palabras «las redes de transporte de gas natural» por las palabras «gas natural» y la supresión de las palabras «y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005»;

en la versión inglesa, en el artículo 9, apartado 3, párrafo segundo, la sustitución de las palabras «In regard to» por las palabras «As regards» (esta modificación no afecta a la versión española).

En consecuencia, el examen de la propuesta ha permitido al grupo consultivo determinar de común acuerdo que la propuesta no contiene ninguna modificación de fondo aparte de las señaladas como tales. El grupo consultivo ha constatado asimismo que, en lo que se refiere a la codificación de las disposiciones inalteradas del acto anterior junto con dichas modificaciones, la propuesta se limita a una codificación pura y simple de los textos existentes, sin ninguna modificación sustancial de estos.

F. DREXLER
Jurisconsulto

J. B. LAIGNELOT
Director general en funciones

D. CALLEJA CRESPO
Director general

ANEXO: DICTAMEN DEL GRUPO CONSULTIVO DE LOS SERVICIOS JURÍDICOS DEL PARLAMENTO EUROPEO, DEL CONSEJO Y DE LA COMISIÓN



GRUPO CONSULTIVO
DE LOS SERVICIOS JURÍDICOS

Bruselas, 16 de junio de 2022

DICTAMEN

A LA ATENCIÓN DEL PARLAMENTO EUROPEO EL CONSEJO LA COMISIÓN

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) COM(2021)0804 de 16.6.2022 – 2021/0424(COD)

Visto el Acuerdo Interinstitucional, de 28 de noviembre de 2001, para un recurso más estructurado a la técnica de la refundición de los actos jurídicos, y especialmente su punto 9, el grupo consultivo compuesto por los Servicios Jurídicos del Parlamento Europeo, del Consejo y de la Comisión celebró, los días 7 y 30 de septiembre de 2022, sendas reuniones para examinar la propuesta de referencia, presentada por la Comisión.

En dichas reuniones³, como consecuencia del examen de la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se procede a la refundición del 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, el grupo consultivo concluyó, de común acuerdo, lo siguiente:

1. Los siguientes elementos deberían haberse marcado con el sombreado gris que generalmente se utiliza para señalar las modificaciones de fondo:
 - en el título del acto, la sustitución de las palabras «*sobre las condiciones de acceso a*» por las palabras «*relativo a los mercados interiores del*» y la adición de las palabras «*y los gases renovables*» y «*y del hidrógeno*»;
 - en el considerando 15, la supresión de la palabra «*transporte*»;
 - en el considerando 16, la sustitución de las últimas palabras «*del gas*» por «*de los gases*»;
 - la totalidad del texto del apartado 5 del artículo 5;
 - en el artículo 9, apartado 3, párrafo segundo, la sustitución de la referencia al «*párrafo primero, letra b*)» por una referencia al «*párrafo primero, letra a*)»;
 - en el artículo 10, apartado 1, la palabra «*o*» que precede a las palabras «*las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno*»;
 - en el artículo 22, apartado 1, la sustitución de las palabras «*todos los gestores de redes de transporte de gas*» por las palabras «*la REGRT*»;

³ El grupo consultivo trabajó partiendo de la versión inglesa de la propuesta, que es la versión original del documento objeto de examen.

- en el artículo 22, apartado 2, la sustitución de la palabra «dos» por la palabra «cuatro»;
- en el artículo 23, apartado 8, la adición de las palabras «o con el artículo 56»;
- en el artículo 25, párrafo primero, la sustitución de la referencia a «el artículo 23» por una referencia a «los artículos 52 a 56»;
- en el artículo 27, la sustitución de la referencia a «los artículos 4 a 12» por una referencia a «los artículos 21 a 23»;
- en el artículo 29, párrafo segundo, letra b), la sustitución de la referencia a «los artículos 14 y 22» por una referencia a «los artículos 56 y 52»;
- en el artículo 56, apartado 3, letra a), la sustitución de la referencia a «los artículos 14 y 15» por una referencia a «los artículos 5 a 7»;
- en el artículo 56, apartado 3, letra d), la sustitución de la referencia a «el artículo 13» por una referencia a «los artículos 15 y 16»;
- en el artículo 58, apartado 1, la supresión de las palabras finales «del artículo 23»;
- en el anexo I, la supresión del punto 1.9 del anexo I del Reglamento (CE) n.º 715/2009;
- en el punto 2.2.2.1 del anexo I, la sustitución de la referencia a «el artículo 16» por una referencia a «el artículo 5»;

2. Los siguientes elementos deberían haberse marcado con señales formales de adaptación:

- en el título del acto, la sustitución de las palabras «*las redes de transporte de gas natural*» por las palabras «*gas natural*» y la supresión de las palabras «*y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005*»

en la versión inglesa, en el artículo 9, apartado 3, párrafo segundo, la sustitución de las palabras «*In regard to*» por las palabras «*As regards*» (esta modificación no afecta a la versión española).

En consecuencia, el examen de la propuesta ha permitido al grupo consultivo determinar de común acuerdo que la propuesta no contiene ninguna modificación de fondo aparte de las señaladas como tales. El grupo consultivo ha constatado asimismo que, en lo que se refiere a la codificación de las disposiciones inalteradas del acto anterior junto con dichas modificaciones, la propuesta se limita a una codificación pura y simple de los textos existentes, sin ninguna modificación sustancial de estos.

F. DREXLER
Jurisconsulto

J.B. LAIGNELOT
Director general en funciones

D. CALLEJA CRESPO
Director general

3.6.2022

CARTA DE LA COMISIÓN DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL

Sr. D. Cristian-Silviu Buşoi
Presidente
Comisión de Industria, Investigación y Energía
ASP 11E102
BRUSELAS

Asunto: Opinión sobre las propuestas de la Comisión de un Reglamento y una Directiva sobre los mercados del gas y el hidrógeno

Señor presidente:

En la reunión del 2 de febrero de 2022, los coordinadores de la Comisión AGRI decidieron remitir su opinión en forma de carta a la Comisión ITRE, competente para el fondo, sobre las dos propuestas de la Comisión siguientes:

- propuesta de Reglamento relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (COM/2021/804 - 2021/0424(COD));
- propuesta de Directiva relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (COM/2021/803 - 2021/0425(COD)).

En general, la Comisión AGRI tiene una opinión positiva sobre ambas propuestas de la Comisión (el denominado «paquete de medidas sobre el gas») como marco muy necesario y eficiente para facilitar el acceso de las energías renovables, incluido el biogás sostenible y el biometano, a las redes de distribución y transporte. Esto es tanto más importante habida cuenta de la crisis provocada por la invasión rusa de Ucrania. De hecho, los argumentos en favor de una rápida transición hacia una energía limpia nunca han sido tan contundentes y claros.

También es importante señalar que los gases renovables, de bajas emisiones de carbono y los biogases son necesarios para que la Unión alcance los objetivos climáticos establecidos en «Objetivo 55» y para descarbonizar los sectores en los que es más difícil reducir las emisiones. El paquete de medidas sobre el gas examinado amplía también los derechos de los consumidores y los usuarios finales y la participación en el mercado interior. Además, la Comisión AGRI considera especialmente importante alentar y apoyar a los agricultores que ya están produciendo biogás y biometano sostenibles o que tienen previsto iniciar la producción tanto dentro como fuera de la red.

La Comisión AGRI subraya la necesidad de sinergias con otros actos legislativos. En particular, debe garantizarse la coherencia entre el paquete de medidas sobre el gas y la Directiva RED II (Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y su revisión como RED III). Además, la Comisión AGRI pide a la Comisión ITRE, competente para el fondo, que tenga en cuenta las siguientes cuestiones:

- Seguridad del abastecimiento:

Teniendo en cuenta la actual crisis energética a la que se enfrenta la Unión, las propuestas de la Comisión que se están examinando deben revisarse, según sea necesario, a la luz de los acontecimientos recientes. En su Comunicación «REPowerEU», de 8 de marzo de 2022 (COM (2022)108), la Comisión propone impulsar la producción de biometano hasta los 35 000 000 000 de metros cúbicos de aquí a 2030, lo que equivale al 10 % de la producción actual de gas natural. Esta cantidad es más del doble de la indicada en el paquete de medidas «Objetivo 55», mientras que el objetivo de biometano representa más del 20 % de las actuales importaciones de gas de la Unión procedentes de Rusia. La consecución de este objetivo requerirá una estrecha colaboración entre la Comisión, los Estados miembros y toda la cadena de valor del biometano. La Directiva y el Reglamento propuestos deben tener presente este objetivo. Junto con las partes interesadas, la Comisión debe evaluar si se precisan nuevas medidas reglamentarias específicas para alcanzar el objetivo. Por consiguiente, la Comisión AGRI pide a la Comisión que elabore un plan de acción para aprovechar mejor el potencial de los recursos de biomasa residuales o secundarios, procedentes de la agricultura y la silvicultura y que no tienen un uso alternativo como alimentos o piensos, para la producción y distribución de biogás y biometano;

- Vincular la producción de biogás y biometano a la agricultura:
 - ✓ Con el fin de impulsar la producción agrícola de biogás y biometano, la Comisión debe destacar más claramente el papel que puede desempeñar en la consecución de los objetivos climáticos establecidos. Además, debe garantizar que, cuando sea posible, todos los medios legislativos (RED II, paquete de medidas sobre el gas, PAC, Directiva sobre el comercio de derechos de emisión, normas sobre ayudas estatales, etc.) apoyen el aumento de la producción de biogás y biometano sostenibles en el segmento agrícola y reconozcan los múltiples beneficios que puede aportar;
 - ✓ La producción de biogás y biometano puede diversificar la renta de los agricultores, generar flujos de ingresos complementarios y ofrecer oportunidades de desarrollo e inversión en las zonas rurales;
 - ✓ Los residuos agrícolas no reciclables (es decir, estiércol) y los flujos de residuos sin uso alternativo como alimentos o piensos pueden utilizarse en digestores anaeróbicos para producir biogás y biometano. Dichas materias primas, utilizadas para la producción de biogás, pueden contribuir eficazmente a reducir las emisiones de metano de los procesos de descomposición anaeróbica en la naturaleza;
 - ✓ El biogás renovable y el biometano producidos de manera sostenible contribuirán a reducir las emisiones (en el transporte, la calefacción, la producción de energía, la industria) y la dependencia de la Unión de los combustibles fósiles;
 - ✓ La producción de biogás y biometano puede proporcionar un reciclado eficiente de nutrientes. Los nutrientes recuperados de este digestato vegetal pueden transformarse en fertilizantes orgánicos en la agricultura o para uso industrial, y reducir así la dependencia de los fertilizantes fósiles. Este potencial también debe tenerse en cuenta en los planes estratégicos de la PAC.

Además, la Comisión AGRI desea formular las siguientes recomendaciones en relación con el paquete de medidas sobre el gas propuesto:

- Es necesaria una definición clara de la producción de biogás y biometano independiente de la del gas natural.

La definición actual de gas natural incluye tanto el biogás como el biometano. Esto es problemático, ya que el gas natural, por un lado, y el biogás y el biometano, por otro, se producen de manera diferente y el Reglamento y la Directiva propuestos deben reflejarlo;

- Derecho a inyectar y compartir los costes:

Es preciso garantizar que los agricultores no tengan que soportar todos los costes de entrada en el mercado del gas y en la red. Por consiguiente, el paquete de medidas sobre el gas debe velar por que los productores de biogás y biometano puedan inyectar de forma fácil y sencilla su producción en la red de gas. Esto puede hacerse garantizándoles el «derecho a inyectar», sujeto a las pruebas y análisis de calidad y seguridad necesarios, así como asegurando el reparto de costes entre los productores y los operadores de red. La mayoría de los productores de biogás y biometano son de pequeña escala, por lo que asumir todos los costes supondría un obstáculo importante para ellos;

- Apoyar también la producción de biogás fuera de la red:

Gran parte de la producción de biogás y biometano está fuera de red, principalmente en tierras de regiones agrícolas. Por lo tanto, aunque el paquete de medidas sobre el gas se centre en regular la producción en la red, es importante tener en cuenta y garantizar que la producción de biogás y biometano fuera de la red reciba el mismo tratamiento que el biogás y el biometano inyectados en la red de transporte de gas. Por ejemplo, los procedimientos de autorización simplificados que propone la Directiva también deberían ser aplicables a los centros de producción fuera de la red. Deben investigarse e integrarse sistemas de recogida innovadores;

- El objetivo de reducción de la intensidad de GEI del suministro de gas de aquí a 2030 a escala de la Unión puede dar un impulso adicional a los gases renovables.

Un objetivo de reducción de la intensidad de GEI en el suministro de gas aumentaría inevitablemente la demanda de biogás y biometano, ya que es una de las formas más eficientes de reducir el uso de gas fósil. Este objetivo sería una señal clara para estimular la producción de gas renovable e hipocarbónico y contribuiría significativamente a la previsibilidad y la confianza entre la cadena de valor del gas y los inversores;

- Pide a la Comisión que elabore un mapa regional del potencial de producción sostenible de biogás y biometano:

Dicho mapa permitirá optimizar la producción y puede servir de base para el desarrollo de proyectos y la evaluación de las necesidades de refuerzo de la red. El mapa debe incluir a las autoridades regionales, las agencias públicas de energía, las asociaciones nacionales de biogás y los operadores de redes. Además, habida cuenta de las circunstancias actuales, sería importante que la Unión defina todos los medios para responder a la necesidad de sustituir las importaciones de energía procedentes de Rusia.

Como presidente de la Comisión AGRI, quisiera pedir a la Comisión ITRE que tenga debidamente en cuenta esta opinión en sus informes sobre la propuesta de Reglamento y Directiva de medidas sobre el gas.

Le saluda muy atentamente

Norbert Lins

PROCEDIMIENTO DE LA COMISIÓN COMPETENTE PARA EL FONDO

Título	Mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida)			
Referencias	COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD)			
Fecha de la presentación al PE	15.12.2021			
Comisión competente para el fondo Fecha del anuncio en el Pleno	ITRE 17.2.2022			
Comisiones competentes para emitir opinión Fecha del anuncio en el Pleno	BUDG 17.2.2022	ECON 17.2.2022	ENVI 17.2.2022	IMCO 17.2.2022
	AGRI 17.2.2022			
Opiniones no emitidas Fecha de la decisión	BUDG 13.1.2022	ECON 25.1.2022	ENVI 26.1.2022	IMCO 25.1.2022
Ponentes Fecha de designación	Jerzy Buzek 16.2.2022			
Examen en comisión	13.7.2022			
Fecha de aprobación	9.2.2023			
Resultado de la votación final	+: -: 0:	54 17 1		
Miembros presentes en la votación final	Nicola Beer, François-Xavier Bellamy, Hildegard Bentele, Tom Berendsen, Michael Bloss, Paolo Borchia, Marc Botenga, Markus Buchheit, Cristian-Silviu Buşoi, Jerzy Buzek, Maria da Graça Carvalho, Ignazio Corrao, Beatrice Covassi, Ciarán Cuffe, Josianne Cutajar, Nicola Danti, Marie Dauchy, Pilar del Castillo Vera, Christian Ehler, Valter Flego, Lina Gálvez Muñoz, Jens Geier, Nicolás González Casares, Bart Groothuis, Christophe Grudler, András Gyürk, Henrike Hahn, Robert Hajšel, Ivo Hristov, Ivars Ijabs, Romana Jerković, Seán Kelly, Izabela-Helena Kloc, Łukasz Kohut, Miapetra Kumpula-Natri, Eva Maydell, Iskra Mihaylova, Johan Nissinen, Mauri Pekkarinen, Mikuláš Peksa, Tsvetelina Penkova, Morten Petersen, Markus Pieper, Clara Ponsatí Obiols, Robert Roos, Sara Skytvedal, Maria Spyraki, Beata Szydło, Grzegorz Tobiszowski, Patrizia Toia, Henna Virkkunen, Pernille Weiss, Carlos Zorrinho			
Suplentes presentes en la votación final	Damian Boeselager, Jakop G. Dalunde, Margarita de la Pisa Carrión, Matthias Ecke, Cornelia Ernst, Klemen Grošelj, Elena Kountoura, Dace Melbārde, Alin Mituța, Jutta Paulus, Massimiliano Salini			
Suplentes (art. 209, apdo. 7) presentes en la votación final	Marco Campomenosi, Rosanna Conte, Jarosław Duda, France Jamet, Aušra Maldeikienė, Tilly Metz, Alessandro Panza, Rovana Plumb			
Fecha de presentación	16.2.2023			

VOTACIÓN FINAL NOMINAL EN LA COMISIÓN COMPETENTE PARA EL FONDO

54	+
ECR	Izabela-Helena Kloc, Margarita de la Pisa Carrión, Beata Szydło, Grzegorz Tobiszowski
ID	Paolo Borchia, Marco Campomenosi, Rosanna Conte, Marie Dauchy, France Jamet, Alessandro Panza
PPE	Hildegard Bentele, Tom Berendsen, Cristian-Silviu Buşoi, Jerzy Buzek, Maria da Graça Carvalho, Pilar del Castillo Vera, Jarosław Duda, Christian Ehler, Seán Kelly, Aušra Maldeikienė, Eva Maydell, Dace Melbārde, Markus Pieper, Massimiliano Salini, Sara Skyttedal, Maria Spyraiki, Henna Virkkunen, Pernille Weiss
Renew	Nicola Beer, Nicola Danti, Valter Flego, Bart Groothuis, Klemen Grošelj, Christophe Grudler, Ivars Ijabs, Iskra Mihaylova, Alin Mituța, Mauri Pekkarinen, Morten Petersen
S&D	Beatrice Covassi, Josianne Cutajar, Matthias Ecke, Lina Gálvez Muñoz, Jens Geier, Nicolás González Casares, Robert Hajšel, Ivo Hristov, Romana Jerković, Łukasz Kohut, Miapetra Kumpula-Natri, Tsvetelina Penkova, Rovana Plumb, Patrizia Toia, Carlos Zorrinho

17	-
ECR	Johan Nissinen, Robert Roos
ID	Markus Buchheit
NI	András Gyürk, Clara Ponsatí Obiols
The Left	Marc Botenga, Cornelia Ernst, Elena Kountoura
Verts/ALE	Michael Bloss, Damian Boeselager, Ignazio Corrao, Ciarán Cuffe, Jakob G. Dalunde, Henrike Hahn, Tilly Metz, Jutta Paulus, Mikuláš Peksa

1	0
PPE	François-Xavier Bellamy

Explicación de los signos utilizados

+ : a favor

- : en contra

0 : abstenciones